



КРАТКАЯ ВЕРСИЯ ОТЧЕТА

№ 311/10-05 (TGC-6)-01

ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ОАО «Владимирская генерирующая компания»

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



**Заказчик: ОАО «Альфа -банк»
Исполнитель: ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»**

**ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»
125009, ул. Б. Никитская, д. 22/2, оф. 20
г. 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, ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» произвело оценку рыночной стоимости пакета акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» в количестве 29 165 220 штук обыкновенных именных акций, составляющих 100% уставного капитала ОАО «Владимирская Генерирующая Компания».

Оценка произведена по состоянию на 1 апреля 2005 г. Результаты настоящей оценки будут использованы для обеспечения справедливых рыночных условий обмена акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» на дополнительные акции ОАО «ТГК-6», размещаемые посредством подписки, и справедливых рыночных условий конвертации акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» в акции ОАО «ТГК-6» при присоединении.

Проведенный анализ позволяет сделать следующий вывод:

Рыночная стоимость оцениваемых 100% акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» по состоянию на 01 апреля 2005 года составляет:

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

От 2 047 879 000 до 2 339 255 000 руб.

(От двух миллиардов сорока семи миллионов восьмисот семидесяти девяти тысяч рублей до двух миллиардов трёхсот тридцати девяти миллионов двухсот пятидесяти пяти тысяч рублей)

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Владимирская генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки составляет:

От 70,22 до 80,21 руб.

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,

Генеральный директор
ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания»
М.П.

М. Долматов



СОДЕРЖАНИЕ

1.	ОБЗОР МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ, ОТРАСЛЕВОЙ И РЕГИОНАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ.....	4
1.1.	Краткий обзор экономической ситуации в Российской Федерации.....	4
1.2.	Обзор отрасли электроэнергетики	7
2.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ	9
2.1.	Общие сведения о компании	9
2.2.	Структура акционерного капитала Общества	10
2.3.	Основная деятельность Общества	10
	Кадровая политика	13
3.	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ.....	14
4.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ	14
4.1.	Прогноз макроэкономических показателей.....	14
4.2.	Основные допущения при построении денежных потоков.....	16
4.3.	Выбор длительности прогнозного периода	16
4.4.	Анализ и прогнозирование доходов	16
4.5.	Анализ и прогнозирование расходов.....	18
4.5.1.	Расходы на топливо	18
4.5.2.	Расходы на персонал.....	19
4.5.3.	Расходы на ремонт	19
4.5.4.	Прогноз амортизационных отчислений	19
4.5.5.	Налоговые отчисления.....	20
4.6.	Прогноз капитальных вложений и ремонтов.	20
4.7.	Прогноз собственного оборотного капитала.....	22
4.8.	Расчет ставки дисконтирования.....	22
4.9.	Расчет рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода	26
5.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ	27
6.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ	29
6.1.	Расчет рыночной стоимости активов	29
6.2.	Определение стоимости основных профильных средств.....	29
6.3.	Расчет полной стоимости замещения вспомогательного оборудования	34
6.4.	Функциональный износ основного оборудования станций	35
6.5.	Анализ износа основных средств	37
6.5.1.	Расчет физического износа основного оборудования.....	37
6.5.5.	Оценка экономического износа	39
6.5.6.	Определение накопленного износа	39
6.6.	Определение рыночной стоимости	39
6.7.	Расчет рыночной стоимости непрофильных активов	45
6.7.1.	Автотранспорт.....	45
6.8.	Согласование результатов оценки транспортных средств, оргтехники, компьютеров и инвентаря.....	47
6.9.	Расчет рыночной стоимости земельных участков	47
6.10.	Незавершенное строительство	52
6.11.	Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов.....	52
6.12.	Расчет рыночной стоимости долгосрочных финансовых вложений	52
6.12.	Расчет рыночной стоимости запасов	52
6.13.	Расчет рыночной стоимости НДС.....	53
6.14.	Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности	53
6.15.	Денежные средства	53
6.16.	Краткосрочные финансовые вложения	53
6.17.	Расчет рыночной стоимости обязательств	53



7. ИТОГИ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА.....	53
8. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ	54
8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ.....	54
8.2. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ.....	55
8.3. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОДНОЙ ОБЫКНОВЕННОЙ АКЦИИ	55
9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ.....	56

Перечень таблиц, содержащихся в Отчете

Таблица 1 Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2004-2005 гг.....	4
Таблица 2 Прогноз макроэкономических показателей	6
Таблица 3 Структура полезного отпуска электрической энергии потребителям	8
Таблица 4. Структура полезного отпуска тепловой энергии по потребителям.....	8
Таблица 5. Сведения об акционерах, владеющих более чем 2% акций	10
Таблица 6. Характеристика котельного оборудования.....	11
Таблица 7. Характеристика турбинного оборудования.....	11
Таблица 8. Структура топливного баланса на 2005 год	12
Таблица 9. Сведения о численности работников ОАО «Владимирской ГК» и объеме израсходованных денежных средств.....	13
Таблица 10. Сведения о сотрудниках	13
Таблица 11. Нормы амортизации по существующим основным средствам	19
Таблица 12. Расчет удельного показателя затрат на ремонт и темпов роста до 2015 года.....	21
Таблица 13. Прогноз капитальных вложений и ремонтов	21
Таблица 14. Расчет коэффициентов оборачиваемости	22
Таблица 15. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.....	24
Таблица 16. Алгоритм определения степени риска оцениваемой компании	25
Таблица 17. Алгоритм расчета премии за специфический риск.....	25
Таблица 18. Определение степени риска оцениваемой компании.....	25
Таблица 19. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов	26
Таблица 20. Компании-аналоги	27
Таблица 21. Расчет значений мультипликаторов	28
Таблица 22. Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов	28
Таблица 23. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-2 (руб.)	29
Таблица 24. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-1 (руб.)	30
Таблица 25. Расчет стоимости замещения котлов.....	32
Таблица 26. Расчет стоимости замещения турбин.....	34
Таблица 27. Расчет оптимальной тепловой мощности для выработки необходимой тепловой энергии.....	35
Таблица 28. Полная стоимость замещения Владимирская ТЭЦ-2	35
Таблица 29. Полная стоимость замещения Владимирской ТЭЦ-1.....	36
Таблица 30. Расчет физического износа по методу остаточного срока службы	37
Таблица 31. Расчет средневзвешенного физического износа по основным группам основных средств ВГК	39
Таблица 32. Расчет рыночной стоимости основного энергетического оборудования	40
Таблица 33. Расчет рыночной стоимости недвижимости ОАО «Владимирская генерирующая компания»..	44
Таблица 34. Итог расчета стоимости непрофильных активов.....	47
Таблица 35. Объекты-аналоги для определения рыночной стоимости земельных участков.....	47
Таблица 36. Расчет рыночной стоимости права аренды земельных участков.....	51
Таблица 37. Расчет рыночной стоимости 100 % пакета акций ОАО «Владимирская генерирующая компания» по методу накопления чистых активов» тыс. руб.	53
Таблица 38. Согласование результатов.....	55
Таблица 39. Расчет итоговой стоимости 100% пакета акций.....	55



1. ОБЗОР МАКРОЭКОНОМИЧЕСКОЙ, ОТРАСЛЕВОЙ И РЕГИОНАЛЬНОЙ СИТУАЦИИ

1.1. Краткий обзор экономической ситуации в Российской Федерации

Таблица 1 Основные показатели социально-экономического развития РФ в 2004-2005 гг.

Показатели	2004 год		2005 год		
	апрель	январь-апрель	апрель	январь-апрель	Справочно март
Экономический рост, в % к соответствующему периоду предыдущего года					
ВВП ¹⁾	107,4	107,3	106,1	105,3	105,9
Индекс промышленного производства ²⁾	105,4	106,9	105,0	104,2	104,0
Инвестиции в основной капитал	111,6	112,7	111,0	109,8	110,8
Инфляция, прирост в % (на конец периода)					
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
Финансы населения					
Номинальная начисленная среднемесячная зарплата, в руб.	6448	6233	8133 ³⁾	7762 ³⁾	8093
Реальная зарплата, в % к соответствующему периоду предыдущего года	113,9	114,7	109,6 ³⁾	108,7 ³⁾	109,7
Реальные располагаемые денежные доходы, в % к соответствующему периоду предыдущего года	107,9	110,9	112,8	105,6	111,9
Федеральный бюджет, в % к ВВП					
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
Деньги и кредит					
Денежная масса (M2) (изменение за период), в %	+1,8	+8,4	+4,4 ¹⁾	+7,0 ¹⁾	+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 % ¹⁾	100,2	105,3	99,7	104,5	101,9
Внеэкономическая деятельность, в млрд.долл.США					
Экспорт товаров ⁴⁾	14,7	52,0	20,0 ¹⁾	72,6 ¹⁾	20,3
Импорт товаров ⁴⁾	7,6	27,3	9,6 ¹⁾	34,0 ¹⁾	9,7
Золотовалютные резервы (изменение за период)	-0,734	+5,726	+6,874	+19,714	+3,228



¹⁾ Оценка Минэкономразвития России

²⁾ Агрегированный индекс производства по видам деятельности "добыча полезных ископаемых", "обрабатывающие производства", "производство и распределение электроэнергии, газа и воды"

³⁾ Предварительные данные

⁴⁾ По методологии платежного баланса

Источник: Минэкономразвития России

За 2004 год ВВП увеличился к предыдущему году на 7,1% против роста на 7,3% за 2003 год.

Влияние основных отраслей экономики на динамику ВВП в 2004 году было разнонаправленным. Отрасли, оказывающие рыночные услуги (связь, торговля), а также строительство - способствовали ускорению роста ВВП, в то время как отрасли, производящие товары (промышленность, сельское хозяйство) - напротив, сдерживали его.

Со стороны компонентов производства ВВП, отличительной особенностью 2004 года явилось замедление темпов роста производства товаров (в 2004 году к предыдущему году рост на 6,3% против 8,2% – в 2003 году) по сравнению с динамикой производства услуг (соответственно, 7,9% против 6,9%). При этом, начиная со второго полугодия (и за год в целом), темпы роста производства услуг превзошли динамику производства товаров.

В апреле 2005 г. инфляция на потребительском рынке (ИПЦ) составила 1,1% (в апреле 2004 г. – 1,0%), несколько замедлившись против предшествующих месяцев. Вместе с тем, с начала 2005 года темп прироста цен (6,5%) в 1,4 раза выше, чем за январь-апрель 2004 г. (4,6 %).



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



1.2. Обзор отрасли электроэнергетики

На сегодняшний день доля электроэнергетики в ВВП России составляет более 11%, что говорит о высокой электроемкости промышленности.

Основу российской электроэнергетики составляет РАО «ЕЭС России», которое вырабатывает около 70% электрической и 32% тепловой энергии в РФ.

В настоящее время ТЭС представлены двумя видами электростанций: ГРЭС – государственные районные электростанции и ТЭЦ – тепловые электроцентрали.

Самой крупной ТЭС в мире является Сургутская ГРЭС-2 (4800 МВт), работающая на природном газе. Из электростанций, работающих на угле, наибольшая установленная мощность – у Рефтинской ГРЭС (3800 МВт).

К крупнейшим российским ТЭС относятся также Костромская ГРЭС и Сургутская ГРЭС-1, мощностью свыше 3 000 МВт каждая.

В электроэнергетике России работают 26 тепловых конденсационных электростанций, установленная мощность каждой из которых составляет 1 000 МВт и более, в том числе 13 электростанций имеют электрическую мощность 2 000 МВт и более. Суммарная мощность последних составляет 36 400 МВт или 24,7% от мощности всех тепловых электростанций России.

В 2004 г., по сравнению с предыдущим периодом, выработка на тепловых станциях осталась практически неизменной, (темп прироста составил 0,1%), а доля ТЭС в общей выработке упала до 65,4%. Данный факт при неизменности выработки ТЭС и падении выработки на АЭС объясняется существенным ростом выработки на гидроэлектростанциях (на 12,2%).

Энергосистемы, не входящие в состав РАО «ЕЭС России», а также блок-станции в 2004г. увеличили выпуск электрической энергии.

Отпуск тепловой энергии как станциями, входящими в РАО «ЕЭС России», так и независимыми производителями снизился в 2004 г. по сравнению с предыдущим годом.

В 2005 году производство электроэнергии на российских ГРЭС будет зависеть от нескольких факторов, и предсказать динамику пока трудно. Во-первых, это будет связано с климатическими условиями (уровнем температур). Во-вторых, это будет связано с топливным балансом страны (поставками газа, мазута, угля на электростанции).

Энергетика в целом и РАО "ЕЭС России", в частности, в данный момент находится в процессе реструктуризации, целью которой является создание конкурентного рынка электроэнергии и среды, в которой РАО "ЕЭС России" и его преемники смогут привлекать средства, необходимые для поддержания и расширения производственных мощностей.

Энергетика Владимирской области является одной из базовых отраслей экономики.

Открытое акционерное общество "Владимирэнерго" входит в состав Единой энергетической системы России в зоне управления ОДУ "Центра". Производство электроэнергии АО "Владимирэнерго" в общем объеме энергетического комплекса России не превышает 0,3 %.

Со смежными энергосистемами Центрального региона страны ОАО "Владимирэнерго" соединен 4 линиями электропередач напряжением 220 кВ и 19 линиями напряжением 110 кВ. Это позволяет получать электроэнергию с ФОРЭМ и обеспечивать транзитные перетоки в Ивановскую, Ярославскую и другие соседние области.



Планируемое увеличение полезного отпуска электрической энергии в 2005 г. на 1,5% позволит сократить среднеотпускной тариф на электрическую энергию на 0,57% - 0,83%. Прогнозируемый прирост среднего тарифа на электрическую энергию для потребителей области на 2006 г. составит 3,47% и 4,94% соответственно.

В 2006 г. планируется рост полезного отпуска электроэнергии до 5510 млн.кВтч (рост 102,3%) при увеличении собственного производства электроэнергии на 2,5% и объема покупки электроэнергии на ФОРЭМ на 1,4% относительно аналогичных показателей 2005года.

Потребительский рынок ОАО «Владимирская генерирующая компания» представлен широким спектром предприятий различных отраслей.

Структура отпуска электрической энергии ОАО «Владимирская генерирующая компания» состоит в основном из мелких потребителей. В общей структуре потребителей можно выделить двух потребителей, у которых потребление электроэнергии превышает 5% от полезного отпуска: Горьковская железная дорога и ОАО «Владимирская энергосбытовая компания».

Таблица 3 Структура полезного отпуска электрической энергии потребителям

Группы потребителей	Удельный вес, %
Промышленность	43,5
Ж/д транспорт	9,6
Электрифицированный городской транспорт	0,6
Непромышленные потребители	4,4
Сельское хозяйство	4,1
Население	6,1
Оптовые потребители-перепродавцы	31,3
Хоз. Нужды энергосистемы	0,4
Всего	100

Динамика производства электрической энергии в последние три года характеризуется ростом в 9,3%, при аналогичном росте потребления.

Структура полезного отпуска электрической энергии за 3 года практически не изменилась. Энергосистема сохранила своих потребителей.

ОАО «Владимирская энергосбытовая компания» является перепродавцом электроэнергии, на текущий момент обеспечивающим сбыт электроэнергии в г. Владимир, в т.ч. и населению.

В структуре полезного отпуска тепловой энергии большая доля потребления приходится на одного потребителя – ОАО «ВКС», являющегося оптовым перепродавцом (ОПП) теплоэнергии.

Таблица 4. Структура полезного отпуска тепловой энергии по потребителям

Группы потребителей	Удельный вес, %
Промышленные и приравненные к ним потребители, всего, в т. ч.	14,81
промышленность	13,9
жилищные организации	0,41
ЖКХ	0,50



Группы потребителей	Удельный вес, %
Жилищно-строительные кооперативы	0
Теплично-парниковые хозяйства	9,30
ОПП (ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ОАО «ВКС»))	75,89
Всего	100

ОАО «Владимирская генерирующая компания» осуществляет тепловой бизнес (генерация, транспорт, сбыт) в городе Владимире по одной централизованной системе теплоснабжения. ОАО «Владимирская генерирующая компания» обеспечивает около 80% потребности г. Владимира в тепловой энергии, остальные 20 % - ведомственные котельные и другие организации (МУП «Теплосервис», ООО «Владимиртеплогаз»).

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

2.1. Общие сведения о компании

Официальные сведения о компании

Полное наименование: Открытое Акционерное Общество «Владимирская Генерирующая Компания».

Сокращенное наименование: ОАО «Владимирская Генерирующая Компания».

Место нахождения: Российская Федерация, г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, дом 108.

Дата государственной регистрации: 01.01.2005г.

Структура органов управления

Органами управления Общества являются:

- Общее собрание акционеров
- Совет директоров
- Правление
- Генеральный директор

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества за исключением вопросов, отнесенных Уставом к компетенции собрания акционеров. В своей деятельности Совет директоров руководствуется принципами:

- законности, ответственности, добросовестности;
- обоснованности принимаемых решений;
- соблюдения баланса интересов участников корпоративных отношений;
- деловой этики по отношению к Обществу.

Генеральный директор ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» – Нужонков Алексей Ефимович.

Основные виды деятельности

Основными видами деятельности, имеющими приоритетное значение для ОАО "Владимирская генерирующая компания" являются:

- поставка (продажа) электрической и тепловой энергии по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических и тепловых нагрузок;
- производство электрической и тепловой энергии;



Для осуществления основной деятельности ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» имеет все необходимые лицензии:

2.2. Структура акционерного капитала Общества

Уставный капитал Общества составляет **3 865 266 606,6** (Три миллиарда восемьсот шестьдесят пять миллионов двести шестьдесят шесть тысяч шестьсот шесть) рублей 60 копеек.

Всего акций: 29 165 220 (Двадцать девять миллионов сто шестьдесят пять тысяч двести двадцать) штук.

Обществом размещены следующие категории именных бездокументарных акций одинаковой номинальной стоимостью 132 рубля 53 копейки каждая:

Обыкновенные акции:

29 165 220 (Двадцать девять миллионов сто шестьдесят пять тысяч двести двадцать) штук на общую сумму по номинальной стоимости 3 865 266 000 (три миллиарда восемьсот шестьдесят пять миллионов двести шестьдесят шесть тысяч) рублей.

Привилегированные акции: нет.

Таблица 5. Сведения об акционерах, владеющих более чем 2% акций

№ п/п	Наименование организации (Ф.И.О.)	Всего акций (шт.)	В том числе		Доля в уставном капитале	Адрес владельца
			Привилегированных	Обыкновенных		
1	ОАО РАО «ЕЭС России»	14 290 980	0	14 290 980	49%	119 526, РФ г. Москва, просп. Вернадского, д. 101, корп. 3
2	ЗАО «ИНГ БАНК (ЕВРАЗИЯ)»	5 436 800	0	5 436 800	18,64%	
3	ЗАО коммерческий банк «Ситибанк»	3 976 660	0	3 976 660	13,63%	
4	ЗАО «Депозитарно-Клиринговая Компания»	2 256 254	0	2 256 254	7,74%	

2.3. Основная деятельность Общества

Открытое акционерное общество «Владимирская генерирующая компания» создано в результате реорганизации ОАО «Владимирэнерго» в форме выделения (протокол годового общего собрания акционеров ОАО «Владимирэнерго» от 31 мая 2004г.) и зарегистрировано в качестве юридического лица 01 января 2005 года.

В состав компании входят:

Владимирская ТЭЦ – 2 (производство электро- и теплоэнергии, мощность станции 400,5 МВт);

производство «Тепловые сети» (производство и передача теплоэнергии, мощность - 6,0 МВт).



Установленная электрическая мощность компании на 2005 год составит - 406,5 МВт.

Установленная тепловая мощность – 1161 Гкал/ч.

Протяженность тепловых сетей по трассе по состоянию на 01.01.2005 года составит – 46382 п.м.; средний диаметр тепловых сетей – 0,637 м.

Система теплоснабжения – закрытая.

Состав основного оборудования генерации:

Таблица 6. Характеристика котельного оборудования

№ п/п	Наименование, марка котла	Мощность т/ч	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Остаточный ресурс, ч; остаточный срок службы	Год ввода в эксплуатацию
	Владимирская ТЭЦ-2					
1	БКЗ-210-140ф	210	250000	221491	28 509,00	1961
2	БКЗ-210-140ф	210	250000	210408	39 592,00	1961
3	БКЗ-210-140ф	210	250000	244868	5 132,00	1962
4	БКЗ-210-140ф	210	250000	225763	24 237,00	1963
5	БКЗ-210-140-7	210	220000	190483	29 517,00	1970
6	БКЗ-210-140-7	210	220000	195364	24 636,00	1971
7	БКЗ-210-140-7	210	220000	212797	7 203,00	1971
8	БКЗ-210-140-7	210	220000	203584	16 416,00	1971
9	БКЗ-210-140-7	210	220000	136962	83 038,00	1971
10	ТПЕ-430/А (Е-500)	500		80347		1989
11	ТПЕ-430/А (Е-500)	500		43869		1993
12	ПТВМ-180	180				1969
13	ПТВМ-180	180				1979
	Владимирская ТЭЦ-1					
1	Борзиг	40		273 667		1950
2	Борзиг	40		288 121		1950
3	Борзиг	40		259 649		1948
4	Борзиг	40		303 901		1948

Таблица 7. Характеристика турбинного оборудования

№ п/п	Наименование, марка турбины	Мощность мВт	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Остаточный ресурс, ч; остаточный срок службы	Год ввода в эксплуатацию
	Владимирская ТЭЦ-2					
	ПТ-54,5-120/13	54,5	300 000,00	279 492,00	20 508,00	1963
	Т-93/96-120 ст	93	272 000,00	232 535,00	39 465,00	1972



№ п/п	Наименование, марка турбины	Мощность мВт	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Остаточный ресурс, ч; остаточный срок службы	Год ввода в эксплуатацию
	Т-93/96-120 ст	93	270 000,00	230 991,00	39 009,00	1973
	ПТ-80/100-130/13	80	220 000,00	86 538,00	133 462,00	1991
	ПТ-80/100-130/13	80	220 000,00	68 058,00	151 942,00	1993
	Владимирская ТЭЦ-1					
1	ПР-6-35/15/5 М-1	6	40 лет			2000

В 2004 году Владимирская ТЭЦ работала на двух видах топлива: основное топливо – природный газ, резервное – топочный мазут.

Дополнительным соглашением № 4 к договору поставки газа № 01-02/0120-03/28/03 от 20.12.2002 г. поставка газа на Владимирскую ТЭЦ в 2004 году была определена в объеме 790 млн.м³, в том числе по кварталам: I кв. – 258,6 млн.м³, II кв. – 134 млн.м³, III кв. – 132,3 млн.м³, IV кв. – 257,8 млн. м³.

При плановой потребности в газе на год 779,675 млн.м³, в том числе по кварталам: I кв. – 260,449 млн.м³, II кв. – 133,92 млн.м³, III кв. – 132,336 млн.м³, IV кв. – 252,97 млн. м³, фактическая поставка газа на Владимирскую ТЭЦ в 2004 году составила: 776,517 млн.м³, в том числе по кварталам: I кв. – 248,925 млн.м³, II кв. – 144,218 млн.м³, III кв. – 135,296 млн.м³, IV кв. – 248,078 млн. м³.

Топочный мазут на Владимирской ТЭЦ сжигался:

- в I кв. (январь, февраль, март) при вводе ООО «Владимиррегионгаз» ограничений поставок газа в соответствии с Постановлением губернатора области от 11.10.2002 г. № 518 «О переводе котельных и оборудования промышленных потребителей природного газа на резервные виды топлива в осенне-зимний период 2003/2004 г. при похолоданиях». А также в связи с аварией в феврале месяце на газопроводе Ду1420 Ямбург-Елец-1;
- во II кв. (апрель) для выдерживания температурного графика теплоснабжения города при похолоданиях в отдельные сутки месяца в связи с недостатком лимита газа.

За 2004 год сожжено мазута в количестве 8345 т.

Структура топливного баланса на 2005 год определена в соответствии с объемами отпуска энергии и установленными лимитами на газ.

Таблица 8. Структура топливного баланса на 2005 год

Вид топлива	2005 г.	1кв.	2кв.	3кв.	4кв.
уголь					
мазут					
Газ тыс.м.куб.	807019	269591	130761	140202	266465

Плановая цена натурального топлива определена с учетом дефляторов:

- на газ составляет - 1 230,7 руб./тыс. куб.м.;

Структура отпуска электрической энергии ОАО «Владимирская генерирующая компания» состоит в основном из мелких потребителей. В общей структуре потребителей



можно выделить две компании, у которых потребление электроэнергии превышает 5% от полезного отпуска: Горьковская железная дорога (около 10%) и ОАО «Владимирская энергосбытовая компания» (более 30%).

В структуре полезного отпуска тепловой энергии большая доля потребления приходится на одного потребителя – ОАО «ВКС», являющегося оптовым перепродавцом (ОПП) теплоэнергии.

ОАО «Владимирская генерирующая компания» осуществляет тепловой бизнес (генерация, транспорт, сбыт) в городе Владимире по одной централизованной системе теплоснабжения. ОАО «Владимирская генерирующая компания» обеспечивает около 80% потребности г. Владимира в тепловой энергии, остальные 20 % - ведомственные котельные и другие организации (МУП «Теплосервис», ООО «Владимиртеплогаз»).

Кадровая политика

Среднесписочная численность ППП АО «Владимирэнерго», относящегося к генерации, (без внешних совместителей и работников по договорам гражданско-правового характера) за 2004 г. составила 548 чел., в т.ч.:

- эксплуатационный персонал 438 чел.;
- ремонтный персонал 110 чел.

Таблица 9. Сведения о численности работников ОАО «Владимирской ГК» и объеме израсходованных денежных средств

Наименование показателя	на дату утверждения проспекта ценных бумаг
Среднесписочная численность работников, чел.	829
Объем денежных средств, направленных на оплату труда, руб.	13696,3
Объем денежных средств, направленных на социальное обеспечение, руб.	18,1
Общий объем израсходованных денежных средств, руб.	13714,4

Сведения о сотрудниках (работниках) эмитента в зависимости от их возраста и образования на дату утверждения проспекта ценных бумаг:

Таблица 10. Сведения о сотрудниках

Наименование показателя	на дату утверждения проспекта ценных бумаг
Сотрудники (работники), возраст которых составляет менее 25 лет, %	5,6
Сотрудники (работники), возраст которых составляет от 25 до 35 лет, %	18,5
Сотрудники (работники), возраст которых составляет от 35 до 55 лет, %	68,5
Сотрудники (работники), возраст которых составляет более 55 лет, %	7,4
Итого:	100
из них:	
имеющие среднее и/или полное общее образование, %	40
имеющие начальное и/или среднее профессиональное образование, %	25,1
имеющие высшее профессиональное образование, %	34,2
имеющие послевузовское профессиональное образование, %	0,7



3. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ

В соответствии с решением собрания акционеров ОАО «Владимирэнерго» от 31.05.04. путем выделения с 1 января 2005 года создано ОАО «Владимирская генерирующая компания».

В состав компании входят:

- Владимирская ТЭЦ – 2;
- производство «Тепловые сети»

В связи с тем, что ОАО «Владимирская генерирующая компания» образована только 01 января 2005 года, ретроспективный анализ финансовой деятельности компании провести не представляется возможным. Представленный финансовый анализ является не полноценным, так как анализируется динамика показателей баланса только за один квартал, что является недостаточно показательным.

Анализ балансовой отчетности и отчета по прибылям и убыткам позволил сделать нижеследующие выводы.

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

Структура активов предприятия характеризуется как консервативная, то есть значительным превышением внеоборотных активов (82%) над оборотными (18 %). При этом основными составляющими внеоборотных активов на 01.04.2005 года являются основные средства предприятия (здания, сооружения, машины, оборудование и пр.) – 73,5% и незавершенное строительство – 6,7%. Структура оборотных активов характеризуется значительным удельным весом статей Краткосрочная дебиторская задолженность (54% величины мобильного капитала предприятия) и Запасы (18% величины мобильного капитала предприятия).

В структуре источников финансирования деятельности предприятия преобладают собственные средства, которые составляют на 01.04.05 г. 93,6 % общей величины пассивов. Кредиторская задолженность составляет на конец анализируемого периода 65,6% обязательств предприятия, краткосрочные кредиты и займы – 28,9%.

Структура баланса признается удовлетворительной, предприятие является платежеспособным. Показатели ликвидности свидетельствуют о способности предприятия своевременно и в полном объеме расплачиваться по своим обязательствам. За исследуемый период наблюдается положительная динамика показателей ликвидности, что свидетельствует об увеличении уровня платежеспособности и финансовой устойчивости предприятия.

Анализ статей баланса показал необходимость нормализации ряда статей (основные средства, незавершенное строительство, дебиторская задолженность и др.), которые затем будут использованы для расчета рыночной стоимости чистых активов в затратном подходе. Выводы о периоде оборачиваемости и значение коэффициентов оборачиваемости будут использованы для расчета оборотного капитала компании в доходном подходе настоящего отчета.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ

4.1. 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 электроэнергии

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

Общее описание сценариев

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

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

Сценарий «Топливо по факту 2004»

Условия Базового сценария Топливо по факту 2004:

- Совокупный рост потребления на электроэнергию разработан с учетом Оптимистического Сценария, взятого из Энергетической Стратегии РФ до 2020 года и составляет около 2% в год.
- Срок эксплуатации каждого энергоблока продлевается на 5 лет (в рамках расширенного капитального ремонта мощностей), сначала по достижении ими планового срока вывода, а затем каждый раз по истечении 5-летнего срока.
- Ввод новых мощностей АЭС соответствует минимальному сценарию ввода мощностей АЭС Энергетической Стратегии России на период до 2020 года;
- Используемая в модели сеть ЛЭП включает себя все существующие линии, узлы и системные ограничения на 01.01.2004;
- Развитие сетей ЛЭП соответствует оптимистическому варианту инвестиционной программе ФСК;
- При прогнозировании программы развития мощностей учитываются индивидуальные резервы мощности по отдельным зонам, величина которых соответствует параметрам, предусмотренным «Схемой развития ЕЭС-ОЭС до 2015 года»;
- Прогноз импорта/экспорта разработан на основе «Корпоративного Баланса Холдинга РАО «ЕЭС России» на период 2004-2008 гг.» - с дальнейшим развитием в последующие годы;
- При расчете строительства новых мощностей в Сибири учитывалось ограничение по газоснабжению.
- Соответственно, на территории Иркутскэнерго, Читаяэнерго и Бурятэнерго до 2015 года предполагается строительство только угольных станций, строительство газовых станций



начинается в 2015 году. В Красноярскэнерго, Кузбассэнерго и Хакассэнерго строительства газовых станций до 2020 года не предполагается;

- Строительство новых станций происходит по двум критериям: необходимость поддержания резерва и прибыльность;
- Стоимость создания новых мощностей определена на среднем уровне согласно данным из российских и зарубежных источников
- Цены на топливо: фактические цены на топливо за 2004 год индексируются в соответствии с темпами роста цен на топливо, которые предусматривает Сценарий рыночных ожиданий.
- Дата перехода к целевой модели рынка -01.01.2007.

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.

Методика расчетов

Цены на электроэнергию рассчитывались с помощью модели UPLAN по принципу маржинального ценообразования для каждого часа в каждом узле ЕЭС с учетом системных ограничений.

Расчет платы за мощность произведен вне модели UPLAN. Представленный расчет основан так же на принципе маржинального ценообразования в зоне мощности.

4.2. Основные допущения при построении денежных потоков

Прогнозы доходов и части расходов Предприятия строились на основании модели рынка разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

Выработка электроэнергии рассчитывалась от установленной мощности с учетом коэффициента использования установленной мощности.

Денежные потоки в расчетах приведены в номинальном выражении.

4.3. Выбор длительности прогнозного периода

В международной теории оценки прогнозный период выбирается в пределах 10-20 лет.

В рамках проведения данной оценки был выбран период прогноза с 01.04.2005 г. (дата оценки) по 31.12.2020 г.

4.4. Анализ и прогнозирование доходов

ОАО «Владимирская генерирующая компания» была образована в январе 2005 года на базе имущества «Владимирской ТЭЦ-2» и «Тепловых сетей» выделением их из состава ОАО «Владимирэнерго».



Установленная мощность по выработке электроэнергии Владимирской ТЭЦ-2 на 1.01.2005 г. – 400,5 Мвт, по выработке тепловой энергии – 1045 Гкал/час.

Установленная мощность по выработке электроэнергии производства «Тепловые сети» на 1.01.2005 г. – 6 Мвт, по выработке тепловой энергии – 116 Гкал/час.

Суммарная установленная мощность по выработке электроэнергии ОАО «Владимирская генерирующая компания» на 1.01.2005 г. – 406.5 Мвт, по выработке тепловой энергии – 1161 Гкал/час. Дальнейшие расчеты будут производиться в целом для ОАО «Владимирская генерирующая компания». Это связано с тем, что при построении модели мы опирались на прогнозные показатели компании NERA, которые разработаны для Владимирской ТЭЦ-2 исходя из потребности в электроэнергии города Владимира. Прогноз для производства «Тепловые сети» не разрабатывался, так как доля Тепловых сетей в выработке электроэнергии составляет 1,5%.

В расчетах использовались обобщенные данные бизнес-плана на 2005 г. и технико-экономические показатели предприятия на период до 2006 г. по Владимирской ТЭЦ-2 и «Тепловым сетям».

Для построения прогнозов по уровню тарифов на электроэнергию начиная с 2007 года были использованы данные модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России». Однако, нами было сделано отступление от прогнозов NERA, предоставленных в моделях рынка для ОАО «Владимирская генерирующая компания» в отношении объема выработки электроэнергии, выработки тепла и тарифов на тепло.

В модель оценки ОАО «Владимирская генерирующая компания» заложен базовый прогноз полезного отпуска тепла, разработанный компанией Bnanan.

Прогноз одинаков для трех сценариев. В 2005 – 2006 гг. базовый сценарий прогнозов объема отпуска тепла, разработанный компанией Bnanan, превышает прогноз отпуска тепла NERA на 74%. Начиная с 2007 года, базовый сценарий компании Bnanan предусматривает рост отпуска тепло (увязанный с прогнозом роста теплоснабжения во Владимире) примерно на 1% до конца прогнозного периода.

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

Начиная с 2007 года, отпуск электроэнергии с шин соответствует технологическому минимуму и на протяжении последующего прогнозного периода, превышает уровень отпуска, предусмотренный в модели рынка NERA.

Начиная с 2007 года, отпуск электроэнергии с шин соответствует технологическому минимуму, который рассчитал технический персонал станции, и на протяжении последующего прогнозного периода, превышает уровень отпуска, предусмотренный в модели рынка NERA. Технологический минимум отпуска электроэнергии с шин соответствует определенному объёму выработки тепла, который растёт на протяжении прогнозного периода. Величина удельного расхода условного топлива принята постоянной для минимально возможного уровня производства электроэнергии. Процент потерь в сетях принят на основании данных Предприятия на нулевом уровне в 2005 году и в размере 1,31% на остальной прогнозный период.

При прогнозировании тарифов на электроэнергию на 2005 – 2006 гг для ОАО «Владимирская генерирующая компания» использовался утвержденный одноставочный тариф.

Так как предоставленной моделью прогнозируется включение конкурентного рынка электроэнергии в 2007 году, то на прогнозный период 2007 - 2020 гг. мы использовали в



расчетах данные по тарифу на электроэнергию и мощность, предоставленные компанией NERA Economic Consulting.

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

№ пп	Наименование	Тариф NERA, руб./Гкал	Утвержденный тариф компании, руб./гкал
1	В ценах 2003 г.	99,59	
2	В ценах на 01.01.2005 г.	120,69	257,52

Кроме того, Предприятие имеет прочую выручку от продажи конденсата. Оценщик принял в качестве базовой выручки от продажи излишков конденсата, плановую выручку Предприятия на 2005 год, рассчитанную на основании ретроспективных показателей. В дальнейшем базовый объем прочей выручки индексировался на темпы инфляции.

4.5. Анализ и прогнозирование расходов

Основная статья расходов компании – расходы на топливо.

4.5.1. Расходы на топливо

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

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 2007 по 2020 гг. использованы цены 2005 г., растущие в номинальных ценах в соответствии с прогнозами NERA и ТЭНИ для каждого сценария, и по темпу роста инфляции.

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

Сравнение цен на топлив, прогнозируемых компанией NERA и фактических цен покупки в 2005 году представлен в таблице:

№ пп	Наименование	Цена-NERA, руб/тут	Цена- утв. бизнес-план, руб/тут
1	В ценах 2003 г.	838,64	
2	В ценах на 1.01.2005 г.	1016,38	1083,00

Для расчета расходных норм условного топлива при изменении отпуска тепла и электроэнергии было сделано следующее допущение:

- технологически минимальный отпуск с шин, заданный компаниями для уровня производства тепла 2006 г., меняется пропорционально отпуску тепла с коллекторов.



4.5.2. Расходы на персонал

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

Фонд заработной платы на 2005 год утвержден в размере 98 916 тыс. руб. (без учета оплаты ремонтного персонала). Фонд заработной платы на 2006 год утвержден в размере 136 508 тыс. руб. На последующие годы прогнозного периода, изменения численности не предусмотрено.

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

Прогнозируемая численность персонала на 2005 г. по данным руководства Предприятия составляет 820 человек. Данное значение было использовано в прогнозировании затрат на оплату труда на 2006 - 2020 г. г.

4.5.3. Расходы на ремонт

Прогноз расходов на проведение ремонтных работ на ОАО «Владимирская генерирующая компания» был построен на основе данных компании до 2010 года об отчислениях на поддержание рабочего состояния основного энергетического оборудования.

Начиная с 2011 года, затраты на ремонт, предусмотренные в 2010 году, индексировались на темпы инфляции.

До 2005 года Владимирская ТЭЦ-2 и производство «Тепловые сети» входили в состав ОАО «Владимирэнерго».

Учитывая, что требуемые затраты на ремонт и суммы капвложений в замену оборудования тесно связаны, обоснование прогноза затрат на ремонт приведено далее, в разделе Капвложения.

4.5.4. Прогноз амортизационных отчислений

Норма амортизационных отчислений по существующим основным фондам была рассчитана по данным бизнес-плана, на основе стоимости существующих основных средств на 1.01.2005 г. и на 1.04.2005 года, плановой амортизацией на 1 квартал 2005 года и плановой амортизацией на весь 2005 и 2006 годы, а также на основе прогнозируемых капвложений методом последовательных итераций.

Принятая в расчетах норма амортизации по группам существующих основных средств приведена в таблице:

Таблица 11. Нормы амортизации по существующим основным средствам

Наименование	Принятая норма амортизации	Средневзвешенный срок службы по группам ОС, лет	Группа ОС в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы»	Срок службы в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы», лет
Здания	1,50%	67	10	Свыше 30
Машины и оборудование	10,67%	9,4	5	7 - 10
Сооружения	2,50%	40	10	Свыше 30
Передаточные устройства	6,66%	15	7	15-20



Наименование	Принятая норма амортизации	Средневзвешенный срок службы по группам ОС, лет	Группа ОС в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы»	Срок службы в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы», лет
Транспортные средства	15%	6,7	4	5 - 7
Прочие ОС	15%	6,7	Разные группы	

Примечание: Группа ОС в соответствии с «Классификацией ОС, включаемых в амортизационные группы», назначена условно, по средневзвешенному сроку службы основных средств. В указанную группу могут входить основные средства, относящиеся к другим группам.

Норма амортизации по вновь вводимым основным фондам принята в следующих размерах:

- Здания и сооружения – 1,55%, взвешенный срок службы 64,5 лет
- Передаточные устройства – 5%, взвешенный срок службы – 20 лет
- Машины и оборудование – 9,4%, взвешенный срок службы – 10,6 лет
- Прочие ОС – 15%, взвешенный срок службы – 6,7 лет.

Величина амортизационных отчислений рассчитывалась как сумма амортизационных отчислений по существующим основным фондам и вновь вводимым основным фондам.

4.5.5. Налоговые отчисления

Размер налоговых отчислений в прогнозный период составит:

Налог на прибыль - 24% от налогооблагаемой прибыли;

Налог на имущество - 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов;

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

4.5.6. Прочие эксплуатационные 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.

4.6. Прогноз капитальных вложений и ремонтов.

Капвложения

По данным ОАО «Владимирская генерирующая компания», для обеспечения предполагаемого уровня выработки электроэнергии предполагается постепенное продление ресурса и реконструкция энергоблоков по частям без замены и расширения существующих мощностей.

Плановые капвложения на 2005 – 2006 гг. составляют 173 млн. руб. и 223 млн. руб.

Ремонты

Прогноз затрат на ремонт осуществлялся исходя из усредненных удельных показателей стоимости ремонтов на единицу мощности, с учетом прогнозного роста затрат, в связи со старением оборудования станций и прогнозного темпа инфляции.

В связи со старением оборудования по сравнению с 2000 годом затраты на ремонт составят:

в 2005 г. - 39,2 млрд. рублей в год.;

в 2010 г. - 42,5 млрд. рублей в год;



в 2015 г. - 45,8 млрд. рублей в год.

Таблица 12. Расчет удельного показателя затрат на ремонт и темпов роста до 2015 года

Наименование	2005 г.	2010 г.	2015 г.
Мощность ТЭС и ГЭС, млн. кВт	193,7		
Затраты на ремонт, млн.руб/год	39200	42500	45800
Среднегодовой курс доллара, руб/\$	28,1		
Затраты на ремонт на 1 кВтч установленной мощности, \$/кВт	7,20	7,81	8,41
Реальные темпы роста затрат на ремонт		1,084	1,078
Годовой темп роста за период		1,016	1,015
Затраты на ремонт на 1 кВт установленной мощности, руб/кВтч (с учетом корректировки на износ)	202,4		

Показатель затрат на ремонт в ценах 2005 года индексировался на среднеотраслевой годовой темп роста до 2010 года (1,0162968) и по темпам инфляции. Ежегодный рост затрат на ремонт до 2015 года, в соответствии со среднеотраслевым показателем, принят в размере 1.0150684, с индексацией на инфляцию. Объем затрат на ремонт 2015 года принят необходимым и достаточным для поддержания станции в рабочем состоянии. Поэтому, начиная с 2016 года рост затрат принят только на уровне инфляции.

Расчет затрат на ремонт тепловых сетей произведен на основании отраслевых данных о стоимости ремонта 1 км. теплосетей, среднего процента износа тепловых сетей и среднего процента сетей, подлежащих ежегодному ремонту для поддержания их в рабочем состоянии.

Расчеты затрат на ремонт теплосетей произведены на основании среднеотраслевых показателей, исходя из затрат на ремонт 1 км. в размере 176 тыс. руб, с учетом корректировки на физический износ теплосетей компании по сравнению со среднеотраслевым износом, и исходя из предположении среднеотраслевого прогноза ремонта 4% теплосетей ежегодно.

Капитальные вложения.

Оценочной компании менеджментом оцениваемой компании были предоставлены прогнозы ремонтов и капвложений. Оценочная компания также произвела свой собственный прогноз ремонтов на основании среднеотраслевых показателей, и прогноз капвложений на основании анализа физического износа оборудования, сроков его жизни и графиков продления ресурса. Программа капвложений менеджмента была скорректирована на разницу между прогнозом ремонтов менеджмента и собственным прогнозом для корректного налогового учета затрат на ремонт. Результирующий прогноз капитальных вложений приведен ниже.

Таблица 13. 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.	173	223	266	280	293	307	319	331	344	357	371	388	405	423	443	462
Ремонты																	
Прогноз	млн. руб.	115	138	119	127	134	142	150	159	168	178	188	197	206	215	225	235

* Данные менеджмента компании.



4.7. Прогноз собственного оборотного капитала

При прогнозировании статей оборотного капитала рассчитывалась оборачиваемость данных статей на конец периода (года) по показателям за истекший период. Данная методика, с точки зрения Оценщика, 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 убытках за 2005 г. и бизнес-планов компаний.

Расчет коэффициентов оборачиваемости приведен в таблице:

Таблица 14. Расчет коэффициентов оборачиваемости

Статья	01.04.05 - Ф	31.12.05 - БП	Поток БП	Комментарий	Оборачива емость ЕОУ, дн.
Запасы (топливо)	44,1				
НДС по приобретенным ценностям	24	17	1 706	Выручка	4
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	405	446	1 706	Выручка	94
Прочие оборотные активы	0	0	1 706	Выручка	0
Кредиторская задолженность	176	104	1 445	Операционные затраты, включая топливо - Амортизация + НП + НИ	26
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	1 445	Операционные затраты, включая топливо - Амортизация + НП + НИ	0

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.

4.8. Расчет 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:

$$Bu = B1 / (1 + (1 - t) (D / E))$$

где:

Bu – коэффициент «бета» без учета финансового рычага,

B1 – 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 15. 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 A.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 16. 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
А. Итого (сумма):			
Б. Рассчитанная степень риска (Б=А/4):			

Таблица 17. 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 18. Определение степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Значение
Зависимость от ключевых сотрудников	1
Корпоративное управление	1
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла	1
Зависимость от ключевых поставщиков	2
Итого (сумма)	5
Рассчитанная степень риска	1,25
Размер премии за специфический риск	0,5%



Премия за риск переходного периода

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%.

Деятельность ТГК в меньшей степени подвержена рискам переходного периода, чем деятельность ОГК, т.к. деятельность ТГК в первую очередь направлена на обеспечение потребителей теплом, а установление тарифов на тепло останется регулируемым, этот факт обуславливает снижение данной премии до уровня в 2%. Таким образом, специфический риск оцениваемого предприятия составляет **2,5%**.

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.¹ целевая стоимость заемных средств равна 9,76%

Таблица 19. Расчет синтетического показателя средней стоимости кредитов

Показатель	Размер риска, %
Стоимость кредитов в долл. США, %	9,76
Ставка налога на прибыль, %	24
Стоимость банковских кредитов (после налогов), округленно, %	7,42

Средневзвешенное значение WACC для оцениваемой компании составило 14,83%.

4.9. 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:

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

где:

CF_k - денежный поток k-го прогнозного года;

K - количество прогнозных лет;

i - ставка дисконта;

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



TV - стоимость реверсии;

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод о том, что рыночная стоимость 100% акций ОАО «Владимирская генерирующая компания», рассчитанная с применением метода дисконтирования денежного потока, по состоянию на 1 апреля 2005 г. года составляет:

1 756 504 000 руб.

(Один миллиард семьсот пятьдесят шесть миллионов пятьсот четыре тысячи рублей)

5. 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 20. 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 «Владимирской генерирующей компании» составляет 407 МВт. Все отобранные аналоги существенно превышают по мощности объект оценки.

Расчет значений мультипликаторов и обоснование приданных им весов приведено в таблицах ниже.



Таблица 21. Расчет значений мультипликаторов.

Мультипликатор	Средневзв. значение мультипл-ра	ОАО		ОАО "Костромская ГРЭС"
		"Ставропольская ГРЭС"	ОАО "Печорская ГРЭС"	
MVIC/Установленная электрическая мощность	2,662	3,151	2,313	3,587
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		1,993	653	3,193
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		4.90	1.60	7.85
обратное отклонение аналога от оцениваемого	0.95	0.20	0.62	0.13
удельный вес аналога по показателю	100%	21%	65%	13%
MVIC/Выработка электроэнергии	1,671	1,762	1,590	2,317
отклонение аналога от оцениваемого (абс.)		2,375	376	3,656
отклонение аналога от оцениваемого (относит.)		1.24	0.20	1.91
обратное отклонение аналога от оцениваемого	6.43	0.81	5.09	0.52
удельный вес аналога по показателю	100,00%	12.6%	79.3%	8.2%

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

Таблица 22. Итоговый расчет стоимости собственного капитала в рамках метода отраслевых мультипликаторов

Показатели	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%	2,662	407	1,083,515	541,757
Отпуск электроэнергии, млн. кВтч и MVIC	50%	1,671	1,918	3,205,305	1,602,652
Итого	100%				2,144,410
Обязательства, тыс. руб.					-3,534
ДФВ, тыс. руб.					85,184
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.					2,233,128

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, *стоимость собственного капитала ОАО «Владимирская РГК», рассчитанная с применением метода отраслевых мультипликаторов, составляет на дату определения стоимости (округленно) 2 233 128 тыс.руб.*



6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ

6.1. Расчет рыночной стоимости активов

ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

В состав основных средств ОАО «Владимирская генерирующая компания» входят:

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

6.2. Определение стоимости основных профильных средств.

На первом этапе вся номенклатура основных средств, находящихся на балансе ОАО "Владимирская генерирующая компания", была сгруппирована с использованием системы кодов по основным технологическим блокам. Количество основных блоков было определено в соответствии с типовой структурой объектов, предусмотренных строительством в соответствии с выбранной технологической схемой получения электроэнергии. Типовая структура отражена в Справочнике:

1. Главный корпус
2. Дымовые трубы и газоходы
3. Электротехнические устройства
4. Топливное хозяйство
5. Техническое водоснабжение
6. Гидрозолоудаление
7. Внешние коммуникации
8. Транспортное хозяйство
9. Объекты подсобного и обслуживающего назначения

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

Таблица 23. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-2 (руб.)

Наименование	Нормативный %	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.
Главный корпус	37,7	51,8%	Ксэ-15	4 334 130 630	0,915	1,021	4 049 009 847
Дымовые трубы и газоходы	5,8	4,5%					351 747 960
Электротехнические устройства	3,3	2,6%					203 232 154
Топливное хозяйство	4,2	3,2%					250 131 882
Техническое водоснабжение	11,3	8,7%					687 862 677
Гидрозолоудаление	0,2	0,2%					15 633 243



Наименование	Нормативный %	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.
Внешние коммуникации	8,6	6,7%					523 713 629
Пиковая водогрейная станция	5,1	3,9%					304 848 232
Транспортное хозяйство	3,7	2,9%					226 682 018
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1	15,5%					1 211 576 306
Всего	100,0	100,0					7 816 621 326

Таблица 24. Расчет стоимости замещения ТЭЦ-1 (руб.)

Наименование	%, с учетом корректировки на кол-во блоков	Конструктивная система	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.	Региональные коэффициенты пересчета	Коэффициенты пересчета в цены на дату оценки, Ко-Инвест, №51	Стоимость замещения зданий и сооружений, руб.
Главный корпус	39,2	Ксэ-15	72 612 085	0,915	1,021	67 835 299
Дымовые трубы и газоходы	5,3					9 171 609
Электротехнические устройства	3,3					5 710 625
Топливное хозяйство	4,2					7 268 068
Техническое водоснабжение	11,3					19 554 563
Гидрозолоудоление	0,2					346 098
Внешние коммуникации	8,6					14 882 234
Пиковая водогрейная станция	3,3					5 710 625
Транспортное хозяйство	4,5					7 787 215
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	20,1					34 782 896
Всего	100,0					173 049 232



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 01.01.05 г.) с использованием параметрического метода определяется по следующей формуле:

$$Ц_{\text{к}} = Ц_{\text{б}} \times Д \times K_{\text{г}} \times K_{\text{ро}} \times K_{\text{т2}} \times K_{\text{монн}} \times K_{\text{штп}} \times K_{\text{mun}} \times K_{\text{комн}} \times K_{\text{карк}} \times K_{\text{бл}} \times K_{\text{сейсм}} \times K_{\text{зг}} \times K_{\text{тепл}} ,$$

где: $Ц_{\text{б}}$ - 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 222 000 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:

$$Ц_{\text{т}} = Ц_{\text{б}} \times Ц_{\text{баз}} \times K_{\text{н}} \times K_{\text{г}} \times K_{\text{р}} \times K_{\text{т}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{1}} ,$$

где: $Ц_{\text{б}}$ - 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.



Таблица 25 Расчет стоимости замещения котлов.

Наименование	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	
Маркировка	БКЗ-210-140ф	БКЗ-210-140ф	БКЗ-210-140ф	БКЗ-210-140ф	БКЗ-210-140-7	БКЗ-210-140-7	БКЗ-210-140-7	БКЗ-210-140-7	БКЗ-210-140-7	БКЗ-210-140-7	ТПЕ-430/А (Е-500)	ТПЕ-430/А (Е-500)	ПТВМ-180	ПТВМ-180	Борзинг	Борзинг	Борзинг	Борзинг
Производительность, т/час	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	500	500	180	180	40	40	40	40
Удельная стоимость базового котла, руб./(т/ч)	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000	222 000
Kd	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Kpo	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,864	0,654	0,654	0,234	0,234	0,234	0,234
Kтопл	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Kt2	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Kшл	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
Kтип	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
K комп	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Kкарк	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
K сейс	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Kбл	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Kзг	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Kтепл	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Итого, руб.	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	78 890 976	78 890 976	21 497 791	21 497 791	1 709 304	1 709 304	1 709 304	1 709 304
Стоимость базовая (цена приобретения оборудования), руб.	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	33 134 210	78 890 976	78 890 976	21 497 791	21 497 791	1 709 304	1 709 304	1 709 304	1 709 304
Поправка на стоимость возведения под ключ	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.01.05 г., руб.	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	51 921 307	123 622 159	123 622 159	33 687 038	33 687 038	2 678 479	2 678 479	2 678 479	2 678 479

Наименование	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел	котел
Индекс пересчета в цены на дату оценки	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.04.05 г., руб.	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	51 921 308	123 622 160	123 622 160	33 687 039	33 687 039	2 678 480	2 678 480	2 678 480	2 678 480
ИТОГО:	792 624 090																



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

Таблица 26 Расчет стоимости замещения турбин.

Наименование	турбина	турбина	турбина	турбина	турбина	турбина
Маркировка	ПТ-54,5-120/13	Т-93-120	Т-93-120	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПР-6-35/15/5 М-1
Маркировка аналога	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	ПТ -80/100-130/13	П-6-35/5М
Ц баз, руб.	128 485 100	128 485 100	128 485 100	128 485 100	128 485 100	26 074 800
Кп	0,6995	1,13	1,13	1,00	1,00	1,00
Кg	0,998	1,002	1,002	1,00	1,00	1,00
Кр	0,936	1,025	1,025	1,00	1,00	1,00
Итого, руб.	83 955 060	149 115 503	149 115 503	128 485 100	128 485 100	26 074 800
Стоимость базовая (цена приобретения оборудования), руб.	83 955 060	149 115 503	149 115 503	128 485 100	128 485 100	26 074 800
Поправка на стоимость возведения под ключ	1,457	1,457	1,457	1,457	1,457	1,457
Всего стоимость оборудования под ключ, руб.	122 322 522	217 261 288	217 261 288	187 202 791	187 202 791	37 990 984
Индекс пересчета в цены на дату оценки	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
Всего стоимость оборудования под ключ на 01.04.05 г., руб.	126 236 843	224 213 649	224 213 649	193 193 280	193 193 280	39 206 695
ИТОГО:	1 000 257 396					

6.3. Расчет полной стоимости замещения вспомогательного оборудования

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 ($I_{\text{нак}}$) определяется как стоимость замещения $C_{\text{рын}}$ из соотношения:

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

где C_v - 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.

6.4. 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 теплоснабжения 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 27. Расчет оптимальной тепловой мощности для выработки необходимой тепловой энергии

Станции	Полезный отпуск, тыс. гКал		Отпуск с коллекторов, тыс. гКал		Необходимая мощность, гКал/ч			Мощность в 2005, гКал/ч	ККТМ
	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Промышленность	Остальные	Итого		
Владимир	341	2148	355	2237	58	594	652	1161	43,86%

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 у более высокую удельную стоимость замещающей мощности.

При строительстве объекта энергетики с большей мощностью по выработке тепла и электроэнергии затраты на создание увеличиваются 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 равен 0,85.

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

Таблица 28. Полная стоимость замещения Владимирская ТЭЦ-2



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	4 049 009 847	3 482 148 468	33,95%	2 299 807 060
Дымовые трубы и газоходы	351 747 960	351 747 960	33,95%	232 314 173
Электротехнические устройства	203 232 154	203 232 154	33,95%	134 225 966
Топливное хозяйство	250 131 882	250 131 882	33,95%	165 201 189
Техническое водоснабжение	687 862 677	687 862 677	33,95%	454 303 272
Гидрозолоудаление	15 633 243	15 633 243	33,95%	10 325 075
Внешние коммуникации	523 713 629	523 713 629	33,95%	345 889 991
Пиковая водогрейная станция	304 848 232	304 848 232	33,95%	201 338 950
Транспортное хозяйство	226 682 018	226 682 018	33,95%	149 713 578
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	1 211 576 306	1 211 576 306	33,95%	800 193 262
Итого недвижимость	7 816 621 326	7 257 576 569	33,95%	4 793 312 516
Основное оборудование	1 742 960 871	1 742 960 871	33,95%	1 151 149 572
Вспомогательное оборудование	1 082 086 743	1 082 086 743	33,95%	714 671 058
Итого основные средства	10 641 668 940	10 082 624 183		6 659 133 146

Таблица 29. Полная стоимость замещения Владимирской ТЭЦ-1

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
Главный корпус	67 835 299	33,95%	44 802 254
Дымовые трубы и газоходы	9 171 609	33,95%	6 057 447
Электротехнические устройства	5 710 625	33,95%	3 771 619
Топливное хозяйство	7 268 068	33,95%	4 800 242
Техническое водоснабжение	19 554 563	33,95%	12 914 935
Гидрозолоудаление	346 098	33,95%	228 583
Внешние коммуникации	14 882 234	33,95%	9 829 066
Пиковая водогрейная станция	5 710 625	33,95%	3 771 619
Транспортное хозяйство	7 787 215	33,95%	5 143 116
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	34 782 896	33,95%	22 972 584
Итого недвижимость	173 049 232	33,95%	114 291 464
Основное оборудование	49 920 615	33,95%	32 970 387
Вспомогательное	30 991 956	33,95%	20 468 834



Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения, руб.
оборудование			
Итого основные средства	253 961 803		167 730 685

6.5. Анализ износа основных средств

Износ можно определить как снижение полной стоимости замещения вследствие воздействия различных факторов, полученное на дату оценки.

6.5.1. Расчет физического износа основного оборудования.

Физический износ представляет собой уменьшение стоимости имущества вследствие его физического старения, использования, стихийных бедствий и прочих факторов, которые ведут к уменьшению срока полезного использования имущества.

Одним из методов определения физического износа является *метод остаточного срока службы*. Физический износ рассчитывается на основании соотношения фактической наработки и паркового ресурса объектов данного вида:

$$И_{физ} = T_{факт} / T_{парк}$$

Парковый ресурс определяется отдельно для каждой группы основных фондов и может быть продлен соответствующей службой, в зависимости от условий эксплуатации, видов и качества проведенных ремонтов и т.д.

Физический износ оборудования, для которого данных по ремонтным работам достаточно, рассчитывался на основе метода анализа проводимых капитальных ремонтов и метода экспертизы состояния.

Оценщиком была определена верхняя предельная граница согласованного физического износа равная 67%. Расчетное значение физического износа силового оборудования приведено ниже в таблице.

Таблица 30 Расчет физического износа по методу остаточного срока службы

№ п/п	Наименование, марка котла	Мощность	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Год ввода в эксплуатацию	Физический износ по эффективному сроку службы, %	Физический экспертный износ по шкале определения физического износа, %	Итого физический износ согласованный, %
	Турбины							
1	ПТ-54,5-120/13	54,5	300 000	279 492	1963	93%	83%	67%
2	Т-93/96-120 ст	93	272 000	232 535	1972	85%	83%	67%
3	Т-93/96-120 ст	93	270 000	230 991	1973	86%	83%	67%
4	ПТ-80/100-130/13	80	220 000	86 538	1991	39%	33%	36%
5	ПТ-80/100-130/13	80	220 000	68 058	1993	31%	33%	32%
6	ПР-6-35/15/5 М-1	6	220 000	н/д	2000		33%	33%
	Котлы							



№ п/п	Наименование, марка котла	Мощность	Парковый ресурс первоначальный, ч; нормативный срок службы	Наработка на 01.01.05, ч; срок эксплуатации	Год ввода в эксплуатацию	Физический износ по эффективному сроку службы, %	Физический экспертный износ по шкале определения физического износа, %	Итого физический износ согласованный, %
1	БКЗ-210-140ф	210	250 000	221 491	1961	89%	83%	67%
2	БКЗ-210-140ф	210	250 000	210 408	1961	84%	83%	67%
3	БКЗ-210-140ф	210	250 000	244 868	1962	98%	83%	67%
4	БКЗ-210-140ф	210	250 000	225 763	1963	90%	83%	67%
5	БКЗ-210-140-7	210	220 000	190 483	1970	87%	83%	67%
6	БКЗ-210-140-7	210	220 000	195 364	1971	89%	83%	67%
7	БКЗ-210-140-7	210	220 000	212 797	1971	97%	83%	67%
8	БКЗ-210-140-7	210	220 000	203 584	1971	93%	83%	67%
9	БКЗ-210-140-7	210	220 000	136 962	1971	62%	67%	65%
10	ТПЕ-430/А (Е-500)	500	300 000	80 347	1989	27%	67%	47%
11	ТПЕ-430/А (Е-500)	500	300 000	43 869	1993	15%	33%	24%
12	ПТВМ-180	180	220 000	196 350	1969	89%	83%	67%
13	ПТВМ-180	180	220 000	179 540	1979	82%	83%	67%
14	Борзиг	40			1950	89%	83%	67%
15	Борзиг	40			1950	89%	83%	67%
16	Борзиг	40			1948	89%	83%	67%
17	Борзиг	40			1948	89%	83%	67%

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. Средневзвешенное значение физического износа для каждой группы объектов недвижимости рассчитывалось по формуле:

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

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.



Таблица 31. Расчет средневзвешенного физического износа по основным группам основных средств ВГК

Наименование основного средства	Средний период эксплуатации, лет	Средневзвешенный физический износ, %
Здания, относящиеся к главным корпусам генерации	22	76,25%
Сооружения, относящиеся к дымовым трубам	35	67,22%
Сооружения, относящиеся к электротехническим устройствам	37	67,22%
Сооружения, относящиеся к топливному хозяйству	19	54,95%
Сооружения, относящиеся к техническому водоснабжению	16	56,05%
Сооружения, относящиеся к гидрозолоудалению	25	67,22%
Сооружения, относящиеся к внешним коммуникациям	18	78,43%
Сооружения, относящиеся к пиковой водогрейной котельной	40	67,22%
Сооружения, относящиеся к транспортному хозяйству	8	51,17%
Здания и сооружения, относящиеся к объектам подсобного и обслуживающего назначения	10	68,47%
Вспомогательное оборудование	7	62,7%

Физический износ вспомогательного оборудования рассчитывался по методу оставшегося срока службы для каждой инвентарной единицы.

6.5.5. Оценка экономического износа

Экономический износ (внешнее воздействие) - проявляется в потере стоимости, вызванной крупными отраслевыми, региональными, общенациональными или мировыми технологическими, социально-экономическими, экологическими и политическими изменениями.

В ходе проведения работ по оценке был выявлен технологический фактор, выраженный в избыточной мощности для производства тепловой энергии. С точки зрения оценщика этот фактор, учтенный в функциональном износе, подразумевает под собой и экономический износ.

6.5.6. 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, %

6.6. . Определение рыночной стоимости



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

$$C_0 = C_3 \times (1 - \text{Инак} / 100), \text{ где:}$$

C_0 – стоимость объекта, руб.;

C_3 – полная стоимость замещения объекта, руб.;

Инак – износ накопленный, %.

Расчет по определению рыночной стоимости основного энергетического оборудования ОАО «Владимирская генерирующая компания» приведен ниже.

Таблица 32 Расчет рыночной стоимости основного энергетического оборудования

№ п/п	Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
	Владимирская ТЭЦ-2						
1	Турбины						
2	ПТ-54,5-120/13	126 236 843	33,95%	83 373 924	67,00%	78,20%	27 513 395
3	Т-93/96-120 ст	224 213 649	33,95%	148 083 328	67,00%	78,20%	48 867 498
4	Т-93/96-120 ст	224 213 649	33,95%	148 083 328	67,00%	78,20%	48 867 498
5	ПТ-80/100-130/13	193 193 280	33,95%	127 595 728	36,00%	57,73%	81 661 266
6	ПТ-80/100-130/13	193 193 280	33,95%	127 595 728	32,00%	55,09%	86 765 095
	Котлы						
1	БКЗ-210-140ф	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
2	БКЗ-210-140ф	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
3	БКЗ-210-140ф	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
4	БКЗ-210-140ф	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
5	БКЗ-210-140-7	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
6	БКЗ-210-140-7	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
7	БКЗ-210-140-7	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
8	БКЗ-210-140-7	51 921 308	33,95%	34 291 757	67,00%	78,20%	11 316 280
9	БКЗ-210-140-7	51 921 308	33,95%	34 291 757	64,50%	76,55%	12 173 574
10	ТПЕ-430/А (Е-500)	123 622 160	33,95%	81 647 040	47,00%	65,00%	43 272 931
11	ТПЕ-430/А (Е-500)	123 622 160	33,95%	81 647 040	24,00%	49,81%	62 051 751
12	ПТВМ-180	33 687 039	33,95%	22 248 819	67,00%	78,20%	7 342 110
13	ПТВМ-180	33 687 039	33,95%	22 248 819	67,00%	78,20%	7 342 110
	Владимирская ТЭЦ-1						
	Турбины						
	ПР-6-35/15/5 М-1	39 206 695	33,95%	25 894 311	33,00%	55,75%	17 349 188
	Котлы						
	Борзиг	2 678 480	33,95%	1 769 019	67,00%	78,20%	583 776



№ п/п	Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
	Борзиг	2 678 480	33,95%	1 769 019	67,00%	78,20%	583 776
	Борзиг	2 678 480	33,95%	1 769 019	67,00%	78,20%	583 776
	Борзиг	2 678 480	33,95%	1 769 019	67,00%	78,20%	583 776
	Итого	1 792 881 486		1 184 119 959			536 071 762



Таблица 33. Расчет рыночной стоимости недвижимости ОАО «Владимирская генерирующая компания»

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Стоимость замещения с учетом корректировки на избыточный объем главного корпуса, руб.	Функциональный износ	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
Владимирская ТЭЦ-2							
Главный корпус	4 049 009 847	3 482 148 468	33,95%	2 299 807 060	76,25%	84,31%	546 204 177
Дымовые трубы и газоходы	351 747 960	351 747 960	33,95%	232 314 173	67,22%	78,35%	76 152 586
Электротехнические устройства	203 232 154	203 232 154	33,95%	134 225 966	63,27%	75,74%	49 301 197
Топливное хозяйство	250 131 882	250 131 882	33,95%	165 201 189	54,95%	70,25%	74 423 136
Техническое водоснабжение	687 862 677	687 862 677	33,95%	454 303 272	56,05%	70,97%	199 666 288
Гидрозолоудаление	15 633 243	15 633 243	33,95%	10 325 075	67,22%	78,35%	3 384 559
Внешние коммуникации	523 713 629	523 713 629	33,95%	345 889 991	78,43%	85,75%	74 608 471
Пиковая водогрейная станция	304 848 232	304 848 232	33,95%	201 338 950	67,22%	78,35%	65 998 908
Транспортное хозяйство	226 682 018	226 682 018	33,95%	149 713 578	51,17%	67,75%	73 105 140
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	1 211 576 306	1 211 576 306	33,95%	800 193 262	68,47%	79,18%	252 300 936
Итого Владимирская ТЭЦ-2	7 816 621 326	7 257 576 569		4 793 312 516			1 415 145 398
Владимирская ТЭЦ-1							
Главный корпус	67 835 299	67 835 299	33,95%	38 082 737	76,25%	84,31%	5 973 597
Дымовые трубы и газоходы	9 171 609	9 171 609	33,95%	5 148 941	67,22%	78,35%	1 114 733
Электротехнические устройства	5 710 625	5 710 625	33,95%	3 205 945	63,27%	75,74%	777 716
Топливное хозяйство	7 268 068	7 268 068	33,95%	4 080 293	54,95%	70,25%	1 214 032
Техническое водоснабжение	19 554 563	19 554 563	33,95%	10 977 932	56,05%	70,97%	3 186 571
Гидрозолоудаление	346 098	346 098	33,95%	194 299	67,22%	78,35%	42 065
Внешние коммуникации	14 882 234	14 882 234	33,95%	8 354 886	78,43%	85,75%	1 190 241
Пиковая водогрейная станция	5 710 625	5 710 625	33,95%	3 205 945	67,22%	78,35%	694 079
Транспортное хозяйство	7 787 215	7 787 215	33,95%	4 371 743	51,17%	67,75%	1 409 891
Объекты подсобного и обслуживающего назначения	34 782 896	34 782 896	33,95%	19 527 118	68,47%	79,18%	4 066 364
Итого Владимирская ТЭЦ-1	173 049 232	173 049 232		97 149 839			19 669 289
Итого ВГК	10 895 630 743	10 336 585 986		4 890 462 355			1 434 814 687



Таким образом, рыночная стоимость основного имущества (компонентов функционально-технологической схемы станций ОАО «Владимирская генерирующая компания»: недвижимости, основного и вспомогательного оборудования) (без НДС) составила:

2 204 143 279 руб.

(два миллиарда двести четыре миллиона сто сорок три тысячи двести семьдесят девять рублей)

6.7. Расчет рыночной стоимости непрофильных активов

В данном случае имущество ОАО «Владимирская генерирующая компания» по графе «непрофильные активы» содержит:

- Автотранспорт
- Оргтехника и компьютеры
- Инвентарь

6.7.1. Автотранспорт

При оценке автотранспортных средств на основе затратного подхода методом замещения применялось «МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СТОИМОСТИ АВТОТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИЗНОСА И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НА МОМЕНТ ПРЕДЪЯВЛЕНИЯ РД-03112194-0376-98».

Определение рыночной стоимости проводилось по следующей формуле:

$$PC = C_0 \times (1 - I_{\phi}/100),$$

где:

C_0 – розничная цена транспортного средства с учетом комплектности, руб.

I_{ϕ} – расчетный процент износа транспортного средства.

I_{ϕ} транспортных средств определяется по методике, рекомендованной в «Методике оценки остаточной стоимости транспортных средств с учетом технического состояния» РД-03112194-0376-98 по формуле:

$$I_{\phi} = 100 \times (1 - e^{-\Omega}), \%$$

где:

e - основание натуральных логарифмов, $e = 2,72$;

Ω - функция, зависящая от возраста и фактического пробега транспортного средства с начала эксплуатации.

Параметрическое описание функции Ω для различных видов транспортных средств, зависящей от фактического возраста T_{ϕ} и фактического пробега с начала эксплуатации L_{ϕ} , представлено в «Методике оценки остаточной стоимости транспортных средств с учетом технического состояния» Р-03112194-0376-98.

Расчет стоимости C_0 и оценка однородности выборки проводился соответственно по формулам:



$$C_0 = \frac{\sum_{r=1}^k C_0^r}{k},$$

где:

C_0^r - г-ое значение рыночной стоимости нового транспортного средства данной модели на дату оценки в месте оценки, тыс.руб.

k - объем выборки значений стоимости нового транспортного средства.

$$Y = \frac{\sqrt{\sum_{r=1}^k \left(C_r^{nod} - \frac{\sum_{r=1}^k C_r^{nod}}{k} \right)^2}}{k-1}}{\frac{\sum_{r=1}^k C_r^{nod}}{k}}$$

Совокупность значений стоимости транспортного средства в выборке считается однородной при значении коэффициента вариации $v \leq 0,3$.

При оценке транспортных средств сравнительный (рыночный) подход является основным.

В качестве величины рыночной стоимости принималась средняя цена предложения на аналогичные транспортные средства и самоходные машины с учетом внесенных корректировок, рассчитанная по формуле:

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ai}}{n}$$

где:

C_{ai} - расчетные цены предложения объектов-аналогов, аналогичных оцениваемому по модели с учетом корректирующих коэффициентов. В стоимость аналогов последовательно (перемножением) вносились корректировки на отличия от объекта оценки;

n - количество объектов-аналогов.

Стоимость объекта оценки определяется по формуле:

$$PC = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ai}}{n}$$

где:

C_{ai} – скорректированные цены предложения объектов-аналогов;

n – количество объектов-аналогов.



Рыночная стоимость транспортных средств составила **2 768 469** рублей.

Оценка оргтехники, компьютеров и инвентаря

Оценка данного вида имущества осуществлялась методами *сравнительного* и *затратного* подходов (см. Раздел «Обоснование выбора методов определения рыночной стоимости имущества»).

Непрофильные активы по графе «инвентарь», ввиду их незначительной стоимости по сравнению с основными статьями баланса, приняты нами по балансовой стоимости (с индексацией на дату оценки) и составляют **1 253 229** руб.

Итоговая рыночная стоимость оборудования по графе «оргтехника и компьютеры» составила **2 634 362** руб.

6.8. Согласование результатов оценки транспортных средств, оргтехники, компьютеров и инвентаря.

Рыночная стоимость имущества непрофильных активов представлена в таблице:

Таблица 34 Итог расчета стоимости непрофильных активов.

Непрофильные активы	Итого рыночная стоимость, руб.
Транспорт	2 768 469
Оргтехника и компьютеры	2 634 362
Инвентарь	1 253 229
ИТОГО:	6 656 060

6.9. Расчет рыночной стоимости земельных участков

Анализ представленных Оценщику документов показал, что ОАО «Владимирская генерирующая компания» по состоянию на дату оценки имеет в своем балансе земельные участки используемые на правах аренды и на правах собственности.

В соответствии с методическими рекомендациями по определению рыночной стоимости земельных участков, утвержденных Распоряжением Минимущества России от 10.04.2003 г. № 1102-р рыночная стоимость земельных участков ОАО «Владимирская генерирующая компания» была рассчитана сравнительным подходом.

Таблица 35. Объекты-аналоги для определения рыночной стоимости земельных участков

Наименование показателя	Объект оценки	Аналог №1 ²	Аналог №2	Аналог №3
Дата предложения	июнь 2005 г.	июнь 2005 г.	июнь 2005 г.	июнь 2005 г.
Адрес (местоположение)	г. Владимир	г. Владимир, ул. Куйбышева	г. Владимир, ул. Мостостроевская	г. Владимир, ул. Мостостроевская
Описание		тер-я ОАО "Владимирского тракторного завода", все коммуникации	под пром. базу	2-й складской участок
Общая площадь, кв.м		177 000,0	22 100,0	42 664,0
Коммуникации	все	все	все	все

² http://www.vladfind.ru/archiv/2005/bulletin/05_008.htm



Наименование показателя	Объект оценки	Аналог №1 ²	Аналог №2	Аналог №3
Цена предложения (без НДС), руб.		4 000 000	600 000	1 000 000
<i>Абсолютные корректировки</i>				
<i>Корректировка на переданные права собственности</i>		<i>0р.</i>	<i>0р.</i>	<i>0р.</i>
Скорректированная цена, руб.		4 000 000	600 000	1 000 000
<i>Корректировка на условия финансирования</i>		<i>0р.</i>	<i>0р.</i>	<i>0р.</i>
Скорректированная цена, руб.		4 000 000	600 000	1 000 000
<i>Корректировка на дату предложения</i>		<i>0%</i>	<i>0%</i>	<i>0%</i>
		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Скорректированная цена, руб.		4 000 000	600 000	1 000 000
<i>Корректировка на цену предложения</i>		<i>-5%</i>	<i>-5%</i>	<i>-5%</i>
		<i>-200 000р.</i>	<i>-30 000р.</i>	<i>-50 000р.</i>
Скорректированная цена, руб.		3 800 000	570 000	950 000
<i>Относительные корректировки</i>				
Стоимость 1 кв.м ЗУ, руб.		21	26	22
<i>Корректировка на местоположение</i>		<i>0%</i>	<i>0%</i>	<i>0%</i>
		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Скорректированная цена, руб./кв. м		21	26	22
<i>Корректировка на площадь</i>		<i>0%</i>	<i>0%</i>	<i>0%</i>
		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Скорректированная цена, руб./кв. м		21	26	22
<i>Корректировка на наличие коммуникаций</i>		<i>0%</i>	<i>0%</i>	<i>0%</i>
		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Скорректированная цена, руб./кв. м		21	26	22
Весовые коэффициенты		0,3	0,3	0,3
Доля в стоимости, руб.		7,0	9,0	7,0
Средневзвешенная стоимость 1 кв. м. (без НДС), руб.		23,0		



Проведя расчет средневзвешенной стоимости 1 кв. метра земельного участка под промышленное использование с применением необходимых корректировок, оценщики пришли к выводу, что стоимость земельных участков, находящихся на праве собственности у ОАО «Владимирская генерирующая компания» составляет:

49 459 x 23 руб. = **1 137 557 рублей**

Основным документом, регламентирующим оценку стоимости права аренды земельных участков являются «Методические рекомендации по определению рыночной стоимости права аренды земельных участков»³. Согласно данным методическим рекомендациям оценке прав аренды земли подлежат преимущества арендатора, которые возникают по причине наличия положительной разницы между величиной среднерыночной арендной платы за оцениваемый участок и арендной платой, уплачиваемой арендатором.

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 во Владимире 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.

Исходя из данных положений, 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.

Учитывая слабую развитость рынка аренды земельных участков в Владимирской области в качестве величины земельной ренты принимаем ставку арендных платежей за земельный участок на основании данных менеджмента Компании.

Коэффициент капитализации является ставкой для пересчета дохода, полученного от эксплуатации недвижимости, и отражает зависимость между ожидаемым чистым операционным доходом одного года и стоимостью недвижимости.

Коэффициент капитализации в расчетах принят на уровне WACC на дату оценки, который составляет 14,83%.

Таким образом, рыночная стоимость земельного участка определяется по следующей формуле:

$$PC = \frac{S(A - H)}{R} - C_{\text{выкупа}}$$

где А – ставка арендной платы за земельный участок, руб./кв. м;

Н - ставка налога на земельный участок, руб./кв. м;

³ Утверждены распоряжением Минимущества России от 10.04.2003 г. № 1102-р



S - площадь соответствующего земельного участка, кв. м;

R – коэффициент капитализации для земельного участка;

$S_{\text{выкупа}}$ – стоимость выкупа земельного участка в собственность.

Коэффициент кратный размеру ставки земельного налога для Владимирской области составляет – 10 (источник: <http://www.avo.ru/>).

Ниже приведена таблица расчета предполагаемой рыночной стоимости земельных участков.



Таблица 36 Расчет рыночной стоимости права аренды земельных участков

Виды земельных участков	Вид права	Правоустанавливающие документы	площадь земельных участков	Ставка земельного налога	Ставка аренды	Рентный доход	Затраты на выкуп	Предполагаемая рыночная стоимость земельного участка
			га	руб./кв.м	руб./кв. м	руб.	руб.	руб.
Производственная база Владимирской ТЭЦ, (ул. Б.Нижегородская, 108)	аренда		263,585	18,17	4,54	-35 926 635,50	47 893 394,50	-50 315 959,27
Производственные помещения, (ул. Погодина)	аренда		0,4792	18,18	10,65	-36 083,76	87 118,56	-89 551,72



Предполагаемая рыночная стоимость земельных участков ОАО «Владимирская генерирующая компания» используемых на правах аренды имеет отрицательное значение. Т.е. затраты на выкуп будут превышать затраты на аренду земельных участков, что говорит о нецелесообразности выкупа.

Таким образом, рыночная стоимость земельных участков используемых ОАО «Владимирская генерирующая компания» на правах аренды равна 0.

Рыночная стоимость земельных участков ОАО «Владимирская генерирующая компания» принадлежащих компании на правах собственности составляет **1 137 557** рублей.

6.10. Незавершенное строительство

Согласно ПБУ 2/1994 незавершенное строительство – это затраты застройщика по возведению объектов строительства с начала строительства до ввода объектов в эксплуатацию.

Сумма первоначальных инвестиций в объекты, незавершенные строительством индексируются специалистами отдела капитального строительства ОАО «Владимирская генерирующая компания» ежеквартально, поэтому она отражается в балансе компании по рыночной стоимости на дату бухгалтерской отчетности. 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 и технологии), во-вторых – по долгосрочным прогнозам не планируется увеличение спроса на тепловую энергию со стороны промпотребителей (данные Вранан), 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 средний размер функционального износа по основным средствам.

Таким образом, рыночная стоимость объектов незавершенного строительства ОАО «Владимирская генерирующая компания» по состоянию на дату оценки (01.04.2005г.) составляет:

189 573 000

6.11. Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов

Данная статья была учтена по номиналу - **651 000** рублей.

6.12. Расчет рыночной стоимости долгосрочных финансовых вложений

Оценщик счел возможным принять рыночную стоимость долгосрочных финансовых вложений, равную балансовой, согласно вступительному балансу - .

85 184 000 руб.

ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

6.12. Расчет рыночной стоимости запасов



Стоимость Запасов была учтена по балансовой стоимости -
134 892 000. рублей.

6.13. Расчет рыночной стоимости НДС

Данная статья была учтена по номиналу - **23 866,00 тыс. рублей.**

6.14. Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности

Оценщики сочли возможным рассчитать текущую рыночную стоимость дебиторской задолженности, используя ставку значение WACC, в разделе «Определение стоимости 100% пакета акций по доходному подходу».

Таким образом, стоимость дебиторской задолженности ОАО «Владимирская генерирующая компания» составляет **449 485 тысяч рублей.**

6.15. Денежные средства

Сумма денежных средств не корректировалась - **53,00 тыс. руб.**

6.16. Краткосрочные финансовые вложения

Рыночная стоимость краткосрочных финансовых вложений на дату оценки составляет

83 618 тыс. рублей

6.17. Расчет рыночной стоимости обязательств

Корректировка данных статей не проводилась.

257 252 тыс. руб.

7. Итоги затратного подхода

Метод чистых активов определяет стоимость 100% пакета акций.

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

Таблица 37. Расчет рыночной стоимости 100 % пакета акций ОАО «Владимирская генерирующая компания» по методу накопления чистых активов» тыс. руб.

Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
I. Активы			
Внеоборотные активы	3 484 398	-997 053	2 487 345
1. Нематериальные активы			
2. Основные средства, в том числе	3 111 549	-899 612	2 211 937
- земельные участки и объекты природопользования		1 138	1 138
- здания, машины и оборудования, сооружения	3 106 386	-902 243	2 204 143
- другие виды основных средств	5 163	1 493	6 656
3. Незавершенное строительство	287 014	-97441	189 573,00
4. Доходные вложения в материальные ценности		-	
5. Долгосрочные финансовые вложения	85 184	-	85 184



Затратный подход 2 922 007 000 руб.

Оценщик присвоил следующие веса.

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 38. Согласование результатов

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

8.2. Расчет стоимости 100% акций

Рыночная стоимость 100% акций 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 100% акций компании, полученная, соответственно, методом чистых активов, методом рынка капитала, методом дисконтирования денежных потоков;

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

Результаты расчета согласованной стоимости 100% акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» представлены в таблице:

Таблица 39. Расчет итоговой стоимости 100% пакета 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.	2 047 879 000	2 339 255 000

8.3. Расчет стоимости одной обыкновенной акции

ОАО «Владимирская Генерирующая Компания» имеет только обыкновенные именные акции.

Для расчета стоимости 1 обыкновенной акций на контрольном и ликвидном уровне можно применить следующую формулу:

$$S = n_{обыкн.} \times S_{обыкн.}$$

где

S – стоимость компании;

$n_{обыкн.}$ – количество обыкновенных акций;



$S_{\text{обыкн.}}$ – стоимость обыкновенной акции.

При 1 варианте: $2\,047\,879\,000 = X \times 29\,165\,220$
 $X = 2\,047\,879\,000 / 29\,165\,220$
 $X = 70,22 \text{ руб.}$

При 2 варианте: $2\,339\,255\,000 = X \times 29\,165\,220$
 $X = 2\,339\,255\,000 / 29\,165\,220$
 $X = 80,21 \text{ руб.}$

Таким образом, стоимость 1 обыкновенной акции составляет:

От 70,22 до 80,21 руб.

9. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

В процессе проведения соответствующих расчетов ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» была определена рыночная стоимость стоимости 100% акций ОАО «Владимирская Генерирующая Компания», 29 165 220 штук обыкновенных именных акций (в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оценке от 11.08.2005 года).

Полученные результаты позволяют сделать вывод:

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

От 2 047 879 000 до 2 339 255 000 руб.

(От двух миллиардов сорока семи миллионов восьмисот семидесяти девяти тысяч рублей до двух миллиардов трехсот тридцати девяти миллионов двухсот пятидесяти пяти тысяч рублей)

Рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной именной акции ОАО «Владимирская генерирующая Компания» на контрольном и ликвидном уровне на дату оценки составляет:

От 70,22 до 80,21 руб

