



КРАТКАЯ ВЕРСИЯ ОТЧЕТА

№ 311/10-05 (TGC-6)-04

**ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ
100% АКЦИЙ**

ОАО «Мордовская теплосетевая 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»
Хвесику Р.Ф.**

Уважаемый Рушан Федорович!

В соответствии с условиями Договора возмездного оказания услуг по оценке от 11 августа 2005 г., ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» произвело оценку рыночной стоимости акций ОАО «Мордовская теплосетевая компания» в количестве 1 345 037 710 штук обыкновенных именных акций, составляющих 100% уставного капитала ОАО «Мордовская теплосетевая компания».

Оценка произведена по состоянию на 1 апреля 2005 г. Результаты настоящей оценки будут использованы для обеспечения справедливых рыночных условий обмена акций ОАО «Мордовская теплосетевая компания» на дополнительные акции ОАО «ТГК-6» при присоединении.

Проведенный анализ позволяет сделать следующий вывод:

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

От 435 041 000 до 507 849 000 руб.

(От четырёмсот тридцати пяти миллионов сорока одной тысячи до пятисот семи миллионов восьмисот сорока девяти тысячи рублей)

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

От 0,32 до 0,38 рубля

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

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

С уважением,

**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.....	8
2.1	Официальные сведения о компании	8
2.2	Структура акционерного капитала Общества.....	9
2.3	Основная деятельность Общества	10
	Таблица 5. Установленная и располагаемая мощность по котельным.....	12
3	РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ	13
4	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ДОХОДНОМУ ПОДХОДУ	13
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	17
4.6	Прогноз амортизационных отчислений	19
4.7	Налоговые отчисления	19
4.8	Прочие эксплуатационные расходы	20
4.9	Прогноз капитальных вложений и ремонтов	20
4.10	ППОдрядчик	20
4.11	Прогноз собственного оборотного капитала	22
4.12	Расчет ставки дисконтирования	23
4.13	Расчет рыночной стоимости объекта оценки в рамках доходного подхода.....	27
9.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ	27
5	ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ	29
5.1	Расчет рыночной стоимости активов	29
	ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ.....	29
5.2	Определения стоимости замещения.....	29
5.3	Функциональный износ основного имущества компании.....	32
5.4	Анализ износа основных средств.....	33
5.4.1	Расчет физического износа основного оборудования.....	33
5.4.2	Расчет итогового физического износа зданий, сооружений, передаточных устройств.....	34
5.4.3	Оценка экономического износа	35
5.4.4	Определение накопленного износа.....	35
5.5.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ.....	35
5.5.1.	Расчет рыночной стоимости непрофильных активов.....	35
10.4.	СОГЛАСОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ, ОРГТЕХНИКИ, КОМПЬЮТЕРОВ И ИНВЕНТАРЯ.....	39
5.5.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ.....	39
5.6.	НЕЗАВЕРШЕННОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО	45
5.7.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОТЛОЖЕННЫХ НАЛОГОВЫХ АКТИВОВ.....	45
5.8.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ФИНАНСОВЫХ ВЛОЖЕНИЙ.....	45
5.9.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ЗАПАСОВ	46
5.10.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ НДС.....	46
5.11.	РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ДЕБИТОРСКОЙ ЗАДОЛЖЕННОСТИ	46

5.12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА.....	46
5.13. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ	47
5.14. ИТОГИ ЗАТРАТНОГО ПОДХОДА.....	47
6. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ.....	49
6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ	49
6.2. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ 100% АКЦИИ.....	49
6.3. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОДНОЙ ОБЫКНОВЕННОЙ АКЦИИ	49
7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ.....	50

Перечень таблиц, рисунков, содержащихся в Отчете

ТАБЛИЦА 1 ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РФ В 2004-2005 ГГ.....	4
ТАБЛИЦА 2 ПРОГНОЗ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	6
ТАБЛИЦА 3. СВЕДЕНИЯ ОБ АКЦИОНЕРАХ	9
ТАБЛИЦА 4. ГОДОВОЙ ОТПУСК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЭНЕРГОИСТОЧНИКАМ	11
ТАБЛИЦА 5. УСТАНОВЛЕННАЯ И РАСПОЛАГАЕМАЯ МОЩНОСТЬ ПО КОТЕЛЬНЫМ.	12
ТАБЛИЦА 6. ЧИСЛО ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СРЕДНЕГОДОВОЙ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ.....	12
ТАБЛИЦА 7. ПРОГНОЗЫ NERA И ТЭНИ (В ЦЕНАХ 2003 Г).....	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
ТАБЛИЦА 8. НОРМЫ АМОРТИЗАЦИИ ПО ВНОВЬ ВВОДИМЫМ ОСНОВНЫМ СРЕДСТВАМ	19
ТАБЛИЦА 9. ПАРКОВЫЙ РЕСУРС И НАРАБОТКИ КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	20
ТАБЛИЦА 10. ПЛАНИРУЕМЫЕ КАПВЛОЖЕНИЯ В 2005 Г.....	20
ТАБЛИЦА 11. ПЛАНИРУЕМЫЕ КАПВЛОЖЕНИЯ В 2006 Г.....	21
ТАБЛИЦА 12 ПРОГНОЗ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И РЕМОНТОВ.....	22
ТАБЛИЦА 13. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ОБОРАЧИВАЕМОСТИ.....	22
ТАБЛИЦА 14. ДАННЫЕ О СТРУКТУРЕ КАПИТАЛА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ-АНАЛОГОВ.....	24
ТАБЛИЦА 15. АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ РИСКА ОЦЕНИВАЕМОЙ КОМПАНИИ	26
ТАБЛИЦА 16. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПРЕМИИ ЗА СПЕЦИФИЧЕСКИЙ РИСК.....	26
ТАБЛИЦА 17. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ РИСКА ОЦЕНИВАЕМОЙ КОМПАНИИ	26
ТАБЛИЦА 18. РАСЧЕТ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПОКАЗАТЕЛЯ СРЕДНЕЙ СТОИМОСТИ КРЕДИТОВ.....	27
ТАБЛИЦА 19 РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ОСНОВНОГО КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	30
ТАБЛИЦА 20 ОСНОВНЫЕ ОБЪЕКТЫ НЕДВИЖИМОСТИ ОАО «МТСК»	31
ТАБЛИЦА 21. ПОЛНАЯ СТОИМОСТЬ ЗАМЕЩЕНИЯ	33
ТАБЛИЦА 22. ФИЗИЧЕСКИЙ ИЗНОС ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ ОАО «МОРДОВСКАЯ ТЕПЛОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»	34
ТАБЛИЦА 23 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ	35
ТАБЛИЦА 24. ИТОГ РАСЧЕТА СТОИМОСТИ НЕПРОФИЛЬНЫХ АКТИВОВ.....	39
ТАБЛИЦА 25 РАСЧЕТ ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ СТОИМОСТИ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ	41
ТАБЛИЦА 26. РАСЧЕТ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ 100 % АКЦИЙ ОАО «МОРДОВСКАЯ ТЕПЛОСЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ» ПО МЕТОДУ НАКОПЛЕНИЯ ЧИСТЫХ АКТИВОВ.	47
ТАБЛИЦА 27. СОГЛОСОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ	49
ТАБЛИЦА 28. РАСЧЕТ ИТОГОВОЙ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ.	49

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
Внешикономическая 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
Стоимость заемных средств (более 3 лет)		9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%	9,76%

Источник данных: 2005- 2008: МЭРиТ, «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).

Энергоэнергетика 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.

Топливо-энергетический комплекс Республики Мордовия

Республика Мордовия не располагает собственными предприятиями топливного комплекса, баланс производства и потребления электроэнергии республики имеет отрицательное сальдо.

Все потребляемые топливные ресурсы Республика Мордовия завозит из других районов РФ.

Перспективы развития энергетического сектора в республике связаны:

– с необходимостью реконструкции и модернизации действующих ТЭС с наращиванием собственных генерирующих мощностей (ввод агрегата Т-110-130 на Саранской ТЭЦ-2);



– с реализацией программы энергосбережения в республике с целью повышения эффективности использования топлива и энергии.

На рынке тепла г. Саранск действуют три основных теплоснабжающих организации, входящие в состав ОАО «ТГК-6»:

ОАО «МГК» (Саранская ТЭЦ-2) – осуществляет комбинированную выработку электрической и тепловой энергии, вся тепловая энергия, отпускаемая с коллекторов ТЭЦ-2, реализуется по договору с ОАО «МТСК».

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» (далее – ОАО «МТСК») (Центральная котельная, Северо-западная котельная, магистральные тепловые сети) – осуществляет выработку тепловой энергии (Центральная котельная), а также передачу тепловой энергии по магистральным тепловым сетям. Северо-западная котельная не используется по причине низкой рентабельности. Тепловая энергия реализуется по договорам с ОАО «СаранскТеплоТранс» (далее ОАО «СТТ») и промышленными потребителями.

В структуре потребления топливных ресурсов республики преобладают газ (75%) и продукты переработки нефти (21%) .

В дефицитной по электроэнергии республике работают всего лишь три тепловые электростанции суммарной мощностью 349 МВт .

Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях республики обеспечивает внутренние потребности республики лишь на 40%. Дефицит в размере 1,64 млрд. кВт.ч покрывается передачей электроэнергии из энергосистем соседних регионов.

Перспективы развития энергетического сектора в республике связаны:

- с необходимостью реконструкции и модернизации действующих ТЭС;
- с реализацией программы энергосбережения в республике с целью повышения эффективности использования топлива и энергии.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

2.1 Официальные сведения о компании

Полное наименование: Открытое Акционерное Общество «Мордовская теплосетевая компания».

Сокращенное наименование: ОАО «Мордовская теплосетевая компания».

Место нахождения: Российская Федерация, Республика Мордовия, г. Саранск.

Дата государственной регистрации: 01.02.2005г.

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 «Мордовская теплосетевая компания» – Ларюшкин Николай Иванович.

Основные виды деятельности.

Основными видами деятельности ОАО «Мордовская теплосетевая компания» являются:

1. поставка (продажа) тепловой энергии по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками тепловых нагрузок;
2. получение (покупка) тепловой энергии у их производителей;
3. производство тепловой энергии;
4. передача тепловой энергии.

Для осуществления основной деятельности ОАО «Мордовская теплосетевая компания» имеет все необходимые **лицензии**:

2.2 Структура акционерного капитала Общества

Уставный капитал Общества составляет 470 763 199 (четыреста семьдесят миллионов семьсот шестьдесят три тысячи сто девяносто девять) рублей.

Всего акций: количестве **1 345 037 710** (Один миллиард триста сорок пять миллионов тридцать семь тысяч семьсот десять) штук.

Обществом размещены следующие категории именных бездокументарных акций одинаковой номинальной стоимостью 0 рублей 35 копеек каждая:

Обыкновенные акции:

1 345 037 710 (Один миллиард триста сорок пять миллионов тридцать семь тысяч семьсот десять) штук на общую сумму по номинальной стоимости 470 763 199 (четыреста семьдесят миллионов семьсот шестьдесят три тысячи сто девяносто девять) рублей.

Привилегированные акции: нет.

Сведения об акционерах

Таблица 3. Сведения об акционерах

№ 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»	714 760 910	0	714 760 910	53,14%	119 526, РФ г. Москва, просп. Вернадского, д. 101, корп. 3
2	ЗАО «Депозитарно-Клиринговая Компания»	392 683 279	0	379 886 591	29,19%	115162, РФ, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 31, стр. Б



3	Российская Федерация в лице Федерального агентства по управлению федеральным имуществом	133 000 000	0	133 000 000	9,89%	РФ, г. Москва, Никольский пер., д. 9
---	---	-------------	---	-------------	-------	--------------------------------------

2.3 Основная деятельность Общества

В состав ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» входят Центральная котельная и Северо-западная котельная. Установленная тепловая мощность Центральной котельной – 119,8 Гкал/час (1610 усл. Ед.), Северо-западной котельной – 219,0 Гкал/час (1475 усл. ед.). Они являются источниками централизованного теплоснабжения в г. Саранске. Центральная котельная отпускает теплоэнергию как в горячей воде для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора, так и с паром для обеспечения технологических нужд промышленности. Северо-западная котельная выдает тепловую энергию только в горячей воде для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора. Предприятия используют в качестве основного энергетического топлива природный газ, а в качестве резервного – мазут.

Развитие тепловых сетей г.Саранска ведется на основании схемы, разработанной Минским отделением института «Промстройпроект» в 1965 году, переработанной в 1976 году Украинским отделением «ВНИПИэнергопром». Магистральные сети построены в период с 1960 по 1986 г. по техническим проектам специализированных институтов: Горьковского отделения ТЭП, Мордовпромпроекта, Минского отделения института Промстройпроект, Мордовгражданпроекта и Мордовкоммунпроекта.

Сегодня централизованным теплоснабжением в Саранске охвачено 1980 жилых и административных зданий, 155 промышленных предприятий. Годовой отпуск теплоэнергии от источников Саранских тепловых сетей в 2004 году составил 237538 Гкал. Протяжённость магистральных тепловых сетей в двухтрубном измерении составляет 66,43 км, в том числе: водяных – 48,84 км, паровых – 17,59 км. Длина теплотрасс подземной прокладки составляет 11,29 км, надземной – 55,14 км. Система горячего водоснабжения жилых домов и промышленных предприятий – закрытая и осуществляется через центральные теплопункты. Перепад высот теплосети по оси трубопроводов составляет от 135 до 215 м над уровнем моря. Оперативное управление работой источников тепловых сетей осуществляется диспетчерской службой с единого щита управления, который оснащён современными средствами контроля и сигнализации.

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» образована в результате реорганизации ОАО «Мордовэнерго», путем выделения филиалов в самостоятельные компании с 1 февраля 2005 года. ОАО «МТСК» в ряду важнейших республиканских предприятий занимает не последнее место.

Основным видом топлива для паровых котлов, работающих на выработку теплоэнергии, является газ; мазут используется в качестве резервного топлива.

Основным потребителем ОАО «МТСК» является ОПП ОАО «Сарансктеплотранс». Отпуск тепловой энергии в 2004 г. составил 1383 тыс. Гкал ОАО «Сарансктеплотранс» и 692 тыс. Гкал промышленным потребителям.

Потребление тепла промышленностью падает. В то же время рост потребления коммунально-бытовыми потребителями связан с вводом нового жилья, а также в связи с переводом в 2003-2004 гг. нагрузки шести котельных ОАО «Сарансктеплотранс» на ТЭЦ-2. Рост потребления тепловой энергии составляет в среднем 6% за последние три года и полностью компенсирует снижение потребления тепловой энергии промышленными потребителями.

Помимо коммунально-бытовых потребителей в лице ОАО «СТТ», в г. Саранске нет потребителей тепла, на которые приходилось бы более 10% рынка.

По оценкам специалистов ОАО «МГК» и ОАО «МТСК» снижение объемов потребления тепловой энергии промышленными потребителями продолжится и в 2005 г. На 2005 г. запланировано снижение тепловой энергии промышленными потребителями с 692 до 598 тыс. Гкал или на 13,6%.

Вероятность стабилизации и роста потребления тепловой энергии промышленными потребителями невелика.

На 01 апреля 2005 года списочная численность ОАО «Мордовская теплосетевая компания» составляет 406 человек.

Основные производственные показатели

Центральная котельная и СЗК являются источниками централизованного теплоснабжения в г. Саранске. Центральная котельная выдает теплоэнергию как в горячей воде для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора, так и с паром для теплоснабжения промышленности.

СЗК выдает тепловую энергию только в горячей воде для теплоснабжения жилищно-коммунального сектора.

Центральная котельная и СЗК используют в качестве основного энергетического топлива природный газ, а в качестве резервного – мазут.

На балансе предприятия имеется подстанция 35/5 кв, расположенная на территории Центральной котельной.

По состоянию на 01.01.2004 г. на балансе ОАО «МТСК» находится 66,43 км теплотрасс в том числе:

водяных сетей – 48,84 км;

паропроводов – 17,59 км.

На балансе СТС находятся также насосные станции №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9.

Схема тепловых сетей – радиальная.

Таблица 4. Годовой отпуск тепловой энергии по энергоисточникам Саранских тепловых сетей.

Наименование показателей	Ед. изм.	Отпуск тепловой энергии	
		2004 год	2003 год
Центральная котельная	Гкал	237538	198941
Северо-западная котельная	Гкал	0	0
В целом по котельным	Гкал	237538	198941

Таблица 5. Установленная и располагаемая мощность по котельным.

Наименование	Установленная мощность, Гкал/час		Располагаемая мощность, Гкал/час	
	На начало 2004 г.	На конец 2004 г.	На начало 2004 г.	На конец 2004 г.
Центральная котельная, в т.ч	119,8	119,8	119,8	119,8
С паром	23	23	23	23
С горячей водой	96,8	96,8	96,8	96,8
Северо-западная котельная	219	219	219	219

На Центральной котельной установлено три котлоагрегата:

- котлоагрегат ст № 1 типа ГМ-50-1 производительностью 50 т/час, с параметрами пара – 34 ата и 440⁰С ;
- котлоагрегат ст № 2 типа НЗЛ производительностью 65 т/час с параметрами пара – 34 ата и 425⁰С ;
- котлоагрегат ст № 3 типа Ла-Монт производительностью 60 т/час с параметрами пара – 34 ата и 425⁰С ;

На Северо-западной котельной установлено 6 котлоагрегатов, в том числе:

- 4 водогрейных котла ст №№ 1В, 2В, 3В, 4В КВ-ГМ-50 производительностью по 50 Гкал/час
- 2 паровых котла ст. №№ 1,2 типа ДЕ-16-14-ГМ производительностью по 16 т/час с параметрами пара 14 ата и 194⁰С

Паровые котлы служат для обеспечения собственных нужд котельной паром .

Таблица 6. Число часов использования среднегодовой установленной мощности котельного оборудования по Саранским тепловым сетям

Наименование	Число часов использования среднегодовой установленной мощности, час	
	2004 год	2003 год
Центральная котельная	2198	1991
Северо-западная котельная	0	0

Фактический отпуск тепловой энергии в 2004 году по Центральной котельной составил 237,538 тыс.Гкал, что выше запланированной величины на 40,538 тыс.Гкал и больше факта прошлого года на 38,597 тыс.Гкал. Увеличение отпуска тепла в отчетном году по сравнению с прошлым годом произошло с горячей водой из-за более низкой температуры наружного воздуха в 2004 году (в 2004 году - -3,2 0С, в 2003 году - -2,5 0С) и с паром за счет увеличения потребления пара промышленными потребителями, а также за счет большей продолжительности отопительного сезона. Фактический удельный расход электроэнергии на отпуск теплоэнергии в 2004 году составил 30,2 кВтч/Гкал и ниже плановой величины на 5,8 кВтч/Гкал, что вызвано увеличением фактического отпуска тепла по сравнению с планом. По сравнению с фактическим показателем 2003 года аналогичный показатель 2004 года практически не отличается.



3 РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ КОМПАНИИ

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» была выделена в результате реорганизации ОАО «Мордовэнерго». ОАО «Мордовская теплосетевая компания» зарегистрировано, как юридическое лицо, 01 февраля 2005 года. Таким образом, бухгалтерские балансы и отчеты ОАО «Мордовская теплосетевая компания», существуют только за 1 квартал 2005 года.

В связи с тем, что ОАО «Мордовская теплосетевая компания» образована только 01 февраля 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 (78%) над оборотными (22 %). При этом основными составляющими внеоборотных активов на 01.04.2005 года являются основные средства предприятия (здания, сооружения, машины, оборудование и пр.) – 61,1% и долгосрочные финансовые вложения – 35,6%. Структура оборотных активов характеризуется значительным удельным весом статей Краткосрочная дебиторская задолженность (66,5% величины мобильного капитала предприятия) и Запасы (12,9% величины мобильного капитала предприятия).

В структуре источников финансирования деятельности предприятия преобладают собственные средства, которые составляют на 01.04.05 г. 88 % общей величины пассивов. Основная доля заемного капитала предприятия на 01.04.2005 г. приходится на долгосрочные пассивы – 12,0 %. Кредиторская задолженность составляет на конец анализируемого периода 19,2% обязательств предприятия, краткосрочные кредиты и займы – 60,4%.

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.

Финансовые результаты деятельности предприятия принимают положительные значения на протяжении исследуемого периода, финансово-хозяйственная деятельность предприятия прибыльна. Основная доля прибыли предприятия формируется за счет осуществления операционной деятельности.

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 тепловой энергии

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» получает тепловую энергию от ОАО «Мордовская генерирующая компания».

Так как до 40% всей выработки электроэнергии в РФ осуществляется совместно с производством тепловой энергии (пара и горячей воды), при построении прогнозов цен на рынке тепловой энергии мы опирались на модель рынка разработанную компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России». Прогноз теплотребления в г. Саранске, в котором находятся потребители тепла оцениваемой компании, строился на основании исследований, проведенных компанией Branap.

Прогнозы для генерирующей компании строились по трем сценариям с применением модели рынка NERA Economic Consulting. Поэтому при прогнозировании объемов и цен на тепловую энергию для теплосетевой компании, которая получает основной объем теплоэнергии от генерации, мы в целом, используем алгоритм, приведенный в той же модели.

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, Читаэнерго 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

В указанной модели рынка дополнительно разработана модель теплоснабжения, которая используется для определения ежемесячной выработки тепловой энергии каждой ТЭЦ - как и электроэнергии в процессе совместной выработки электрической и тепловой энергии, а также остающихся мощностей для выработки электроэнергии в конденсационном режиме.

Модель Теплоснабжения может прогнозировать ежемесячную выработку тепловой энергии (в Гкал) по каждой ТЭЦ, на основе прошлой статистики ежемесячного производства тепла данной станции.

На этой основе по отдельным ТЭЦ определяются следующие исходные данные для модели UPLAN:

- Ежемесячный уровень минимально необходимого уровня загрузки мощности, который определяется ее работой в теплофикационном режиме при совместном производстве электрической и тепловой энергии (с более низким расходом топлива)
- Располагаемая мощность, доступная для диспетчирования в конденсационном режиме (с более высоким расходом топлива).

В целом, рабочая электрическая мощность в теплофикационном режиме составляет лишь около 80-85% от этой же мощности в конденсационном режиме. Источники типа ТЭЦ способны работать в широком диапазоне эксплуатационных режимов, которые могут оптимизировать потребление топлива для данного уровня выработки пара и электроэнергии. С учетом этого в РАО ЕЭСР используется один уровень мощности генерации, применимый ко всем режимам.

4.2 Основные допущения при построении денежных потоков

Прогнозы доходов и расходов Предприятия строились по трем сценариям, в соответствии с алгоритмом, приведенным в модели рынка разработанной компанией NERA Economic Consulting по заказу ОАО РАО «ЕЭС России».

Денежные потоки в расчетах приведены в номинальном выражении.

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

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

Установленная мощность по выработке собственной тепловой энергии составляет 340 Гкал/час. Основной объем тепловой энергии для отпуска потребителям, ОАО «Мордовская теплосетевая компания получает от ОАО «Мордовская генерирующая компания».

При прогнозировании объемов выработки теплоэнергии, мы исходили из прогнозов отпуска теплоэнергии генерирующей компанией, так как доля тепловой энергии, вырабатываемой ОАО «Мордовская теплосетевая компания» составляет порядка 10% в общем отпуске компанией тепловой энергии потребителям. В свою очередь, прогноз отпуска теплоэнергии генерирующей компании, строился исходя из базового прогноза теплотребления компании Vranan.

Рынок сбыта тепловой энергии, вырабатываемой ОАО «Мордовская генерирующая компания» - город Саранск.

В настоящее время из-за сложившихся цен на топливо наиболее платежеспособные предприятия переходят к теплоснабжению от собственных источников, что и объясняется ежегодным снижением потребления тепловой энергии промышленностью (в 2004 году на 32% меньше, чем в 2000 году).

Выработка теплоэнергии на 2005 – 2006 гг принята в соответствии с финансовыми планами отпуска тепловой энергии ОАО «Мордовская генерирующая компания», согласованному с финансовыми планами ОАО «Мордовская теплосетевая компания», затем, на весь прогнозный период, в соответствии с базовым прогнозом компании Bgranap.

Процент потерь в сетях принят на основании данных Предприятия и составляет 12,56% на все годы прогнозного периода.

Тариф на теплоэнергию рассчитывался на основании планового тарифа на 2005 - 2006 гг (с учетом предельных тарифов, рекомендованных ФСТ РФ), далее, с учетом темпов роста тарифа, представленных в модели рынка, разработанной компанией NERA Economic Consulting. Также производилось индексирование тарифа на прогнозируемую инфляцию.

Кроме выручки от основной деятельности ОАО «Мордовская теплосетевая компания» получает ежегодный доход в виде платы за не возврат конденсата. Оценщик принял в качестве базовой выручки от продажи излишков конденсата, плановую выручку Предприятия на 2006 год, рассчитанную на основании ретроспективных показателей. В дальнейшем базовый объем прочей выручки индексировался на темпы инфляции.

4.5 Анализ и прогнозирование расходов

Ретроспективные показатели структуры себестоимости ОАО «Мордовская теплосетевая компания» представлены руководством Компании.

Основная расходная статья затрат теплосетевой кампании – расходы на покупку теплоэнергии, их доля составляет порядка 50% в общей сумме затрат.

Затраты на покупку тепловой энергии ОАО «Мордовская теплосетевая компания» рассчитаны на основании прогнозного отпускного тарифа ОАО «Мордовская генерирующая компания» и объема покупаемой теплоэнергии.

В выработке собственной тепловой энергии основная статья затрат – затраты на топливо.

Расходы на топливо

Центральная котельная и СЗК используют в качестве основного энергетического топлива природный газ, а в качестве резервного – мазут.

При ретроспективном анализе динамики цен на топливо и расхода топлива, видно, что в структуре затрат на приобретение топлива 99% составляют затраты на газ.

Основными поставщиками газа для ОАО «Мордовская теплосетевая компания» являются ООО "Мордоврегионгаз", мазута - ООО "Саннион -Строй".

Расходы на топливо определяются из прогнозных цен на газ и мазут, а также удельного расхода условного топлива на выработку теплоэнергии. Прогноз удельного расхода условного топлива на выработку теплоэнергии был предоставлен производственно – техническим отделом ОАО «Мордовская теплосетевая 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 2006 г., растущие в номинальных ценах в соответствии со сценариями компании NERA Economic Consulting (приведены в разделе Основные допущения при построении денежных потоков Доходного подхода настоящего Отчета для Саранской ТЭЦ) и индексов инфляции для приведения стоимости топлива в номинальные цены.

Расходы на закупку электроэнергии

ОАО «Мордовская теплосетевая компания» производит закупку электроэнергии у ОАО «Мордовской генерирующей компании» на собственные нужды. Согласно расчетным данным о физических объемах и финансовому плану ОАО «Мордовская теплосетевая компания» в 2005 году планируется потратить порядка 27 928 тыс. руб. на закупку электроэнергии и 36 870 тыс. руб. в 2006 году.

В последующие годы прогнозного периода, затраты на покупку электроэнергии рассчитаны исходя базового показателя на 2006 год и индекса роста среднего эффективного тарифа отпуска электрической энергии ОАО «Мордовская генерирующая компания».

Расходы на персонал

Расходы на персонал рассчитывалась как сумма фонда оплаты труда и отчислений на социальные нужды, принятых на уровне установленной законодательством ставки налога. Среднемесячный размер оплаты труда работников станции, в соответствии с условиями коллективного договора компании, ежегодно индексировался на темпы инфляции.

Численность персонала в 2005 г составляет 406 чел. На последующие годы прогнозного периода, изменения численности не предусмотрено, так как не предусмотрено изменение выработки энергии.

Ставка социального налога на прогнозный период принят на уровне 26%.

Расходы на ремонт

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

Начиная с 2007 года, затраты на ремонт, предусмотренные в 2006 году, индексировались на темпы инфляции.

Ретроспективные данные о стоимости затрат на ремонт основного оборудования и тепловых сетей представлены менеджментом Компании.

Из приведенных данных видно, что ежегодно компания выделяет на ремонт 11,5 млн. руб. – 18,5 млн. руб. (в номинальных ценах). Основная доля ремонтов приходится на передаточные устройства – теплосети и машины и оборудование. Определенной тенденции (роста/снижения) затрат не прослеживается. Необходимость в проведении ремонта определяется состоянием основного оборудования и наличием финансовых ресурсов.

Приведенные данные отражают объем затрат на ремонт теплосетей в период, когда они входили в ОАО «Мордовэнерго». Это, преимущественно, затраты на выполнение ремонтных работ хозяйственным способом. До 2003 года включительно, доля затрат на ремонт хозяйственным способом в разы превышала затраты на ремонт ремонтными организациями.



Начиная с 2004 года, объем ремонтов, выполняемых специализированными ремонтными организациями, превышает объем ремонтов, выполняемыххозспособом. В плане на 2005 год предусмотрено выполнение ремонтов специализированными организациями.

Учитывая сказанное, прогноз затрат на ремонт, составленный на основе ретроспективных данных, по мнению оценщика был бы не совсем корректен. Что подтверждается и планами компании на 2005 год – 2006 год. Если в 2004 году на ремонт Тепловых сетей было истрачено 14247 тыс. руб., то в план на 2005 год заложена сумма более чем в 2 раза меньше – 6 575 тыс. руб. в ценах на 1.01.2005 г., а на 2006 год – 10 312 тыс. руб. в ценах на 1.01.2005г.

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

4.6 Прогноз амортизационных отчислений

Прогноз амортизационных отчислений составлен на основании стоимости основных средств на 1.01.2005 года, и взвешенного срока службы основных средств. Поскольку информация по группам основных средств у оценщика отсутствует, в расчетах была принята средняя норма амортизационных отчислений, исходя из средневзвешенного срока службы существующих основных средств в размере 6,18 %, согласованная с Администрацией компании и соответствующая амортизации, планируемой компанией на 2005 г..

Норма амортизационных отчислений по вновь вводимым основным фондам принята в соответствии со сроком службы основных средств, указанном в «Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. N 1, с изменениями от 9 июля 2003. г.):

Таблица 7. Нормы амортизации по вновь вводимым основным средствам

Наименование	Первоначальная стоимость, руб	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, сооружения, передаточные устройства	3 149 719 099,01	3,00%	33	10	свыше 30 лет
Машины и оборудование	12 272 284,18	10,00%	10	5	7-10
Транспорт	4 142 172,14	10,00%	6,7	4	5-7
Компьютеры и оргтехника	7 491 482,02	20,00%	5	4	5-7
Прочие ОС	4 898 154,36	25,00%	4	Разные группы	

4.7 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.

4.8 Прочие эксплуатационные расходы

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

4.9 Прогноз капитальных вложений и ремонтов

Надежное, полнообъемное энергообеспечение потребителей, эффективность энергопроизводства предопределяется состоянием основных производственных фондов. Степень физического износа основного оборудования ОАО «Мордовская теплосетевая компания», рассчитанная в затратном подходе, составляет 43,2%, износ зданий, сооружений и передаточных устройств – 63,5%, износ котлов – 46%.

Срок эксплуатации основного оборудования является важнейшим фактором, характеризующим техническое состояние основного оборудования, а значит и степень актуальности техперевооружения.

Критерием, определяющим необходимость техперевооружения основного оборудования, принят срок отработки паркового ресурса котлов.

Данные о парковых ресурсах основного энергетического оборудования ОАО «Мордовская теплосетевая компания» приведены в таблице:

Таблица 8. Парковый ресурс и наработки котельного оборудования

№	Наименование	Парковый ресурс (час)	Продление паркового ресурса	Наработка	Кол-во кап. ремонтов с начала эксплуатации	Наработка после кап.ремонта	Планируемая наработка до следующего ремонта	Дата последнего кап.ремонта
1	ГМ-50-1 котел ст. №1	210246	70082	118054	8	2700	40800	04.10.2002
2	НЗЛ котел ст. №2	210246	70082	294968	16	49337	40800	14.10.1993
3	Ла-Монт котел ст. №3	210246	105123	282628	8	6383	40800	22.10.2001

Данные о планируемых капвложениях на 2005 – 2006 гг, приведены в таблицах:

Таблица 9. Планируемые капвложения в 2005 г.

№	Наименование объекта	Ввод мощность и	Ввод ОФ/квартал тыс. руб.	Всего КВ/СМР тыс. руб.	В том числе по кварталам				4.10
					I	II	III	IV	
Объекты техперевооружения и реконструкции									
1	Техперевооружение насосной станции №2 с заменой насосов марки 300 Д-70 на насосы марки 1Д1250-63А.	2005г. 2 насоса	635 III кв.	750/250	-	500	250/250	-	Тендер
2	Техперевооружение насосной станции №4 с заменой насосов марки 300 Д-70 на насосы марки 1Д1250-63Б.	2005г. 2 насоса	550 III кв.	649/126	-	523	126/126	-	
3	Реконструкция паропровода ТЭЦ-2 – СПР на уч-ке от н.о.93 до РСУ-14.	2005г. 2,045км	11 151 IV кв.	13158/12158	-	7147/6604	4653/4300	1358/1254	
4	Реконструкция тепловых сетей по ул. Пролетарская (оплата за землю)	-	-	81	21	20	20	20	
5	Локальная сеть	2005г	983 I-IV кв.	1160 (факт 159)	250	340	207	363	

№	Наименование объекта	Ввод мощности	Ввод ОФ/квартал тыс. руб.	Всего КВ/СМР тыс. руб.	В том числе по кварталам				4.10
					I	II	III	IV	
6	Оборудование, не требующее монтажа в т.ч.	2005г.	388 I-IVкв.	711 (факт 365)	411	100	100	100	
	Мебель			400	281	19	50	50	
	Хоз. инвентарь			250	100	50	50	50	
	Электрические дрели			61	30	31	-	-	
	4.10.1.1 ИТОГО	2005г.	13 707	16509/12534	682	8630/6604	5356/4676	1841/1254	
	Объекты нового строительства								
8	4.10.1.2 Насосная подкачивающая станция по ул. Коммунистическая (оплата за землю)	-	-	34	8	8	9	9	
9	4.10.1.3 Магистральная теплотрасса ТЭЦ-2 – ЦК (оплата за землю)	-	-	224	56	56	56	56	
	4.10.1.4 ИТОГО	2005г.	-	258	64	64	65	65	
	4.10.1.5 ВСЕГО	2005г. 2,045км	13 707	16767/12534	746	8694/6604	5421/4676	1906/1254	

Таблица 10. Планируемые капвложения в 2006 г.

Наименование объекта	Ввод мощности	Ввод ОФ/ тыс. руб. без НДС	Всего КВ/СМР тыс. руб. с НДС	Всего КВ/СМР тыс. руб. без НДС
Объекты техперевооружения и реконструкции				
Реконструкция паропровода ТЭЦ-2 – СПР на участке от н.о.93 до н.о.231	2006г. 1,05км	20139 4кв.	23764/19144	20139/16224
Реконструкция тепловых сетей по ул. Пролетарская (оплата за землю)	-	-	100	85
Локальная сеть	2006г.	458 1-4кв.	540	458
Оборудование не требующее монтажа в т.ч.		376 1-4кв	444	376
ПИР			350	296
ИТОГО	2006г. 1,05км	20973	25198/19144	21354/16224
Объекты нового строительства				
Насосная подкачивающая станция по ул. Коммунистическая (оплата за землю)	-	-	40	34
Магистральная теплотрасса ТЭЦ-2 –ЦК (оплата за землю)	-	-	250	212
ИТОГО			290	246
ВСЕГО	2006г. 1,05км.	20973	25488/19144	21600/16224

Менеджмент компании предоставил имеющуюся на предприятии среднесрочную программу ремонтов и капитальных вложений. По результатам проверки предоставленных данных, выявившей их сопоставимость со среднеотраслевыми удельными показате-



лями, было принято решение использовать данные компании при прогнозировании капитальных вложений и ремонтов, учитывая в дальнейшем рост, связанный с инфляцией.

Таблица 11 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.	14	22	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	31	32	33
Ремонты																	
Прогноз	млн. руб.	7	11	12	13	13	14	14	15	16	16	17	18	19	19	20	21

* Данные менеджмента компаний

4.11 Прогноз собственного оборотного капитала

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

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

Расчет коэффициентов оборачиваемости приведен в таблице:

Таблица 12. Расчет коэффициентов оборачиваемости

Статья	01.04.05 - Ф	31.12.05 - БП	Поток БП	Комментарий	Оборачиваемость EOY, дн.
Запасы (топливо)	4			Не применяется	
НДС по приобретенным ценностям	1	5	577	Выручка	3
Дебиторская задолженность (до 12 месяцев)	79	19	577	Выручка	12
Прочие оборотные активы	0	0	577	Выручка	0
Кредиторская задолженность	13	8	563	Операционные затраты, включая расходы на топливо - Амортизация + НП + НИ	5
Прочие краткосрочные обязательства	0	0	563	Операционные затраты, включая расходы на 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.

4.12 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.

При расчете средневзвешенной стоимости капитала важным параметром является предположение об оптимальной структуре капитала. В соответствии с рекомендациями специалистов Deloitte and Touche, при оценке стоимости бизнеса энергетических компаний необходимо брать за основу оптимальную структуру капитала энергетической компаний на наиболее развитом рынке - США.

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 рекомендацией Deloitte and Touche 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:

$$B_u = B_l / (1 + (1 - t) (D / E))$$

где:

B_u – коэффициент «бета» без учета финансового рычага,

B_l – 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 88 %, заемный – 12 %. 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% - собственный капитал и 48% - заемный капитал.

Таблица 13. Данные о структуре капитала энергетических компаний-аналогов.

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

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 14. 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 15. 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, был рассчитан специфический риск оцениваемой компании:

Таблица 16. Определение степени риска оцениваемой компании

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

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 и теплокомпаний в меньшей степени подвержена рискам переходного периода, чем деятельность ОГК, т.к. деятельность ТГК и теплокомпаний 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 **2,75%**.

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%

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



Таблица 17. 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 14,68%.

4.13 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;

TV - стоимость реверсии;

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

362 233 000 руб.

(Триста шестьдесят два миллиона двести тридцать три тысячи рублей)

9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО СРАВНИТЕЛЬНОМУ ПОДХОДУ

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

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

Проведенный оценщиком анализ возможности применения метода выявил следующее:

1. В силу того, что российские теплосетевые компании всегда существовали в составе АО-энерго и, как правило, не выделялись в отдельные юридические лица, ни на российских, ни на международных биржевых площадках никогда не котировались акции публичных российских теплосетевых компаний, которые могли бы быть компаниями-аналогами ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания».

2. В России в последние годы не совершалось публичных сделок с акциями либо активами теплосетевых компаний, которые могли бы быть компаниями-аналогами Мордовской Теплосетевой Компании.

Таким образом, определение стоимости Мордовской теплосетевой компании на основе сравнения с российскими аналогами не возможен.

Компании-аналоги США

Проведенный Оценщиком анализ не выявил торгуемых компаний-аналогов ОАО «Мордовская теплосетевая компания», ведущих бизнес на территории США.

Европейские компании-аналоги

Проведенный анализ выявил несколько компаний, ведущих бизнес похожего профиля в городах Европы. В Европе, как и в России, данный вид бизнеса является регулируемым.

Компания	Страна	Рыночная капитализация	Стоимость компании	Выручка	ЕБИТДА
Campagne Parisienne de Chauffage Urbain	Франция	182	478	336	45
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A.	Польша	129	122	79	10
ENERGOAQUA	Чехия	25	25	21	5
Plzenska teplarenska A.S.	Чехия	38	69	58	23
Teplarna Usti nad Labem	Чехия	54	77	38	12
Teplarny A.S.	Словакия	36	61	57	16

Оценщик произвел расчет мультипликаторов на основании данных о рыночной капитализации:

1. Стоимость компании/Продажи
2. Стоимость компании/Прибыль до учета процентов и амортизации (ЕБИТДА)

Полученные мультипликаторы для каждой компании – аналога были скорректированы на соотношение средневзвешенной стоимости капитала компании – аналога и Мордовской теплосетевой компании. Данная корректировка обусловлена необходимостью учесть разницу в страновых рисках, структуре капитала, стоимостях заимствований компаний и прочих факторах, а также наличием прямой зависимости между величиной мультипликатора и средневзвешенной стоимостью капитала компании-аналога.

Средневзвешенная стоимость капитала для Мордовской теплосетевой компании в 2005 г. составляет 14,68%.



Компания	Страна	Средневзв-я стоим-ть кап-ла	Соотношение СВСК	СК / Выручка*	СК / EBITDA*
Campagne Parisienne de Chauffage Urbain	Франция	5.25%	35.75%	0.5x	3.8x
Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A.	Польша	10.74%	73.14%	1.1x	8.6x
ENERGOAQUA	Чехия	9.20%	62.66%	0.7x	3.0x
Plzenska teplarenska A.S.	Чехия	8.09%	55.14%	0.7x	1.6x
Teplarna Usti nad Labem	Чехия	7.79%	53.08%	1.1x	3.5x
Teplarny A.S.	Словакия	8.41%	57.31%	0.6x	2.2x

* С учетом коррекции на средневзвешенную стоимость капитала

Результаты оценки приведены ниже:

Показатели корреляции	Вес мультипликатора, %	Значение мультипликатора	Показатели оцениваемой компании	Стоимость собственного капитала компании по данному мультипликатору	Вклад мультипликатора в стоимость
Выручка 2005 г., тыс. руб.	50%	0.8	618,635	485,506	242,753
EBITDA 2005 г., тыс. руб.	50%	3.8	17,506	65,947	32,974
Итого	100%				275,727
Обязательства, тыс. руб.					40,471
ДФВ, тыс. руб.					210,612
Стоимость собственного капитала, тыс. руб.					445,868

Таким образом, с учетом приведенных выше допущений и ограничительных условий, *стоимость собственного капитала ОАО «Мордовская теплосетевая компания», рассчитанная с применением метода отраслевых мультипликаторов, составляет на дату определения стоимости (округленно) 445 868 тыс. руб.*

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ ПО ЗАТРАТНОМУ ПОДХОДУ

5.1 Расчет рыночной стоимости активов ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

Основные компоненты функционально-технологической схемы производственных комплексов, входящих в состав ОАО «Мордовская теплосетевая компания» включают:

- Производственные здания и сооружения;
- Система питательных трубопроводов и паропроводов;
- Котлы со вспомогательным оборудованием;
- Электротехническое оборудование котельного корпуса;
- Дымовые трубы и газоходы/Гидротехнические сооружения;
- Топливное хозяйство и золоудаление;
- Техническое водоснабжение;
- Прочие активы;

5.2 Определения стоимости замещения

Стоимость замещения объекта оценки представляет собой сумму затрат на создание объекта, аналогичного объекту оценки в рыночных ценах, существующих на дату проведения оценки, с учетом износа объекта оценки.

Для расчета стоимости воспроизводства/замещения активов компании могут применяться различные методы, к основным из которых, относятся следующие:

– Ресурсный метод (расчет по элементам затрат в ценах на дату оценки). Стоимость замещения/воспроизводства определяется по следующей формуле:

$$RCN = \sum Ci \times Ni$$

Где C_i - стоимость i -го элемента в составе объекта в текущих рыночных ценах;
 N_i - количество элементов в составе объекта.

– Метод удельных показателей

Этот метод основан на расчете удельных показателей затрат по аналогичным объектам, с применением следующей формулы:

$$RCN = U \times V$$

Где U - удельные затраты на создание аналогичного объекта;

V - объем, площадь, длина или другой параметр объекта, соответствующий удельным затратам.

– Метод индексации исторических затрат с приведением их к уровню цен на дату оценки по формуле:

$$RCN = BC_t \times I_t$$

Где

t - год, в котором произведены исторические затраты;

BC_t - базовая стоимость объекта в году t ;

I_t - индекс роста цен на данный вид имущества за период от года t до даты оценки.

Определение полной стоимости замещения недвижимого имущества

Оценщик считает возможным рассчитать стоимость зданий, сооружений и передаточных устройств ОАО «Мордовская теплосетевая компания» на основе стоимости замещения, с использованием «Справочника укрупненных показателей стоимости замещения ТЭС»².

Укрупненные показатели стоимости замещения ТЭС включают стоимость сооружения всех объектов производственного назначения в объеме затрат, необходимых для ввода их в эксплуатацию. Показатели разработаны для электростанций с установленной мощностью в диапазонах до 300 МВт, от 300 до 600 МВт, от 600 до 1000 МВт и более 1000 МВт, работающих на твердом топливе и газе/мазуте.

Таблица 18 Расчет стоимости основного котельного оборудования

Наименование объекта	Дата постан. на	срок полезного	Стоимость нового	Поправка на	Полная стоимость	Источник инфор-	Тно рм	Тфак т	Тост	Физический износ	Физический	Физический	Накопленный	Рыночная стоим-
----------------------	-----------------	----------------	------------------	-------------	------------------	-----------------	--------	--------	------	------------------	------------	------------	-------------	-----------------

² Справочник составлен ООО «КО-ИНВЕСТ» при участии ОАО «Инженерный центр ЕЭС» для РАО «ЕС России»



	баланс	использования (месяцы)	аналога, руб.	функциональный износ	замещения, руб.	машины					износ	износ	износ	мост, руб.
Котел ДЕ-16-14гм ст.1	01.12.89	143	1 937 664	36,52%	1 230 029	altaitepl o.ru	30	16	12	53,33%	0,00%	53,33%	70,37%	574 05
Котел ДЕ-16-14гм ст №2к	01.12.89	143	1 937 664	36,52%	1 230 029	altaitepl o.ru	30	16	12	53,33%	0,00%	53,33%	70,37%	574 05
Котел водогрейный КВ-ГМ-50-150М ст №2В	01.12.89	143	2 424 440	36,52%	1 539 035	altaitepl o.ru	30	16	12	53,33%	0,00%	53,33%	70,37%	718 26
Котел водогрейный КВ-ГМ-50-150М ст №1В	01.12.89	143	2 424 440	36,52%	1 539 035	altaitepl o.ru	30	16	12	53,33%	0,00%	53,33%	70,37%	718 26
Котел водогрейный КВГМ-50-150М ст №3В	01.06.90	149	2 423 391	36,52%	1 538 369	altaitepl o.ru	30	15	12	50,00%	0,00%	50,00%	68,26%	769 18
Котел водогрейный КВГМ-50-150М ст №4В	01.12.91	167	2 423 391	36,52%	1 538 369	altaitepl o.ru	30	14	14	46,67%	0,00%	46,67%	66,15%	820 41
Паровой котел ГМ-50-1ст.№1	01.01.73	12	2 412 900	36,52%	1 531 709	altaitepl o.ru			1	60,00%	0,00%	60,00%	74,61%	612 68

Таблица 19 Основные объекты недвижимости ОАО «МТСК»

№ п/п	Наименование объекта	Дата ввода	Стоимость в ценах 01.04.05 г., руб.	Функциональный износ (ККТМ), %	Полная стоимость замещения, руб.	Износ физический, %	Износ накопленный,	Рыночная стоимость по состоянию на 01.04.05, руб.
1	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Главный корпус котельной	01.12.89	34 562 577	36,52%	21 940 324	13%	0,45	19 088 082
2	Административно-бытовой корпус и тепловыделитель	01.12.92	16 203 065	36,52%	10 285 706	34%	0,58	6 788 566
3	Здание материального склада	01.12.92	7 957 458	36,52%	5 051 394	37%	0,60	3 182 378
4	Административно-бытовой корпус и тепловыделитель	01.12.92	11 135 373	36,52%	7 068 735	40%	0,62	4 241 241
5	Пристрой к котельной включение котлов по независимой схеме	01.12.94	13 959 539	36,52%	8 861 515	39%	0,61	5 405 524
6	Здание компрессорной станции СЗК	01.12.97	3 022 184	36,52%	1 918 482	11%	0,44	1 707 449
7	Административное здание общая площадь 1484,6 кв.м.	01.01.52	22 992 697	36,52%	14 595 764	40%	0,62	8 757 458
8	Здание инженерного корпуса 7-А общей площадью 2827,4 кв.м.	01.10.99	48 303 137	36,52%	30 662 831	30%	0,56	21 463 982

Определение полной стоимости замещения оборудования



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.

Выборочный анализ цен на отдельные единицы оборудования показал, что разброс цен между различными предложениями не превышает 8%. Это характерно для высокотехнологичного оборудования и говорит о сложившихся ценах на данном рынке, что подтверждается и другими источниками.

При расчете полной стоимости замещения для оборудования учитывалась величина затрат, составляющих стоимость подготовленного к использованию технологического оборудования, которая включает в себя следующие затраты:

- на запасные части;
- на тару, упаковку, реквизит;
- на транспортные расходы;
- на расходы сбыт-снаб. организаций;
- на комплектацию;
- на заготовительно-складские затраты;
- на устройство фундаментов под оборудованием;
- на монтажные работы;
- на шефмонтаж;
- на пусконаладочные работы.

Данный вид затрат определен на основе ценовых показателей, приведенных в межрегиональном информационно-аналитическом бюллетене «КО-ИНВЕСТ», выпуск 48, табл. 9.1.

5.3 Функциональный износ основного имущества компании

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

Строительство оцениваемых основных средств, описание и состав которых приведены выше, осуществлялось в 30-80 годах XX века.

Основные средства компании, вместе с активами Саранской ТЭЦ-2, являлись частью системы магистрального теплоснабжения г. Саранск.

При анализе активов Саранской ТЭЦ-2 нами было отмечено, что имеющаяся в наличии мощность оборудования в настоящее время значительно превышает существующие сей-

час и в обозримом будущем потребности потребителей. Был проведен расчет оптимальной тепловой мощности Саранской ТЭЦ-2 и, в сравнении с существующей мощностью, определен коэффициент функционального износа - 36,52%, который затем применялся при определении стоимости замещения основных средств. Полученный коэффициент, учитывающий снижение тепловой мощности, далее используется в затратном подходе и называется, корректирующий коэффициент по тепловой мощности (далее - «ККТМ»).

Этот же коэффициент функционального износа оценщик считает целесообразным и к активам ОАО «МТСК» при определении полной стоимости замещения, так как активы Саранской ТЭЦ-2 и активы ОАО «МТСК» представляют из себя звенья полностью интегрированной цепочки по производству и передаче тепла потребителям.

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

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

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

Таким образом полная стоимость замещения ОАО «Мордовская теплосетевая компания» равна:

Таблица 20. Полная стоимость замещения

Наименование имущества	Восстановительная стоимость на 01.04.05 г., руб.	Функциональный износ, %	Полная стоимость замещения, руб.
Здания, сооружения, передаточные устройства	722 447 975	36,52	458 609 975
Оборудование	58 069 018	36,52	36 862 213
Итого	780 516 993		495 472 187

5.4 Анализ износа основных средств

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

5.4.1 . Расчет физического износа основного оборудования.

Для определения *физического износа* применялся метод *экспертного анализа* физического состояния и *метод эффективного возраста*. Метод экспертного анализа физического состояния предусматривает привлечение специалистов для определения физического состояния машин и оборудования в соответствии с оценочной шкалой.

Физический износ каждой единицы оборудования определялся на основании данных о техническом состоянии, полученных от Компании.

Метод эффективного возраста основан на сопоставлении оставшегося срока службы объекта со сроком экономической жизни объекта.

Участвующие в расчете физического износа величины связаны между собой следующими соотношениями:

$$I_{\phi} = T_{\text{эф}} / T_{\text{эж}}$$

$$T_{\text{эф}} = T_{\text{эж}} - T_{\text{ост}}$$

где: I_{ϕ} - физический износ (в долях);
 $T_{\text{эф}}$ - эффективный возраст;
 $T_{\text{эж}}$ - срок экономической жизни;
 $T_{\text{ост}}$ - оставшийся срок службы.

В случае типичных условий эксплуатации оборудования (сменность, техобслуживание, плановые ремонты)

$$T_{\text{эж}} = T_n$$

где, T_n – нормативный срок службы.

Оценщик, основываясь на оценках ситуации на предприятии и на рынке определил удельные веса как: 0,3 для метода эффективного возраста и 0,7 для метода экспертного анализа состояния.

5.4.2. Расчет итогового физического износа зданий, сооружений, передаточных устройств

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:

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

где $I_{\phi.ср.}$ – 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 21. Физический износ основных средств ОАО «Мордовская теплосетевая компания»

№ п/п	Наименование	Период эксплуатации, лет		Средневзвешенный физический износ
		Min	Max	
1	Здания	1	53	27,1%
2	Сооружения	2	31	47,6%
3	Трубопроводы	1	39	48,5%
4	Кабельное хозяйство	7	22	53,6%
5	Вспомогательное оборудование	1	73	58,15%

5.4.3. 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.

5.4.4. Определение накопленного износа

Накопленный износ определяется 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, %

5.5. Определение рыночной стоимости

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

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

C₀ – стоимость объекта, руб.;

C₃ – стоимость замещения объекта, руб.;

Инак – износ накопленный, %.

Таблица 22 Результаты расчетов по определению рыночной стоимости

Наименование	Стоимость замещения без корректировок, руб.	Функциональный износ (ККТМ)	Полная стоимость замещения с учетом функционального износа, руб.	Физический износ	Накопленный износ	Рыночная стоимость, руб.
Здания, сооружения, передаточные устройства	722 447 975	36,52%	458 609 975	42,0%	68,7%	265 054 969
Оборудование	58 069 018	36,52%	36 862 213	58,1%	77,4%	9 793 155
Итого	780 516 993		495 472 187			274 848 124

Таким образом, рыночная стоимость основного имущества (компонентов функционально-технологической схемы производственных комплексов ОАО «Мордовская теплосетевая компания») (без НДС), полученной при помощи затратного подхода составила: **274 848 124 руб.**

5.5.1. Расчет рыночной стоимости непрофильных активов

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

- Автотранспорт
- Оргтехника и компьютеры
- Инвентарь

При оценке автотранспортных средств на основе затратного подхода методом замещения применялась методика, изложенная в «Р-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.

Расчетный износ ($I_{\text{тр}}$) транспортного средства является отправной точкой для последующих расчетов и определяется по формуле:

I_{ϕ} транспортных средств определяется по методике, рекомендованной в «Методике оценки остаточной стоимости транспортных средств с учетом технического состояния» Р-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 - r -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.

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

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 основе сравнительного подхода лежит принцип замещения, согласно которому наибольшая стоимость объекта определяется наименьшей ценой, по которой может быть приобретен другой объект с аналогичной полезностью.

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.

Таким образом, рыночная стоимость автотранспорта, принадлежащего ОАО «Мордовская теплосетевая компания» (без НДС) составила: **3 270 256 руб.**

Оргтехника, компьютеры и инвентарь

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

Оценка имущества по затратному подходу³

Затратный подход применялся к при оценке всех единиц оборудования, для получения величины их стоимости с точки зрения погашения затрат на их воспроизводство или замещение.

Полная восстановительная стоимость объекта оценки, рассчитанная методом замещения, определяется по формуле:

$$C_{ПВ} = (C_A + C_{ПИ}),$$

где: C_A – стоимость объекта аналога;

$C_{ПИ}$ – расходы на подготовку оборудования к использованию (включают в себя упаковку, транспортные, монтажные и прочие расходы);

Определение износа

Для определения **физического износа** применялся метод *экспертного анализа* физического состояния и *метод эффективного возраста*. Метод экспертного анализа физического состояния предусматривает привлечение специалистов для определения физического состояния машин и оборудования в соответствии с оценочной шкалой.

Метод эффективного возраста основан на сопоставлении оставшегося срока службы объекта со сроком экономической жизни объекта.

Участвующие в расчете физического износа величины связаны между собой следующими соотношениями:

$$I_{\phi} = T_{\text{эф}} / T_{\text{эж}}$$
$$T_{\text{эф}} = T_{\text{эж}} - T_{\text{ост}}$$

где: I_{ϕ} – физический износ (в долях);

$T_{\text{эф}}$ – эффективный возраст;

$T_{\text{эж}}$ – срок экономической жизни;

$T_{\text{ост}}$ – оставшийся срок службы.

В случае типичных условий эксплуатации оборудования (сменность, техобслуживание, плановые ремонты)

$$T_{\text{эж}} = T_n$$

где, T_n – нормативный срок службы.

В тех случаях, когда хронологический возраст превышал нормативный срок службы, значение I_{ϕ} , определенного на основании данного метода принималось равным 95% (максимальное значение в описанном выше методе).

Оценщик, основываясь на оценках ситуации на предприятии и на рынке определил удельные веса как: 0,3 для метода эффективного возраста и 0,7 для метода экспертного анализа состояния.

Функциональный износ каждой единицы оборудования определялся на основании данных о функциональной пригодности, полученных от Компании.

Совокупный износ объектов оценки на дату оценки определялся по формуле:

³ А. П. Ковалев: "Оценка стоимости активной части ОСНОВНЫХ ФОНДОВ", М., "Финстатинформ", 1997г.

$$I_{сов.} = 1 - (1 - I_{физ.}) \times (1 - I_{функ.}) \times (1 - I_{внеш.}), \text{ где}$$

$I_{физ.}$ – физический износ,

$I_{функ.}$ – функциональный износ (моральный износ),

$I_{внеш.}$ – внешний износ или износ внешнего воздействия.

В случаях, если совокупный износ превышал 95%, то его значение принималось значение равное 95%, так как оборудование еще эксплуатируется.

Оценка имущества по сравнительному подходу⁴

Сравнительный подход применялся для оценки оборудования для получения оценки стоимости, отражающей основные рыночные настроения и мотивировки потребителей.

Расчет стоимости оцениваемого объекта на основе внесения соответствующих корректировок в цену аналога проводится по формуле:

$$C_{об} = \frac{\sum_{i=1}^n C_{ai}}{n} \times K,$$

где:

C_{ai} – цены предложения объектов-аналогов на вторичном рынке;

n – количество объектов-аналогов.

K – суммарный корректирующий коэффициент.

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 **1 277 356** руб.

Итоговая рыночная стоимость оборудования по графе «оргтехника и компьютеры» составляет **3 345 484** рублей.

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

Рыночная стоимость имущества непрофильных активов представлена в таблице:

Таблица 23. Итог расчета стоимости непрофильных активов.

Непрофильные активы	Итого рыночная стоимость, руб.
Транспорт	3 270 256
Оргтехника и компьютеры	3 345 484
Инвентарь	1 277 356
ИТОГО	7 893 096

5.5. Расчет рыночной стоимости земельных участков

Анализ представленных Оценщику документов показал, что ОАО «Мордовская генерирующая компания» по состоянию на дату оценки не имеет в собственности земельных участков.

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.

⁴ А. П. Ковалев: "Оценка стоимости активной части ОСНОВНЫХ ФОНДОВ", М., "Финстатинформ", 1997г.



Учитывая слабую развитость рынка аренды земельных участков Мордовии в качестве величины земельной ренты принимаем ставку арендных платежей за земельный участок на основании данных менеджмента Компании. (Источники: Решение Саранского городского Совета депутатов от 29 ноября 2004 г. N 82 "Об экономическом регулировании земельных отношений в г.Саранске" (с изменениями от 28 февраля 2005 г.)

Коэффициент капитализации в расчетах принят на уровне 14,47%, что соответствует уровню WACC 2005 года, рассчитанного в доходном подходе настоящего отчета.

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

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

где

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

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

S - площадь соответствующего земельного участка, кв. м;

R – коэффициент капитализации для земельного участка;

C_{выкупа} – стоимость выкупа земельного участка в собственность.

Коэффициент кратный размеру ставки земельного налога для Республики Мордовия составляет – 7 (источник: <http://www.volgainform.ru>).

Ниже приведена таблица расчета предполагаемой рыночной стоимости земельных участков.

Таблица 24 Расчет предполагаемой стоимости 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
1	2	3	4	5	6	7	8	9
для эксплуатации гаражей боксового типа(г. Саранск, ул. Рабочая(13:23:09 06)	аренда		1240	17,95	197,4	222518,00	155806,00	1359984,19
для эксплуатации центральной котельной(г. Саранск, пр. Ленина, 50(13:23:09 05)	аренда		195530	19,59	107,75	17237924,80	26813028,90	90611526,96
для эксплуатации северо-западной котельной(г. Саранск, ул. Титова(13:23:10 06)	аренда		71854	14,24	78,35	4606559,94	7162406,72	24217429,38
для эксплуатации насосной станции(г. Саранск, п. ТЭЦ-2(13:23:11 05)	аренда		1340	14,43	79,35	86992,80	135353,40	457240,61
для эксплуатации насосной станции №2(г. Саранск, ул. Веселовского(13:23:10 01)	аренда		390	9,81	53,95	17214,60	26781,30	90484,37
для эксплуатации насосной станции №3(г. Саранск, ул. Пролетарская(13:23:11 05)	аренда		395	14,43	79,35	25643,40	39898,95	134783,61



1	2	3	4	5	6	7	8	9
для эксплуатации насосной станции №4(г. Саранск, ул. Войнова(13:23:10 02)	аренда		754	14,77	81,25	50125,92	77956,06	263501,16
для эксплуатации насосной станции №5(г. Саранск, п. Заречный(13:23:11 01)	аренда		351	14,84	81,65	23450,31	36461,88	123281,38
для эксплуатации насосной станции №6(г. Саранск, к-т ИН(13:23:11 07)	аренда		472	11,81	64,95	25082,08	39020,24	131838,62
для эксплуатации насосной станции №7(г. Саранск, ул. Севастопольская(13:23:1 1 03)	аренда		461	8,32	45,75	17255,23	26848,64	90693,80
для эксплуатации насосной станции №8,9(г. Саранск, р-н ДСК(13:23:10 06)	аренда		1568	14,24	78,35	100524,48	156298,24	528473,42
для эксплуатации тепловых камер №2(г. Саранск, ул. Веселовского(13:23:10 01)	аренда		114	9,81	53,95	5031,96	7828,38	26449,28
для эксплуатации тепловых камер №2а(г. Саранск, ул. Веселовского(13:23:10 01)	аренда		375	9,81	53,95	16552,50	25751,25	87004,20
для эксплуатации тепловых камер №4(г. Саранск, ул. Веселовского(13:23:10 01)	аренда		102	14,77	81,25	6780,96	10545,78	35646,05



1	2	3	4	5	6	7	8	9
для эксплуатации магистральных тепловых сетей(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 01)	аренда		3931	9,81	53,95	173 514,34	269 941,77	912 036,02
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		1846	14,77	81,25	122 722,08	190 857,94	645 123,53
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		5806	6,79	37,3	177 141,06	275 959,18	930 723,79
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		3615	22,72	124,95	369 561,45	574 929,60	1 942 518,97
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		8193	19,68	108,25	725 654,01	1 128 667,68	3 814 479,53
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		15605	14,24	78,35	1 000 436,55	1 555 506,40	5 259 456,47
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Пролетарский р-н(13:23:10 02)	аренда		6289	17	93,5	481 108,50	748 391,00	2 528 914,86



1	2	3	4	5	6	7	8	9
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Октябрьский р-н(13:23:11 01)	аренда		1500	14,84	81,65	100 215,00	155 820,00	526 843,49
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Октябрьский р-н(13:23:11 04)			15115	14,31	78,7	973 254,85	1 514 069,55	5 115 731,88
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Октябрьский р-н(13:23:11 05)			33579	14,43	79,35	2 179 948,68	3 391 814,79	11 457 971,86
для эксплуатации магистральной теплотрассы(г. Саранск, Октябрьский р-н(13:23:11 06)	постоянное (бессрочное) пользование		9966	6,79	37,3	304 062,66	473 683,98	1 597 587,55
для эксплуатации гаражей боксового типа(г. Саранск, ул. Рабочая(13:23:09 06)	аренда		240	17,95	197,4	43 068,00	30 156,00	263 222,75
для эксплуатации центральной котельной(г. Саранск, пр. Ленина, 50(13:23:09 05)	аренда		95530	19,59	107,75	8 421 924,80	13 100 028,90	44 270 031,05
для эксплуатации северо-западной котельной(г. Саранск, ул. Титова(13:23:10 06)	аренда		71854	14,24	78,35	4 606 559,94	7 162 406,72	24 217 429,38



Предполагаемая рыночная стоимость земельных участков ОАО «Мордовская теплосетевая компания» используемых на правах аренды составляют на дату оценки :

152 890 тыс. рублей.

5.6. Незавершенное строительство

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

В связи с тем, что объекты незавершенного строительства компании имеют длительный период строительных работ та часть СМР, которая существует на дату оценки подвержена функциональному износу, который определяется: во-первых – моральным устареванием объектов строительства (на дату ввода объекта в эксплуатацию могут появиться более современные проекты строительства и технологии), во-вторых – по долгосрочным прогнозам не планируется увеличение спроса на тепловую энергию со стороны промпотребителей (данные 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 на размер функционального износа равного среднему функциональному износу основных средств компании.

Таким образом, рыночная стоимость объектов незавершенного строительства ОАО «Мордовская теплосетевая компания» по состоянию на дату оценки (01.04.2005г.) составляет, без учета НДС:

9 131 000 (девять миллионов сто тридцать одна одна тысяча) руб.

5.7. Расчет рыночной стоимости отложенных налоговых активов

Данная статья была учтена по номиналу. - **2 171,00 тысяч рублей.**

5.8. Расчет рыночной стоимости долгосрочных финансовых вложений

Долгосрочные финансовые вложения учитываются в части расчета стоимости внеоборотных активов предприятия и для целей расчета чистых активов не учитываются фактические затраты по выкупу собственных акций у акционеров. На сегодняшний момент, в состав долгосрочных финансовых вложений входят акции ОАО «СаранскТепло-Транс» в размере 51,19% на сумму 153 560 тыс. рублей. В связи с зачислением на счет ОАО «МТСК» акции ОАО «СаранскТеплоТранс», приобретенных по договору купли-продажи у Компании «Мелвилл Инвестментс ИНК» в счет погашения дебиторской задолженности в сумме 57 051 тыс. рублей.

Таким образом стоимость долгосрочных финансовых вложений ОАО «МТСК» равна 210 612 тыс. рублей, что составляет 75%+2 акции ОАО «СаранскТеплоТранс».

Результаты оценки представлены в таблице.

Наименование подхода	Стоимость ОАО «СТТ», руб.	Вес, %	Взвешенная стоимость, руб.
Затратный подход (метод чистых активов)	615 806 000	40	246 322 400
Доходный подход (метод дисконтирования денежных потоков)	112 844 000	60	67 706 400



ИТОГО, руб.			314 029 000
--------------------	--	--	--------------------

Рыночная стоимость 100% пакета акций (3 000 000 штук) ОАО «СаранскТеплоТранс» равна: **314 029 000 руб. (триста четырнадцать двадцать девять тысяч рублей).**

$K_A = \text{ЧА} * (1 - \text{СК}_{\text{нек}}) * (1 - \text{СК}_{\text{лик}}) * m / N$, где

ЧА- текущая откорректированная стоимость чистых активов, руб.;

СК_{нек}- скидка на неконтрольный характер;

СК_{лик}- скидка на низкую ликвидность;

N- количество выпущенных акций;

m- количество акций, принадлежащих ОАО «МТСК».

Скидка за неконтроль отсутствует, скидка на неликвидности экспертно принята на уровне 10%.

Итоговая величина стоимости пакета акций с учетом скидки на неликвидность равна по затратному подходу (без учета НДС):

$K_A = 314\,029\,000 \times (1-0) \times (1-0,10) \times 282\,626\,100 / 3000000 \times 2\,250\,002 = 211\,950\,000$ руб.

Стоимость одной акции в пакете составляет 94,20 руб.

Таким образом, стоимость пакета акций (2 250 001 штук - 75%+2) ОАО «СаранскТеплоТранс» составляет на дату оценки (без учета НДС): **212 000 000 руб. (двести двенадцать миллионов рублей).**

Основываясь на том факте, что в результате реструктуризации дебиторской задолженности на основании Договора купли-продажи (данные менеджмента компании) стоимость акций ОАО «Сарансктеплотранс» возросла до 210 612 000 рублей.

Таким образом, рыночная стоимость компании находится в диапазоне от 210 612 000 до 212 000 000 рублей. Оценщиком было определено, что вероятнее всего рыночная стоимость находится в нижней границе ценового диапазона, так как скидка на неликвидность акций определена экспертным путем и может немного превышать реальную.

Отсюда следует, что рыночная стоимость долгосрочных финансовых вложений на 01.04.05 г. составляет 210 612 тыс. рублей.

ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ

5.9. Расчет рыночной стоимости запасов

Стоимость запасов принята по номиналу и составляет **15 328,00 тыс. рублей.**

5.10. Расчет рыночной стоимости НДС

Данная статья была учтена по номиналу - **1 210,00 тыс. рублей.**

5.11. Расчет рыночной стоимости дебиторской задолженности

Для определения стоимости дебиторской задолженности было использовано значение WACC, рассчитанное в разделе «Определение стоимости 100% пакета акций по доходному подходу».

Таким образом, стоимость дебиторской задолженности ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» составляет **34 746 тысячи рублей.**

5.12. Денежные средства



В связи с тем, что денежные средства в наличной и безналичной формах представлены в рублях, то корректировка не проводится. Сумма денежных средств составляет: **10 406,00 тыс. руб.**

5.13. Расчет рыночной стоимости обязательств

Корректировка данных статей не проводилась. Таким образом, рыночная стоимость обязательств ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» составляет

52 721 тыс. руб.

5.14. Итоги затратного подхода

Метод чистых активов определяет стоимость 100% акций.

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

Таблица 25. Расчет рыночной стоимости 100 % акций ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» по методу накопления чистых активов. тыс. руб.

Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
I. Активы			
Внеоборотные активы	433 416	224 129	657 545
1. Нематериальные активы		0	
2. Основные средства, в том числе	263 300	172 331	435 631
- земельные участки и объекты природопользования		152 890	152 890
- здания, машины и оборудования, сооружения	260 558	14290	274848
- другие виды основных средств	2 742	5 151	7 893
3. Незавершенное строительство	14 384	-6 623	131 ⁹
4. Доходные вложения в материальные ценности		0	
5. Долгосрочные финансовые вложения (10.8)	153 561	57 051	210 612
6. Отложенные налоговые активы	2 171	0	2 171
7. Прочие внеоборотные активы		0	
Оборотные активы	119 241	-57 051	62 190
8. Запасы и затраты	15 328	0	15 328
9. Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1 210	0	1 210
10. Дебиторская задолженность	91 797	-57 051	34 746
11. Краткосрочные финансовые вложения	500	0	500
12. Денежные средства	10 406	0	10 406
13. Прочие оборотные активы		0	



Наименование показателя	По данным баланса	Величина поправки	Скорректированное значение
Итого активы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 1-13)	552 657	167 078	719 735
II. Пассивы		0	
Долгосрочные пассивы	13 548	0	13 548
15. Долгосрочные обязательства по займам кредитам		0	
16. Отложенные налоговые обязательства	13 548	0	13 548
17. Прочие долгосрочные обязательства		0	
Краткосрочные пассивы	52 721	0	52 721
18. Краткосрочные обязательства по займам и кредитам	40 000	0	40 000
19. Кредиторская задолженность	12 721	0	12 721
20. Задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов		0	
21. Резервы предстоящих расходов и платежей		0	
22. Прочие краткосрочные обязательства		0	
Итого пассивы, принимаемые к расчету (сумма данных пунктов 15-22)	66 269	0	66 269
Стоимость собственного капитала (итого активы, принимаемые к расчету минус итоговые пассивы, принимаемые к расчету).	486 388	167 078	653 466

Таким образом, рыночная стоимость 100 % акций ОАО «Мордовская теплосетевая Компания» по методу накопления чистых активов составляет:

653 466 тыс. руб.

(Шестьсот пятьдесят три миллиона четыреста шестьдесят шесть тысяч рублей)



6. ВЫВЕДЕНИЕ ИТОГОВОЙ ВЕЛИЧИНЫ СТОИМОСТИ 100% АКЦИЙ

6.1. Определение весовых коэффициентов

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

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

Доходный подход	362 233 000	руб.
Сравнительный подход	445 867 000	руб.
Затратный подход	653 466 000	руб.

Оценщик полагает необходимым присвоить следующие веса.

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

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

Таблица 26. Согласование результатов .

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

6.2. Расчет стоимости 100% акции

Рыночная стоимость одной пакета акции рассчитывается по формуле:

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

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

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

Результаты расчета согласованной стоимости 100% акций ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» представлены в таблице:

Таблица 27. Расчет итоговой стоимости 100% акций.

Наименование показателя		
Доходный подход, уд. вес	0,75	0,50
Сравнительный подход, уд. вес	0,00	0,00
Затратный подход, уд. вес	0,25	0,50
Итоговая стоимость 100% акции, руб.	435 041 000	507 849 000

6.3. Расчет стоимости одной обыкновенной акции

ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания» имеет только обыкновенные именные акции.



Для расчета стоимости 1 обыкновенной акций в составе 100% можно применить следующую формулу:

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

где S – стоимость компании;

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

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

Исходя из соотношения весов доходного и затратного подходов – 75:25:

$$435\,041\,000 = X \times 1\,345\,037\,710$$

$$X = 435\,041\,000 / 1\,345\,037\,710$$

$$X = 0,32 \text{ руб.}$$

Исходя из соотношения весов доходного и затратного подходов – 50:50:

$$507\,849\,000 = X \times 1\,345\,037\,710$$

$$X = 507\,849\,000 / 1\,345\,037\,710$$

$$X = 0,38 \text{ руб.}$$

Таким образом, стоимость 1 обыкновенной акции составляет:

От 0,32 до 0,38 руб.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О СТОИМОСТИ ОБЪЕКТА ОЦЕНКИ

В процессе проведения соответствующих расчетов ЗАО «Центральная Финансово-Оценочная Компания» была определена рыночная стоимость стоимости 100% акций ОАО «Мордовская Теплосетевая Компания», 1 345 037 710 штук обыкновенных именных акций (в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оценке от 11 августа 2005 г.).

Полученные результаты позволяют сделать вывод:

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

От 435 041 000 до 507 849 000 руб.

(От четырёмсот тридцати пяти миллионов сорока одной тысячи до пятисот семи миллионов восьмисот сорока девяти тысячи рублей)

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

От 0,32 до 0,38 рубля

