

ТГК-4: рост спроса гарантирует рынок


ГАЗПРОМБАНК

- ▶ ОАО «Территориальная генерирующая компания №4» (ТГК-4, рейтинг не присвоен) является третьей крупнейшей в России генерирующей компанией по величине установленной тепловой мощности (17717 Гкал/ч) и занимает шестое место среди территориальных генерирующих компаний по величине установленной электрической мощности (3324 МВт). В состав компании входят 11 региональных филиалов, расположенных в пределах энергодефицитной объединенной энергетической системы Центра.
- ▶ Выручка ТГК-4 в 2006 году по РСБУ составила 762 млн. долл., рентабельность EBITDA – 11,2%. Значения соотношений чистый долг/EBITDA и чистый долг/капитал по РСБУ в том же году составили 1,99 и 0,27 соответственно. ОАО «ТГК-4» действует в качестве единой операционной компании с 15 сентября 2006 года.
- ▶ ТГК-4 является в настоящее время квазигосударственной компанией: основному акционеру, контролируемому государством РАО «ЕЭС России», принадлежит 50,1% голосующих акций ТГК-4. В ходе запланированного на ноябрь 2007 года проведения размещения дополнительной эмиссии акций ТГК-4 доля РАО «ЕЭС России» в компании может снизиться до блокирующего пакета.
- ▶ ТГК-4 занимает сильные позиции на рынке тепла и является конкурентоспособной компанией на рынке электроэнергии. Учитывая дефицит электроэнергии, перспективы дальнейшего роста спроса, а также активную программу по модернизации оборудования и новому строительству, энергия станций ТГК-4 будет оставаться востребованной.
- ▶ Инвестиционная программа ТГК-4 предполагает капиталовложения до 2015 года в размере порядка 80 млрд. руб. При этом мы полагаем, что за счет долговых обязательств будет профинансировано около 7 млрд рублей, включая размещаемый заем – остальное придется на амортизацию, которая существенно вырастет после проведения переоценки основных средств, чистую прибыль и размещение дополнительной эмиссии акций.
- ▶ Кредитное качество ТГК-4 находится на уровне компаний-аналогов. Основными факторами инвестиционной привлекательности и высокого кредитного качества ТГК-4 мы считаем:
 - Расположение ключевых станций ТГК-4 в энергодефицитных регионах объединенной энергетической системы Центра с растущим потреблением
 - Инфраструктурный характер деятельности компании, обеспечивающей теплом и электроэнергией 11 регионов Центральной России.
 - Комбинированное производство тепловой и электроэнергии, позволяющее полнее использовать теплоту сгорания топлива и обеспечивающее конкурентные цены на электроэнергию, поставляемую станциями ТГК-4
 - Сильные позиции станций ТГК-4 на рынке тепла

СОДЕРЖАНИЕ

Кратко о ТГК-4	2
Реформирование электроэнергетики России: концепция и текущее состояние	5
Особенности территориальных ген. компаний	7
История формирования ОАО «ТГК-4»	8
Описание активов, сильные и слабые стороны ТГК-4	8
Итоги производственной деятельности в 2006 году	10
Конкурентное окружение ТГК-4	12
Стратегия ТГК-4	14
Инвестиционная программа	15
Финансовые результаты ОАО «ТГК-4»	17
Прогноз финансовых показателей ТГК-4 по МСФО до 2012П года	19
Приложение	25

SWOT

Сильные стороны

- Комбинированное производство тепловой и электроэнергии, обеспечивающее конкурентные цены
- Расположение станций ТГК-4 в энергодефицитном регионе с растущим потреблением
- Сильные позиции на рынке тепла
- Низкий уровень долговой нагрузки

Слабые стороны

- Значительный износ оборудования
- Относительно низкий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)
- Доминирование в топливной структуре газа, цены на который будут расти опережающими темпами по сравнению с динамикой цен на уголь

Возможности

- Рост энергопотребления в регионах деятельности ТГК-4
- Рост рентабельности в результате роста цен на электроэнергию по мере либерализации рынка и строительства новых мощностей
- Повышение эффективности и конкурентоспособности компании за счет реализации инвестиционной программы
- Захват рынка тепла за счет замещения неэффективных котельных

Угрозы

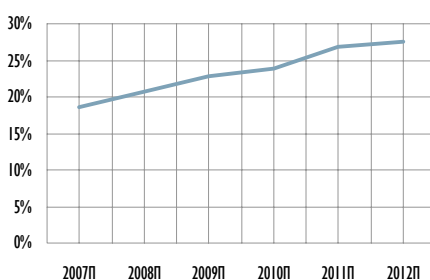
- Опережающий рост цен на газ по сравнению с динамикой цен на другие виды топлива
- Ограничения по поставкам газа
- Потеря части промышленных потребителей тепла в результате развития теплосберегающих технологий и строительства предприятиями собственных котельных
- Пересмотр планов по либерализации рынка электроэнергии и мощности

Финансовые показатели ТГК-4, млн. долл., РСБУ (2005-2006 г. – проформа)

	2005	2006	1 кв. 2007
Выручка	549	762	311
EBITDA	86	85	70
Рентабельность EBITDA	15,6%	11,2%	22,5%
Чистая прибыль	30	-10	33
Чистый долг	69	170	182
Чистый долг/EBITDA	0,80	1,99	н/п
Чистый долг/Капитал	0,12	0,27	0,27
Чистый долг/Активы	0,10	0,19	0,19
Капитал	562	633	674
Активы	700	881	949

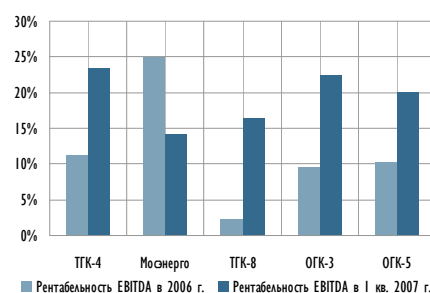
Источник: данные компании, оценки Газпромбанка

Прогноз рентабельности EBITDA ТГК-4 (по МСФО)



Источник: прогнозы Газпромбанка

Рентабельность EBITDA ТГК-4 и конкурентов



Источник: прогнозы Газпромбанка

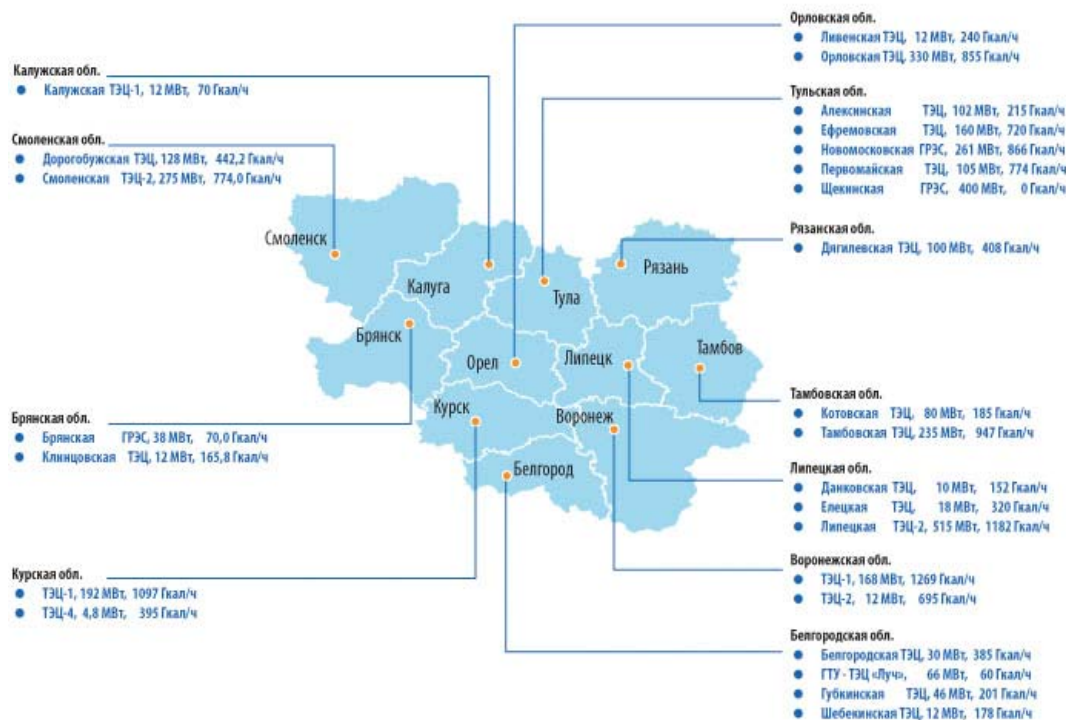


Кратко о ТГК-4

Описание компании

ОАО «Территориальная генерирующая компания №4» (ТГК-4) было образовано 20 апреля 2005 года. В состав ОАО «ТГК-4» входят 11 филиалов, расположенных в Белгородской, Брянской, Воронежской, Калужской, Курской, Липецкой, Орловской, Рязанской, Смоленской, Тамбовской и Тульской областях.

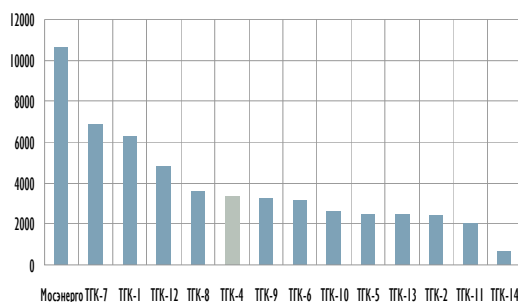
Иллюстрация 1. География расположения активов ТГК-4



Источник: ТГК-4

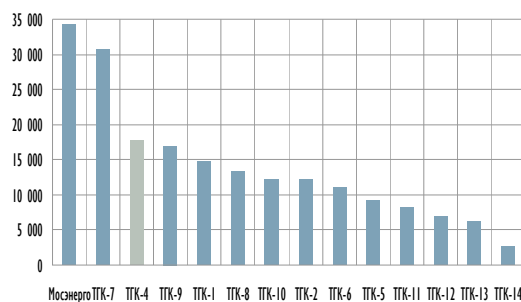
ТГК-4 входит в число 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), образованных в результате реформирования РАО «ЕЭС России» и объединяющих электростанции нескольких соседних регионов, преимущественно теплоэлектростанции, вырабатывающие электрическую и тепловую энергию. По величине установленной электрической мощности ТГК-4 занимает шестое место среди территориальных генерирующих компаний, а по величине установленной тепловой мощности ТГК-4 входит в тройку крупнейших ТГК, уступая лишь Мосэнерго и ТГК-7.

График 1. Территориальные генерирующие компании по величине установленной электрической мощности, МВт



Источник: данные компаний

График 2. Территориальные генерирующие компании по величине установленной тепловой мощности, Гкал/ч



Источник: данные компаний

В состав ОАО «ТГК-4» входят 26 электростанций и 7 предприятий тепловых сетей, а также 654 котельных. Общая установленная электрическая мощность электростанций ТГК-4 составляет 3324 МВт, тепловая – 12666 Гкал/час, а с учетом мощности котельных – 17717 Гкал/час. Протяженность тепловых сетей ТГК-4 превышает 5,2 тыс. км. В структуре топливного баланса доминирует газ, на долю которого приходится 97% потребляемого топлива, на долю угля приходится 2%, на долю мазута – 1%.

Крупнейшими и одними из наиболее эффективных станций, входящих в состав ТГК-4, являются следующие:

- ▶ Липецкая ТЭЦ-2, установленная электрическая мощность – 515 МВт, установленная

тепловая мощность – 1182 Гкал/ч. Расход условного топлива на производство электроэнергии – 315,9 г/кВт.ч.

- ▶ Щекинская ГРЭС, установленная электрическая мощность – 400 МВт. Расход условного топлива на производство электроэнергии - 360,3 г/кВт.ч.
- ▶ Орловская ТЭЦ, установленная электрическая мощность – 330 МВт, установленная тепловая мощность – 855 Гкал/ч. Расход условного топлива на производство электроэнергии - 304,7 г/кВт.ч.
- ▶ Смоленская ТЭЦ-2, установленная электрическая мощность – 275 МВт, установленная тепловая мощность – 774 Гкал/ч. Расход условного топлива на производство электроэнергии - 293,8 г/кВт.ч.

Таблица 1. Основные производственные характеристики станций ТГК-4

Электростанция	Установленная электрическая мощность	КИУМ	Отпуск электроэнергии, млн. кВтч	Расход усл. топлива на э/э, г/кВтч	Отпуск тепла, тыс. Гкал	Расход усл. топлива на т/э, кг/Гкал
Давление 40 ат						
Губкинская ТЭЦ	46	26%	83	390	424	141
Брянская ГРЭС	38	22%	67	541	65	186
Белгородская ТЭЦ	30	54%	90	383	885	132
Елецкая ТЭЦ	18	40%	45	470	458	156
Шебекинская ТЭЦ	12	18%	2	435	40	175
Клинцовская ТЭЦ	12	38%	33	418	32	145
Воронежская ТЭЦ-2	12	62%	6	419	1 219	169
Калужская ТЭЦ	12	28%	27	655	19	168
Ливенская ТЭЦ	12	47%	40	414	200	161
Данковская ТЭЦ	10	53%	33	474	204	171
Курская ТЭЦ-4	5	67%	11	376	538	166
ИТОГО:	207		436	447	4 082	156
Давление 90 ат						
Новомосковская ГРЭС	261	22%	423	419	1 658	153
Курская ТЭЦ-1	192	53%	781	339	1 592	138
Воронежская ТЭЦ-1	168	65%	757	408	2 702	145
Ефремовская ТЭЦ	160	24%	280	379	1 192	150
Дорогобужская ТЭЦ	128	16%	168	395	353	154
Первомайская ТЭЦ	105	52%	393	368	2 275	144
Алексинская ТЭЦ	102	29%	214	450	566	159
ИТОГО:	1 116		3 017	386	10 338	147
Давление 130 ат						
Липецкая ТЭЦ-2	515	39%	1 552	316	1 936	139
Щекинская ГРЭС	400	57%	1 838	360	149	178
Орловская ТЭЦ	330	47%	1 201	305	1 462	130
Смоленская ТЭЦ-2	275	67%	1 454	294	1 855	136
Тамбовская ТЭЦ	235	52%	926	352	1 530	149
Дягилевская ТЭЦ	100	55%	417	320	675	143
Котовская ТЭЦ	80	30%	180	399	184	151
ИТОГО:	1 935		7 567	327	7 792	140

Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

Основными направлениями деятельности ТГК-4 является производство электрической и тепловой энергии. В 2006 году выработка электроэнергии станциями ТГК-4 составила свыше 13 млрд. кВт.ч, отпуск тепла превысил 30,4 млн. Гкал. Выручка ТГК-4 от продажи электроэнергии составила в 2006 году 381 млн. долл., от продажи тепловой энергии – 340 млн. долл.

Совокупная выручка ТГК-4 по РСБУ составила в 2006 году 762 млн. долл., увеличившись на 39% по сравнению с 549 млн. долл. за предыдущий год. Рентабельность EBITDA в 2006 году по РСБУ составила 11,2%.

Конкурентная позиция

Рынок электроэнергии и мощности

Станции ТГК-4 расположены в пределах объединенной энергетической системы Центра. Ключевые позиции в обеспечении электроэнергией регионов деятельности ТГК-4 занимают атомные электростанции. На территории деятельности ТГК-4 расположены Курская, Смоленская и Нововоронежская АЭС. Также ТГК-4 испытывает конкуренцию со стороны ряда ГРЭС – Черепетской, Смоленской, Рязанской, ГРЭС-24, а также ТЭЦ Мосэнерго. Доля ТГК-4 в установленной мощности регионов, в которых расположены станции компании, составляет 24%, а в выработке – 17%.

Конкурентная позиция ТГК-4 в ближайшие годы во многом будет зависеть от конъюнктуры цен на топливо и электроэнергию, динамики тарифов на теплоэнергию, а также от программы по модернизации и новому строительству генерирующих объектов как самой ТГК-4, так и конкурирующих компаний. Мы полагаем, что ТГК-4 сможет успешно конкурировать на этом рынке прежде всего за счет роста теплофикационной выработки, более высокой маневренности мощностей (в особенности, с учетом программы по модернизации), а также общего роста энергопотребления в регионе.



Рынок тепловой энергии

На рынке тепловой энергии ТГК-4 имеет сильные позиции. Основными конкурентами компании выступают муниципальные и ведомственные котельные, частные ГТУ-ТЭЦ, а также собственные теплогенерирующие мощности крупных промышленных предприятий. При этом ведомственные и муниципальные котельные и частные блок-ТЭЦ характеризуются как правило более низкой эффективностью по сравнению с ТЭЦ ТГК-4. Компания нацелена на расширение своей доли на рынке тепла.

Стратегия

Стратегия ТГК-4 на ближайшие годы предполагает масштабную программу по модернизации генерирующего оборудования и вводу новых мощностей. Согласно одобренной Советом директоров инвестиционной программе ТГК-4 до 2010 г., объем капиталовложений составит около 37 млрд. руб. Будет введено в строй 757 МВт новых мощностей.

На тепловом рынке стратегия ТГК-4 состоит в экспансии на рынке теплоэнергии со значительным увеличением рыночной доли за счет активного присоединения новых потребителей к тепловой сети ТГК-4 и вытеснения с локальных рынков низкоэффективных муниципальных котельных.

Кроме того, в целях оптимизации структуры управления компанией и повышения прозрачности бизнеса ТГК-4 предполагает выделение теплового сегмента в отдельные теплосетевые дочерние компании.



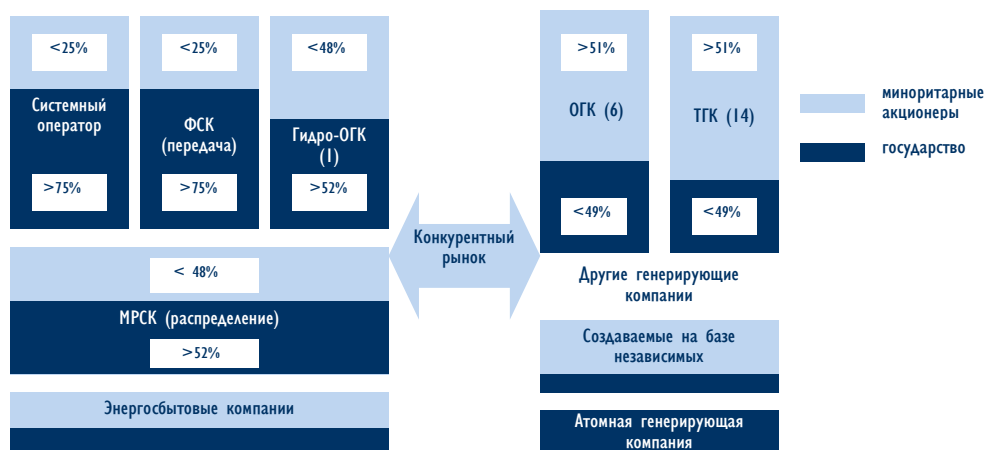
Реформирование электроэнергетики России: концепция и текущее положение дел

Осуществляемое в настоящее время реформирование российской электроэнергетической отрасли направлено на создание эффективно функционирующего конкурентного рынка электроэнергии. Реформа предполагает разделение электроэнергетики на естественно-монопольные и конкурентные сектора. В процессе реформы вертикально-интегрированные АО-энерго были разделены по видам деятельности на генерирующие, магистральные сетевые, распределительные сетевые, сбытовые, ремонтные и прочие компании с последующей горизонтальной интеграцией по группам регионов.

Компании конкурентного сектора, к которым относятся, прежде всего, тепловые электростанции, энергосбытовые компании и ремонтные предприятия, подлежат полной или частичной приватизации. Стратегически важные активы, в частности, атомные и гидроэлектростанции, могут быть приватизированы лишь частично с сохранением государственного контроля. Усиление государственного контроля будет происходить в естественно-монопольных сферах, где наибольшая эффективность достигается при наличии единственной компании-монополиста, регулирование деятельности которого и берет на себя государство.

После завершения ключевых этапов реформы электроэнергетики России, основным координатором и инициатором которой является РАО «ЕЭС России», само РАО будет расформировано. Находящиеся непосредственно в собственности РАО «ЕЭС России» активы будут распределены между вновь образованными горизонтально-интегрированными компаниями. В 2007-2008 годах РАО «ЕЭС России» планирует выделить из своего состава одну-две генерирующие компании. Целевая структура российской электроэнергетики, которая должна быть реализована в результате реформы, представлена ниже.

Иллюстрация 2. Целевая структура электроэнергетики



Одной из целей реформирования электроэнергетики является создание конкурентных оптовых и розничных рынков электроэнергии. В соответствии с новой моделью оптового рынка электроэнергии (мощности) НОРЭМ, запуск которой состоялся 1 сентября 2006 года, на смену регулируемому сектору рынка пришел сектор регулируемых двусторонних договоров (РДД) между потребителем и производителем. В соответствии с условиями РДД, стороны фиксируют цены и график поставок электроэнергии. При этом в регулируемых договорах цена и субъектный состав сторон устанавливается государством.

Введение системы долгосрочных регулируемых двусторонних контрактов является важным шагом на пути внедрения конкурентного ценового механизма. В дальнейшем регулируемые двусторонние договора будут поэтапно заменяться на свободные двусторонние договора.

Не покрытые регулируемыми договорами объемы электроэнергии, согласно правилам НОРЭМ, должны торговаться по свободным нерегулируемым ценам, в рамках свободных двусторонних договоров, либо на рынке «на сутки вперед» (РСВ). Основой этого рынка является проводимый НП «АТС» конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением часовых равновесных узловых цен и объемов поставки. Участники данного сектора конкурируют между собой на общем аукционе за полный объем выработки генераторов на основе поданных заявок с указанной ценой. В результате аукциона формируются почасовые плановые графики производства или потребления (торговые графики) на следующие сутки. Отклонения от торговых графиков расторговываются на балансирующем рынке.

Новая модель оптового рынка электроэнергии предполагает также поэтапное развитие рынка мощности, системных услуг, а также производных финансовых инструментов и рынка прав на пропускную способность.



Новый этап реформирования электроэнергетики: переход к рынку

В электроэнергетической отрасли остро стоит проблема морального устаревания существующего парка генерирующего оборудования. Подавляющее большинство установленных на российских тепловых электростанциях энергоблоков использует паросиловой цикл работы, расходуя около 330 г условного топлива на 1 кВт.ч выработанной электроэнергии. Средний удельный расход топлива ТГК-4 на выработку электроэнергии составляет 345 г/кВт.ч. При этом для современных парогазовых энергоблоков нормальным результатом считается расход на уровне 210-220 г условного топлива на 1 кВт.ч. Таким образом, из-за низкой экономичности российских электростанций впустую тратятся крупные объемы природного газа.

В 2005-2006 годах РАО «ЕЭС России» совместно с новыми компаниями и внешними консультантами провело работу по оценке долгосрочных потребностей регионов России в электроэнергии и мощности и формированию долгосрочных программ размещения генерирующих мощностей. Расчеты еще раз показали, что потребности экономики в генерирующих мощностях не могут быть реализованы в рамках существующей схемы тарифного регулирования без резкого повышения тарифов либо привлечения внешнего финансирования.

В сложившихся условиях РАО «ЕЭС России» выступило с предложением о привлечении инвестиций в отрасль через выпуски дополнительных акций ОГК и ТГК, а также за счет инструментов долгового финансирования, в частности, размещения облигационных займов.

Полученные в ходе размещения акций и долговых бумаг средства будут направлены на реализацию инвестиционных проектов строительства новых генерирующих мощностей, прежде всего, в энергодефицитных районах, а также модернизацию существующего парка оборудования и усовершенствования применяемых технологий.

Такой механизм привлечения инвестиций означает постепенное увеличение доли участия частных инвесторов в уставных капиталах генерирующих компаний с последующей передачей ОГК и ТГК в частные руки.

Рост курсов акций генерирующих компаний побудил РАО «ЕЭС России» скорректировать параметры планируемых допэмиссий до уровней, достаточных для реализации заявленных на сегодняшний день инвестиционных программ этих компаний. При этом РАО ЕЭС планирует продавать собственные пакеты акций в генкомпаниях наряду с дополнительной эмиссией, чтобы повысить интерес инвесторов к выпускаемым на рынок акциям ТГК и ОГК.

Таблица 2. Ориентировочные даты проведения размещений допэмиссий акций ОГК и ТГК

Планируемая дата IPO	Компания	Планируемая дата IPO	Компания
Май 2007 г.	ТГК-5	Октябрь 2007 г.	ТГК-9
Июнь 2007 г.	ОГК-5*	Ноябрь 2007 г.	ТГК-4
Июль 2007 г.	ОГК-4	Ноябрь 2007 г.	ОГК-1
Июль 2007 г.	ТГК-1	Ноябрь 2007 г.	ОГК-6
Август 2007 г.	ТГК-7	Ноябрь 2007 г.	ТГК-10
Август 2007 г.	Кузбассэнерго (ТГК-12)	Ноябрь 2007 г.	ТГК-13
Сентябрь 2007 г.	ТГК-8	I кв. 2008 г.	ТГК-2
Октябрь 2007 г.	ОГК-2	I кв. 2008 г.	ТГК-14

*Продажа 25% акций ОГК-5, принадлежащих РАО «ЕЭС России»
Источник: РАО «ЕЭС России», оценки Газпромбанка

Привилегированное положение новых мощностей

Существенной характеристикой НОРЭМ является разделение уже существующих мощностей и мощностей, которые будут введены в строй начиная с 2008 г., с точки зрения работы в том или ином сегменте рынка электроэнергии. В частности, цены на электроэнергию для станций, построенных после 2007 г., будут определяться исключительно рынком, а цены для уже действующих станций будут либерализовываться постепенно.

Это означает, что все вновь построенные электростанции будут фактически действовать в условиях свободного рынка, тарифы на котором, по нашему мнению, будут выше тарифов на регулируемом рынке, что позволит ТГК-4 увеличить отдачу от программы инвестиций в строительство новых электростанций. В то же время действующие электростанции будут входить в рынок постепенно.

Таким образом, введение НОРЭМ ставит вновь вводимые мощности в привилегированное положение по сравнению с существующими мощностями.

Предполагаемые сроки либерализации рынков электроэнергии и мощности

Введение новых правил торговли электроэнергией произошло 1 сентября 2006 года. В настоящее время ведется работа в области организации конкурентного рынка мощности. В частности, Минпромэнерго по согласованию с Министерством экономического развития и торговли, Росатомом и Федеральной антимонопольной службой поручено разработать предложения по организации конкурентной торговли мощностью, в том числе по проведению конкурентного отбора ценовых заявок на один, три и десять лет.

На данном этапе планируется проведение краткосрочных аукционов по продаже мощности на календарный год до 2011 года, а также аукциона по торговле мощностью на период с 2011 по 2021 год. Затем ежегодно будут проводиться корректировочные аукционы. Аукционы не будут



сопровождаться движением денежных средств, на них прежде всего будут определяться объемы мощности, которые будут расторговываться через торговую площадку в соответствующие годы.

При этом цена на мощность фиксируется производителем в аукционной заявке. В дальнейшем производитель имеет выбор: либо поставлять электроэнергию и мощность по тарифному варианту (цена на мощность, зафиксированная в заявке на аукцион, тариф на электроэнергию ФСТ по действующим принципам), либо заключать на этот объем электроэнергии и мощности свободные двусторонние договора по ценам, согласованным с конкретным потребителем.

Все дочерние общества РАО ЕЭС в обязательном порядке будут принимать участие в аукционах по продаже мощности.

Потребители также участвуют в аукционах на покупку мощности. Сведением вместе потребителей и поставщиков занимается Системный оператор. Если потребитель не принимает участия в аукционе, то он обязан заключать свободные двусторонние договора. Первый аукцион на рынке мощности может состояться уже осенью 2007 года.

Темпы либерализации рынка электроэнергии определены в постановлении Правительства от 30 ноября 2006 года, согласно которому предполагается поэтапное увеличение доли электроэнергии (дважды в год), реализуемой по не регулируемым государством ценам: с 5% с 1 января 2007 г. до 100% к 1 января 2011 г. При этом предполагается, что начиная с 2008 года будет происходить параллельная либерализация рынка мощности одновременно с либерализацией рынка электроэнергии – доля свободного рынка будет одинаковой и на рынке электроэнергии и на рынке мощности.

Мы полагаем, что либерализация рынка электроэнергии и в особенности рынка мощности окажет значительный позитивный эффект на показатели рентабельности генерирующих компаний. При этом наиболее заметный эффект будет связан с введением новых мощностей.

Особенности территориальных генерирующих компаний

В процессе реформирования электроэнергетики из РАО «ЕЭС России» были выделены предприятия, специализирующиеся на определенных видах деятельности и контролируемые соответствующие профильные активы. Тепловые генерирующие активы были объединены в межрегиональные компании двух видов: генерирующие компании оптового рынка и территориальные генерирующие компании. В ТГК вошли главным образом теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые производят как электрическую, так и тепловую энергию.

Основные различия между двумя типами тепловых станций – вошедших в ОГК ГРЭС и ТЭЦ ТГК – связаны с их масштабом и ролью на оптовом рынке электроэнергии. По этой причине концепция реформирования РАО «ЕЭС» предполагает формирование выделяемых компаний на основе объединения электростанций, относящихся к одному типу. Таким образом, ОГК объединяют в основном станции, специализирующиеся на производстве электроэнергии, а ТГК – на производстве как электроэнергии, так и тепла. Основное преимущество ТГК – комбинированная выработка тепловой и электроэнергии, позволяющая существенно повысить эффективность использования топлива.

Таблица 3. Сравнение оптовых и территориальных генерирующих компаний по основным характеристикам

Характеристика	ТГК	ОГК
Тепловая энергия	Роль тепловой энергии велика	В целом играет незначительную роль
Средняя мощность электростанций	Более мелкие станции мощностью до 500 МВт	Крупные станции мощностью 1-2 ГВт
Среднее количество станций, входящих в компанию	Свыше 10 электростанций	4-6 ГРЭС
Географическое положение	Работа по территориальному принципу – в одном или нескольких соседних регионах	Работа в нескольких удаленных друг от друга регионах страны
Роль на оптовом рынке электроэнергии	Пассивная, принимают цену	Активная, устанавливают цену

Источник: РАО «ЕЭС России», оценки Газпромбанка

В 2006 – начале 2007 года процесс формирования ОГК и ТГК приблизился к своему завершению, к 1 марта 2007 было завершено формирование целевой структуры ряда территориальных генерирующих компаний, в том числе и ТГК-4.

ТГК специализируются прежде всего на выработке тепла, осуществляя при этом выработку электроэнергии. Формируемые компании объединяют региональные генерирующие компании из нескольких соседних регионов, что делает их более крупными по сравнению с прежними региональными монополистами, но в то же время снижает возможности для монопольных злоупотреблений в регионах.

Оптовые и в меньшей степени территориальные генерирующие компании станут основными конкурентами на оптовом рынке электроэнергии. Их свободная конкуренция друг с другом будет в значительной мере формировать рыночные цены. Дополнительную конкуренцию будут создавать ограниченное участие в рынке гидро- и атомных электростанций.

Предполагается, что перейдя в частные руки в процессе размещения дополнительных эмиссий акций или приватизационных механизмов, вновь созданные компании будут работать с большей эффективностью, конкурируя между собой, а их новые собственники будут заинтересованы в развитии и модернизации компаний и смогут привлечь необходимые финансовые ресурсы.



История формирования ОАО «ТГК-4»

Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №4» зарегистрировано 20 апреля 2005 года. В апреле 2004 года Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» одобрил конфигурацию ОАО «ТГК-4», а в феврале 2005 года - схему формирования ОАО «ТГК-4». В июле 2006 года Правление РАО «ЕЭС России» приняло решение о реорганизации ОАО «ТГК-4» в форме присоединения к нему региональных генерирующих компаний Белгородской, Брянской, Воронежской, Калужской, Курской, Липецкой, Орловской, Рязанской, Смоленской, Тамбовской, Тульской областей.

В августе-сентябре 2006 года были зарегистрированы дополнительные выпуски акций ОАО «ТГК-4», размещенные путем конвертации акций РГК в акции ОАО «ТГК-4» при присоединении, а в ЕГРЮЛ внесена запись о прекращении деятельности присоединившихся к ТГК-4 региональных генерирующих компаний. 15 сентября был завершен процесс перехода на единую акцию, после чего ОАО «ТГК-4» стало действовать как единая операционная компания.

Торги акциями ОАО «ТГК-4» на ведущих российских фондовых биржах, ОАО «РТС» и ЗАО «ФБ ММВБ», начались в конце ноября 2006 года.

В настоящий момент в структуре акционерного капитала ОАО «ТГК-4» доминирует основной акционер компании, РАО «ЕЭС России», чья доля в голосующих акциях составляет 50,01%. При этом, в ноябре 2007 года планируется проведение размещения дополнительной эмиссии акций ОАО «ТГК-4», в результате которого доля РАО в голосующих акциях компании может сократиться до не менее чем 25% + 1 акция. Средства, полученные от дополнительной эмиссии акций ТГК-4, будут прежде всего направлены на финансирование инвестиционной программы ТГК-4.

График 3. Основные акционеры ОАО «ТГК-4»



Источник: данные компании

График 4. Целевая структура акционерного капитала ОАО «ТГК-4» (конец 2007 г.)



Источник: РАО «ЕЭС России», оценки Газпромбанка

Описание активов, сильные и слабые стороны ТГК-4

Территориальная генерирующая компания №4 расположена в Центральном федеральном округе России. Основной вид деятельности ТГК-4 – производство тепловой и электрической энергии. ТГК-4 осуществляет деятельность на оптовом рынке электроэнергии (мощности) по продаже и покупке электроэнергии, а также производство и транспорт тепловой энергии до потребителей.

В состав компании входят 11 филиалов, расположенных в Белгородской, Брянской, Воронежской, Калужской, Курской, Липецкой, Орловской, Рязанской, Смоленской, Тамбовской и Тульской областях Российской Федерации. ТГК-4 включает 26 электростанций, 7 предприятий тепловых сетей, а также 637 котельных. Установленная электрическая мощность станций ТГК-4 составляет 3324 МВт, установленная тепловая мощность с учетом котельных - 17717 Гкал/час.

В целом состав генерирующего оборудования ТГК-4 характеризуется высокой степенью физического и морального износа и низкой экономичностью. Однако учитывая растущую проблему энергодефицита, проблемы высокого износа и низкой экономичности, характерные практически для всех российских генерирующих компаний, а также активную политику ТГК-4 в области модернизации и обновления оборудования, мы полагаем, что в текущих условиях ТГК-4 является конкурентоспособной компанией.

Электростанции ТГК-4 можно условно разделить на три группы:

- ▶ эффективные конкурентоспособные ТЭЦ, рассчитанные на давление пара 130 технических атмосфер (ат) и обеспечивающие основную часть выработки энергии компании
- ▶ средние по величине установленной мощности ТЭЦ, рассчитанные на давление пара 90 ат, сохраняющие конкурентоспособность в силу энергодефицита и тепловой выработки. Эти станции подлежат реконструкции в 2010-2013 гг.
- ▶ малые устаревшие ТЭЦ с давлением пара 40 ат, расположенные в основном в областных центрах и построенные в 1940-50-х гг. Эти станции подлежат замене на современные ГТУ в рамках программы модернизации



Существует прямая зависимость между давлением пара и экономичностью энергоблока: чем ниже давление пара, тем ниже КПД и соответственно выше удельное потребление топлива. Как видно из Таблицы 4, на давление пара 40 ат рассчитаны наиболее мелкие и устаревшие ТЭЦ ТГК-4, в то время как самые крупные станции работают на более высоких параметрах пара.

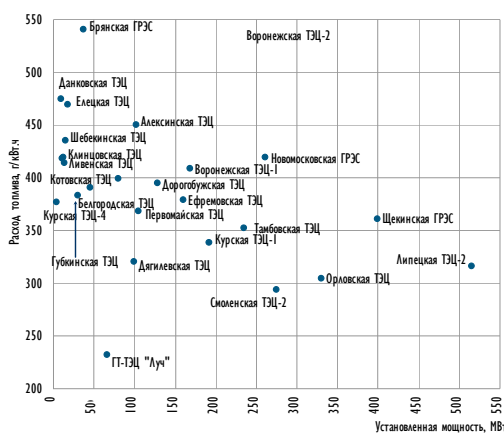
Таблица 4. Установленная мощность, отпуск энергии и расход топлива станций ТГК-4 по категориям давления пара

Электростанция	Установленная электрическая мощность	КИУМ	Отпуск электроэнергии, млн. кВтч	Расход усл. топлива на э/э, г/кВтч	Отпуск тепла, тыс. Гкал	Расход усл. топлива на т/э, кг/Гкал
Давление 40 ат						
Губинская ТЭЦ	46	26%	83	390	424	141
Брянская ГРЭС	38	22%	67	541	65	186
Белгородская ТЭЦ	30	54%	90	383	885	132
Елецкая ТЭЦ	18	40%	45	470	458	156
Шебекинская ТЭЦ	12	18%	2	435	40	175
Клинцовская ТЭЦ	12	38%	33	418	32	145
Воронежская ТЭЦ-2	12	62%	6	419	1 219	169
Калужская ТЭЦ	12	28%	27	655	19	168
Ливенская ТЭЦ	12	47%	40	414	200	161
Данковская ТЭЦ	10	53%	33	474	204	171
Курская ТЭЦ-4	5	67%	11	376	538	166
ИТОГО:	207		436	447	4 082	156
Давление 90 ат						
Новомосковская ГРЭС	261	22%	423	419	1 658	153
Курская ТЭЦ-1	192	53%	781	339	1 592	138
Воронежская ТЭЦ-1	168	65%	757	408	2 702	145
Ефремовская ТЭЦ	160	24%	280	379	1 192	150
Дорогобужская ТЭЦ	128	16%	168	395	353	154
Первомайская ТЭЦ	105	52%	393	368	2 275	144
Алексинская ТЭЦ	102	29%	214	450	566	159
ИТОГО:	1 116		3 017	386	10 338	147
Давление 130 ат						
Липецкая ТЭЦ-2	515	39%	1 552	316	1 936	139
Щёкинская ГРЭС	400	57%	1 838	360	149	178
Орловская ТЭЦ	330	47%	1 201	305	1 462	130
Смоленская ТЭЦ-2	275	67%	1 454	294	1 855	136
Тамбовская ТЭЦ	235	52%	926	352	1 530	149
Дягилевская ТЭЦ	100	55%	417	320	675	143
Котовская ТЭЦ	80	30%	180	399	184	151
ИТОГО:	1 935		7 567	327	7 792	140

Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

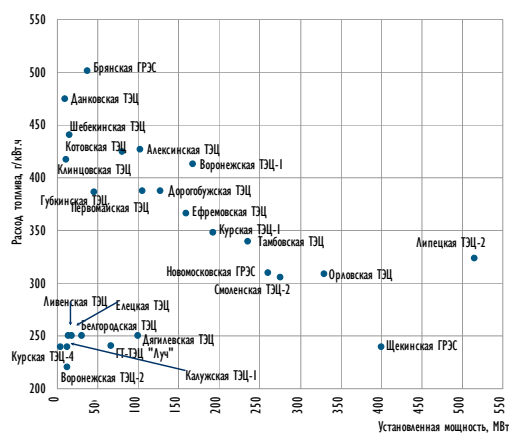
Часть генерирующих мощностей ТГК-4, в частности, газовые блоки, рассчитанные на средние и низкие параметры пара и жестко привязанные к потребителям тепла, в условиях рынка окажутся неконкурентоспособными. Инвестиционная программа ТГК-4 предусматривает модернизацию почти всех таких станций, что позволит резко снизить объемы потребляемого топлива и сделать эти станции конкурентоспособными в условиях рынка.

График 5. Установленная мощность и удельный расход топлива на отпущенную э/э станций ТГК-4, 2006 г.



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

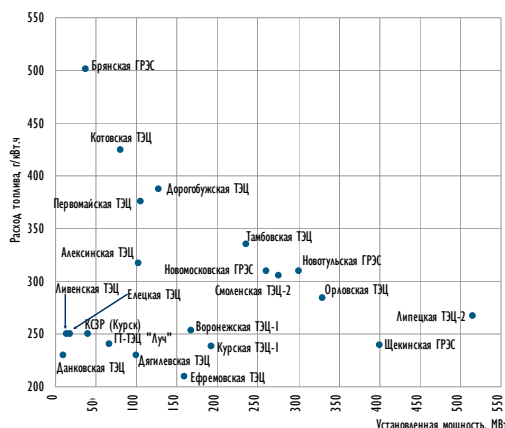
График 6. Установленная мощность и удельный расход топлива на отпущенную э/э станций ТГК-4, 2011 П. г.



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

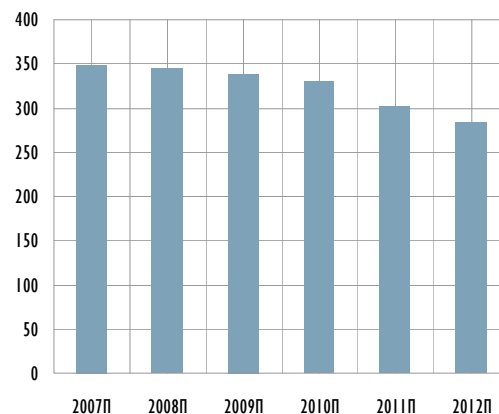


График 7. Установленная мощность и удельный расход топлива на отпущенную э/э станций ТГК-4, 2015П г.



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

График 8. Прогнозные значения удельного расхода условного топлива ТГК-4, г/кВт.ч



Источник: оценки Газпромбанка

В структуре оборудования станций ТГК-4 доминируют энергоблоки установленной мощностью до 50 МВт, однако на крупнейших станциях ТГК-4 установлены и значительно более мощные блоки. В частности, на Щекинской ГРЭС используются два блока единичной мощностью 200 МВт, на Липецкой, Орловской и др. станциях установлены блоки мощностью 100-135 МВт. Такая структура оборудования во многом обуславливает сравнительно низкую экономичность станций ТГК-4 и их невысокую степень загрузки.

Новое оборудование установлено на ГТ-ТЭЦ «Луч» и Дорогобужской ТЭЦ (две газотурбинные установки мощностью 12 МВт): оно введено в эксплуатацию в 2005 году. Часть оборудования станций ТГК-4 введена в 1990-х гг. и после 2000 года. Крупнейшие блоки начали работу в основном в 1970-1980-е гг. При этом значительная часть генерирующего оборудования была введена в строй в 1950-1960-е гг.

Таблица 5. Сильные и слабые стороны ТГК-4

Сильные стороны
Комбинированное производство тепловой и электрической энергии, обеспечивающее конкурентные цены на электро- и теплоэнергию
Расположение станций в энергодефицитной ОЭС Центра
Конкурентоспособные позиции на рынках тепла и электроэнергии
Слабые стороны
Относительно низкая эффективность генерирующего оборудования
Значительный износ оборудования
Относительно низкий коэффициент использования установленной мощности
Доминирование газа в структуре топливного баланса, учитывая перспективу либерализации газового рынка с опережающим ростом цен на газ

Итоги производственной деятельности в 2006 году

По итогам работы в 2006 году суммарная выработка электроэнергии станциями ОАО «ТГК-4» составила 13044 млн. кВт.ч., увеличившись на 3,7% по сравнению с аналогичным показателем 2005 года. Отпуск тепловой энергии составил 30437 тыс. Гкал, что на 10,3% больше, чем в предыдущем году.

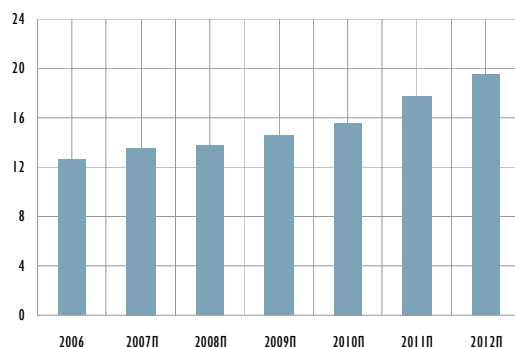
Основной вклад в выработку ТГК-4 внесла Тульская региональная генерирующая компания, на долю которой пришлось в 2006 году 27,4% выработки электроэнергии и 19,4% выработки тепла. На долю Липецкой РГ пришлось соответственно 14,3% и 15,9%, на долю Смоленской РГ – 13,9% и 9,1%. На втором месте по вкладу в отпуск тепла среди филиалов ТГК-4 – Белгородская РГ, доля которой составила в 2006 году 16,3%.

По нашим прогнозам, темпы роста выработки электроэнергии станциями ТГК-4 в 2007 г. составят 3,7%, а среднегодовой рост выработки электроэнергии в 2008-2012 гг. достигнет 7,6%.

Объем отпуска тепла ТГК-4 в 2007 году, по нашим оценкам, останется примерно на уровне 2006 года, при этом в последующие годы отпуск теплоэнергии будет увеличиваться незначительными темпами, в среднем на 1% в год, что связано с ожидаемым сужением рынка тепла вследствие повышения экономичности промышленных предприятий, потребляющих теплоэнергию, а также внедрения потребителями теплосберегающих технологий.

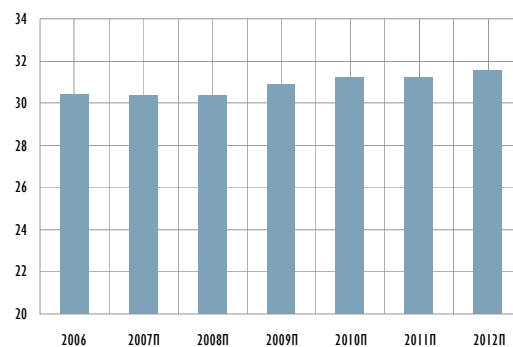


График 9. Динамика и прогнозы годовой выработки электроэнергии станциями ТГК-4, млн. кВт.ч



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

График 10. Динамика и прогнозы годового отпуска тепла станциями ТГК-4, млн. Гкал

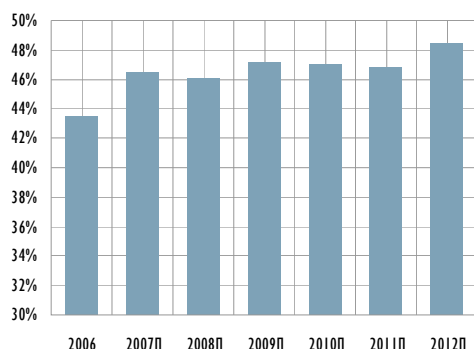


Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

Станции ТГК-4 характеризуются относительно низкой степенью загрузки мощностей: по итогам 2006 года средневзвешенное значение КИУМ по станциям компании составило 44,8%. В 2007 году, по нашим расчетам, коэффициент возрастет до 46,5%.

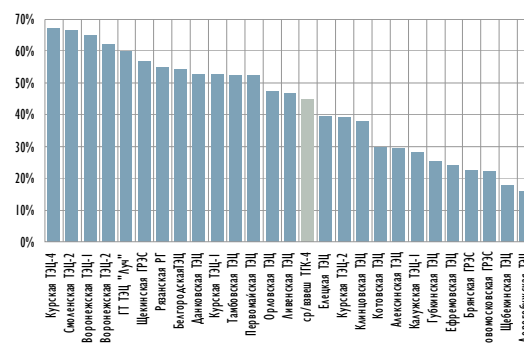
Наиболее высокой степенью использования установленной мощности среди наиболее крупных станций ТГК-4 характеризуются Смоленская ТЭЦ-2, Щекинская ГРЭС и Воронежская ТЭЦ-1. Наименьшие значения этого коэффициента в 2006 году показали Новомосковская ГРЭС, Дорогобужская ТЭЦ и Брянская ГРЭС.

График 11. Прогнозная динамика коэффициента использования установленной мощности ТГК-4



Источник: оценки Газпромбанка

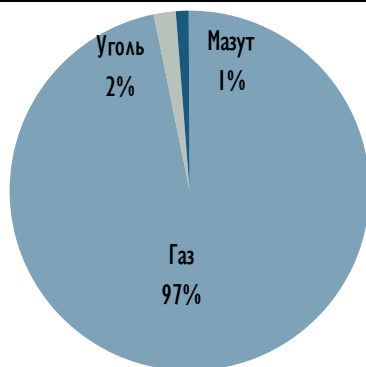
График 12. Коэффициент использования установленной мощности по станциям и ТГК-4 в ср., 2006 г.



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

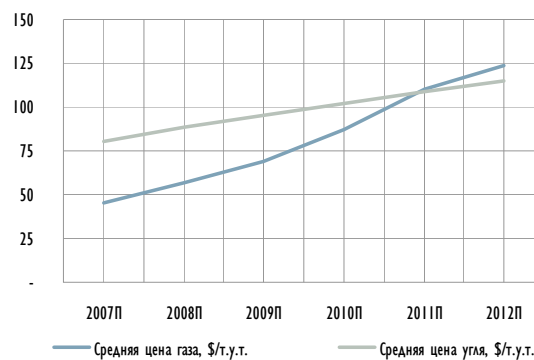
В топливном балансе ТГК-4 доминирует газ, на который приходится 97% израсходованного топлива. И если в настоящее время такая структура представляется оправданной, учитывая относительно невысокие цены на лимитный газ, а также более высокую экологичность данного вида топлива по сравнению с углем, то уже в ближайшие годы соотношение цен на уголь и газ будет меняться в пользу твердого топлива. Это связано с перспективами либерализации газового рынка, в результате которой цены на газ будут расти опережающими темпами, а также с ожидаемым снижением поставок лимитного газа после 2010 года.

График 13. Доля угля, газа и мазута в структуре топливного баланса ТГК-4 в 2007 г. (прогноз)



Источник: оценки Газпромбанка

График 14. Прогноз динамики цен на газ и уголь до 2012П г., долл. за тонну условного топлива



Источник: оценки Газпромбанка



Если сравнивать экономическую эффективность использования угля и газа, то закупки сверхлимитного газа, который стоит дороже, чем лимитный, уже сейчас обходятся дороже, чем уголь. В связи с этим новое строительство на объектах ТГК-4 предусматривает в том числе и строительство угольных блоков.

Конкурентное окружение ТГК-4

Позиция ТГК-4 на рынке электроэнергетики

На рынке электроэнергетики ТГК-4 конкурирует с электростанциями ОГК, в частности, ОГК-6, ОГК-3 и ОГК-4, других ТГК, в первую очередь, Мосэнерго, и атомными электростанциями.

Станции ТГК-4 расположены в пределах Объединенной энергетической системы Центра. Ключевую позицию в обеспечении региона электроэнергией занимают три атомные электростанции – Курская, Смоленская и Нововоронежская АЭС, а также несколько ГРЭС – Смоленская, ГРЭС-24, Черепетская и Рязанская. Регион характеризуется развитой сетью ВЛ 220/330/500/750 кВ, обеспечивающей распределение электроэнергии во всех энергоузлах.

Базовая составляющая выработки электрической энергии в регионах присутствия ТГК-4 осуществляется атомными электростанциями, общая установленная мощность которых составляет 8880 МВт. Полезный отпуск данных электростанций составляет около 66% от потребностей региона.

Особенность работы атомных электростанций заключается в том, что АЭС не имеют возможности оперативно изменять объем выработки электроэнергии. АЭС, а также ГЭС и теплофикационные режимы ТЭС, в соответствии с регламентами НП «АТС», имеют приоритет по загрузке мощностей. При этом атомные станции характеризуются низкими тарифами на электроэнергию и установленную мощность.

Крупные конденсационные ТЭС – Рязанская ГРЭС вместе с ГРЭС 24, Черепетская и Смоленская ГРЭС суммарной мощностью 5015 МВт – частично покрывают полупиковую и пиковую нагрузку региона. Выработка этих станций обеспечивает порядка 17,2% потребностей региона в электроэнергии.

В настоящий момент доля станций ТГК-4 в установленной мощности регионов, в которых они расположены, составляет 23,9%, а в выработке электрической энергии – 17,2%. В структуре ТГК-4 65,5% от установленной мощности электростанций и 73,6% от общей выработки обеспечивают семь крупнейших станций: Воронежская ТЭЦ-1, Смоленская ТЭЦ-2, Липецкая ТЭЦ-2, Орловская, Тамбовская, Курская ТЭЦ и Щекинская ГРЭС.

Отпуск с шин по конденсационному циклу составляет почти 43% от совокупного отпуска с шин и определяется потребностью энергосистемы в маневренной мощности и эффективностью электростанций. Наиболее востребованными среди станций ТГК-4 являются Щекинская ГРЭС и Смоленская ТЭЦ-2, характеризующиеся маневренными мощностями.

Стоит отметить специфические особенности структура выработки электроэнергии ТГК-4, выгодно отличающие компанию от конкурентов (см. График 16). Основная часть электроэнергии – около 70% – вырабатывается на современных по российским меркам ТЭЦ, рассчитанных на параметры пара 130 ат., с низкими удельными расходами топлива. Еще 27% электроэнергии производится на более мелких и менее современных станциях, рассчитанных на 90 ат., которые сохраняют свою конкурентоспособность в силу энергодефицитности региона, быстро растущего спроса и маневренности. Около 4% электроэнергии вырабатывается на устаревших станциях, прежде всего ориентированных на теплофикационные нужды городов, в которых они находятся. ТГК-4 предполагает полностью реконструировать эти станции до 2011Г года. Из-за своей малой установленной мощности, реконструкция этих станций позволит с небольшими затратами получить сеть эффективных по мировым меркам маневренных ГТУ-ТЭЦ.

График 15. Динамика спроса без учета резервирования и ввода новых мощностей ОЭС Центра

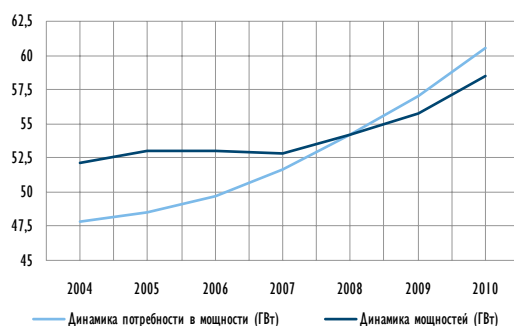
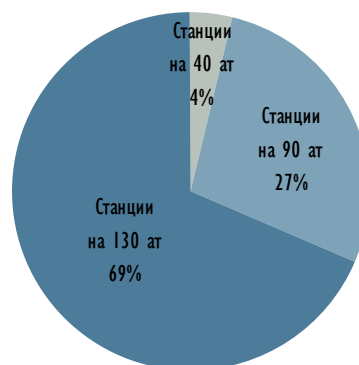


График 16. Доля в общей выработке э/э ТГК-4 в 2006 году станций в зависимости от параметров пара



Источник: РАО «ЕЭС», оценки Газпромбанка

Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

В юго-западной части ОЭС Центра основные генерирующие мощности за исключением атомных станций и объектов ТГК-4 представлены угольными (Черепетская ГРЭС), а также газовыми и комбинированными станциями (Рязанская и Смоленская ГРЭС, ГРЭС-24).



При работе по теплофикационному циклу почти все электростанции ТГК-4 имеют топливную составляющую не выше соответствующих значений для газовых ГРЭС, что позволит им работать по ценопринимательской модели. Однако при работе по конденсационному конкурентоспособными остаются лишь около десяти лучших (и одновременно наиболее крупных) станций ТГК-4.

Конкурентная позиция станций ТГК-4 в ближайшие годы во многом будет зависеть не только от конъюнктуры цен на топливо и электроэнергию, но и от программы по модернизации и новому строительству как самой ТГК-4, так и конкурирующих компаний, имеющих в регионе свои генерирующие объекты. Инвестиционная программа ТГК-4 предполагает строительство и модернизацию блоков суммарной электрической мощностью свыше до 2015 года около 2,5 тыс. МВт.

Среди потенциальных конкурентов ТГК-4 наиболее масштабную программу капитального строительства имеет Мосэнерго. До 2012 года в инвестпрограмме Мосэнерго запланирована модернизация существующих ТЭЦ со строительством 10 современных и высокоэффективных парогазовых установок (ПГУ). Помимо этого, запланировано строительство новой крупной станции – Петровской ГРЭС в Шатурском районе Подмосковья. Проектная мощность станции составляет 4000 МВт, при этом первый блок мощностью 800 МВт, согласно планам, будет введен в эксплуатацию в 2012 году. Однако конкуренция между ТГК-4 и Мосэнерго в ближайшие годы будет в значительной мере сдерживаться интенсивно растущим спросом в Московском регионе.

Из крупных проектов, планируемых в ближайшие годы ко вводу в регионах деятельности ТГК-4, выделяется строительство пятого блока Курской АЭС установленной мощностью 1 тыс. МВт. Согласно принятой 19 апреля 2007 г. генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г., в период с 2012 г. ежегодно будут запускаться по два атомных блока, в 2015 г. – три, а с 2016 г. – по четыре. Причем основная часть новых блоков будет построена в центральной части России.

Кроме того, ОГК-3 запланировала реконструкцию Черепетской ГРЭС с заменой 450 МВт устаревшего оборудования. А ОГК-6, в состав которой входят в том числе Рязанская ГРЭС и ГРЭС-24, расположенные в Рязанской области, в инвестиционной программе до 2010 г. запланировала надстройку имеющегося блока на ГРЭС-24 газовой турбиной ГТЭ-110 со сроком ввода в 2009 году.

Таблица 6. Планируемые вводы новых генерирующих мощностей конкурентами ТГК-4 к 2012 гг.

Компания	Вводимая мощность	Год ввода	Проект
Вводы ТГК-4			
	1200 МВт	2007-2012	Реконструкция станций ТГК-4 со вводом газовых блоков
	225 МВт	2010	Строительство угольных блоков
Вводы конкурентов			
Мосэнерго	3850 МВт	2007-2010	Строительство девяти ПГУ мощностью 400-450 МВт, ПГУ-250 и ГТЭ-65
ОГК-4	400 МВт	2009	Строительство ПГУ на Шатурской ГРЭС
ОГК-5	400 МВт	2009	Строительство ПГУ в Московской области
ОГК-6	110 МВт	2009	Реконструкция ГРЭС-24 с установкой ПГУ-110
Росэнергоатом	1000 МВт	2010	Ввод строящегося 5-го блока Курской АЭС
ОГК-3	450 МВт	2010	Реконструкция Черепетской ГРЭС (замена оборудования с выводом старых мощностей)
ОГК-3	750 МВт	2011	Строительство ПГУ на Костромской ГРЭС
Мосэнерго	800 МВт	2012	Строительство блока №1 Петровской ГРЭС проектной мощностью 4000 МВт в Шатурском р-не МО

Источник: данные компаний, оценки Газпромбанка

Все эти новые вводы и, в особенности, увеличение мощностей Московской энергосистемы в перспективе могут привести к снижению конкурентоспособности станций ТГК-4.

При этом, с учетом прогнозируемого изменения ценовой конъюнктуры, в частности, с опережающим ростом цен на газ по сравнению с динамикой цен на уголь, к 2012 году прогнозируется снижение различий в топливной составляющей между газовыми и бывшими ранее менее эффективными угольными станциями.

Электроэнергия станций уже сейчас, в условиях затратного ценообразования, востребуется прежде всего в зависимости от себестоимости ее производства. Еще жестче эта закономерность будет проявляться по мере либерализации рынка. Кроме того, важным конкурентным преимуществом является способность электростанций осуществлять оперативное маневрирование мощностями в рамках суточного графика нагрузок.

Итак, на рынке электроэнергии ТГК-4 сталкивается с серьезной конкуренцией со стороны следующих игроков:

- ▶ Атомных электростанций
- ▶ Федеральных ГРЭС, входящих в состав ОГК
- ▶ Крупных станций Мосэнерго
- ▶ Гидроэлектростанций

При этом как и ТГК-4, ее основные конкуренты разворачивают амбициозные программы капитального строительства. Вместе с тем, мы считаем, что несмотря на усиление конкуренции, ТГК-4 сможет эффективно удерживать свои рыночные позиции благодаря следующим факторам:

- ▶ Росту спроса на электроэнергию и мощность в Центральной России, в частности, в Московском регионе
- ▶ Высокой доле теплофикационной выработки, которая является существенно более эффективной по сравнению с конденсационной и имеет приоритет по загрузке



- ▶ Большой маневренности станций по сравнению с АЭС, особенно, с учетом планируемой программы модернизации

Позиция ТГК-4 на рынке теплоэнергии

Рынок тепловой энергии является локальным рынком, а конкуренция на нем ограничена невозможностью эффективной передачи тепла на большие расстояния (свыше 20-30 км), а также необходимостью наличия тепловой инфраструктуры для осуществления поставок тепла потребителям.

Основными конкурентами ТГК-4 на рынке тепловой энергии являются муниципальные и ведомственные котельные, теплогенерирующие мощности крупных промышленных предприятий, а также частные ГТУ ТЭЦ.

Основными факторами, определяющими конкурентную позицию теплоэлектростанций на рынке тепла, являются доля рынка, занимаемая станцией, а также наличие резерва тепловой мощности. Рыночная доля определяет возможности рынка по приему увеличенного отпуска источника, наличие резерва тепловой мощности – соответственно, возможности станции покрыть растущее потребление, а также потенциальную возможность расширения доли на тепловых рынках с замещением неэффективных муниципальных котельных.

С этой точки зрения, потенциал наращивания теплоэлектростанциями ТГК-4 продаж теплоэнергии ограничен, поскольку наибольший объем резервов тепловой мощности имеют станции, доля которых на рынке тепловой энергии максимальна. Например, Брянская ГРЭС при занимаемой доле рынка тепла близкой к 100%, имеет резерв мощности более 70%.

В то же время конкурентная позиция станций ТГК-4 на рынке тепла достаточно сильная, учитывая, что основные конкуренты, в частности, муниципальные, ведомственные и частные котельные, а также блок-ТЭЦ характеризуются, как правило, более низкой эффективностью, чем теплоэлектростанции ТГК-4. Исключением являются источники, построенные в последние годы. Кроме того, неясная конкуренция наблюдается и со стороны современных автономных источников тепловой энергии и современных мини-котельных, ГТ-ТЭЦ, которые характеризуются низкой себестоимостью выработки тепловой энергии, простотой в эксплуатации.

Помимо конкуренции со стороны других источников тепла определенное влияние на деятельность станций оказывают предпринимаемые потребителями меры по экономии тепловой энергии, а также строительство предприятиями собственных котельных. Кроме того, потребители могут использовать тепловые источники более эффективные, чем мини-котельные, например инфракрасные обогреватели.

Развитие рыночных отношений в электроэнергетике приведет к ликвидации перекрестного субсидирования за счет установления экономически обоснованных тарифов для всех групп потребителей тепловой энергии. Учитывая территориальную близость энергоактивов ТГК-4 к крупным промышленным потребителям, это позволит увеличить их присоединение к центральной системе теплоснабжения с уходом от собственных источников генерации.

Стратегия ТГК-4

В настоящее время основными факторами конкурентоспособности ТГК-4 являются теплофикационная выработка и растущий энергодефицит. Компания остро нуждается в модернизации оборудования. Вместе с тем, мы разделяем убеждение менеджмента компании в том, что в течение ближайших 5-7 лет ТГК-4 способна с относительно небольшими затратами совершить качественный скачок в эффективности.

В рамках стратегии ТГК-4, в соответствии с которой компания планирует свое развитие в ближайшие годы, выделяются три основных направления:

- ▶ Модернизация и повышение эффективности производственных мощностей
- ▶ Развитие присоединенной тепловой нагрузки
- ▶ Оптимизация структуры управления компанией

ТГК-4 проводит активную политику по обновлению и модернизации производственного оборудования, необходимых в условиях значительного морального и физического износа оборудования. В соответствии с инвестиционной программой ТГК-4, планируется масштабная реконструкция существующих станций, а также строительство новых блоков, в том числе, современных и высокоэффективных парогазовых установок на Щекинской ГРЭС, а также перспективных угольных блоков на Новотульской и Новомосковской ГРЭС. Все это позволит ТГК-4 значительно увеличить эффективность производства энергии и тем самым резко повысить свою конкурентоспособность в условиях рынка.

Важным направлением стратегии ТГК-4 является экспансия на рынок теплоэнергии. ТГК-4 намерена значительно увеличить свою долю на рынке тепла за счет активного присоединения новых потребителей к своим тепловым сетям, в частности, в жилом секторе.

В настоящее время большинство источников тепла в районах присутствия ТГК-4 являются

с локальных рынков тепла низкоэффективных муниципальных котельных, в том числе, через покупку, аренду либо создание совместных предприятий с котельными. Эта стратегия предполагает необходимость строительства новых теплотрасс, котельных и модернизацию имеющейся инфраструктуры. Таким образом, ТГК-4 сможет реализовывать тепло по тарифам этих котельных, при этом закрывая их и строя новые более эффективные теплогенерирующие объекты, либо модернизируя имеющиеся. В результате инвестиции в покупку и закрытие неэффективных котельных и строительство на их месте новых будут окупаться в первые годы благодаря высоким тарифам, установленным на основе удельных расходов топлива этих неэффективных котельных. В дальнейшем же тарифы будут сдерживаться.

В целях оптимизации структуры управления компанией ТГК-4 предполагает выделить бизнес по транспортировке тепла в отдельные теплосетевые дочерние компании. Такое изменение структуры компании позволит повысить степень прозрачности бизнеса, а также создать предпосылки для ликвидации перекрестного субсидирования между производством электроэнергии и тепла.

В конечном счете стратегия ТГК-4 направлена на повышение эффективности, прозрачности и конкурентоспособности бизнеса и, как следствие, максимизацию прибыли и долгосрочный рост стоимости компании.

Инвестиционная программа

В соответствии с генеральной концепцией РАО «ЕЭС России» по масштабному строительству и модернизации генерирующих мощностей, ТГК-4 разработала инвестиционную программу до 2015 года, в соответствии с которой капиталовложения составят свыше 80 млрд. руб., а величина установленной мощности, которая будет построена к этому сроку, составит до 2,5 тыс. МВт. На текущий момент инвестиционная программа ТГК-4 до 2015 г. является «рамочной» и пока еще не утверждена Советом директоров компании, который к настоящему времени утвердил лишь инвестпрограмму до 2010 года.

При этом в рамках рассмотренного нами сценария развития компании, мы полагаем, что за счет долговых обязательств будет профинансировано около 7 млрд рублей, включая размещаемый заем – остальное придется на амортизацию, которая существенно вырастет после проведения переоценки основных средств, чистую прибыль и размещение дополнительной эмиссии акций.

Все инвестиционные проекты ТГК-4 до 2010 г. согласованы с соответствующими организациями по ключевым параметрам, таким как баланс мощностей, поставки газа, сетевая инфраструктура.

Низкая установленная мощность наименее эффективных электростанций ТГК-4, заметно ухудшающих общие показатели ТГК-4, позволяет существенно сократить общие затраты на их модернизацию, а имеющаяся инфраструктура на этих станциях позволяет с относительно небольшими затратами получить вместо них сеть высокоэффективных маневренных ГТУ, близких по своим характеристикам к мировому уровню.

Крупнейшие проекты в инвестиционной программе ТГК-4 – строительство высокоэффективных парогазовых установок на Щекинской ГРЭС и Дягилевской ТЭЦ, реконструкция и расширение Липецкой ТЭЦ-2, строительство перспективных угольных энергоблоков на Новомосковской и Новотульской ГРЭС.

Инвестиционная программа ТГК-4 предусматривает строительство в основном газовых установок. Доля новых угольных блоков во вновь вводимой мощности, согласно инвестпрограмме компании, составит не более 25%, однако это позволит компании диверсифицировать источники топлива, поскольку в настоящий момент практически вся энергия ТГК-4 вырабатывается на газовом топливе.

Строительство угольных энергоблоков запланировано на Новомосковской ГРЭС и в Тульской области. Сооружение Новотульского угольного энергоблока установленной мощностью 300 МВт начнется в 2013 году и будет окончено в 2015 году. Реконструкция Новомосковской ГРЭС со строительством угольного энергоблока мощностью 200-225 МВт начнется в 2007 г. и закончится в 2010 году. Стоимость ввода 1 кВт установленной мощности на угольных энергоблоках ТГК-4 закономерно выше, чем аналогичные показатели для газовой генерации.

Программа строительства и реконструкции ТГК-4 до 2015 года затрагивает большинство станций компании. В первую очередь реконструкции подлежат те станции, которые в условиях рынка могут оказаться неконкурентоспособными. Такая позиция позволит ТГК-4 достичь максимального роста эффективности и получить наибольший прирост установленной мощности.

Средняя стоимость введенного кВт мощности составит 1140 долл. Общая стоимость инвестпрограммы до 2015 года без НДС – порядка 80 млрд. руб.



Таблица 7. Основные параметры инвестиционной программы ТГК-4 до 2015 г.

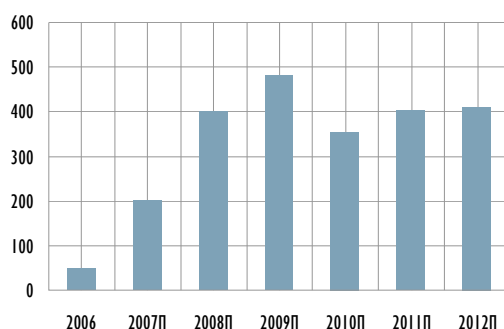
Объект	Тип топлива	Проектная мощность, МВт	Сметная стоимость, млн.долл.*	Стоим. ввода, долл./кВт	Срок ввода в эксплуатацию
Реконструкция Новомосковской ГРЭС	уголь	225	290	1 291	2 010
Реконструкция Брянской ГРЭС	газ	90	82	914	2 011
Реконструкция Дягилевской ТЭЦ	газ	160	146	913	2 010
Реконструкция Белгородской ТЭЦ	газ	60	49	812	2 007
Реконструкция Елецкой ТЭЦ	газ	52	50	964	2 008
Реконструкция Курской ТЭЦ-4	газ	40	42	1 040	2 009
Реконструкция Воронежской ТЭЦ-2	газ	40	39	971	2 009
Реконструкция Сев.-Зап. котельной в г. Курске	газ	40	31	767	2 008
Реконструкция Калужской ТЭЦ	газ	30	30	986	2 008
Реконструкция Ливенской ТЭЦ	газ	20	20	1 006	2 009
Строительство Новотульской ГРЭС	уголь	300	548	1 827	2 015
Строительство ПГУ на Щекинской ГРЭС	газ	405	417	1 029	2 012
Реконструкция и расширение Липецкой ТЭЦ-2	газ	320	417	1 302	2 013
Реконструкция Курской ТЭЦ-1	газ	170	225	1 326	2 012
Реконструкция Ефремовской ТЭЦ	газ	160	173	1 081	2 011
Реконструкция Воронежской ТЭЦ-1	газ	160	235	1 470	2 013
Реконструкция Алексинской ТЭЦ	газ	70	95	1 360	2 015
Реконструкция Клиновской ТЭЦ	газ	50	70	1 391	2 014
Реконструкция Данковской ТЭЦ	газ	25	30	1 203	2 011
Итого по ТГК-4		2 417	2 988	1 140	

*В прогнозных ценах

Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

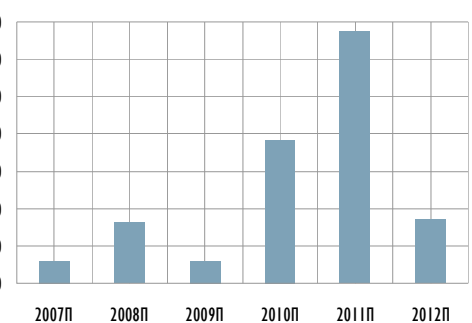
Одобренная Советом директоров более краткосрочная инвестиционная программа ТГК-4 до 2010 г. объемом почти 37 млрд. руб. также является масштабной, учитывая размеры самой компании. По величине запланированных инвестиций ТГК-4 можно сравнить с другими энергетическими компаниями, например, с ОГК-3, запланировавшей инвестиции на эти годы в объеме 49 млрд. руб., или ОГК-5, объем инвестиционной программы которой на 2007-2010 гг. после увеличения в марте составил 52,6 млрд. руб. При этом по средней удельной стоимости нового строительства проекты ТГК-4 находятся на среднеотраслевом уровне.

График 17. Инвестиции ТГК-4 в 2007-2012 гг., млн. долл.



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

График 18. План ввода новых мощностей ТГК-4, МВт в год



Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

Активная инвестиционная политика позволит ТГК-4 обеспечить замещение выбывающих мощностей новыми, а также значительно повысить конкурентоспособность своих станций на рынках электроэнергетики и мощности. Кроме того, обновление мощностей позволит компании существенно сократить издержки и снизить вредное воздействие на экологию.

Введение с 1 сентября 2006 года новой модели оптового рынка электроэнергии и мощности, устанавливающей участие вновь вводимых мощностей исключительно в либерализованном сегменте рынка электроэнергии, приведет к сокращению сроков окупаемости и увеличению доходности планируемой к реализации инвестиционной программы ТГК-4.

Реализация программы окажет существенное влияние на рост стоимости ТГК-4 и позволит компании значительно укрепить конкурентные позиции на рынке, расширив присутствие компании в энергодефицитных регионах Центра России.



Финансовые результаты ОАО «ТГК-4»

Анализ финансовых результатов деятельности ОАО «ТГК-4» построен на основе бухгалтерской отчетности ОАО «ТГК-4» за 2006 г. в соответствии с РСБУ и отчетности филиалов компании до 15 сентября, когда ТГК-4 начала действовать как единая операционная компания, а также финансовой отчетности ТГК-4 за 1 квартал 2007 г.

Влияние процесса формирования ТГК-4 на финансовые результаты

ТГК-4 начала работать в качестве единой операционной компании 15 сентября 2006. До этого дня входящие в состав ТГК-4 филиалы (региональные генерации) предоставляли раздельную финансовую отчетность, а финансовая отчетность ТГК-4 представляла собой лишь отчетность корпоративного центра компании и не включала в себя результаты деятельности ни одной из электростанций ТГК-4. Финансовая отчетность по РСБУ, включающая в себя данные по всем входящим в ТГК-4 филиалам, подготавливается лишь с 15 сентября 2006 года.

Проформа финансовой отчетности ТГК-4 за 2005-2006 года

Для целей анализа финансовых результатов ТГК-4 по российским стандартам бухгалтерского учета мы подготовили проформу финансовой отчетности компании за 2005 и 2006 гг., для прозрачности полученную путем простого суммирования показателей отчетности входящих в состав ТГК-4 филиалов и переведенную в доллары США.

Таблица 8. Основные финансовые показатели деятельности ТГК-4, РСБУ, (проформа за 2005 и 2006 года), млн. долл.

Отчет о прибылях и убытках	2005	2006	I кв. 2007
I. Доходы и расходы по обычным видам деятельности			
Выручка (без акцизов и НДС)	549	762	311
Себестоимость	-490	-716	-251
Топливо	-257	-375	-131
оплата труда	-52	-76	-27
амортизация	-27	-20	-14
Валовая прибыль	59	46	59
Управленческие расходы	-6	-19	-13,2
Прибыль от продаж	53	27	46
II. Операционные доходы и расходы			
Проценты к получению	0	0	0
Проценты к уплате	-5	-12	-4
Доходы от участия в других организациях	0	0	0
Прочие операционные доходы	16	25	9
Прочие операционные расходы	-19	-37	-7
III. Внереализационные доходы и расходы			
Внереализационные доходы	9	12	0
Внереализационные расходы	-9	-16	0
Прибыль (убыток) до налогообложения	46	0	45
Отложенный налоговый актив	0	5	3
Отложенное налоговое обязательство	0	-2	-1
Текущий налог на прибыль	0	-13	-8
Иные аналогичные обязательные платежи	0	0	0
Налог на прибыль и иные аналогичные обязательные платежи	-16	-1	0
Прибыль (убыток) от обычной деятельности	30	-10	33
IV. Чрезвычайные доходы и расходы			
Чрезвычайные доходы	0	0	0
Чрезвычайные расходы	0	0	0
Баланс, основные показатели			
Активы	700	881	949
Капитал	562	633	674
Денежные средства	5	18	19
Краткосрочные финансовые вложения	1	0	0
Краткосрочные кредиты и займы	37	84	139
Долгосрочные кредиты и займы	37	104	63
Итого кредиты и займы	74	188	202
Чистый долг	69	170	182

Источник: ТГК-4, расчеты Газпромбанка

Анализ показателей рентабельности и долговой нагрузки

Рентабельность EBITDA ТГК-4, рассчитанная на основе отчетности компании по российским стандартам бухгалтерского учета, составила в 2006 году 11,2%. Это примерно соответствует среднеотраслевому показателю, что в значительной мере объясняется одинаковой методикой тарифного регулирования, имеющей в своей основе затратный метод. При этом в 2006 году отмечено снижение рентабельности в связи с рекордно низкими температурами в январе-феврале 2006 года, что привело к увеличению потребления дорогостоящего мазута и не было учтено в текущих тарифах.



Таблица 9. Расчет показателя EBITDA ТГК-4 по РСБУ, млн. долл.

	2005	2006	I кв. 2007
Выручка (без акцизов и НДС)	549	762	311
Себестоимость	-490	-716	-252
Амортизация	-27	-39	-11
EBITDA	86	85	70
Рентабельность EBITDA, %	15,6%	11,2%	22,5%
Чистая прибыль	30	-10	33

Источник: ТГК-4, оценки Газпромбанка

Мы строим наши прогнозы деятельности ТГК-4 на основе стандартов МСФО. По итогам 2007 года мы ожидаем, что ТГК-4 достигнет рентабельности EBITDA по МСФО 19%. Основными факторами повышения рентабельности EBITDA будут завершение периода консолидации компании и компенсация в тарифах дополнительных затрат на увеличение расхода мазута в холодную зиму 2006 года.

По итогам 2006 года ТГК-4 получила чистый убыток в размере 9,9 млн. долл. При этом чистая прибыль ТГК-4 за 2005 год составила 30 млн. долл., а за 1 квартал 2007 года - 33 млн. долл. Возникновение убытка по итогам 2006 года, по нашему мнению, имеет разовый характер и связано с двумя группами факторов:

- ▶ аномально холодным первым кварталом 2006 года, когда энергетикам пришлось увеличить в 2-3 раза долю существенно более дорогого мазута в топливном балансе, еще более подорожавшего на волне спроса со стороны энергетиков.
- ▶ списанием во второй половине 2006 года накопившегося при старой модели рынка электроэнергии стоимостного небаланса на рынке электроэнергии в размере 8,8 млн. долл., а также списанием расходов по выбытию неликвидных активов без дохода на 6,7 млн. долл. Совокупный объем списаний составил 15,5 млн. долл.

Мы ожидаем, что в результате проведения допэмиссии на конец 2007 года по МСФО отношения чистый долг/активы, чистый долг/капитал и чистый долг/EBITDA станут отрицательными и составят -0,14, -0,30 и -2,14 соответственно.

Таблица 10. Основные показатели долговой нагрузки ТГК-4, РСБУ

	2005	2006	I кв. 2007
Долг/активы	0,11	0,21	0,21
Долг/капитал	0,13	0,30	0,30
Долг/EBITDA	0,87	2,21	н/п
Чистый долг/активы	0,10	0,19	0,19
Чистый долг/капитал	0,12	0,27	0,27
Чистый долг/EBITDA	0,80	1,99	н/п

Источник: ТГК-4, расчеты Газпромбанка

Ниже представлена таблица сравнения важнейших производственных и финансовых показателей компаний-аналогов ТГК-4 за 2006 год и 1 квартал 2007 г. В связи с особенностями процесса формирования ТГК корректное сравнение ТГК-4 с ТГК-1 возможно только с 1 квартала 2007. По величине выручки и EBITDA ТГК-4 сравнима с ОГК-3 и ОГК-5, при этом по рентабельности EBITDA в 2006 году ТГК-4 превзошла обе эти компании.

Таблица 11. Основные производственные и финансовые показатели некоторых генерирующих компаний в 2006 году

	ТГК-4	ТГК-8	ОГК-5*	ОГК-3	Мосэнерго (ТГК-3) МСФО
Производственные показатели					
Установленная электрическая мощность	3324	3602	8672	8497	10677
Установленная тепловая мощность	17717	13433	2392	1587	34289
Выработка электроэнергии, млрд. кВт.ч	13,0	16,1	40,4	30,6	64,4
Отпуск теплоэнергии, млн. Гкал	30,4	17,4	7,0	1,7	70,2
Финансовые показатели, млн. долл.					
Выручка	762	553	953	647	2 474
EBITDA	85	13	98	62	620
Рентабельность EBITDA	11,2%	2,4%	10,3%	9,6%	25,1%
Чистая прибыль	-10	2	21	32	316
Чистый долг	170	117	-290	14	581
Активы	881	634	1 947	594	2 885
Капитал	633	420	1 653	583	1 485
Относительные показатели кредитного качества					
Чистый долг/EBITDA	1,99	8,99	-2,96	0,22	0,94
Чистый долг/активы	0,19	0,19	-0,15	0,02	0,20
Чистый долг/капитал	0,27	0,28	-0,18	0,02	0,39

Источник: данные компаний, расчеты Газпромбанка

* В 2006 году ОГК-5 провела допэмиссию акций

По итогам работы в первом квартале 2007 года выручка ТГК-4 составила 310 млн. долл., EBITDA – 73 млн. долл. Показатель рентабельности EBITDA ТГК-4, по нашим расчетам, увеличился до 23,5%. Квартальные финансовые результаты ТГК-4 по сравнению с результатами аналогичных компаний выглядят сильными. В частности, по показателю рентабельности EBITDA ТГК-4 опережает выбранные для сравнения компании – ТГК-1, ТГК-3, ТГК-8, а также ОГК-3 и ОГК-5. При этом по абсолютной величине таких показателей как EBITDA, выручка и чистая прибыль ТГК-4 находится либо на уровне других компаний, либо превышает их показатели.



Говоря о сравнении с компаниями-аналогами, представляется важным отметить, что в отличие, например, от ТГК-1, которой придется выполнять свою инвестпрограмму «любой ценой», а возможно и еще раз пересматривать в сторону увеличения, ТГК-4, станции которой разбросаны по 11 областным центрам Центральной России, по нашему мнению, имеет более высокую степень гибкости и в случае необходимости имеет возможность для сокращения объемов или переноса сроков вводов новых мощностей, акцентируя внимание на самых проблемных площадках с точки зрения энергообеспечения потребителей.

Также важным фактором конкурентоспособности ТГК-4 является расположение в средней полосе России с длительным отопительным сезоном, обеспечивающим больший отпуск тепла и более длительный период работы электростанций в наиболее эффективном теплофикационном режиме по сравнению с ТГК, расположенными в регионах с более благоприятными климатическими условиями.

Мы ожидаем, что после проведения переоценки основных средств и размещения допэмиссии акций ТГК-4 произойдет существенное увеличение размера активов и капитала компании.

Таблица 12. Основные производственные и финансовые показатели некоторых генерирующих компаний в I кв. 2007 г.

	ТГК-4	ТГК-1	ТГК-8	ОГК-5	ОГК-3*	Мосэнерго
Производственные показатели						
Установленная электрическая мощность	3324	6248	3602	8672	8497	10677
Установленная тепловая мощность	17717	14735	13366	2392	1587	34174
Финансовые показатели, млн. долл.						
Выручка	311	328	216	309	328	956
ЕБИТДА	70	53	35	62	74	136
Рентабельность ЕБИТДА	22,5%	16,1%	16,4%	20,1%	22,4%	14,2%
Чистая прибыль	33	25	20	2	10	41
Чистый долг	182	280	129	-306	-3154	739
Активы	949	1677	717	2002	4025	3595
Капитал	674	1177	501	1675	3722	2257
Относительные показатели кредитного качества						
Чистый долг/ЕБИТДА	Н.п.	Н.п.	Н.п.	Н.п.	Н.п.	Н.п.
Чистый долг/активы	0,19	0,17	0,18	-0,15	-0,78	0,21
Чистый долг/капитал	0,27	0,24	0,26	-0,18	-0,85	0,33

Источник: данные компаний, расчеты Газпромбанка

*ОГК-3 в 1 квартале 2007 г. провела дополнительную эмиссию акций

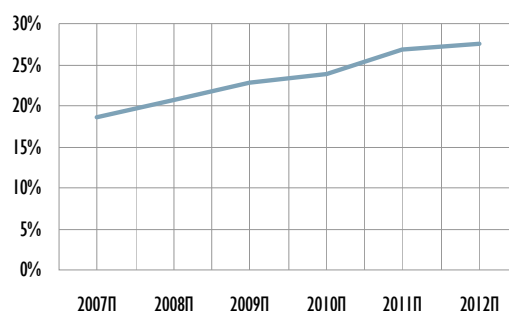
Прогноз финансовых показателей ТГК-4 по МСФО до 2012П г.

Наши прогнозы финансовых показателей ТГК-4 основываются на построенной нами финансовой модели компании до 2012П года. Темпы роста цен на газ и темпы либерализации рынков электроэнергетики и мощности заданы на основе соответствующего постановления Правительства РФ от 30 ноября 2006 г.

Прогнозы цен на электроэнергию и платы за мощность составлены исходя из динамики изменения стоимости энергоносителей в регулируемой части тарифообразования, установленных Правительством РФ 30 ноября 2006 года темпов либерализации рынка электроэнергии, а также предположения о параллельной и синхронной либерализации рынка мощности. Основываясь на нашей оценке баланса спроса и предложения на рынке, мы полагаем, что в условиях энергодефицита к 2009-2010 гг. рыночная плата за мощность достигнет уровня нового строительства – то есть того уровня, при котором станет целесообразно осуществлять строительство новых мощностей. В текущих условиях мы оцениваем этот уровень ежегодной платы за мощность в размере 83 долл. за киловатт в год при стоимости нового строительства 1000 долл. за киловатт и ставке дисконтирования 14%. Наши расчеты в целом близки к данным модели NERA, оценившей уровень рыночной платы за мощность в регионах деятельности ТГК-4 на уровне около 40 долл. за киловатт в год при стоимости нового строительства не более 600 долл. за киловатт. Заложенный нами в модель уровень регулируемой платы за мощность для электростанций ТГК-4 при этом составляет 59 долл. за киловатт в год в 2007 году и 70,1 долл. киловатт в год в 2010П году.

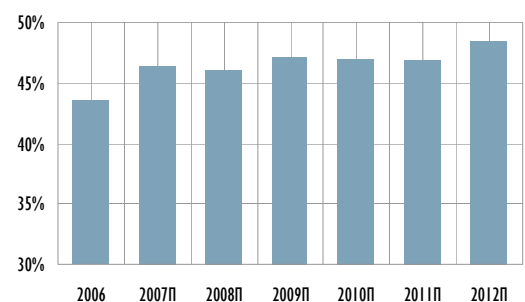
В среднесрочном периоде рентабельность ТГК-4, как и любой другой компании в России, специализирующейся на производстве электроэнергии, будет прежде всего определяться «вилкой цен» на электроэнергию и топливо, в первую очередь, природный газ, составляющий около 97% объема потребления топлива ТГК-4.

График 19. Прогноз рентабельности ЕБИТДА ТГК-4 по МСФО



Источник: оценки Газпромбанка

График 20. Прогноз динамики КИУМ ТГК-4, %

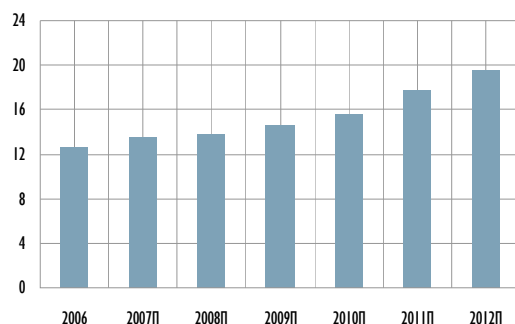


Источник: оценки Газпромбанка



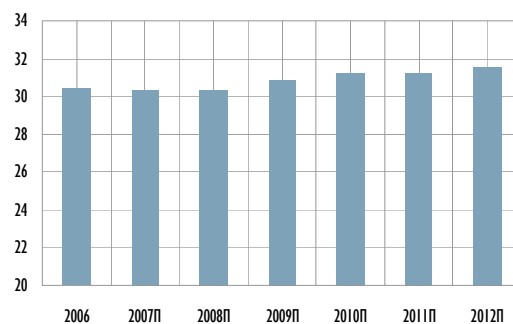
Согласно нашим предположениям, заложенным в финансовую модель ТГК-4, рентабельность EBITDA компании по МСФО возрастет с 19% в 2007П году до 24% в 2010 и 27% в 2012 году.

График 21. Прогноз выработки электроэнергии ТГК-4, млрд. кВт.ч



Источник: оценки Газпромбанка

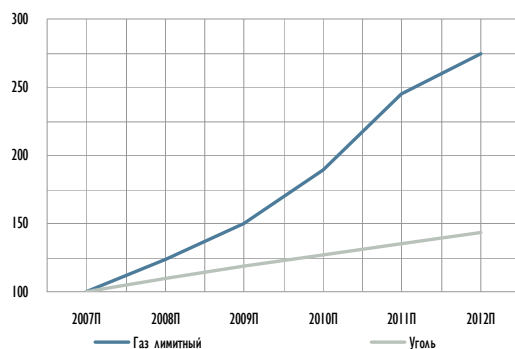
График 22. Прогноз выработки теплоты ТГК-4, млн. Гкал



Источник: оценки Газпромбанка

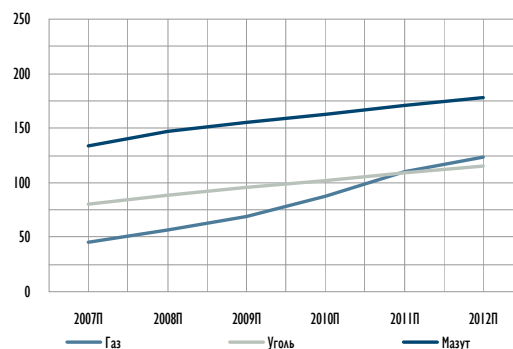
При этом среднее значение коэффициента использования установленной электрической мощности (КИУМ) по станциям ТГК-4, по нашим оценкам, повысится с 46% в 2007П году до 48% в 2012 г. А совокупная выработка электроэнергии станциями ТГК-4 к 2012 году вырастет на 55% по сравнению с 2006 годом. При этом выработка тепловой энергии увеличится к 2012 году на 4%.

График 23. Относительная кумулятивная динамика удорожания газа и угля, 2007=100%



Источник: оценки Газпромбанка

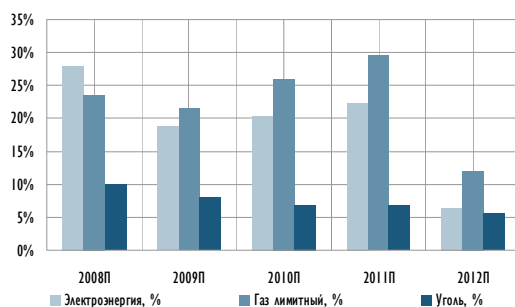
График 24. Прогноз динамики цен на энергоносители, долл. за тонну усл. топлива



Источник: оценки Газпромбанка

Важным фактором, оказывающим сильное влияние на финансовое состояние генерирующих компаний, в том числе ТГК-4, является необходимость ускоренной реализации масштабной программы капитальных вложений, вызванная растущей потребностью экономики в увеличении объемов поставки электроэнергии и мощности. При этом рынки электроэнергии и мощности остаются в значительной мере регулируемы. Расчет стоимости инвестиционной программы производился нами исходя из планов компании по строительству новых мощностей и стоимости нового строительства на существующих площадках на уровне 900-1100 долл. за киловатт установленной мощности для парогазовых установок.

График 25. Относительные темпы роста тарифов на газ, уголь и электроэнергию для станций ТГК-4



Источник: оценки Газпромбанка

График 26. Поток денежных средств от операционной и инвестиционной деятельности, млн. долл.



Источник: оценки Газпромбанка

Растущие денежные потоки от операционной деятельности и позитивная динамика EBITDA несмотря на осуществление новых заимствований позволят компании сохранять относительно невысокие показатели долговой нагрузки, что оставит большой «запас прочности».



Мы ожидаем, что соотношение чистый долг/ЕБИТДА ТГК-4 достигнет максимального значения 0,55 в 2010 году, а долг/ЕБИТДА достигнет максимума 1,95 в 2007 году.

Таблица 13. Прогноз основных показателей долговой нагрузки ТГК-4 на период обращения облигационного займа, МСФО

	2007П	2008П	2009П	2010П	2011П	2012П
Долг/активы	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,03
Долг/капитал	0,15	0,12	0,11	0,10	0,09	0,04
Долг/ЕБИТДА	1,95	1,12	0,80	0,61	0,40	0,17
Чистый долг/активы	-0,14	-0,04	0,06	0,08	0,06	0,03
Чистый долг/капитал	-0,30	-0,09	0,13	0,19	0,17	0,09
Чистый долг/ЕБИТДА	-2,14	-0,49	0,50	0,55	0,35	0,16

Источник: оценки Газпромбанка

Ключевые риски

Наша модель ТГК-4 построена в рамках либерального сценария осуществления полномасштабного реформирования и либерализации рынков электроэнергетики и мощности.

Однако в условиях ускоренного роста цен на газ платить за либерализацию рынков электроэнергетики и мощности придется конечным потребителям, что может существенно снизить темпы экономического роста в стране в целом. К 2011 году средняя цена закупок газа для ТГК-4, по нашим прогнозам, увеличится на 143% до уровня 126 долл. за 1000 куб. метров, при этом эффективный тариф на электроэнергию для ТГК-4 увеличится на 124%. Ключевым риском для построенного нами сценария денежных потоков ТГК-4 в этих условиях мы считаем возможный пересмотр «правил игры» в электроэнергетике - отказ либо существенное ограничение либеральной модели рынков электроэнергетики и мощности. Государство, опасаясь за перспективы экономического роста и конкурентоспособность промышленности, а также стремясь избежать резкого усиления протестных настроений среди населения может решиться вновь забрать генерацию электроэнергии под крыло госрегулирования, а деньги на новое строительство начать выделять через инвестиционный фонд. Однако реализация такого сценария еще больше снижает риски для инвесторов в долговые обязательства ТГК-4, поскольку означает, что средства на погашение долговых обязательств компании будут включены в тариф.

Большое значение для компании также будет иметь способность менеджмента провести оперативную переоценку основных средств в целях увеличения объемов амортизационных отчислений по российским стандартам бухгалтерского учета. В противном случае размер амортизационных отчислений компании может остаться на текущем низком уровне, что может сократить объем доступных компании инвестиционных ресурсов на 50-70 млн. долл. в год.

Из-за отсутствия надежных источников информации мы не включили в нашу модель возможные дополнительные инвестиции на строительство новых мощностей и реконструкцию существующего оборудования. Тем не менее, мы полагаем, что с завершением строительства первой волны новых мощностей в рамках раскрытой ТГК-4 программы капитального строительства по-прежнему может иметь место значительный риск оттока свободного денежного потока на строительство дополнительных объемов генерации и реконструкцию изнашивающихся производственных мощностей на протяжении 4-5 лет в объеме до 300 млн. долл. в год.

Тем не менее, несмотря на приведенные выше риски, мы не видим серьезных рисков для держателей долговых обязательств ТГК-4 в течение срока обращения займа.

При анализе перспектив ТГК-4 также следует иметь в виду следующие факторы:

- ▶ стратегическое значение ТГК-4, обеспечивающей теплом и электроэнергией 11 регионов Центральной России
- ▶ повышение рентабельности генерирующих компаний в целях развертывания программ капитального строительства

ТГК-4 имеет стратегическое инфраструктурное значение, обеспечивая жителей 11 регионов Центральной России теплом и электроэнергией, что дает серьезные гарантии непрерывности бизнеса и платежеспособности компании.

При этом динамика темпов роста операционных денежных потоков и ЕБИТДА оставит возможность в случае необходимости привлечь значительные объемы дополнительных денежных средств.

После перехода к рыночным отношениям находившаяся на тарифном регулировании и не обладавшая высоким политическим весом энергетика работала на грани рентабельности, фактически на созданных еще в советское время запасах, но такая ситуация не могла длиться вечно.

Необходимость ускоренной реконструкции существующих энергоблоков и строительства новых мощностей уже стала очевидной, и также очевидно, что для обеспечения потребностей экономики и экономического роста энергетика должна быть обеспечена средствами на реализацию нового строительства. На текущем этапе для снижения темпов роста тарифов для конечного потребителя финансирование нового строительства предполагается осуществлять за счет привлечения средств с долгового рынка и размещения дополнительных эмиссий акций. Параллельно осуществляется либерализация рынков электроэнергетики и мощности. В условиях рыночной среды для обеспечения нового строительства регуляторам придется отказаться от искусственных мер по сдерживанию тарифов.



При этом, учитывая широко развернутый процесс привлечения средств ОГК и ТГК на новое строительство мы не верим в сценарий жесткого разделения рынков электроэнергии и мощности на рынки старых и новых мощностей. По сути дела при таком варианте развития событий будет происходить одновременная дискриминация новых и растущих потребителей, которые будут вынуждены платить существенно более высокую цену за электроэнергию и мощность, что подрывает стимулы к экономическому росту. Но даже и при таком варианте генерирующие компании, привлекающие основную часть займов именно на новое строительство, не будут иметь проблем при погашении своих долговых обязательств.

Крайним случаем является возможность пересмотра всех «правил игры» в генерации и ее возврат под крыло тарифного регулирования, однако в таком случае государственное регулирование доходной базы генерирующих компаний будет учитывать погашение и обслуживание долговых обязательств, привлеченных на цели капитального строительства.

Таблица 14. Основные макроэкономические и ценовые параметры ТГК-4

	2007П	2008П	2009П	2010П	2011П	2012П
Курс доллара (конец периода), руб./долл.	25,33	24,94	24,56	24,44	24,60	24,52
Инфляция, CPI	7,7%	6,0%	5,4%	3,7%	2,8%	2,8%
ВВП, темп роста, %	6,6%	6,7%	6,4%	6,2%	5,9%	5,9%
Производство электроэнергии в России, млрд. кВт.ч	974	988	999	1009	1019	1030
Производство электроэнергии ТГК-4, млн кВт.ч	13,5	13,7	14,6	15,6	17,8	19,5
Доля в общероссийском производстве, %	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,7%	1,9%
Основные производственные показатели ТГК-4						
Установленная электрическая мощность, МВт	3327	3407	3534	3652	4337	4603
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	17371	17383	17493	17547	17174	17449
Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	13529	13735	14599	15553	17792	19523
Потери и собственное потребление, млн. кВт.ч	1750	1818	1903	1946	2087	2142
Полезный отпуск электроэнергии, млн. кВт.ч	11779	11917	12696	13607	15705	17381
КИУМ, электроэнергия, %	46,4%	46,0%	47,2%	48,6%	48,6%	48,4%
Расход условного топлива, на электроэнергию г/кВт.ч	348	345	338	330	302	283
Темпы либерализации рынка электроэнергии						
Регулируемый рынок	90%	80%	60%	30%	0%	0%
Свободный рынок	10%	20%	40%	70%	100%	100%
Темпы либерализации рынка мощности						
Регулируемый рынок	90%	80%	60%	30%	0%	0%
Свободный рынок	10%	20%	40%	70%	100%	100%
Полезный отпуск теплотенергии, тыс. Гкал	30355	30367	30898	31200	31220	31548
Расход условного топлива на теплотенергию, кг/Гкал	151	151	150	150	150	150
Расход топлива, тыс. тут.	8668	8682	8935	9179	9434	9651
Газ лимитный тыс. тут.	7952	7824	7988	7972	7953	7991
Газ коммерческий тыс. тут.	401	545	628	855	873	1049
Мазут топочный тыс. тут.	117	115	116	120	120	120
Уголь тыс. тут.	198	198	204	232	488	491
Доля газа в потреблении условного топлива, %	96%	96%	96%	96%	94%	94%
Расход топлива						
Газ лимитный, млрд м ³	6928	6817	6959	6946	6929	6963
Газ коммерческий, млрд м ³	350	474	547	745	761	914
Мазут топочный, тыс. тонн	88	86	87	90	90	90
Уголь, тыс. тонн	383	383	393	447	942	947
Цены топлива						
В тоннах условного топлива						
Средняя цена газа лимитного, \$/т.у.т.	44	55	67	84	109	122
Средняя цена газа коммерческого, \$/т.у.т.	60	82	100	118	120	134
Средняя цена газа, \$/т.у.т.	45	57	69	87	110	123
Средняя цена угля, \$/т.у.т.	80	88	95	102	109	115
Средняя цена мазута, \$/т.у.т.	133	147	156	162	170	178
В натуральных показателях						
Средняя цена газа лимитного, \$/тыс. м ³	51	63	77	97	125	140
Средняя цена газа коммерческого, \$/тыс. м ³	69	95	115	135	138	154
Средняя цена газа, \$/тонну	52	65	79	100	126	142
Средняя цена угля, \$/тонну	42	46	49	53	56	60
Средняя цена мазута, \$/тонну	145	177	196	207	216	227
Тарифы на электроэнергию, \$/МВт.ч						
Тариф на электроэнергию, регулируемый	19	24	29	35	-	-
Тариф на электроэнергию, рыночный	28	33	37	44	53	58
Плата за мощность, регулируемая, \$/МВт в год	58921	65160	67545	70002	н/п	н/п
Плата за мощность, рыночная, \$/МВт в год	н/п	82611	88972	95200	99211	101350
Эффективный тариф на электроэнергию, \$/МВт.ч	35	45	54	64	79	84
Тарифы на теплотенергию, \$/Гкал	14	17	20	24	28	30



ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	2007П	2008П	2009П	2010П	2011П	2012П
Выручка						
Продажа электроэнергии (вкл плату за мощность)	416	538	681	878	1240	1460
Продажа теплотенергии	439	517	622	742	877	946
Прочая выручка	17	22	27	33	43	49
Итого выручка	872	1076	1329	1653	2160	2454
Расходы по основной деятельности						
Расходы на топливо	-409	-509	-633	-814	-1044	-1193
Зарплата и налоги и сборы, связанные с заработной платой	-95	-103	-110	-115	-117	-121
Износ и амортизация	-122	-127	-138	-153	-168	-183
Затраты на ремонт и техническое обслуживание	-74	-82	-91	-98	-119	-130
Налоги, кроме налога на прибыль	-22	-27	-33	-41	-54	-61
Расходы по приобретению прочих материалов	-12	-15	-19	-23	-30	-34
Расходы по страхованию	-12	-14	-15	-17	-21	-23
Расходы на социальную сферу	-11	-12	-13	-14	-14	-14
Увеличение резерва на снижение стоимости дебиторской задолженности	-4	-5	-7	-8	-11	-12
Платежи за воду	-10	-11	-13	-14	-17	-19
Прибыль от выбытия основных средств	0	0	0	0	0	0
Прочие расходы	-61	-75	-93	-116	-151	-172
Операционные расходы	-832	-981	-1165	-1412	-1747	-1963
Операционная прибыль	40	96	164	241	413	491
Финансовые расходы	-28	4	-7	-17	-17	-14
Процентные расходы	-20	-25	-21	-20	-20	-15
Положительная/(отрицательная) курсовая разница	-10	-4	-4	-1	2	-1
Прибыль до налога на прибыль и доли меньшинства	10	67	139	219	395	475
Налог на прибыль	-2	-16	-33	-53	-95	-114
Текущий	-2	-16	-33	-53	-95	-114
Отложенный	0	0	0	0	0	0
Прибыль без учета доли меньшинства	8	51	106	167	300	361
Доля меньшинства	0	0	0	0	0	0
Чистая прибыль	8	51	106	167	300	361
СПРАВОЧНО: EBITDA	162	223	302	393	581	674
Рентабельность EBITDA, %	19%	21%	23%	24%	27%	27%
БАЛАНС	2007П	2008П	2009П	2010П	2011П	2012П
АКТИВЫ						
Внеоборотные активы						
Основные средства	1625	1854	2163	2366	2595	2818
Авансы подрядчикам	34	77	111	108	115	119
Прочие финансовые вложения	42	42	42	42	42	42
Итого внеоборотные активы	1701	1974	2316	2517	2752	2979
Оборотные активы						
Материально-производственные запасы	61	75	93	115	150	171
Дебиторская задолженность	108	133	164	204	266	303
Денежные средства и их эквиваленты	662	360	90	23	33	9
Итого оборотные активы	831	567	347	342	450	483
Итого активы	2532	2541	2662	2858	3202	3461
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА						
Капитал						
Акционерный капитал	1152	1152	1152	1152	1152	1152
Собственные выкупленные акции	0	0	0	0	0	0
Накопленный убыток	-36	14	117	279	570	916
Капитал, причитающийся акционерам Компании	2121	2171	2274	2436	2727	3073
Доля меньшинства	0	0	0	0	0	0
Долгосрочные обязательства						
Кредиты и займы	242	233	237	238	32	0
Отложенные налоговые обязательства	0	0	0	0	0	0
Итого долгосрочные обязательства	242	233	237	238	32	0
Краткосрочные обязательства						
Кредиты и займы	74	18	4	1	202	115
Кредиторская задолженность по уплате налогов	0	0	0	0	0	0
Кредиторская задолженность	46	96	120	148	184	240
Итого краткосрочные обязательства	169	137	151	185	443	388
Итого капитал и обязательства	2532	2541	2662	2858	3202	3461



ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	2007П	2008П	2009П	2010П	2011П	2012П
ОПЕРАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ						
Чистая прибыль за период	8	51	106	167	300	361
Корректировки по статьям:						
Амортизация основных средств	122	127	138	153	168	183
Прибыль от выбытия основных средств	0	0	0	0	0	0
Процентные расходы	20	25	21	20	20	15
Курсовые разницы и процентные доходы	8	-29	-14	-3	-3	-1
Прочие неденежные операции	4	5	7	8	11	12
Доля меньшинства	0	0	0	0	0	0
Расходы по налогу на прибыль	2	16	33	53	95	114
Прибыль от операционной деятельности до учета изменений в оборотном капитале и резервах	165	196	291	397	591	685
(Увеличение)/уменьшение материально-производственных запасов	14	-14	-18	-23	-35	-21
(Увеличение)/снижение дебиторской задолженности покупателей и заказчиков и прочих активов	-18	-31	-38	-48	-73	-49
Увеличение/(снижение) кредиторской задолженности поставщикам и подрядчикам и прочей задолженности	50	24	28	36	56	33
Движение денежных средств от операционной деятельности до уплаты налога на прибыль и процентов	211	175	263	362	538	649
Уплаченный налог на прибыль	-2	-16	-33	-53	-95	-114
Проценты выплаченные	-20	-25	-21	-20	-20	-15
Потоки денежных средств от операционной деятельности	188	134	209	290	424	519
ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ						
Поступления от выбытия основных средств	0	0	0	0	0	0
Авансы подрядчикам	-27	-43	-34	2	-6	-4
Приобретение объектов основных средств	-176	-357	-447	-356	-397	-406
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности	-202	-400	-480	-354	-403	-410
ФИНАНСОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ						
Чистое поступление заемных средств	119	-69	-14	-3	-3	-120
Проценты полученные	1	33	18	5	1	2
Средства от дополнительной эмиссии акций	539	0	0	0	0	0
Покупка/(продажа) собственных акций	0	0	0	0	0	0
Дивиденды	-10	0	-3	-5	-8	-15
Движение денежных средств от финансовой деятельности	650	-37	1	-3	-10	-133
Чистое увеличение/(уменьшение) ден. средств и их эквивалентов	635	-303	-270	-67	11	-24
Ден. средства и их эквиваленты на начало года	27	662	360	90	23	33
Ден. средства и их эквиваленты на конец года	662	360	90	23	33	9



Приложение

Табл. 1. Основные характеристики некоторых ТГК

Компания	УЭМ, МВт	УТМ, ГКал/ч	Выработка электроэнергии, 2006 г. млн. кВт.ч	Отпуск тепла, 2006 г., тыс. ГКал	Доля основного вида топлива	КИУМ, 2006 г.
ТГК-1	6 248	14 735	23 200	22 200	Газ 92%	42%
ТГК-2	2 424	12 156	9 835	21 616	Газ 61%, уголь 12% мазут 25%	46%
Мосэнерго (ТГК-3)	10 611	34 174	64 400	70 200	Газ 93%, уголь 4%	69%
ТГК-4	3 324	17 717	13 044	30 437	Газ 97%	45%
ТГК-5	2 467	9 255	10 410	16 970	Газ 89%, уголь 7%	48%
ТГК-6	3 140	11 120	13 234	18 590	Газ 88%, мазут 9%	48%
ТГК-10	2 593	12 251	16 793	13 785	Газ 95%, уголь 5%	74%
ТГК-12 (Кузбассэнерго)	4 777	6 997	24 906	13 785	Уголь 99%	60%

Источник: данные компаний, расчеты Газпромбанка



АБ «Газпромбанк» (ЗАО)

117420, г. Москва, ул. Наметкина, 16, стр. 1
(Офис: ул. Новочеремушкинская, 63)

Аналитика долгового рынка

Михаил Зак
+7 495 980-41-43
Michael.Zak@gazprombank.ru

Электроэнергетика

Иван Хромушин
+7 495 980-43-89
Ivan.Khromushin@gazprombank.ru

Дмитрий Котляров
+7 495 913-78-26
Dmitry.Kotlyarov@gazprombank.ru

Департамент рынков капитала

Игорь Русанов
+ 7(495) 913-78-61
Igor.Roussanov@gazprombank.ru

Павел Исаев
+ 7 495 980 41 34
Pavel.Isaev@gazprombank.ru

Организация выпусков

Игорь Ешков
+ 7 495 429-96-44
Igor.Eshkov@gazprombank.ru

Синдикация и продажи выпусков

Александр Алистратов
+ 7 495 719-19-82
AAA@gazprombank.ru

Алексей Куприянов
+7 495 980-41-94
Cuper@gazprombank.ru

Copyright © 2003-2007. АБ Газпромбанк (ЗАО). Все права защищены

ДАННЫЙ ОТЧЕТ НЕ ДОЛЖЕН ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫМИ ИНВЕСТОРАМИ В КАЧЕСТВЕ ЕДИНСТВЕННОГО ОСНОВАНИЯ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ О ПРИОБРЕТЕНИИ ЦЕННЫХ БУМАГ ОАО «ТГК-4». ДАННЫЙ ОБЗОР ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ РЕЗУЛЬТАТ НЕЗАВИСИМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АНАЛИТИКОВ И ОСНОВАН НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПУБЛИЧНО ДОСТУПНОЙ ИНФОРМАЦИИ. ЛЮБЫЕ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯ, ПРОГНОЗЫ И ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ, УКАЗАННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ОБЗОРЕ, ЯВЛЯЮТСЯ ПРЕДПОЛОЖЕНИЯМИ, ПРОГНОЗАМИ И РАСЧЕТАМИ АНАЛИТИКОВ ЛИБО БЫЛИ ПОЛУЧЕНЫ АНАЛИТИКАМИ ИЗ НЕЗАВИСИМЫХ ИСТОЧНИКОВ, ЗАСЛУЖИВАЮЩИХ ДОВЕРИЯ.

Данный отчет подготовлен на основе публичных источников заслуживающих, на наш взгляд, доверия, однако проверка представленных в этих источниках данных нами не проводилась. Представленные в отчете мнения и суждения отражают только личную точку зрения аналитиков относительно описываемых событий и анализируемых ситуаций. Авторы отчета не берут на себя ответственность за действия, предпринятые на основе изложенной в этом отчете информации и мнений. С появлением новой рыночной информации позиция авторов может меняться.