

Информационный меморандум



**ОАО "Дальневосточная
Генерирующая
Компания"**

Август 2007 г.

**Облигационный заем
5 000 000 000 рублей**

СОДЕРЖАНИЕ

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫПУСКА	5
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА – ОПИСАНИЕ ОТРАСЛИ	6
Общая ситуация в электроэнергетике	6
Реформирование отрасли	8
Государственное регулирование и тарифообразование	12
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ	15
Особенности энергетики Дальнего Востока	15
Реформирование ОЭС Дальнего Востока	17
Прогноз развития энергетики Дальнего Востока	19
ОПИСАНИЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ КОМПАНИИ	24
История	24
Видение, Миссия, Цели	25
Организационная структура	26
Структура управления и менеджмент	27
Описание деятельности	29
Инвестиционная программа	35
Прогноз результатов операционной деятельности	36
Показатели деятельности предшественников ОАО «ДГК»	37
ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ОАО «ДГК»	39
Общая характеристика отчетности	39
Анализ структуры баланса	39
Анализ отчета о прибылях и убытках	43
Анализ долговой нагрузки	44
Прогноз финансовых показателей	44
Цели привлечения финансирования	45
ПРИЛОЖЕНИЯ	46
Бухгалтерская отчетность ОАО «ДГК»	46



ОГРАНИЧЕНИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Настоящий информационный меморандум (далее – «Информационный меморандум») предоставляется исключительно в информационных целях и не является составной частью документов, подлежащих предоставлению в Федеральную службу по финансовым рынкам, в какие-либо иные государственные органы Российской Федерации или какого-либо иностранного государства в связи с регистрацией облигаций, описанных в настоящем документе (далее – «Облигации»).

Настоящий Информационный меморандум является информационным документом, позволяющим потенциальным инвесторам, кроме получения основной информации об условиях выпуска и размещения Облигаций, получить информацию об Эмитенте сверх минимального объема, раскрытие которого обязательно в соответствии с требованиями российского законодательства при выпуске облигаций, а также оценить риски, связанные с приобретением Облигаций. Полностью условия выпуска и размещения Облигаций содержатся в решении о выпуске и проспекте эмиссии ценных бумаг, которые подлежат регистрации Федеральной службой по финансовым рынкам. Каждому потенциальному инвестору рекомендуется ознакомиться с Решением о выпуске и Проспектом Облигаций.

Настоящий Информационный меморандум не является предложением о продаже или предложением о покупке Облигаций какому-либо лицу, либо лицам, либо неопределенному кругу лиц. Настоящий Информационный меморандум не является рекламой Облигаций, продажи или покупки Облигаций.

Ни Федеральная служба по финансовым рынкам, ни какой-либо иной государственный орган Российской Федерации или какого-либо иного государства не давал никаких рекомендаций, замечаний или комментариев по поводу приобретения Облигаций. Более того, никакие вышеуказанные органы не рассматривали настоящий документ, не оценивали его содержание, не подтверждали и не определяли его адекватность или точность.

Информационный меморандум составлен на основании информации, представленной Эмитентом. Ни Организаторы, ни какое-либо иное лицо, причастное к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, не проводили проверку точности и полноты информации, содержащейся в Информационном меморандуме, и не принимают на себя никакой ответственности в отношении объективности, точности и/или полноты всей и любой информации, содержащейся в Информационном меморандуме.

Информационный меморандум и любые документы, прилагаемые к нему или передаваемые вместе с ним, не следует рассматривать как рекомендацию Организаторов или какого-либо иного лица, причастного к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, по приобретению Облигаций. Любое лицо, принявшее настоящий Информационный меморандум, подтверждает, что такое лицо не полагалось на Организаторов или какое-либо иное лицо, причастное к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, в вопросе относительно полноты и точности Информационного меморандума и решения о приобретении Облигаций. Каждое лицо, принявшее настоящий Информационный меморандум, и/или принимающее решение относительно приобретения Облигаций, должно самостоятельно определить для себя значимость информации, содержащейся в Информационном меморандуме, провести свой собственный анализ финансового положения Эмитента и основных условий выпуска и размещения Облигаций на основе информации содержащейся в Решении о выпуске и Проспекте Облигаций, опираться на самостоятельные исследования и иные проверки, которые сочтет необходимым провести.

Выполненный в настоящем Информационном меморандуме, если выполнен, пересчет из одних единиц в другие или из одной валюты в другую произведен исключительно для удобства



потенциального инвестора. Ни Эмитент, ни Организаторы, ни какое-либо иное лицо, причастное к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, не делает заявлений о том, что указанные в настоящем Информационном меморандуме пересчитываемые суммы могли или могут в действительности быть пересчитаны по какому-либо определенному курсу или вообще могли или могут в действительности быть пересчитаны на какую-либо дату или период.

Ничто в настоящем Информационном меморандуме, равно как и сам факт его получения, не означает и не свидетельствует о наличии у Организаторов или какого-либо иного лица, причастного к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, обязательств по анализу финансовой и/или другой информации об Эмитенте или Облигациях, и/или предоставлению дополнительной информации, и/или обновлению информации, содержащейся в настоящем Информационном меморандуме. Сотрудники Организаторов или какого-либо иного лица, причастного к подготовке, выпуску и/или размещению Облигаций, не уполномочены предоставлять информацию, относящуюся к Эмитенту и/или Облигациям, не содержащуюся в настоящем Информационном меморандуме.



ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВЫПУСКА

Эмитент	ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»
Тип ценной бумаги	Процентные документарные неконвертируемые облигации на предъявителя серии 01 с обязательным централизованным хранением
Номер и дата государственной регистрации	4-01-32532-F от 9 августа 2007 г.
Объем эмиссии	5 000 000 000 (пять миллиардов) рублей
Способ размещения	Открытая подписка, размещение с использованием системы торгов ЗАО «Фондовая биржа ММВБ»
Срок обращения	5 лет (1 820 дней)
Оферта	Через 3 года
Номинальная стоимость	1 000 (одна тысяча) рублей
Цена размещения	100% от номинала
Процентная ставка по купонам	Ставка первого купона определяется на конкурсе в дату начала размещения, ставки второго-шестого купонов равны ставке первого, ставки последующих купонов определяются Эмитентом
Продолжительность купонного периода	182 дня
Торговая площадка	ЗАО «Фондовая биржа ММВБ»
Депозитарий	НП «Национальный депозитарный центр»
Организаторы	КИТ Финанс Инвестиционный банк (ОАО) АКБ «РОСБАНК» (ОАО)
Агент по размещению	АКБ «РОСБАНК» (ОАО)
Платежный агент	КИТ Финанс Инвестиционный банк (ОАО)



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА – ОПИСАНИЕ ОТРАСЛИ

Общая ситуация в электроэнергетике

Российская электроэнергетика является одной из крупнейших энергосистем в мире и представляет собой один из факторов, позволяющих России претендовать на роль гаранта энергетической безопасности современной мировой экономики. Она также является важнейшей составляющей инфраструктуры современной экономики России, необходимой для достижения целей по экономическому развитию страны. Вместе с тем, электроэнергетика вообще и российская в частности имеют ряд особенностей.

Одной из важнейших характеристик электроэнергетики является ее непрерывная работа по обеспечению постоянного энергоснабжения населения и субъектов экономики.

Российская электроэнергетика, испытывая воздействия экономики переходного периода, долгое время страдала от хронического недостатка необходимых инвестиций. Как результат, возникли две проблемы:

- Во-первых, снижение резервов мощности и энергии как в важнейших, с точки зрения энергетической безопасности, регионах России, так и в целом по единой энергосистеме;
- Во-вторых, предельный износ и исчерпание ресурса большей части оборудования. Износ активной части фондов в электроэнергетике составляет 60-65%, в том числе в сельских распределительных сетях – свыше 75%.

Одновременно с этим существует и другое обстоятельство: фактический прирост потребления электроэнергии за период с 2000 по 2005 год превысил на 50% запланированный в Энергетической стратегии России уровень и составил 73 000 ГВт-час. К сентябрю 2006 года прирост электропотребления по стране составил беспрецедентные 4.8%. Уже в начале 2006 года показатель нагрузки в совмещенном графике ЕЭС почти достиг уровня 1991 года. По подсчетам РАО «ЕЭС», среднегодовой прирост энергопотребления в 2006-2010 гг. составит 5.0%.

На сегодняшний день суммарная установленная мощность работоспособных энергоблоков в России составляет порядка 207 ГВт. Согласно ИНЭИ РАН, потребность в генерирующих мощностях к 2010 году составит порядка 230 ГВт, а к 2020 году может превысить 300 ГВт.

По этой причине в данный момент прогнозируется существенный дефицит мощности. Так, помимо уже сегодня испытывающих дефицит Москвы, Санкт-Петербурга и Тюмени, где рост электропотребления в 2006 году достиг 8%, к числу «дефицитных» в ближайшие годы, как ожидается, добавятся ОЭС Урала, Центра, Северо-Запада и Северного Кавказа. Уже в 2007-2010 гг. там может возникнуть серьезный дефицит, который вряд ли можно будет в полной мере компенсировать за счет поставок из других энергосистем ввиду ограниченности потоков электроэнергии между ОЭС. Учитывая размеры установленных мощностей и существующий план по вводу новых мощностей, а также будущую потребность в электроэнергии, становится

Диаграмма

Прогнозируемый дефицит мощностей до 2009 г., ГВт



Источник: РАО «ЕЭС России»



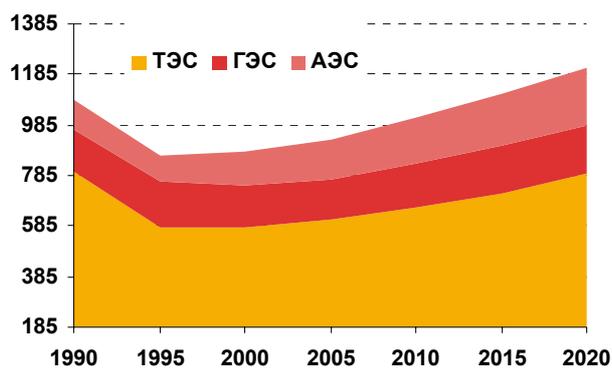
очевидным, что в условиях отсутствия дополнительных инвестиций в 2008 году Россия может столкнуться с дефицитом мощности в целом по стране. Со слов Анатолия Чубайса, дефицит не ожидается только в двух российских регионах – на Дальнем Востоке и средней Волге.

Безусловно, дефицит мощности будет являться сдерживающим фактором для устойчивого роста российской экономики. В целях обеспечения последнего Энергетическая стратегия России на период до 2020 года предусматривает решение следующих задач:

- Обеспечить опережающие темпы создания резерва мощностей;
- Повысить текущий уровень надежности Единой Энергетической Системы России (ЕЭС) и создать оптимальный запас мощностей для обеспечения энергобезопасности России.

Диаграмма

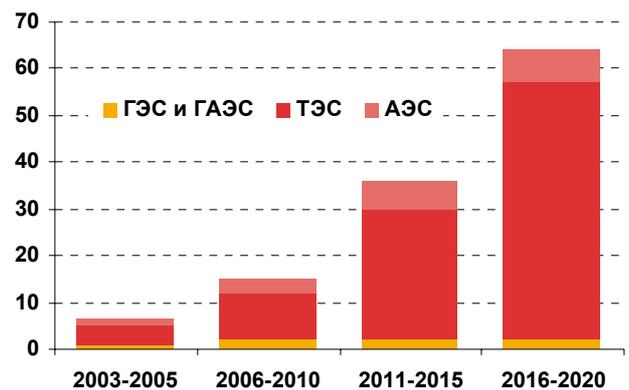
Производство электроэнергии, млрд. кВтч



Источник: Минпромэнерго

Диаграмма

Ввод новых мощностей (умеренный вариант), ГВт



Источник: РАО «ЕЭС России»

Масштабная программа энергетического строительства предусматривает также сооружение линий электропередач в объеме, обеспечивающем ее устойчивое и надежное функционирование и устранение технических ограничений, сдерживающих развитие конкурентного рынка электроэнергии и мощности. В основе развития электрической сети энергетической системы России лежат следующие основные принципы:

- Гибкость, позволяющая осуществлять поэтапное развитие и возможность приспособливаться к изменению условий функционирования (рост нагрузки, развитие электростанций, реверс потоков мощности, реализация новых межгосударственных договоров на поставку электроэнергии);
- Постепенная «надстройка» основной сети единой энергетической системы линиями более высокого напряжения;
- Сведение к минимуму числа дополнительных трансформаций 220/330, 330/500, 500/750 кВ в зонах совместного действия этих напряжений;
- Управляемость основной электрической сети путём использования средств принудительного распределения потоков электроэнергии.

Основу системообразующих сетей единой энергетической системы России до 2020 года будут составлять линии электропередачи 500 – 750 кВ. Суммарный ввод линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше до 2020 года должен составить (в зависимости от варианта развития) 25-35 тыс. км. Одной из первоочередных задач при развитии межсистемных электрических связей является усиление электрической связи между восточной и европейской частями ЕЭС России путем сооружения линий электропередачи напряжением 500 и 1150 кВ.



Диаграмма

Инвестиционная программа для сетевого строительства, на период с 2006 по 2010 гг.



Источник: РАО «ЕЭС России»

свойственна нерациональная структура топливного баланса, обусловленная, в частности, проводившейся политикой ценообразования на первичные энергоносители для электростанций. Цены на уголь в среднем в 1.5 раза превышают цены на газ, что наряду с большей капиталоемкостью угольных электростанций делает угольную генерацию неконкурентоспособной. Так, в 2005 году соотношение цен на газ/уголь/мазут находилось на уровне 0.8/1/1.7, в то время как, например, в Западной Европе аналогичное соотношение составляло 2/1/2.8. На сегодняшний день доля газовой генерации в структуре топливного баланса тепловых электростанций превышает 60%. Переход от паротурбинных к парогазовым ТЭС на газе, а позже – и на угле, обеспечит повышение КПД установок до 50%, а в перспективе до 60% и более. Повышению тепловой экономичности будет способствовать строительство новых угольных блоков мощностью 300-600 МВт с КПД порядка 45-46%, что позволит существенно снизить прирост потребности ТЭС в топливе.

Реформирование отрасли

Еще в 1980-х годах в электроэнергетике страны стали проявляться признаки стагнации: производственные мощности обновлялись заметно медленнее, чем росло потребление электроэнергии.

В 1990-е годы, в период общеэкономического кризиса в России, объем потребления электроэнергии существенно уменьшился, в то же время процесс обновления мощностей практически полностью остановился.

Инвестиционная программа РАО ЕЭС на 2006-2010 гг. предусматривает суммарный объем вложений на уровне 3.1 трлн. руб., в том числе 1.8 трлн. руб. на строительство электростанций, а 1.3 трлн. руб. на развитие сетевого хозяйства. Под сетевым хозяйством понимается как сетевой фонд Федеральной сетевой компании (ФСК), так и распределительных сетевых компаний (РСК). Из 1.3 трлн. руб. на нужды ФСК отводится приблизительно 0.6 трлн. руб., а РСК – 0.7 трлн. руб.

Основные производственные фонды в электроэнергетике Российской Федерации сконцентрированы в тепловой генерации – порядка 68%, еще около 21% занимает гидрогенерация. Оставшиеся 11% приходится на атомную энергетику.

Российской тепловой электроэнергетике

Диаграмма

Прогноз потребности в топливе ТЭС России на период до 2020 г., млн. тун.



Источник: РАО «ЕЭС России»



Общая ситуация в отрасли представляла собой следующее:

- По технологическим показателям (удельный расход топлива, коэффициенты полезного использования оборудования, рабочие мощности станций и пр.) российские энергокомпании отставали от своих аналогов в развитых странах;
- Отсутствовали стимулы к повышению эффективности, рациональному планированию режимов производства и потребления электроэнергии, энергосбережению;
- В отдельных регионах происходили перебои поставок электроэнергии, наблюдался энергетический кризис. Существовала высокая вероятность крупных аварий;
- Отсутствовала платежная дисциплина, были распространены неплатежи;
- Предприятия отрасли были информационно и финансово непрозрачны;
- Доступ на рынок был закрыт для новых независимых игроков.

Все это вызвало необходимость преобразований в отрасли, которые создали бы стимулы для повышения эффективности энергокомпаний и позволили бы существенно увеличить объем инвестиций.

Диаграмма



Источник: РАО «ЕЭС России»

Основными целями реформирования отрасли являются:

- Повышение эффективности предприятий электроэнергетики;
- Создание условий для развития отрасли за счет поступления частных инвестиций.

При этом основными задачами реформы являются:

- Разделение отрасли на естественно-монопольные (передача, распределение электроэнергии, диспетчеризация) и конкурентные (производство электроэнергии, сбыт) виды деятельности;
- Создание системы эффективных рыночных отношений в конкурентных видах деятельности;
- Обеспечение недискриминационного доступа к услугам естественных монополий (к услугам по передаче электрической энергии в условиях ограниченной пропускной способности сетей, услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и услугам администратора торговой системы оптового рынка).

Недискриминационный доступ обеспечивается через государственное регулирование данных отношений. На практике это означает включение обязательных определенных государством условий в контракты на предоставление указанных выше услуг, определение порядка доступа, тарифообразования и раскрытия информации в нормативно-правовых актах и создание качественного независимого арбитража;

- Обеспечение эффективного и справедливого государственного регулирования естественных монополий, которое создаст стимулы к снижению издержек и обеспечит инвестиционную привлекательность естественных монополий.

Для выполнения поставленных задач в электроэнергетике России прошли радикальные изменения: изменилась система государственного регулирования отрасли, начал формироваться конкурентный рынок электроэнергии, были созданы новые компании, эффективно взаимодействующие через рыночные механизмы.

Диаграмма



Источник: РАО «ЕЭС России»

В ходе реформы почти все вертикально-интегрированные компании, одновременно выполнявшие естественно-монопольные и конкурентные функции, ушли с рынка, а их место заняли компании, специализирующиеся на отдельных видах деятельности. Таким образом, произошло разделение и функций: в то время как генерация, сбыт и ремонт были распределены между частными компаниями, конкурирующими между собой, в естественно-монопольном секторе, напротив, сохранилось государственное регулирование.

Вместе с тем, в ходе реформы РАО «ЕЭС России» должны выполняться такие условия, как:

- Обеспечение надежного и бесперебойного энергоснабжения добросовестных потребителей электро- и теплотенергией в кратко- и долгосрочной перспективе;
- Обеспечение баланса между исполнением интересов собственников компании, государства и других заинтересованных субъектов, включая потребителей продукции и услуг, производимых в отрасли и сотрудников компании.

Таблица

Суммарная установленная электрическая мощность генерирующих компаний, ГВт

Компания	Значение
ОАО «ДГК»	5.8
ОГК:	
ОАО «ОГК-1»	9.5
ОАО «ОГК-2»	10.6
ОАО «ОГК-3»	8.5
ОАО «ОГК-4»	8.6
ОАО «ОГК-5»	8.7
ОАО «ОГК-6»	9.0
ОАО «ГидроОГК»	23.3
ТГК:	
ОАО «ТГК-1»	6.2
ОАО «ТГК-2»	2.4
ОАО «ТГК-3» (ОАО «Мосэнерго»)	10.6
ОАО «ТГК-4»	3.3
ОАО «ТГК-5»	2.5
ОАО «ТГК-6»	3.0
ОАО «ТГК-7» (ОАО «Волжская ТГК»)	6.9
ОАО «ТГК-8»	3.6
ОАО «ТГК-9»	3.3
ОАО «ТГК-10»	3.1
ОАО «ТГК-11»	2.0
ОАО «ТГК-12»	4.4
ОАО «ТГК-13»	2.5
ОАО «ТГК-14»	0.6
ФГУП «Росэнергоатом»	23.2

Источник: РАО «ЕЭС России», данные Компаний

Реформирование отрасли задано нормативными актами и является абсолютным императивом для РАО «ЕЭС России». РАО «ЕЭС России», являющаяся одним из крупнейших и наиболее важных субъектов реформирования отрасли, занимает активную позицию в содействии исполнительным органам власти в продвижении реформы, формировании конкретных моделей, механизмов её реализации.

Практически завершена консолидация генерирующих мощностей в межрегиональные компании двух видов: оптовые генерирующие компании (ОГК) и территориальные генерирующие компании (ТГК). ОГК специализируются на генерации электрической энергии, в то время как в ТГК в основном входят теплоэлектроцентрали (генерация как электрической, так и тепловой энергии). Шесть из семи ОГК сформированы на базе тепловых электростанций, одна (ГидроОГК) – на основе гидрогенерирующих активов, причем все оптовые генерирующие компании сформированы по экстерриториальному принципу. ТГК объединяют станции соседних регионов.

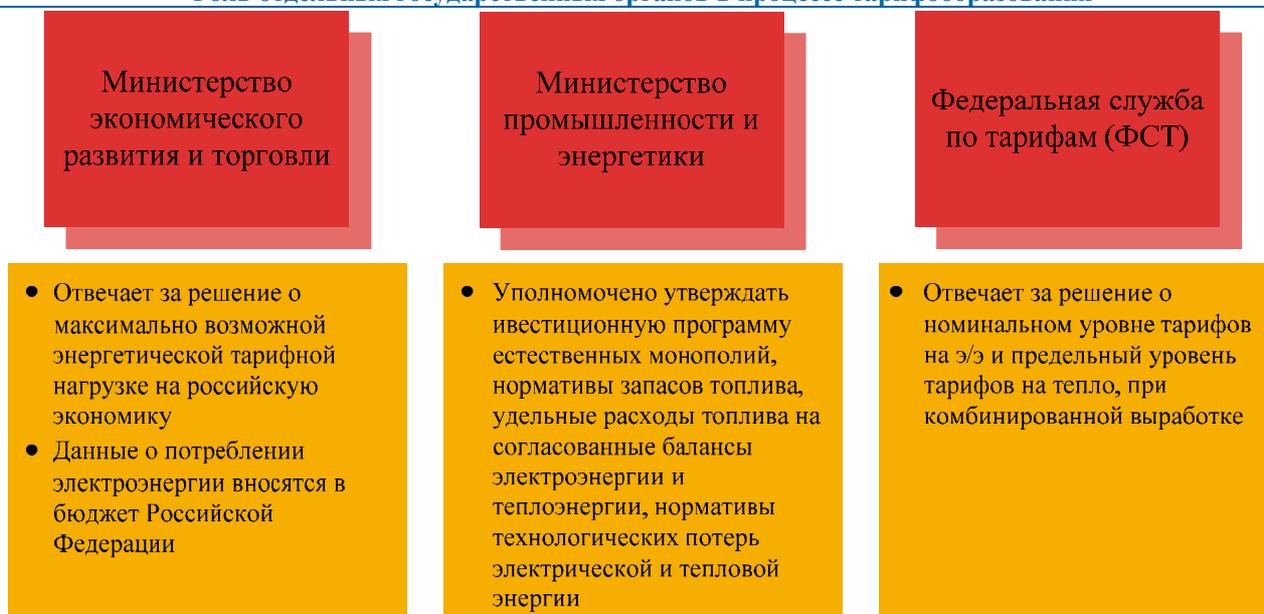


Государственное регулирование и тарифообразование

В настоящее время образование тарифов происходит при участии трех государственных органов: Министерства экономического развития и торговли (МЭРТ); Министерства промышленности и энергетики и Федеральной службы по тарифам (ФСТ). При этом ФСТ России устанавливает тарифы или их предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни на электрическую энергию, продаваемую производителями на оптовом рынке электрической энергии (мощности), за исключением продажи ими электрической энергии по нерегулируемым ценам, устанавливает предельные (минимальный и (или) максимальный) уровни тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Региональные энергетические комиссии (РЭК) устанавливают тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в рамках установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию, производимую электростанциями, осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Диаграмма

Роль отдельных государственных органов в процессе тарифообразования



Источник: нормативные акты отрасли электроэнергетики

На прикладном уровне процесс установления тарифов длится с апреля по ноябрь и выглядит следующим образом:

- В апреле МЭРТ определяет максимально возможную ставку роста тарифов на электроэнергию;
- Генерирующие компании представляют в ФСТ расчет тарифов на электроэнергию в срок до 1 мая;
- В мае-июле ФСТ проводит конкурс по выбору организаций по экспертизе тарифов. Эти организации до сентября осуществляют соответствующую экспертизу тарифов;
- В сентябре происходит рассмотрение тарифов и экспертных заключений в ФСТ;
- В ноябре ФСТ устанавливает тарифы на электро- и теплоэнергию.

Регулирование тарифов производится методом экономически обоснованных расходов (затрат). Тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки и расчетного объема

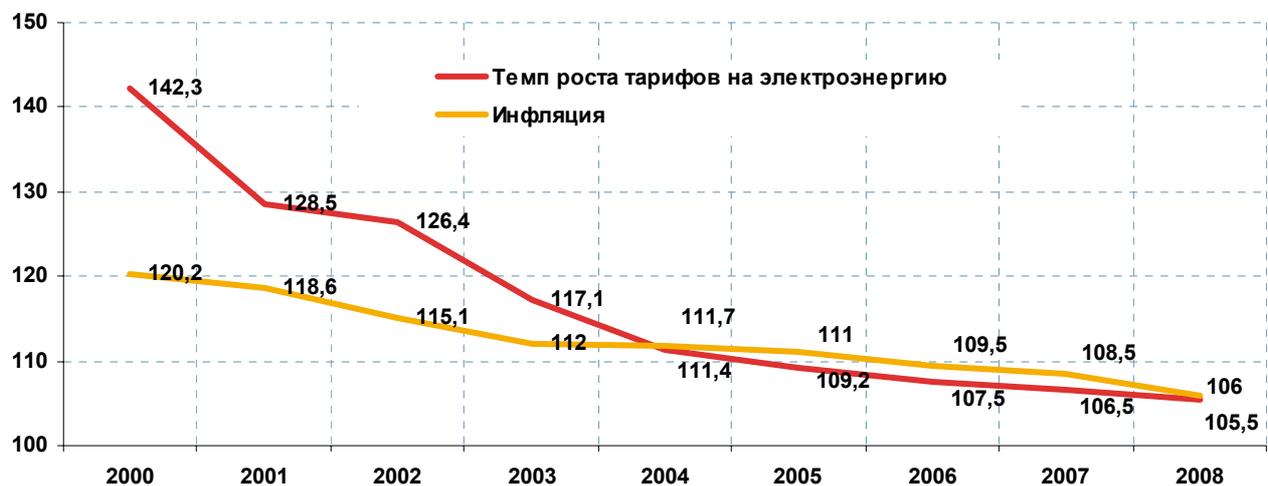


производства. Необходимая валовая выручка определяется в соответствии с предполагаемыми затратами компании на производство электроэнергии и развитие энергосистемы в следующем году. В нее включаются расходы, связанные с производством и реализацией продукции, внереализационные расходы, расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль и налог на прибыль. Данная процедура повторяется ежегодно.

На стратегическом уровне тарифная политика определяется нормативными документами Правительства Российской Федерации. По инициативе ОАО РАО «ЕЭС России» 1 декабря 2003 года было принято распоряжение Правительства №1754-р «О программе изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», в соответствии с которым Федеральная служба по тарифам утверждает предельные (максимальные и минимальные) уровни тарифов для конечных потребителей по каждому региону Российской Федерации. Этим документом был определен размер «коридора» изменения тарифов на электрическую и тепловую энергию для российских потребителей. Принципиально новым стало также установление предельных уровней изменения тарифов, основанное на динамике макроэкономических показателей с учетом отраслевых особенностей (цен на топливо, объема инвестиций и т. п.).

Диаграмма

Темп роста тарифов на электроэнергию, отпускаемую РАО ЕЭС в сравнении с инфляцией



Источник: РАО «ЕЭС России»

Начиная с 2004 года, темп роста тарифов на электроэнергию был ниже темпа роста индекса цен. Это объясняется нежеланием Правительства усиливать инфляцию увеличением цен на продукцию естественных монополий. Несмотря на подобное положение вещей, современная конъюнктура на мировых рынках привела к тому, что комплекс решений, принятых относительно тарифообразования на электроэнергию и газ, поставили РАО ЕЭС в тесные рамки.

Политика Правительства в сфере тарифообразования отражает мировые тенденции дефицита углеводородного топлива и согласуется с идущей реформой электроэнергетики, направленной в том числе и на повышение эффективности использования ресурсов.

Тарифы на электроэнергию (мощность), отпускаемую электростанциями, входящими в ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», так же устанавливаются ФСТ. Утверждается двухставочный тариф: на полезный отпуск электроэнергии и тариф на установленную мощность. 1 сентября 2006 года, с введением системы регулируемых двусторонних договоров на оптовом



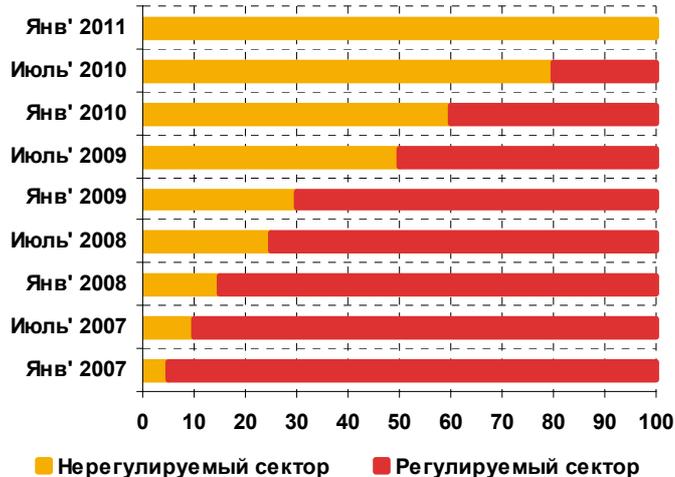
рынке электроэнергии (постановление Правительства РФ №529 от 31.08.2006), был запущен Новый Оптовый Рынок Электроэнергии и Мощности (НОРЭМ). Новая модель рынка электроэнергии подразумевает введение новой конструкции тарифного регулирования (не распространяется на ОЭС Востока). Тарифы на 2007 год утверждаются ФСТ РФ, начиная с 2008 года, для поставщиков и покупателей – участников оптового рынка – тарифы не устанавливаются, цена долгосрочного договора определяется по формуле, учитывающей цену договора предыдущего года и инфляционные коэффициенты, определяющие прогнозный рост составляющих себестоимости. Максимальное увеличение тарифной составляющей цены для конечного потребителя на 2007 год зафиксировано на уровне 15%.

На заседании Правительства Российской Федерации 30 ноября 2006 года было принято решение, согласно которому с 2007 года началось постепенное увеличение доли электроэнергии, реализуемой по не регулируемым государством ценам, начиная с 5 процентов с 1 января 2007 года и до 100% с 1 января 2011 года.

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются региональными энергетическими комиссиями (РЭК) с разбивкой по группам потребителей и виду тепловой энергии (пар, вода).

Диаграмма

Официальный вариант либерализации рынка э/э.



Источник: РАО «ЕЭС России»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ

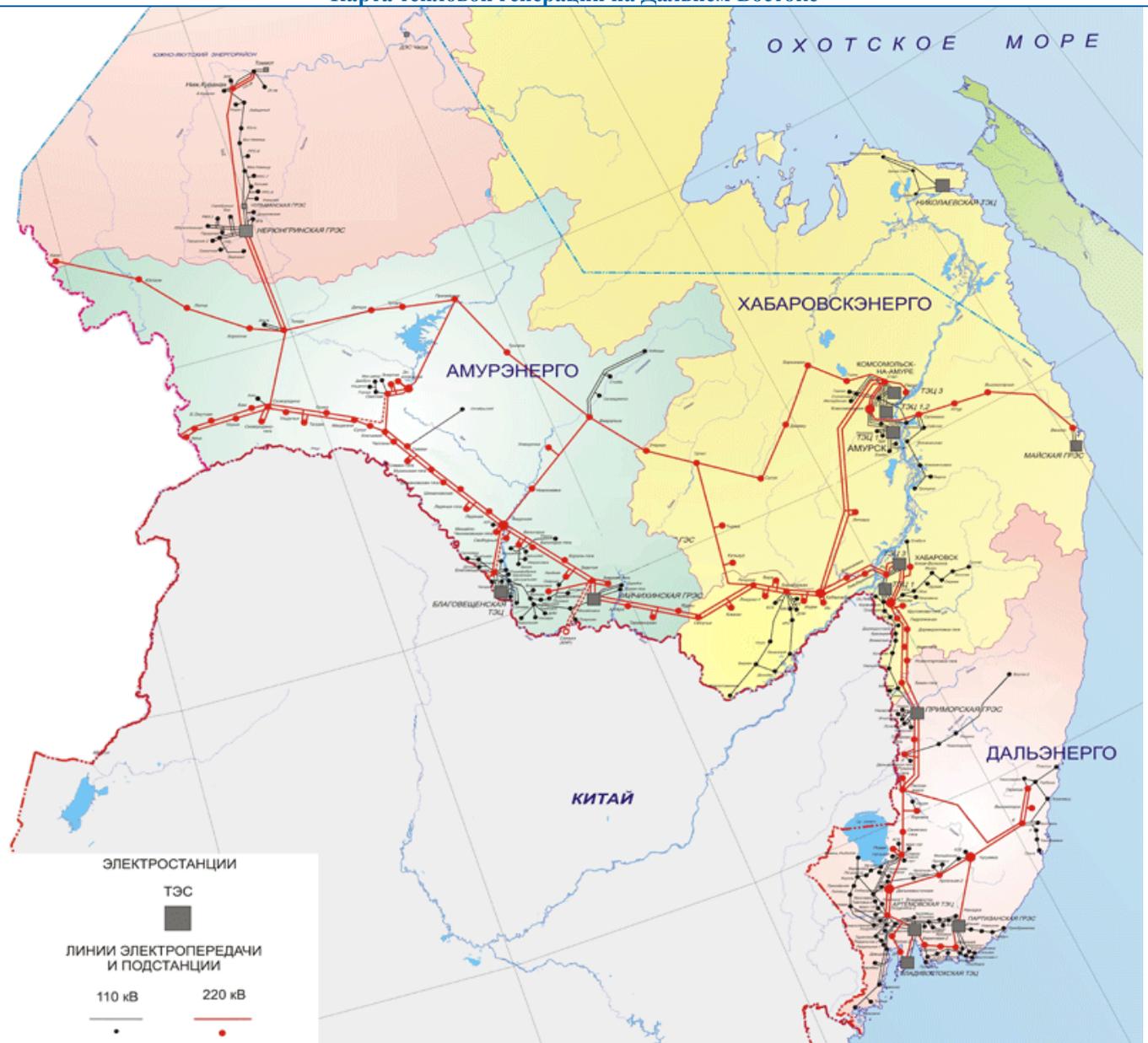
Особенности энергетики Дальнего Востока

Энергосистему Дальнего Востока можно разделить на две составляющие: ОЭС Востока (Дальнего Востока) и изолированные системы. В первую входят: Амурская, Дальневосточная, Хабаровская энергосистемы, а также Южно-Якутский энергоузел. В свою очередь, к изолированным энергосистемам относятся Камчатская, Магаданская, Сахалинская и изолированные районы Якутии.

Хотя энергосистема Востока России существует столько же, сколько энергосистема Западной части страны, она в корне отличается от ЕЭС России.

Диаграмма

Карта тепловой генерации на Дальнем Востоке



Источник: ОАО «ДГК»



Наиболее существенным представляется то, что на Дальнем Востоке отсутствует проблема нехватки энерго мощностей – фактор, который стал определяющим при принятии государственного решения о начале реформы. Установленная мощность в регионе превышает потребление приблизительно в два раза. Так, в ОЭС Дальнего Востока в 2005 году установленная мощность составляла порядка 7.5 ГВт, в то время как пиковое потребление не превышало 4.8 ГВт, что давало порядка 2.8 ГВт избытка мощности. Это, в свою очередь, может быть оценено двояко: с одной стороны, справедливо говорить о повышенной надежности энергосистемы, но, с другой стороны, подобная ситуация сказывается на величине тарифов, которые объективно выше, чем средний тариф по стране. Анализ темпов роста тарифов за последние годы также свидетельствует об опережающем темпе роста тарифов на Дальнем Востоке. На сегодняшний день дальневосточный тариф превышает среднее значение по РФ приблизительно в 1.7 раза.

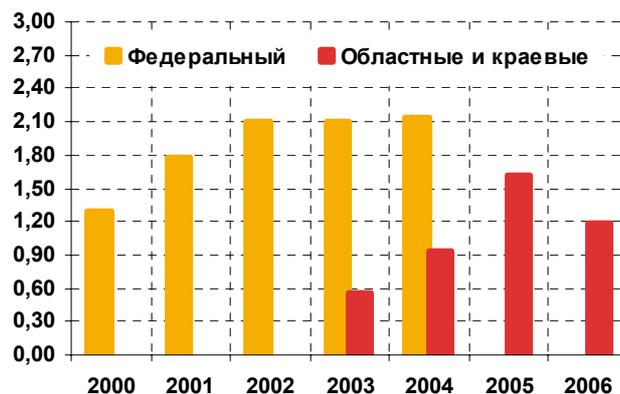
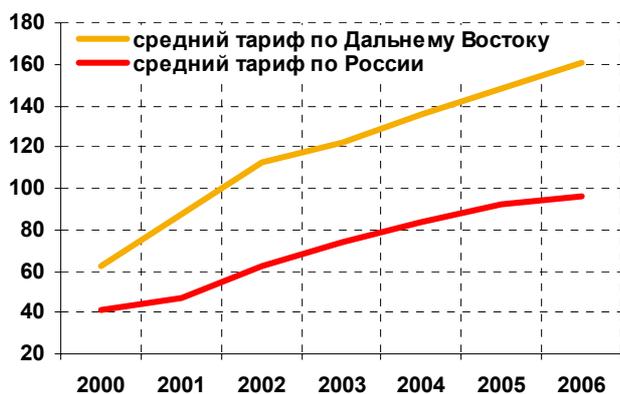
Для сдерживания роста тарифов на Дальнем Востоке исторически использовались субвенции бюджетов различных уровней. По 2004 год включительно эти средства выделялись из федерального бюджета. Начиная с 2005 года, целевые бюджетные субвенции прекратились, Минфин принял решение интегрировать их в бюджетные трансферты. С 2005 года бюджетные трансферты выделяются энергокомпаниям для целей сдерживания тарифов через региональные бюджеты. Отметим, что ситуация, когда выделение бюджетных средств для сдерживания тарифов к сдерживанию тарифов не приводит, свидетельствует о неблагоприятности политики в отношении тарифов на Дальнем Востоке.

Диаграмма

Диаграмма

Динамика средних тарифов по ДВФО и по России, коп./кВтч

Динамика субвенций для покрытия разницы в тарифах на э/э, млрд. руб.



Источник: РАО «ЕЭС России»

Источник: РАО «ЕЭС России»

Значимой является проблема изношенности сетевого хозяйства. Одновременно регион испытывает недостаток в сетях для того, чтобы распределить вырабатываемое электричество по всем желающим.

На Дальнем Востоке объединенными в единую энергосеть являются только станции южной части региона: от границы с Читинской областью до Тихоокеанского побережья тянется цепь электростанций, соединенных между собой линиями электропередачи. Эти особенности расположения делают невозможной конкуренцию ни в генерации, ни в транспортировке, ни в сбыте электроэнергии. Поэтому преобразования в ОЭС Дальнего Востока начались позже и по отдельному сценарию. Следует отметить, что электрические сети ОЭС Дальнего Востока характеризуются большими расстояниями между центрами генерирующей мощности и центрами электропотребления, а также значительной протяженностью в одноцепном исполнении с запада на восток.



Другой особенностью ОЭС Дальнего Востока выступает наличие всех видов перекрестного субсидирования:

- Перекрестное субсидирование между Европейской частью РФ и ОЭС Дальнего Востока;
- Перекрестное субсидирование между промышленностью и населением во всех регионах Дальнего Востока, включая изолированные системы;
- Внутрирегиональное перекрестное субсидирование.

Начальник департамента экономической политики РАО «ЕЭС России» Игорь Кожуховский считает, что для ликвидации всех видов перекрестного субсидирования необходимо ежегодно выделять в виде субвенций порядка 13 млрд. руб. Еще около 3 млрд. руб. субвенций должно направляться на выравнивание тарифов по сравнению с Европейской частью РФ. Успешная реализация предлагаемой тарифно-бюджетной политики приведет к ускорению развития дальневосточной экономики.

Реформирование ОЭС Дальнего Востока

Начало реформирования ОЭС Дальнего Востока было положено с утверждением Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 02 сентября 2005 года Проекта реформирования энергокомпаний Дальнего Востока на период до 2008 года. В результате реализации проекта реформы на Дальнем Востоке был создан энергохолдинг ОАО «ДЭК» (Дальневосточная энергетическая компания), который объединил все энергокомпании Амурской области, Приморского и Хабаровского краев. Объединение произошло в ходе реорганизации региональных энергокомпаний в форме их слияния в ОАО «ДЭК».

Диаграмма

Целевая модель управления и функционирования ОЭС Востока



Источник: ОАО «ДГК»

С одной стороны, мы наблюдаем укрупнение и централизацию, противоречащие сути реформенных процессов на всей остальной территории России. С другой стороны, произошло разделение по видам деятельности внутри самого холдинга: так, ОАО «ДРСК» отвечает за все распределительные сети на территории деятельности холдинга, ОАО «ДГК» – за генерацию в регионе, а непосредственно ОАО «ДЭК» – за сбыт электроэнергии. Одновременно, ОАО «ДЭК» осуществляет стратегическое и корпоративное управление ДГК и ДРСК – своих 100% дочерних компаний. Объекты единой национальной (общероссийской) электрической сети –

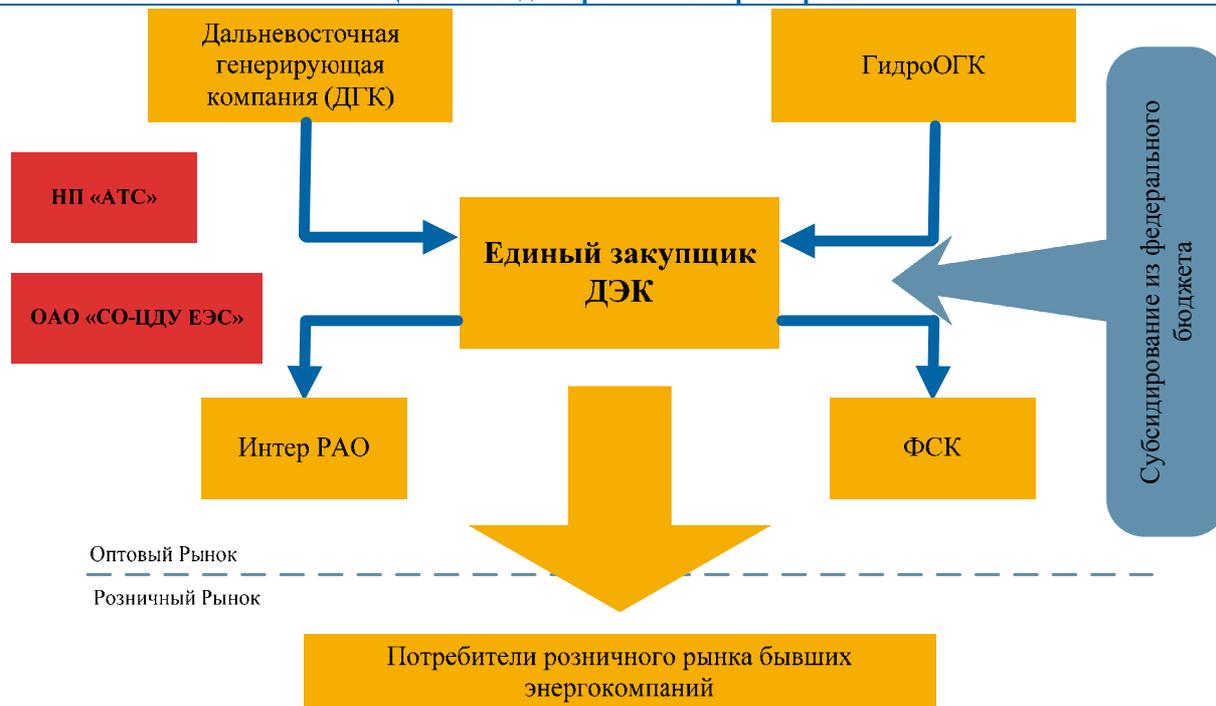
магистральные сети – попадают в ведение магистральных сетевых компаний, которые, в свою очередь, подлежат передаче под акционерный контроль ОАО «ФСК ЕЭС».

Согласно финансовым моделям новых компаний, ОЭС Востока обладает консолидированным годовым оборотом приблизительно в 40 млрд. рублей. Это дает объединенной энергосистеме большие возможности привлечения финансирования под проекты капитального строительства и расширяет возможности модернизации. Заметим, что от «предшественников» (ОАО «Дальэнерго», ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Амурэнерго», ОАО «Южное Якутскэнерго» и ЗАО «ЛутЭК») компаниям холдинга достались кредиторская и дебиторская задолженность. Компании правопреемники несут все финансовые обязательства перед партнёрами энергокомпаний-предшественников.

Логика реформирования ОЭС Дальнего Востока подразумевает отклонение от существующих «правил функционирования розничных рынков электрической электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики». Принципиальным видится то, что реформа электроэнергетики на Дальнем Востоке не затронула «институт» гарантирующего поставщика. С 2007 года функции гарантирующего поставщика перешли от ОАО «Дальэнерго» и реорганизованных АО-энерго к ОАО «ДЭК». То есть на Дальнем Востоке будет единый закупщик и единый гарантирующий поставщик электроэнергии.

Диаграмма

Целевая модель рынка электроэнергии



Источник: ОАО «ДГК»

Дальний Восток входит в число так называемых «неценовых зон» оптового рынка, где невозможна конкуренция на оптовом рынке среди генерирующих компаний. Всего в регионе действует только два поставщика электроэнергии на оптовый рынок – ОАО «ГидроОГК» и ОАО «ДГК». Покупкой на оптовом рынке у них занимается исключительно ОАО «ДЭК», то есть «единый закупщик». ОАО «ДЭК», в свою очередь, поставляет электроэнергию на розничный рынок.

Поскольку свободных цен на оптовом рынке Дальнего Востока стратегией реформы не предусмотрено, то отсутствуют они и на местных розничных рынках. Следовательно, вся

электроэнергия в дальневосточных субъектах РФ будет, по-прежнему, продаваться и покупаться по устанавливаемым государством твердым тарифам, которые могут меняться только раз в год.

Основными целями – ожидаемыми эффектами реформирования ОЭС Дальнего Востока выступают:

- Повышение надежности работы ОЭС Востока и создание эффективной системы управления энергетикой Дальнего Востока после разделения ОАО РАО «ЕЭС России» в соответствии с ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Повышение возможностей энергокомпаний в привлечении инвестиций за счет увеличения кредитного потенциала объединенных компаний;
- Снижение перекрестного субсидирования между группами потребителей, видами энергии, субъектами Дальневосточного региона и реализации программы по доведению тарифов до уровня среднероссийских;
- Создание предпосылок и необходимой инфраструктуры для формирования конкурентного рынка в будущем (особенно в случае реализации проекта масштабного экспорта в Китай и Корею, а также появления новых производителей энергии);
- Повышение капитализации и инвестиционной привлекательности энергокомпаний Дальнего Востока;
- Оптимизация энергетического баланса ОЭС Дальнего Востока.

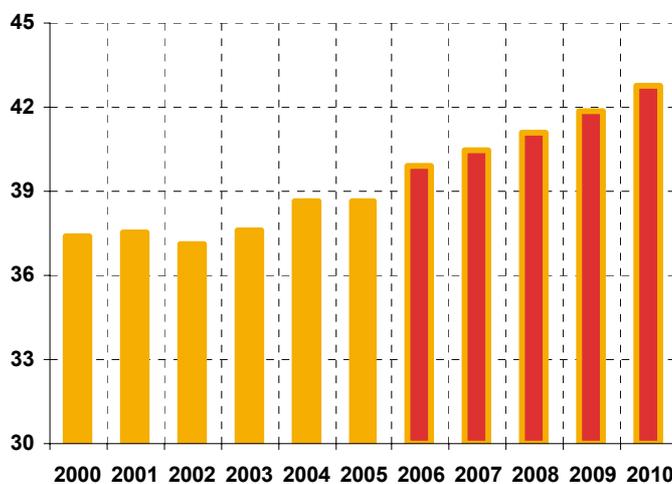
Прогноз развития энергетики Дальнего Востока

В результате реализации поставленных задач реформирования и развития электроэнергетики Дальнего Востока прогнозируется, что темп роста электропотребления в регионе в течение ближайших 5 лет составит порядка 2% в год – фактически наравне с другими регионами РФ. К 2010 году электропотребление в ОЭС Востока, по данным РАО «ЕЭС России» и Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, должно вырасти до 28.7 млрд. кВтч по сравнению с 27.1 млрд. кВтч в 2005 году. Аналогичный прогноз по энергопотреблению всего Дальнего Востока, включая изолированные системы, дает значение энергопотребления в 2010 году на уровне 42.8 млрд. кВтч. Отметим, что к 2010 году должен быть достигнут максимальный уровень электропотребления, который был зафиксирован в 1990 году. Так, для ОЭС Востока исторический максимум составляет 30.5 млрд. кВтч, а оптимистический прогноз электропотребления на 2010 год дает значение порядка 31.5 млрд. кВтч.

Прогноз прироста потребности в электроэнергии на период до 2010 г. предполагает появление новых крупных потребителей, а также расширение крупных действующих объектов. С 2005 по 2010 гг. общий прирост потребности в электроэнергии на Дальнем Востоке превысит 4 млрд. кВтч, при этом основная доля придется на Хабаровский и Приморский края и Амурскую область – приблизительно 65%.

Диаграмма

Динамика и прогноз электропотребления ДВФО на 2006-2010 гг.



Источник: РАО «ЕЭС России»



Таблица

Прирост потребности в э/э в ДВФО до 2010 г., млрд. кВтч

Энергосистема	Общий прирост по территории	Крупные промышленные потребители
Амурская область	0.79	<ul style="list-style-type: none"> • Нефтепровод «Восточная Сибирь - Тихий Океан» • Развитие г. Благовещенска • Покровский рудник
Приморский край	1.02	<ul style="list-style-type: none"> • Нефтепровод «Восточная Сибирь - Тихий Океан» • Прирост нагрузки г. Владивостока (аэропорт г. Артем) • Порт Находка • Развитие игровой зоны в бухте Муравьиная • Объекты к саммиту Азиатско-тихоокеанского экономического саммита (АТЭС) • Нефтеперерабатывающий завод в районе порта Находка
Хабаровский край	0.87	<ul style="list-style-type: none"> • Хабаровский НПЗ • Комсомольский НПЗ • Порт Ванино (угольный терминал) • Солнечный ГОК • Кимконо-сутарский ГОК • Расширение производства ОАО «Амурметалл»
Магаданская	0.34	<ul style="list-style-type: none"> • Наталкинское рудное месторождение • Реконструкция Каракаменского ГОКа
Сахалинская	0.25	<ul style="list-style-type: none"> • Увеличение добычи газа и нефти (Сахалинский шельф), проект Сахалин-2
Камчатская	0.15	<ul style="list-style-type: none"> • Развитие сферы услуг (включая предприятия Минобороны), промышленного производства (электроэнергетика, пищевая промышленность)
Якутская	0.69	<ul style="list-style-type: none"> • Развитие Эльгинского угольного месторождения • Развитие железнодорожного транспорта, цветной металлургии (добыча и обогащение руд цветных и редких металлов) • Рост нагрузки АК «АЛРОСА»
Всего по ДВФО	4.11	

Источник: РАО «ЕЭС России»

С точки зрения ввода новых мощностей, в период с 2006-2010 годы на территории Дальнего Востока заявлено к исполнению 10 инвестиционных проектов суммарной установленной мощностью 2.2 ГВт. В прогнозный баланс на 2006-2010 годы попали 5 проектов суммарной установленной мощностью 1.5 ГВт. Потребность в инвестициях на реализацию инвестпрограммы Дальнего Востока на указанный период оценивается РАО ЕЭС в 65.6 млрд. руб.



Таблица

Вводы новых мощностей на Дальнем Востоке

	Вводимая мощность, МВт	Проектная мощность, МВт
Гидрогенерация		
Бурейская ГЭС (гидроагрегаты №5, №6)	1 001	2 000
Нижнебурейская ГЭС	108	324
Грамотухинская ГЭС	100	300
Тепловая генерация		
Благовещенская ТЭЦ	110	110
Хабаровская ТЭЦ-3*	180	180

* введена в эксплуатацию в декабре 2006 года

Источник: РАО «ЕЭС России»

Таблица

Динамика ввода новых мощностей на Дальнем Востоке

Наименование	2006	2007	2008	2009	2010	Всего
Гидроэлектростанции		666	333	35	208*	1 209
Тепловые электростанции	180			110		290
в т.ч. новое строительство	180			110		290
Всего по Дальнему Востоку	0	666	513	145	208	1 499

* учитывает ввод мощностей Грамотухинской ГЭС. По данным иных источников, окончание строительных работ на объекте ожидается не раньше 2012 года

Источник: РАО «ЕЭС России»

Небольшой объем вводов новых мощностей в тепловой генерации объясняется, в том числе, малой величиной отработанного паркового ресурса. Так, например, к 2010 г. парковый ресурс отработает 25.5% (2 072 МВт) установленной мощности ТЭС, индивидуальный ресурс отработает 9.2% (750 МВт). По ТЭС России в целом парковый и индивидуальный ресурс за аналогичный период отработают 58% и 28.3%, соответственно. 20% сегодня по Дальнему Востоку против порядка 50% отработанного ресурса по России – хороший показатель, гарантирующий Дальнему Востоку некий запас прочности, особенно с точки зрения долгосрочного планирования.

Развитие электроэнергетики на Дальнем Востоке на долгосрочную перспективу предусматривает ввод генерирующих мощностей, как для целей собственного потребления региона, так и для экспорта. Некоторые из проектов включены в Программу «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на 1996-2005 года и на период до 2010 года».



Таблица

Перспективные проекты развития генерации

	УЭМ, МВт	Место расположения
Гидрогенерация		
Чагойанская ГЭС	126	Амурская обл., р. Зея
Инжанская ГЭС	126	Амурская обл., р. Зея
Ургальская ГЭС-1	400	Хабаровский край, р. Ниман
Дальнереченские ГЭС	370	Приморский край, р. Уссурка
Усть-Среднеканская ГЭС	285	Магаданская обл., р. Колыма
Средне-Учурская ГЭС	3 330	Респ. Саха (Якутия), р. Учур
Тугурская ГЭС	N/A	Хабаровский край
Иджекская ГЭС	1 060	Респ. Саха (Якутия), р. Тимптон
Нижне-Тимптонская ГЭС	247	Респ. Саха (Якутия), р. Тимптон
Тепловая генерация		
Приморская ГРЭС	660	Приморский край
Уссурийская ТЭС	510	Приморский край
Ургальская ГРЭС	1 200	Хабаровский край
Свободненская ГРЭС	1 200	Амурская обл.
Эльгинская ГРЭС	2 400	Респ. Саха (Якутия)

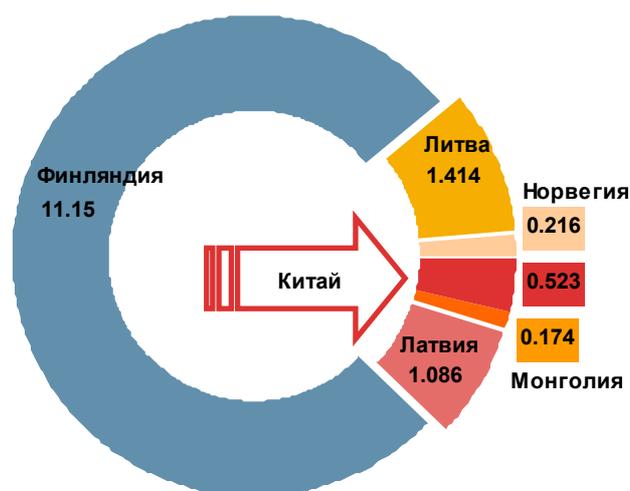
Источник: РАО «ЕЭС России»

В связи с отсутствием в среднесрочной перспективе существенного роста потребления электрической и тепловой энергии, ближайшие пять лет будут характеризоваться значительным спросом электропотребления за счет экспорта электрической энергии в Китай. Переговоры с Китаем ведутся с 1998 года. Так, например, в 2003 году ЗАО «Интер РАО ЕЭС» и китайская компания Сириус заключили контракт на поставку 2.2 млрд. кВтч электроэнергии в год. В 2006 г. в провинцию Хэйхэ поступило около 520 млн. кВтч. Неполное поступление связано с невысокой пропускной способностью линий электропередач – в настоящий момент имеется лишь одна линия передач, связывающая Дальний Восток и северо-восточные провинции КНР. Потребность со стороны Китая составляет порядка 50 млрд. кВтч в год, что почти в два раза превышает существующий объем производства электроэнергии на Дальнем

перспективе существенного роста потребления

Диаграмма

Объем экспорта ОАО РАО «ЕЭС России» и ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» в 2006 г., млрд. кВтч



Источник: РАО «ЕЭС России»



Востоке, или около 5% общероссийской выработки электроэнергии. 1 июля 2005 года Анатолий Чубайс и генеральный директор Государственной электросетевой корпорации Китая Лю Чженья подписали Соглашение о долгосрочном сотрудничестве между ОАО РАО «ЕЭС России» и ГЭК Китая. В 2006 году был подписан договор с Китайской народной республикой об основных принципах реализации проекта экспорта электроэнергии из России в КНР. Окончательная цена поставок до сих пор не определена, однако о базисе для определения стоимости электроэнергии сторонам договориться удалось. Согласно пресс-релизу ОАО РАО «ЕЭС России», «ориентиром для базисной цены является средняя цена электроэнергии на шинах электростанций в принимающих районах Китая».

В феврале 2007 года Совет директоров ОАО РАО «ЕЭС России» одобрил проект по увеличению экспорта электроэнергии из России в Китай до 60 млрд кВт ч в год, что составляет порядка 2% от общей потребности Китая в электричестве. Проект предполагает поэтапное увеличение объемов экспорта в Китай за счет развития энерго мощностей на Дальнем Востоке. На первом этапе, начало которого намечено на 2008 год, ОАО РАО «ЕЭС России» планирует поставлять в КНР 3.6-4.5 млрд. кВтч электроэнергии ежегодно. Для ее передачи планируется построить ЛЭП 500 кВ протяженностью 145 км, соединяющую ОЭС Дальнего Востока и провинцию Хэйлуцзян на северо-востоке Китая.



ОПИСАНИЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ КОМПАНИИ

История

◀	Сентябрь 2005 г.	▶	В соответствии с решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 2 сентября 2005 года был принят проект реформирования ОЭС Востока, первым шагом в реализации которого стало создание и регистрация ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ОАО «ДГК», «Компания»)
◀	Декабрь 2005 г.	▶	15 декабря 2005 года Советом директоров ОАО «Колымаэнерго» (единственный учредитель) было принято решение об учреждении ОАО «ДГК». 19 декабря 2005 года Компания была зарегистрирована
◀	Июнь 2006 г.	▶	09 июня 2006 года в ОАО «Хабаровскэнерго», ЗАО «ЛуТЭК», ОАО Амурэнерго» и ОАО «Дальэнерго» решением Совета директоров было одобрено решение о покупке акций ОАО «ДГК», которые были оплачены генерирующими и теплосетевыми активами указанных компаний. Аналогичное решение, но 14 июля 2006 года, было принято ОАО «Южное Якутскэнерго»
◀	Июль 2006 г.	▶	3 июля 2006 года доверительным управляющим акциями ОАО «ДГК» (ОАО «ДВЭУК») было принято решение №1/06-ДГК об увеличении Уставного капитала ОАО «ДГК» путем дополнительного размещения акций Компании по закрытой подписке среди АО-энерго, участвующих в реформировании ОЭС Востока
◀	Январь 2007 г.	▶	ОАО «ДГК» начало операционную деятельность



Видение, Миссия, Цели

В рамках системы стратегического управления, формируемой в ОАО «ДГК», первичной задачей менеджмента выступает понимание перспектив развития Компании, выраженное в Генеральных стратегических параметрах, включая Видение, Миссию и Цели.

Видение

Стабильность производства и экономический рост.

Миссия

Эффективная и надежная генерация электрической и тепловой энергии для целей обеспечения экономического роста Дальнего Востока.

В рамках реализации установок, заданных видением и миссией, менеджмент Компании концентрируется на следующих сегментах операционной деятельности:

- Повышение эффективности имеющегося производства;
- Обеспечение надежности и экологической безопасности;
- Расширение и развитие рынков тепловой энергии;
- Расширение рынков электроэнергии;
- Инновационная деятельность;
- Рост финансово-экономической эффективности и стабильности.

Базовой составляющей генеральных направлений развития ОАО «ДГК» является разработка и последующая реализация комплекса мероприятий, включающих в себя варианты привлечения на территорию позиционирования Компании новых потребителей электрической энергии. К настоящему моменту подписаны Соглашения о сотрудничестве с Администрациями Хабаровского края и Еврейской автономной области. Также находятся в стадии разработки и согласования Соглашения с Администрациями Приморского края и Амурской области о взаимодействии в деятельности по развитию регионов и обеспечении их электрической и тепловой энергией.

Генеральная стратегическая цель

Рост экономических и производственных масштабов Компании, обеспеченный расширением рынков сбыта электроэнергии, комплексным развитием теплового бизнеса, внедрением инновационных технологий и эффективной инвестиционной деятельностью.

Данная формулировка основывается на понимании ОАО «ДГК» стратегической важности электроэнергетической отрасли Дальнего Востока для обеспечения устойчивого экономического развития дальневосточного региона. Менеджмент Компании прочно связывает перспективы роста экономических и производственных масштабов ОАО «ДГК» с перспективами регионального экономического и промышленного развития и учитывает высокую социальную ответственность за устойчивое теплоснабжение потребителей.

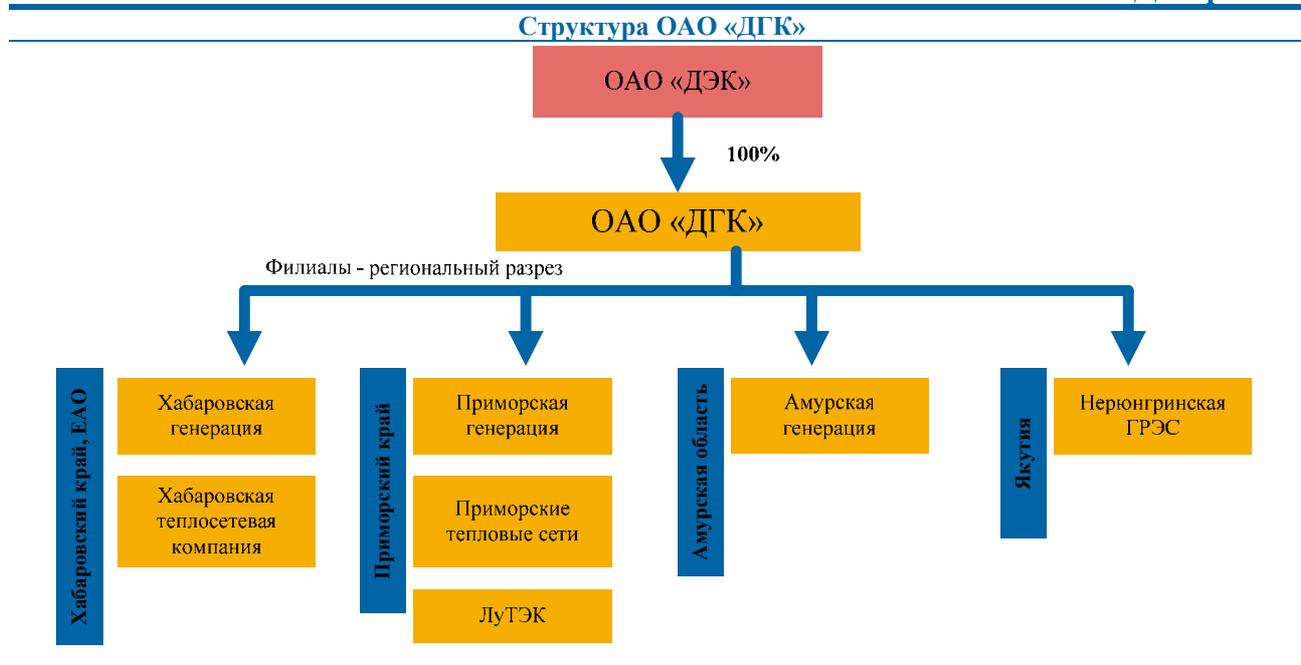
В настоящий момент в стадии утверждения находится стратегия развития ОАО «ДГК» на период 2007-2015 годов.



Организационная структура

Структура ОАО «ДГК» сформирована по территориальному принципу, то есть филиалы Компании расположены в пяти субъектах Российской Федерации - в Хабаровском и Приморском краях, Амурской области, Еврейской автономной области и южном районе Республики Саха (Якутия).

Диаграмма



Источник: ОАО «ДГК»

Структура управления и менеджмент

Высшим органом управления ОАО «ДГК» является общее собрание акционеров. Единственным акционером Компании на сегодняшний день является ОАО «ДЭК». В период между собраниями акционеров полномочия по управлению Компанией делегируются Совету Директоров. Для обеспечения текущего управления Компанией уставом ОАО «ДГК» предусмотрен единоличный исполнительный орган в лице Генерального директора.

Органом контроля за финансово-хозяйственной деятельностью общества является Ревизионная комиссия.

Таблица

Высший менеджмент ОАО «ДГК»

Фамилия	Должность	Функции
Левит Валерий Моисеевич	Генеральный директор	<ul style="list-style-type: none"> осуществление руководства текущей деятельностью Компании
Турапин Александр Дмитриевич	Первый заместитель генерального директора - главный инженер	<ul style="list-style-type: none"> организация и контроль за производственной, экономической и финансовой деятельностью Компании
Козьякин Аркадий Владиславович	Первый заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> формирование и осуществление единой экономической политики, гарантирующей экономическую эффективность Компании
Кобцев Сергей Николаевич	Первый заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> формирование и осуществление единой корпоративной политики Компании
Цымбал Александр Анатольевич	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> обеспечение и контроль за своевременной и качественной подготовкой производства
Вороная Татьяна Герtruдовна	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> обеспечение соблюдения законности в деятельности Компании и защиту его правовых интересов
Юдин Евгений Кузьмич	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> разработка и реализация единой политики Компании в области управления персоналом, с учетом основных принципов управления трудовыми ресурсами
Матвиенко Владимир Константинович	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> осуществление рационального использования капитальных вложений и повышения их эффективности
Каленюк Егор Владимирович	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> организация и контроль энергосбытовой деятельности
Бондаренко Владимир Федорович	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> осуществление мероприятий, направленных на поддержание безопасности деятельности Компании
Голодницкий Андрей Эмильевич	Заместитель генерального директора	<ul style="list-style-type: none"> представление и защита интересов Компании в г. Москва
Продан Людмила Даниловна	Главный бухгалтер	<ul style="list-style-type: none"> руководство системой бухгалтерского учета и отчетности

Источник: ОАО «ДГК»



Валерий Моисеевич Левит – генеральный директор ОАО «ДГК» родился 20 мая 1945 года в г. Челябинске. В 1969 году окончил Томский политехнический институт. Вся трудовая деятельность Валерия Моисеевича Левита связана с энергетикой Дальнего Востока. Стаж работы в энергетике - 38 лет. После окончания Томского политехнического института начал работать инженером в РЭУ «Амурэнерго».



На руководящих должностях более двадцати лет: главный инженер Огоджинской центральной электростанции, Благовещенской ТЭЦ, заместитель главного инженера РЭУ «Амурэнерго», заместитель главного инженера ТЭО «Востокэнерго».

В Хабаровской энергосистеме с 1991 года, где в течение десяти лет был главным инженером.

С 2001 года - генеральный директор ОАО «Хабаровскэнерго».

С 2007 года генеральный директор ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

Таблица

Совет директоров ОАО «ДГК»

Фамилия, Имя, Отчество	Должность
Большаков Андрей Николаевич	Эксперт по вопросам топливно-энергетического комплекса ОАО «СУЭК»
Борисов Егор Афанасьевич	Председатель Правительства Республики Саха (Якутия)
Оруджев Эльдар Валерьевич	Заместитель Управляющего директора Бизнес-единицы №1 ОАО РАО «ЕЭС России»
Загретдинов Ильяс Шамилович	Заместитель Управляющего директора, Исполнительный директор Бизнес-единицы №1 ОАО РАО «ЕЭС России»
Смирнов Антон Олегович	Советник Директора по энергетике, слияниям и поглощениям ОАО «СУЭК»
Левит Валерий Моисеевич	Генеральный директор ОАО «ДГК»
Селютин Дмитрий Эдуардович	Полномочный представитель Председателя правления ОАО РАО «ЕЭС России» по энергетике Дальнего Востока и Восточной Сибири
Мустафин Герман Олегович	Руководитель проекта «Энергетика ОЭС Востока» Управления энергетических активов ОАО «СУЭК»
Мясник Виктор Чеславович	Генеральный директор ОАО «ДВЭУК»
Филь Сергей Сергеевич	Начальник Управления корпоративных событий Бизнес-единицы №1 ОАО РАО «ЕЭС России»
Попов Владимир Александрович	Первый заместитель Председателя Правительства Хабаровского края
Ким Михаил Юрьевич	Исполнительный директор Бизнес-единицы №1 ОАО РАО «ЕЭС России»
Шацкий Павел Олегович	Заместитель директора по энергетике, слияниям и поглощениям ОАО «СУЭК»

Источник: ОАО «ДГК»



Описание деятельности

ОАО «ДГК» было образовано на базе генерирующих мощностей компаний, входивших в ОЭС Востока, а именно, ОАО «Дальэнерго», ОАО «Хабаровскэнерго», ОАО «Амурэнерго», ОАО «Южное Якутскэнерго» и ЗАО «ЛутЭК».

Компания была зарегистрирована 19 декабря 2005 года, но непосредственно операционную деятельность начала с 01 января 2007 года. Месторасположение Представительства ОАО «ДГК» определено в г. Хабаровске.

Установленная электрическая мощность ОАО «ДГК» составляет 5 840 МВт, выработка электрической энергии составляет 21.5 млрд. кВтч в год, а тепловой энергии 22.3 млн. Гкал в год, что делает ОАО «ДГК» одной из самых крупных территориальных генерирующих компаний России и крупнейшим участником энергетического рынка Дальнего Востока.

Основными видами деятельности Компании являются:

- Производство тепловой и электрической энергии;
- Транспортировка с наименьшими потерями тепловой энергии потребителям;
- Распределение тепловой энергии между потребителями;
- Обеспечение безаварийной передачи тепловой энергии.

Отпуск в сеть электроэнергии производственными единицами, входящими в ОАО «ДГК», в 2006 году составил порядка 16 886 млн. кВтч. За первый квартал 2007 года всеми филиалами Компании было отпущено порядка 5 286 млн. кВтч.

Полезный отпуск тепловой энергии в 2006 составил около 17 152 тыс. Гкал, аналогичный показатель за первые три месяца 2007 года – 7 239 тыс. Гкал.

Наибольшая доля отпускаемой электро- и теплоэнергии приходится на филиал «Хабаровская генерация» - 36.7% и 55.4%, соответственно.

Наиболее крупные электростанции ОАО «ДГК»

Хабаровская ТЭЦ-3



Самая современная и экономичная пылеугольная теплоэлектростанция в России.

Первый энергоблок мощностью 180 МВт был введен в эксплуатацию в 1985 году. Это позволило смягчить энергетический кризис в краевом центре. Затем последовательно были введены в эксплуатацию еще два энергоблока.

В настоящее время ТЭЦ-3 является самым крупным производителем электрической и тепловой энергии в Хабаровском крае, на ее долю приходится 32% производства электрической и тепловой энергии.

В 2006 году введен в эксплуатацию энергоблок № 4 с установленной электрической мощностью – 180 МВт и тепловой – 260 Гкал/ч.

Хабаровская ТЭЦ-1



Первый агрегат Хабаровской ТЭЦ-1 мощностью 25 МВт был пущен в эксплуатацию летом 1954 года. Хабаровская ТЭЦ-1 на сегодняшний день является вторым из основных источников электро- и теплоснабжения Хабаровска, обеспечивает теплом крупнейший промышленный район краевого центра – Индустриальный.

Это электростанция с поперечными связями, ее установленная

электрическая мощность – 435 МВт, тепловая – 1 200 Гкал/ч.

26 октября 2006 года включен в работу на природном газе паровой котел ст. № 11. Второй паровой котел ст. №10 переведен на сжигание природного газа 16 мая 2007 года. Всего на Хабаровской ТЭЦ-1 установлено 7 турбин и 16 энергетических котлов паровой производительностью 3 120 т/час.

Комсомольская ТЭЦ-3



Наиболее современной из трех имеющихся в Комсомольске-на-Амуре теплоэлектростанций является Комсомольская ТЭЦ-3. Ее первый энергоблок мощностью 180 МВт был пущен в 1988 году.

ТЭЦ располагает двумя энергоблоками, двумя паровыми котлами низкого давления паровой производительностью 50 т/час и двумя водогрейными котлами.

В подчинении ТЭЦ-3 находится котельная «Дземги» (Ленинский район города) с четырьмя водогрейными котлами. Комсомольская ТЭЦ-3 и котельная «Дземги» работают на природном газе.

Приморская ГРЭС



Общая проектная мощность электростанции – 2 570 МВт, на сегодняшний день УЭМ – 1 467 МВт.

Первый блок электростанции введен в эксплуатацию в январе 1974 года. Последний блок 1-й очереди электростанции (ст. №8) введен в эксплуатацию в январе 1984 года. Первый блок 2-й очереди (ст. №9) введен в эксплуатацию в июле 1990 года.

С 1992 года строительство 2-й очереди электростанции прекращено. По состоянию на 1 января 2007 года в эксплуатации находятся все восемь блоков 1-й очереди и один блок (ст. № 9) 2-й очереди.

Проектная установленная мощность введенных в эксплуатацию девяти энергоблоков электростанции составляет 1 495 МВт, а фактическая установленная мощность – 1 467 МВт в связи с реконструкцией турбин ст. № 3 и №4 по устройству теплофикационного отбора и перемаркировкой их в 1999 году. В результате перемаркировки обозначение турбин изменилось с К-110-90 на Т-96/110-90, установленная электрическая мощность одной турбины снизилась на 14 МВт.

Нерюнгринская ГРЭС



Нерюнгринская ГРЭС (НГРЭС) является крупнейшим энергетическим предприятием в Республике Саха (Якутия). Электростанция располагается в южной части Якутии – в Нерюнгринском административном округе.

Первый блок электростанции введен в эксплуатацию в декабре 1983 года. Ввод третьего энергоблока в 1985 году завершил строительство первой очереди электрической мощностью 570/630 МВт, тепловой –

520 Гкал/час.

Топливом для электростанции служит промышленный продукт, получаемый при обогащении коксующихся каменных углей Нерюнгринского месторождения. Среднегодовая потребность в твердом топливе при условии работы всех трех блоков – 1.5 млн. тонн в год.

В 1998 году в состав Нерюнгринской ГРЭС была включена Чульманская ТЭЦ, работающая в кольце с электростанцией.

Таблица

Установленная электрическая и тепловая мощность электростанций ОАО «ДГК»

Электростанции / Котельные	Топливо	УМ на 1 января 2007г.		КИУМ 2006 г., %	
		э/э, МВт	т/э, Гкал/час	по э/э	по т/э
Хабаровская генерация		2 288.95	6 521.4	40.1	33.4
Хабаровская ТЭЦ-1	уголь / газ	435	1 200.2	45	45.2
Хабаровская ТЭЦ-3	уголь	720	1 640	50.7	48.9
Комсомольская ТЭЦ-2	уголь/газ	265.5	840	46.3	30.8
Комсомольская ТЭЦ-3	газ	360	1 240	42.4	27.4
Амурская ТЭЦ-1	уголь / газ	285	1 169	20.6	10.8
Майская ГРЭС	уголь	92.85	111	15	0
Николаевская ТЭЦ	мазут	130.6	321.2	21.1	29.3
ХТСК	мазут / уголь	0.63	1 018.2		
Приморская генерация		967	1 490	51.4	36.5
Владивостокская ТЭЦ-2	уголь	430	1 033	47.1	38.2
Артемовская ТЭЦ	уголь	400	297	57	39.1
Партизанская ГРЭС	уголь	137	160	48.6	17.8
ЛуТЭК		1 467	237	36.3	9.8
Приморская ГРЭС	уголь	1 467	237	36.3	9.8
ПТС	мазут		1 010		
Амурская генерация		499	979.2	25.7	37.7
Благовещенская ГРЭС	уголь	280	817	38.6	38.2
Райчихинская ГРЭС	уголь	219	162.2	9.3	34.4
Нерюнгринская ГРЭС		618	1 385	37.9	32.3
Нерюнгринская ГРЭС	уголь	570	1 220	45.3	38.9
Чульманская ТЭЦ	уголь	48	165	26.4	21.7
Итого		5 840.58	12 640.8		

* Хабаровская теплосетевая компания

Источник: ОАО «ДГК»

Котельные и тепловые сети

Филиалы Хабаровская теплосетевая компания (ХТСК) и Приморские тепловые сети (ПТС) представляют собой тепловые мощности ОАО «ДГК». Средний возраст оборудования ХТСК – 32 года. Для ПТС аналогичный показатель составляет 35 лет. В составе ХТСК можно выделить две ТЭЦ: Биробиджанская ТЭЦ (и ц. №2 Биробиджанской ТЭЦ), работающие на угле, а также Хабаровская ТЭЦ-2, котельное оборудование которой работает на мазуте.

В составе парка оборудования ПТС из 23 котлов 6 котлов находятся на консервации. В проекте 17 из 23 котлов могут работать на угле.

Компания также располагает тепловыми сетями во всех регионах присутствия. Общая протяженность тепловых сетей компании составляет 1 528.8 км.



Таблица

Тепловые сети ОАО «ДГК» по состоянию на 1 января 2007 г., км

Наименование филиала	Протяженность тепловых сетей (в одностороннем исчислении)		
	магистральные	разводящие	всего
Филиал Хабаровская теплосетевая компания	835.7	-	835.7
Филиал Амурская генерация	57.4	-	57.4
Филиал ЛуТЭК	36.9	-	36.9
Филиал Нерюнгринская ГРЭС	322.8	-	322.8
Филиал Приморские тепловые сети	275.9	-	275.9
Всего	1 528.8	-	1 528.8

Источник: ОАО «ДГК»

Структура топливного баланса

В структуре топливного баланса ОАО «ДГК» наибольшая доля приходится на уголь. Основным поставщиком угля для Компании выступает ОАО «СУЭК» - приблизительно 34% (по данным первого квартала 2007 года).

Доля мазута и газа в генерации ОАО «ДГК» на сегодняшний день незначительна. Однако ситуация начинает меняться. Уже сегодня прогнозный план инвестиций Компании предусматривает перевод (реконструкцию) котлов Хабаровской ТЭЦ-1, Хабаровской ТЭЦ-2, Николаевской ТЭЦ и частично Амурской ТЭЦ-1 на газ.

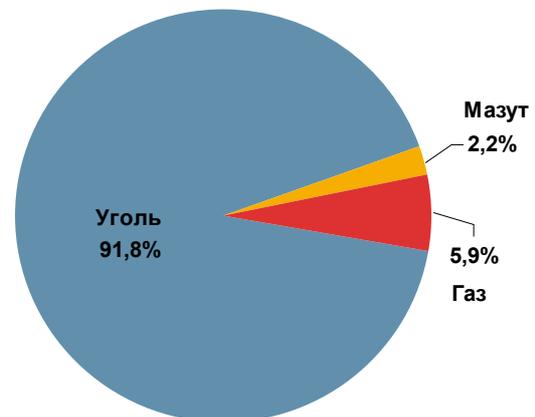
Обоснованность перевода отдельных блоков или целых электростанций на газ зависит от стоимости того или иного топлива. Учитывая прогнозы роста цен на газ на перспективу, целесообразность перевода генерации ОЭС Востока будет во многом определяться двумя факторами: экологической составляющей и динамикой роста экспорта электроэнергии в Китай.

Продажи тепловой и электрической энергии

ОАО «ДГК» осуществляет сбыт тепловой энергии потребителям Хабаровского края и Еврейской автономной области – филиал «Хабаровская теплосетевая компания», Приморского края – филиалы «Приморские тепловые сети» и «ЛуТЭК», Амурской области – филиал «Амурская генерация», Южного района Республики Саха (Якутии) – филиал «Нерюнгринская ГРЭС».

Диаграмма

Доли в поставках топлива, %



Источник: РАО «ЕЭС России»

Таблица

Структура потребления тепловой энергии находящихся в зоне обслуживания теплосбытовых филиалов
ОАО «ДГК» по состоянию на 1 июня 2007 года, %

Наименование	ХТСК	ПТС	Амурская генерация	НГРЭС	ЛуТЭК	Всего
Промышленные потребители	16	5	91	32	16	22
Бюджетные организации	14	12	4	7	8	12
Население	67	76	1	51	69	61
Прочие потребители	3	7	4	10	7	5

Источник: ОАО «ДГК»

В целом по ОАО «ДГК» основной группой потребителей тепловой энергии является население – 61%. Исключением внутри Компании является филиал «Амурская генерация», где доля населения в структуре потребления тепловой энергии составляет всего 1%. Это объясняется тем, что в 2005 году произошла передача реализации тепловой энергии к ОАО «Амурские коммунальные системы». К ОАО «Амурские коммунальные системы» перешло более 500 договоров и «население», доля которого в среднегодовом потреблении составляет 80% от суммарного отпуска. Таким образом, структура рынка тепловой энергии филиала «Амурская генерация» получила большой перевес в сторону промышленных потребителей – 91%.

Из общего объема тепловой энергии, отпускаемой потребителям филиалом ХТСК, выделяются крупные промышленные предприятия – ОАО «Амурский судостроительный завод», ОАО «Амурметалл», ФГУП ПО «Вымпел». Единственное крупное промышленное предприятие филиала НГРЭС – ОАО ХК «Якутуголь», доля которого составляет 23% потребления теплоэнергии. Крупными потребителями филиала Приморские теплосети являются: ОАО «ДЭМ приморье КСП», Государственная организация научного обслуживания (ГОНО) ОПХ «Дальневосточное», «ОМИС» (Отделение морской инженерной службы). На их долю в общем объеме потребления приходится соответственно 8%, 5% и 4%.

Как уже было отмечено раньше, Дальний Восток входит в число так называемых «неценовых зон» оптового рынка, где покупкой на оптовом рынке занимается исключительно единый закупщик – ОАО «ДЭК». Таким образом, начав свою операционную деятельность в январе 2007 года, ОАО «ДГК» весь объем электроэнергии, отпущенной в сеть, поставляет на оптовый рынок, и при этом отсутствует прямая поставка каким-либо потребителям. Потребители покупают электроэнергию у единого закупщика.

Таблица

Объем поставки электроэнергии на ОРЭМ ОАО «ДГК» за 5 месяцев 2007 года, млн. кВтч

Наименование филиала	
Филиал Амурская генерация	458.9
Филиал ЛуТЭК	1669.7
Филиал Приморская генерация	1767.7
Филиал Хабаровская генерация	2979.4
Филиал Нерюнгринская ГРЭС	964.9

Источник: ОАО «ДГК»



Тарифообразование

Право регулирования тарифов на электроэнергию (мощность) для электростанций в составе филиалов Компании закреплено за Федеральной службой по тарифам («ФСТ России»).

Тарифы на тепло- и электроэнергию утверждаются на один календарный год. При расчете тарифов применяется метод нормативных затрат. Данный подход представляется менее эффективным, чем его аналог на основе экономически обоснованных затрат.

Таблица

Утвержденные тарифы на электроэнергию филиалов ОАО «ДГК» на 2007 г.

Наименование генерирующих объектов	Тарифная ставка за э/э, (руб./МВтч)	Тарифная ставка за мощность (руб./МВт)
Хабаровская генерация		
Хабаровская ТЭЦ-1	579.4	154 006.2
Хабаровская ТЭЦ-3	424.3	154 006.2
Комсомольская ТЭЦ-2	577.5	154 006.2
Комсомольская ТЭЦ-3	431.7	154 006.2
Амурская ТЭЦ-1	619.0	154 006.2
Майская ГРЭС	1 367.4	154 006.2
Николаевская ТЭЦ	3 078.0	154 006.2
Приморская генерация		
Владивостокская ТЭЦ-2	656.4	169 784.7
Артемовская ТЭЦ	582.7	169 784.7
Партизанская ГРЭС	627.7	169 784.7
ЛуТЭК		
Приморская ГРЭС	621.6	112 863.6
Амурская генерация		
Благовещенская ГРЭС	520.7	91 444.1
Райчихинская ГРЭС	804.4	91 444.1
Нерюнгринская ГРЭС		
Нерюнгринская ГРЭС	325.4	92 318.7
Чульманская ТЭЦ	644.1	92 318.7

Источник: ОАО «ДГК»

Таблица

Среднеотпускные тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей в 2007 г., руб./Гкал

Наименование филиала	
Филиал Амурская генерация	583.4
Филиал ЛуТЭК	632.4
Филиал Приморская генерация	828.1
Филиал Приморские тепловые сети	
Филиал Хабаровская генерация	604.15
Филиал Хабаровские теплосетевая компания	
Филиал Нерюнгринская ГРЭС	653.2

Источник: ОАО «ДГК»



Инвестиционная программа

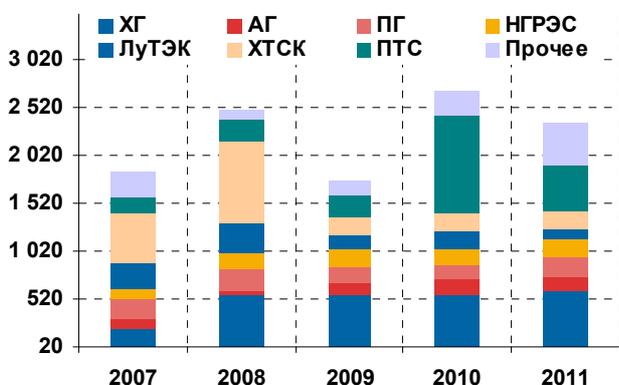
В соответствии с разработанной стратегией развития ОАО «ДГК» в зоне позиционирования Компании реализуются (или находятся в стадии подготовки к реализации) следующие основные инвестиционные проекты:

- Строительство газопровода в г. Николаевск-на-Амуре и перевод на газообразное топливо Николаевской ТЭЦ;
- Строительство газопровода к Хабаровской ТЭЦ-2, и ее перевод на газообразное топливо с возведением на электрогенерирующего оборудования установленной мощностью 50 МВт. Проект позволит удовлетворить потребности в электрической энергии расширяющего свое производство Хабаровского НПЗ;
- Строительство электростанции на юге Приморского края с целью обеспечения растущей потребности г. Владивосток и прилегающих к нему территорий в электрической энергии в связи с реализацией в данном регионе нескольких инвестиционных проектов федерального значения и планируемым в 2012 году Азиатско-тихоокеанским экономическим саммитом;
- Реконструкция тепловых сетей г. Владивосток с целью увеличения эффективности электроснабжения и теплоснабжения г. Владивосток;
- Строительство ТЭЦ в г. Советская Гавань (первая очередь: установленная электрическая мощность 110 МВт и тепловая 175 Гкал/ч). Цель проекта – обеспечение растущей потребности территории в электрической энергии. Увеличение потребности связано с расширением морского порта, строительством угольного терминала, а также с необходимостью обеспечения города централизованным теплоснабжением;
- Увеличение установленной тепловой мощности Благовещенской ТЭЦ для обеспечения возрастающей потребности в тепловой мощности в зоне действия станции;
- Увеличение установленной электрической мощности Комсомольской ТЭЦ-3 на 400 МВт для обеспечения возрастающей потребности в электроэнергии металлургической и металлоперерабатывающей промышленности в зоне г. Комсомольск-на-Амуре.

Согласно прогнозному плану инвестиций ОАО «ДГК» на 2007-2011 годы, всего на реализацию намеченных проектов технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) и нового строительства и расширения (НСиР) ожидается затратить около 22.8 млрд. руб. (в т. ч. на ТПиР – 11.2 млрд. руб., а на НСиР – 11.6 млрд. руб.). Финансирование инвестиционной программы будет осуществляться преимущественно за счет собственных источников.

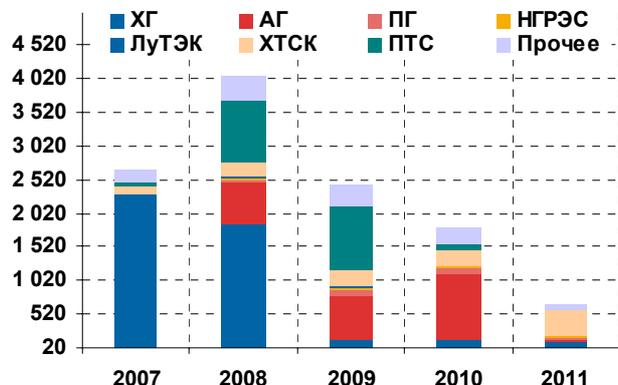
Диаграмма

Прогнозный план инвестиций в ТПиР
ОАО «ДГК», млн. руб.



Диаграмма

Прогнозный план инвестиций в НСиР
ОАО «ДГК», млн. руб.



Источник: ОАО «ДГК»

Источник: ОАО «ДГК»



Прогноз результатов операционной деятельности

Таблица

Прогнозные данные производственной программы

	2007	2008	2009	2010	2011
Установленная электрическая мощность (МВт)	5 831	5 820	5 838	5 931	5 941
Установленная рабочая мощность (МВт)	4 362	4 419	4 632	4 717	4 695
Выработка электроэнергии (млн. кВтч)	20 704	22 056	22 436	23 224	23 489
Полезный отпуск электроэнергии (млн. кВтч)	17 530	18 121	18 507	19 325	19 586
Установленная тепловая мощность (тыс. Гкал/ч)	12.6	12.7	12.8	12.8	12.9
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (тыс. Гкал)	23 170	23 514	23 847	24 174	24 546
Полезный отпуск тепловой энергии (тыс. Гкал)	17 156	17 285	17 359	17 459	17 581
Приведенный полезный отпуск (млн. кВтч)	37 482	38 224	38 696	39 630	40 033

Источник: ОАО «ДГК»

Реализация заявленной инвестиционной программы ОАО «ДГК» по ТПиР и НСиР позволит Компании увеличить приведенный полезный отпуск на пятилетнюю перспективу на 6.8%.

В рамках производства электрической энергии, отношение величины полезного отпуска и выработки электроэнергии за указанный период колеблется на уровне 83%. Расход электроэнергии на собственные нужды составляет порядка 14.5%. Пристанционные потери электроэнергии и расходы электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды не превышают 1.5% от выработки.

В рамках производства тепловой энергии, доля ТЭС в отпуске тепловой энергии с коллекторов составляет порядка 88%, оставшиеся 12% приходятся на котельные. Потери тепловой энергии в сетях планируются на уровне не более 28% от величины отпуска тепловой энергии в сеть, то есть с учетом покупной тепловой энергии. Расход тепловой энергии на производственные и хозяйственные нужды не превышает 1.8% от отпуска тепловой энергии в сеть.



Показатели деятельности предшественников ОАО «ДГК»

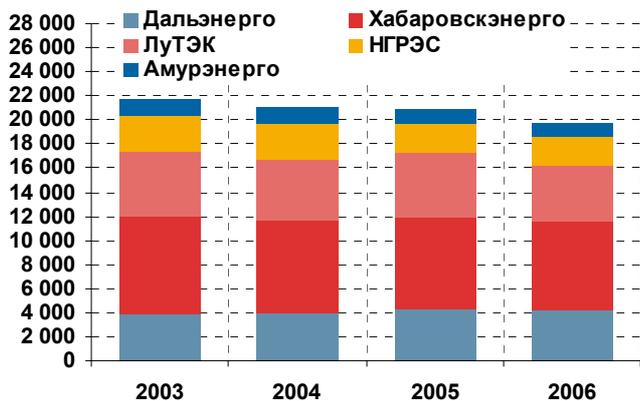
С точки зрения операционной деятельности, просматривающееся уменьшение выработки электроэнергии было компенсировано за счет опережающего роста тарифов, что подкрепляется данными по основным финансовым показателям.

Снижение выработки электроэнергии по компаниям объясняется следующими факторами:

- Снижением потребления энергорайонов из-за более теплых зим в последние годы;
- Отсутствием экспорта.
- Разгрузкой электростанций системным оператором в летние месяцы из-за необходимости «срабатывания» водохранилищ Зейской и Бурейской ГЭС.

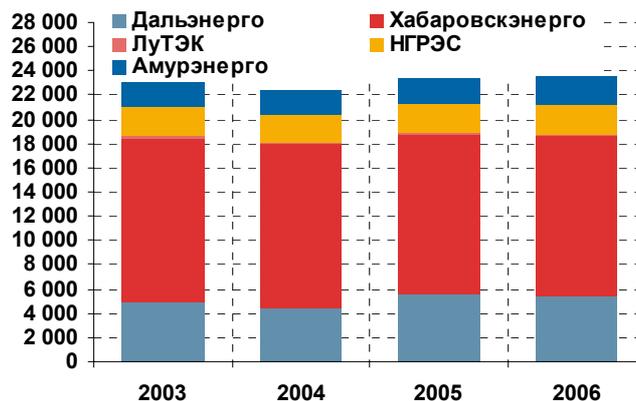
Диаграмма

Динамика выработки электроэнергии, млн. кВтч



Диаграмма

Динамика отпуска тепла, тыс. Гкал



Источник: СПАРК

Источник: СПАРК

Приведенные ниже данные по ключевым финансовым показателям характеризуют деятельность «неразделенных», вертикально-интегрированных компаний. Данная оговорка существенна, поскольку к ОАО «ДГК» отошли только активы, относящиеся к генерации.

Диаграмма

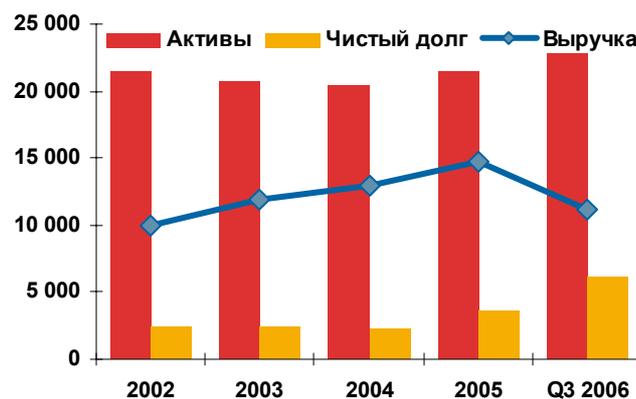
Динамика финансовых показателей ОАО «Амурэнерго», млн. руб.



Источник: СПАРК, расчеты КИТ Финанс

Диаграмма

Динамика финансовых показателей ОАО «Хабаровскэнерго», млн. руб.

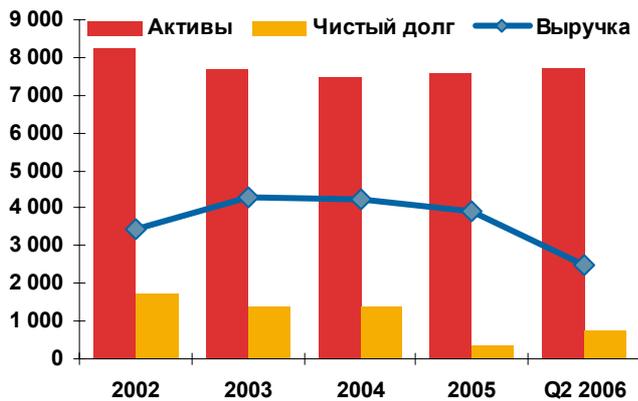


Источник: СПАРК, расчеты КИТ Финанс

Финансовое положение рассматриваемых компаний на момент реорганизации можно признать стабильным. Для большинства из них характерен стабильный рост выручки, низкая долговая нагрузка и значительная величина активов.

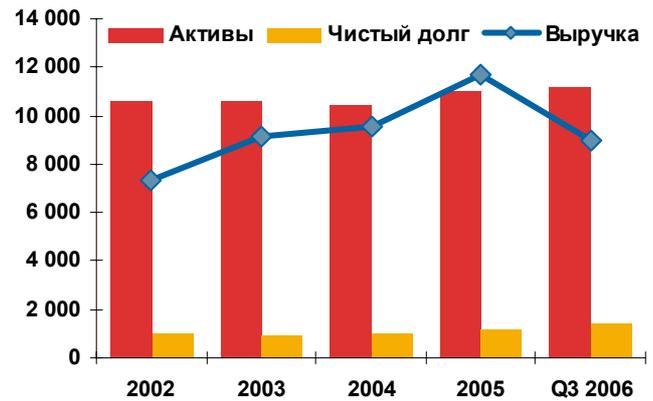


Диаграмма

Динамика финансовых показателей
ЗАО «ЛуТЭК», млн. руб.

Источник: СПАРК

Диаграмма

Динамика финансовых показателей
ОАО «Дальэнерго», млн. руб.

Источник: СПАРК

На представленных диаграммах отсутствует информация по ОАО «Южное Якутскэнерго». Указанная компания была зарегистрирована в качестве 100% дочернего общества ОАО АК «Якутскэнерго» в феврале 2006 года – промежуточный этап в ходе реформирования электроэнергетики Дальнего Востока.



ФИНАНСОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ОАО «ДГК»

Общая характеристика отчетности

ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» было учреждено по решению единственного учредителя – ОАО «Колымаэнерго» (решение от 16.12.2005г. № 636) в соответствии с гражданским кодексом Российской Федерации, Федеральным законом «Об акционерных обществах», иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Операционную деятельность Компания начала осуществлять лишь в 2007 году. В связи с этим, анализ отчетности за последний финансовый год, а также результатов первого квартала 2007 года не дает адекватной оценки потенциала ОАО «ДГК». В частности, информация, раскрытая в отчетности на рассматриваемые даты, не учитывает факт того, что ОАО «ДГК» успешно разместило дополнительные выпуск акций суммарным объемом около 31 млрд. руб. Отчет об итогах дополнительного выпуска акций был зарегистрирован ФСФР России в мае 2007 года. Изменения в Устав компании, связанные с увеличением уставного капитала, были зарегистрированы 30 мая 2007 г.

Отчетность Компании подготовлена на основе российских стандартов бухгалтерского учета.

Анализ структуры баланса

Актив

Валюта баланса на 1 апреля 2007 года составила 56 368 001 тыс. руб.

Диаграмма

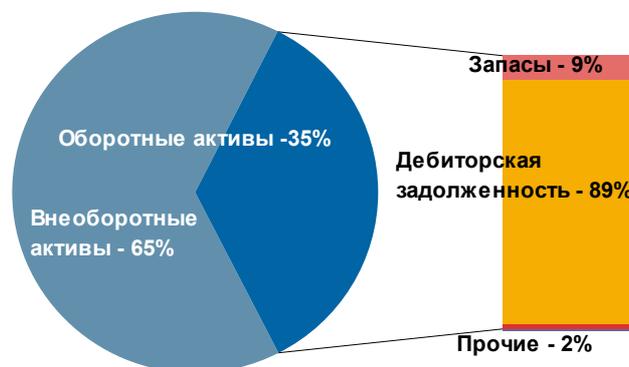
Динамика изменения внеоборотных и оборотных активов ОАО «ДГК», млн. руб.



Источник: данные ОАО «ДГК»

Диаграмма

Структура активов ОАО «ДГК» по состоянию на 1 апреля 2007 г., %



Источник: данные ОАО «ДГК»

Доля внеоборотных активов в структуре баланса Компании по сравнению с началом 2007 года сократилась и составила 65%. Наибольшую долю во внеоборотных активах занимает статья основные средства, на нее приходится 90.3% первого раздела баланса.

Таблица

Остаточная стоимость основных средств ОАО «ДГК» на 1 апреля 2007 г., тыс. руб.

Наименование группы основных средств	Сумма (тыс. руб.)
Здания	14 294 354
Сооружения и передаточные устройства	11 706 753
Машины и оборудование	6 439 319
Транспортные средства	619 138

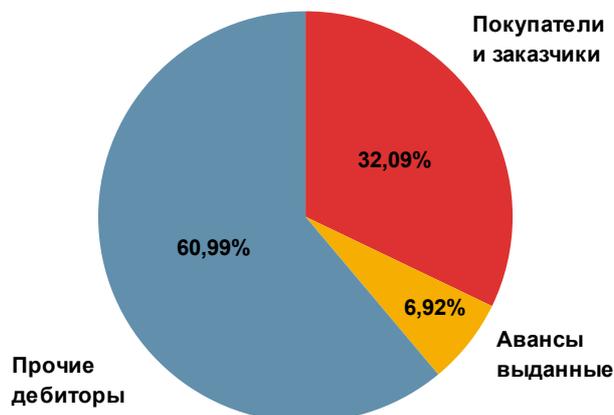


Прочие	27 539
Итого:	33 087 103

Источник: ОАО «ДГК»

В составе оборотных активов ключевой статьей является дебиторская задолженность (89%), или около 31% от суммарной величины активов. Данные значения превышают аналогичные показатели компаний – предшественников ОАО «ДГК». Доля дебиторской задолженности в активах для указанных компаний в 2005 году и по состоянию на конец 3 квартала 2006 года не превышала 25%, при этом среднее значение составляло порядка 15%.

В структуре дебиторской задолженности по состоянию на 1 апреля 2007 года доминируют «Задолженность за отпущенную энергию» – порядка 31% и «Прочая задолженность» – 69%. Прочая задолженность представлена более чем на 78%, или на 9 444 907 тыс. руб. статьей «Оборот по реформированию», проходящей также в составе кредиторской задолженности и отражающей передачу на баланс ОАО «ДГК» дебиторской (кредиторской) задолженности реформируемых обществ. С 1 июля 2007 года эти обороты закрыты.

Диаграмма**Структура дебиторской задолженности по состоянию на 1 апреля 2007 года, %****Источник: РАО «ЕЭС России»****Таблица****10 крупнейших дебиторов ОАО «ДГК» по состоянию на 1 апреля 2007 г., тыс. руб.**

Наименование	Сумма (тыс. руб.)
Оборот по реформированию	9 444 907
Население	1 387 607
ОАО АКС	317 718
Квартиросъемщики г. Амурска	154 055
МУП «Производственный жилищный ремонтно-эксплуатационный трест №2»	109 996
Квартиросъемщики	91 538
Квартиросъемщики	88 260
EXXON NEFTEGAS LIMITED	85 884
МУП «Коммунальщик»	71 472

Источник: ОАО «ДГК»

Пассив

В структуре пассива баланса ОАО «ДГК» на 1 апреля 2007 года преимущественную долю занимает раздел «Краткосрочные пассивы» – 88%. Однако структура пассива баланса еще не сформировалась. Как уже отмечалось выше, в отчетности в третьем разделе баланса на рассматриваемые даты не учтена дополнительная эмиссия акций на сумму 31 млрд. руб.

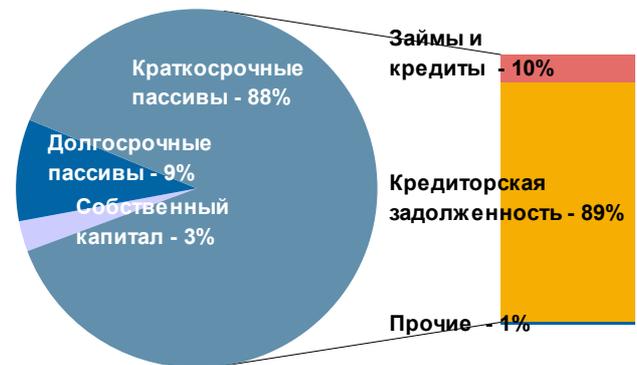
Диаграмма

Динамика изменения структуры пассивов
ОАО «ДГК», млн. руб.



Диаграмма

Структура краткосрочных пассивов ОАО «ДГК»
по состоянию на 1 апреля 2007 г., %



Источник: данные ОАО «ДГК»

Источник: данные ОАО «ДГК»

Из 44 308 480 тыс. руб. кредиторской задолженности на 1 апреля 2007 года 41 340 802 тыс. руб. приходится на статью «прочие кредиторы», около 74% (30 767 053 тыс. руб.) которой составляет «Задолженность до момента регистрации отчета о дополнительной эмиссии». Можно считать, что данная статья представляет собой аналог «Задолженности учредителей по вкладам в уставный капитал» с единственным отличием, что имущество дальневосточные АО-энерго уже внесли, однако Отчет об итогах выпуска и изменения в Устав были зарегистрированы уже после отчетной даты.

Таблица

10 крупнейших кредиторов ОАО «ДГК» по состоянию на 1 апреля 2007 г., тыс. руб.

Наименование	Сумма, тыс. руб.
Задолженность до момента регистрации отчета о доп. эмиссии	30 767 053
Оборот по реформированию	9 444 907
ОАО «СУЭК»	244 236
ЗАО «Региональные энергетические угли»	80 254
ООО «Петротрейд-М»	74 697
ООО «Магистраль-Топливная Компания»	49 761
ООО «Торговый дом Якутуголь»	40 515
ООО «Амурская угольная компания»	40 400
ООО «Агротэк»	35 606

Источник: ОАО «ДГК»

Долговой портфель ОАО «ДГК» на 1 апреля 2007 года сформирован из долгосрочных и краткосрочных кредитов и займов, абсолютное большинство которых использовалось для финансирования закупок топлива. Преимущественными кредиторами выступают Росбанк и Альфа-банк, на их долю приходится свыше 50% совокупного кредитного портфеля. Другими



кредиторами (с долей свыше 5%) являются ТрансКредитБанк (8.9%), Сбербанк (8.4%), ВТБ (10%) и Банк Москвы (10.1%).

Баланс

Таблица

Показатели бухгалтерского баланса ОАО «ДГК», тыс. руб.

	01.01.2007	Доля в валюте баланса	01.04.2007	Доля в валюте баланса
Актив				
Внеоборотные активы	32 325 851	97.12%	36 626 097	64.98%
Оборотные активы	959 556	2.88%	19 741 904	35.02%
НДС	2	-	398 279	0.71%
Запасы	4	0.00%	1 762 953	3.13%
Дебиторская задолженность	946 434	2.84%	17 493 807	31.03%
Краткосрочные финансовые вложения	0	0.00%	0	0.00%
Денежные средства	13 116	0.04%	86 865	0.15%
Пассив				
Капитал и резервы	628 074	1.89%	1 552 516	2.75%
Долгосрочные заемные средства	1 473 668	4.43%	5 150 907	9.14%
Займы и кредиты	1 473 668	4.43%	4 576 313	8.12%
Краткосрочные пассивы	31 183 665	93.69%	49 664 578	88.11%
Займы и кредиты	352 061	1.06%	4 973 447	8.82%
Кредиторская задолженность	30 831 604	92.63%	44 308 480	78.61%
Доходы будущих периодов	0	0.00%	105 349	0.19%
Валюта баланса	33 285 407	100.00%	56 368 001	100.00%

Источник: ОАО «ДГК»

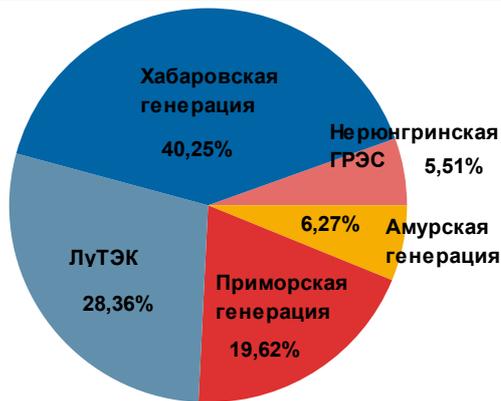


Анализ отчета о прибылях и убытках

По итогам первого квартала 2007 года выручка ОАО «ДГК» составила 10 336 009 тыс. руб. Основным источником получения выручки для компании является производство и реализация электрической энергии, доля выручки, полученной от данного вида деятельности, составила на 1 апреля 2007 года 49.4%. Уровень реализации тепловой энергии за первые 3 месяца 2007 года составил 4 638 445 тыс. руб., или 44.5% от суммарной выручки.

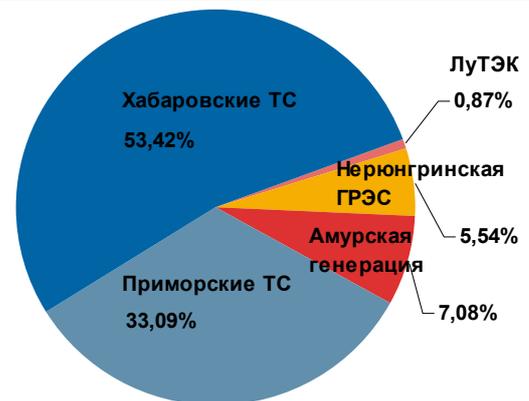
Диаграмма

Уровень реализации электроэнергии по филиалам за 1 квартал 2007 г., %



Диаграмма

Уровень реализации теплоты по филиалам за 1 квартал 2007 г., %



Источник: данные ОАО «ДГК»

Источник: данные ОАО «ДГК»

Себестоимость реализации в первом квартале 2007 года составила 8 941 387 тыс. руб. В структуре себестоимости доминирует топливная составляющая – 58.2%. На оплату труда и ЕСН приходится 11.2%, на амортизацию основных средств – 5.6%. Фактическая себестоимость за рассматриваемый период ниже плановой на 6.4%. Ключевым фактором, повлиявшим на снижение фактической себестоимости относительно плановой стало уменьшение затрат на топливо, вызванное, в частности, снижением выработки электроэнергии и снижением отпуска тепловой энергии.

Таблица

Основные показатели отчета о прибылях и убытках ОАО «ДГК», тыс. руб.

01.04.2007	
Выручка	10 336 009
Себестоимость	8 941 387
Валовая прибыль	1 394 622
Прибыль от продаж	1 394 622
ЕВИТДА	2 248 410
Прибыль до налогообложения	1 402 870
Чистая прибыль	924 442

Источник: ОАО «ДГК»



Структура отчета о прибылях и убытках свидетельствует об эффективной работе менеджмента Группы, что подкрепляется значениями показателей маржинальных доходностей.

Таблица

Структура отчета о прибылях и убытках ОАО «ДГК», %

	01.04.2007
Валовая маржа	13.5
Маржа прибыли от продаж	13.5
Маржа EBITDA	21.8
Маржа прибыли до налогообложения	13.6
Маржа чистой прибыли	8.9

Источник: ОАО «ДГК»

Анализ долговой нагрузки

Таблица

Показатели долговой нагрузки ОАО «ДГК»

	1 кв. 2007	2007	2008	2009	2010
Долг *	9 549 760	17 479 288	17 206 592	17 687 726	17 839 995
Долг/Активы	16.78%	35.0%	32.51%	33.37%	33.45%
Долг/Выручка	N/A	57.0%	47.51%	44.76%	40.94%
Долг/EBITDA	N/A	x4.44	x4.35	x3.39	x3.07

* для целей расчета данных показателей, под долгом понимается сумма краткосрочных и долгосрочных кредитом и займов нескорректированная на сумму денежных средств

Источник: ОАО «ДГК»

Показатели долговой нагрузки с учетом выпуска облигаций на конец 2007 года прогнозируются на достаточно высоком уровне. В среднесрочной перспективе политика управления кредитным плечом ОАО «ДГК» сводится к уменьшению и поддержанию показателя Долг/EBITDA на уровне ниже x4.0. К моменту погашения размещаемого займа (в случае отсутствия оферты) в 2011 году показатель Долг/EBITDA должен достичь уровня порядка x2.6. Улучшение показателей долговой нагрузки планируется реализовать за счет повышения эффективности управления издержками и, как следствие, повышения рентабельности по EBITDA, а также за счет фиксации уровня финансового левеиджа.

Прогноз финансовых показателей

Прогноз основных показателей деятельности ОАО «ДГК» предусматривает планомерное наращивание производства как за счет повышения эффективности и расширения существующих мощностей, так и за счет нового строительства.

Таблица

Прогнозные значения отдельных показателей для ОАО «ДГК», тыс. руб.

	2007	2008	2009	2010	2011
Выручка	30 539 019	36 214 232	39 516 232	43 569 629	46 910 826
EBITDA	3 933 508	3 951 365	5 215 060	5 797 879	6 237 255
Активы	49 812 533	52 926 888	53 003 689	53 326 594	52 217 896
Долг	17 479 288	17 206 592	17 687 726	17 839 995	16 269 540

Источник: ОАО «ДГК»



Цели привлечения финансирования

Основным направлением использования привлекаемых в рамках облигационного займа средств является погашение бридж-кредитов, направленных на финансирование инвестиционного проекта газификации Николаевской ТЭЦ и рефинансирование кредитного портфеля эмитента.



ПРИЛОЖЕНИЯ

Бухгалтерская отчетность ОАО «ДГК»

Бухгалтерский баланс на 31 марта 2007 года

Бухгалтерский баланс
на 31 марта 2007 г.

Форма № 1 по ОКУД

Дата (год, месяц, число)

Организация Открытое акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" по ОКПО

Идентификационный номер налогоплательщика ИНН

Вид деятельности по ОКВЭД

Организационно-правовая форма/форма собственности по ОКОПФ/ОКФС

Единица измерения: тыс. руб. / млн. руб. (ненужное зачеркнуть) по ОКЕИ

Местонахождение (адрес)

Коды		
0710001		
2007	04	28
001434031363		
384/385		

Дата утверждения

Дата отправки (принятия)

28.04.2007

Актив	Код показателя	На начало отчетного года	На конец отчетного периода
1	2	3	4
I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Нематериальные активы	110	–	–
Основные средства	120	32314558	33087103
Незавершенное строительство	130	–	3497859
Доходные вложения в материальные ценности	135	–	–
Долгосрочные финансовые вложения	140	–	–
Отложенные налоговые активы	145	11293	41135
Прочие внеоборотные активы	150	–	–
–	151	–	–
Итого по разделу I	190	32325851	36626097
II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ			
Запасы	210	4	1762953
в том числе:			
сырье, материалы и другие аналогичные ценности	211	4	1638833
животные на выращивании и откорме	212	–	–
затраты в незавершенном производстве	213	–	4445
готовая продукция и товары для перепродажи	214	–	903
товары отгруженные	215	–	4
расходы будущих периодов	216	–	118768
прочие запасы и затраты	217	–	–
–	218	–	–
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	220	2	398279
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)	230	–	17441
в том числе покупатели и заказчики	231	–	11745
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)	240	946434	17476366
в том числе покупатели и заказчики	241	–	5608388
Краткосрочные финансовые вложения	250	–	–
Денежные средства	260	13116	86865
Прочие оборотные активы	270	–	–
–	271	–	–
Итого по разделу II	290	959556	19741904
БАЛАНС	300	33285407	56368001



Пассив	Код по-казателя	На начало отчетного периода	На конец отчет-ного периода
1	2	3	4
III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ			
Уставный капитал	410	5000	5000
Собственные акции, выкупленные у акционеров	411	(—)	(—)
Добавочный капитал	420	667860	667860
Резервный капитал	430	—	—
в том числе:			
резервы, образованные в соответствии с законодательством	431	—	—
резервы, образованные в соответствии с учредительными документами	432	—	—
—	433	—	—
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	470	-44786	879656
Итого по разделу III	490	628074	1552516
IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы и кредиты	510	1473668	4576313
Отложенные налоговые обязательства	515	—	29514
Прочие долгосрочные обязательства	520	—	545080
—	521	—	—
Итого по разделу IV	590	1473668	5150907
V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Займы и кредиты	610	352061	4973447
Кредиторская задолженность	620	30831604	44308480
в том числе:			
поставщики и подрядчики	621	9682	1867772
задолженность перед персоналом организации	622	470	274363
задолженность перед государственными внебюджетными фондами	623	129	87744
задолженность по налогам и сборам	624	47868	737799
прочие кредиторы	625	30773455	41340802
Задолженность перед участниками (учредителями) по выплате доходов	630	—	—
Доходы будущих периодов	640	—	105349
Резервы предстоящих расходов	650	—	277302
Прочие краткосрочные обязательства	660	—	—
—	661	—	—
Итого по разделу V	690	31183665	49664578
БАЛАНС			
	700	33285407	56368001
СПРАВКА о наличии ценностей, учитываемых на забалансовых счетах			
Арендованные основные средства	910	—	—
в том числе по лизингу	911	—	—
Товарно-материальные ценности, принятые на ответственное хранение	920	—	170839
Товары, принятые на комиссию	930	—	—
Списанная в убыток задолженность неплатежеспособных дебиторов	940	—	—
Обеспечения обязательств и платежей полученные	950	—	—
Обеспечения обязательств и платежей выданные	960	806896	2898834
Износ жилищного фонда	970	—	—
Износ объектов внешнего благоустройства и других аналогичных объектов	980	—	—
Нематериальные активы, полученные в пользование	990	—	—
Бланки строгой отчетности	995	—	500

Руководитель _____ Левит Валерий Моисеевич _____ Главный бухгалтер _____
(подпись) (расшифровка подписи) (подпись) (расшифровка подписи)

« 28 » 04 2007 г.



Отчет о прибылях и убытках за 1 квартал 2007 года

Отчет о прибылях и убытках

за 1 квартал 2007 г

Форма № 2 по ОКУД

Дата (год, месяц, число)

Организация Открытое акционерное общество "Дальневосточная генерирующая компания" по ОКПО

Идентификационный номер налогоплательщика ИНН

Вид деятельности по ОКВЭД

Организационно-правовая форма/форма собственности по ОКОПФ/ОКФС

Единица измерения: тыс. руб. / млн. руб. (ненужное зачеркнуть) по ОКЕИ

Коды		
0710002		
2007	04	28
001434031363		
384/385		

Показатель		За отчетный период	За аналогичный период предыдущего года
наименование	код		
1	2	3	4
Доходы и расходы по обычным видам деятельности			
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	010	10336009	—
	011	—	—
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	020	(8941387)	()
	021	(—)	(—)
Валовая прибыль	029	1394622	—
Коммерческие расходы	030	()	()
Управленческие расходы	040	()	()
Прибыль (убыток) от продаж	050	1394622	—
Прочие доходы и расходы			
Проценты к получению	060	30	—
Проценты к уплате	070	(253410)	()
Доходы от участия в других организациях	080	—	—
Прочие доходы	090	399740	—
	091	—	—
Прочие расходы	100	(138112)	()
	110	(—)	(—)
Прибыль (убыток) до налогообложения	140	1402870	0
Отложенные налоговые активы	141	29842	0
Отложенные налоговые обязательства	142	(29514)	0
Текущий налог на прибыль	150	(-478718)	()
	180	(38)	0
Чистая прибыль (убыток) отчетного периода	190	924442	0
СПРАВОЧНО.			
Постоянные налоговые обязательства (активы)	200	141701	0
Базовая прибыль (убыток) на акцию	201	0	0
Разводненная прибыль (убыток) на акцию	202	0	0

