Атомэнергопром (BBB-): сильный кредитный профиль и устойчивость к внешним шокам

ГАЗПРОМБАНК

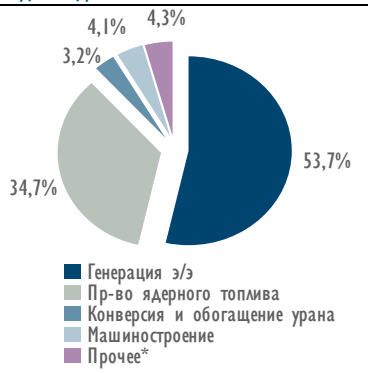
Яков Яковлев
+7 (495) 988 24 92
Yakov.Yakovlev@gazprombank.ru

Холдинг Атомэнергопром (АЭПК) в конце июня опубликовал аудированную консолидированную отчетность по РСБУ за 2010 год. Результаты в полной мере подтверждают статус квазигосударственного заемщика с рейтингом инвестиционного уровня: компания демонстрирует хорошую динамику выручки и рост рентабельности бизнеса; при этом долговая нагрузка остается низкой, в том числе благодаря участию государства в финансировании инвестиционной программы.

Важным моментом, на который мы бы хотели обратить внимание инвесторов в текущем году, также является устойчивость бизнеса Атомэнергопрома к внешним шокам: благодаря долгосрочной базе контрактов по продаже продукции и услуг ядерно-топливного цикла, Холдинг не понес существенных потерь в результате аварии на АЭС в Фукусиме в начале года.

Справедливая доходность единственного выпуска облигаций компании, Атомэнергопром-6, в среднесрочной перспективе должна стремиться к уровням, на которых торгуются бумаги другого квазисуверенного заемщика в энергетической отрасли – ФСК (BBB/Baa2/–). Существующая разница в кредитных рейтингах двух компаний (на одну ступень «в пользу» ФСК), на наш взгляд, объясняется более низким уровнем финансовой прозрачности Атомэнергопрома – фактор, который должен быть устранен после публикации первой отчетности по МСФО (ожидается в следующем году). Оба заемщика работают в высокорентабельных сегментах энергетического бизнеса и характеризуются низким текущем уровнем долговой нагрузки. По ценам последних сделок доходность выпуска Атомэнергопром-6 сейчас обеспечивает премию около 20 б.п. к кривой ФСК, что в целом является справедливым уровнем ***(см. карту рынка на стр. 5)****. Мы рекомендуем покупать бумаги в случае существенного расширения премии к ФСК (до уровней выше 25 б.п.).*

Структура выручки АЭПК, 2010 г.



*добыча урана, строительство, инжиниринг, конструкторские бюро, НИИ, неядерная продукция

Источник: данные компании

Хорошая динамика финансовых показателей и рост рентабельности бизнеса в 2010 году. Консолидированная выручка Холдинга «Атомэнергопром» в прошлом году выросла на 14% на фоне роста операционных показателей по ключевым направлениям бизнеса: полезный отпуск электроэнергии на АЭС вырос на 4% (генерация формирует более половины консолидированного показателя доходов), производство тепловыделяющих сборок – на 8% (ядерное топливо – около 35% выручки). При этом скорректированный показатель EBITDA вырос на 20%, рентабельность EBITDA увеличилась с 48% до 51%.

Компания не предоставляет посегментной разбивки показателя EBITDA – в то же время мы полагаем, что основной вклад в увеличение рентабельности оказал сегмент генерации электроэнергии: рентабельность по EBITDA, согласно отчетности ОАО «Концерн Росэнергоатом» – компании, консолидирующей все российские АЭС, – выросла на 8 п.п. до 58%. Генерирующий сегмент бизнеса Холдинга получил существенную выгоду от либерализации рынка электроэнергии: доля продаж в рамках регулируемых договоров сократилась с 63% в 2009 г. до 41%. При этом средняя цена на электричество в первой ценовой зоне (Европа, Урал) на рынке «сутки вперед» в прошлом году была почти в 5 раз выше, чем регулируемый тариф, установленный для АЭС.

Рост продаж электроэнергии по свободным ценам в 2011 г. окажет поддержку прибыльности генерирующего сегмента бизнеса.

Генерирующий бизнес: благоприятные перспективы, несмотря на некоторые регуляторные риски. Начиная с 1 января 2011 года, вся электроэнергия и мощность в России должна продаваться по свободным ценам, за исключением поставок населению и продаж в некоторых регионах России (Северный Кавказ, Дальний Восток, и т.п.). По оценкам Атомэнергопрома, доля регулируемых договоров в продажах электроэнергии и мощности в 2011 году сократится до 18% и 28%, соответственно.

Благоприятные условия регулирования для АЭС (наличие инвестиционной составляющей в тарифе) сглаживают возможный негативный эффект от более низких цен на мощность.

Стоит отметить, что, по сравнению с продажами электроэнергии, эффект от либерализации рынка мощности на прибыльность генерирующего бизнеса в краткосрочной перспективе выглядит неоднозначным. Потолок цен, установленный регулятором в рамках конкурентного отбора мощности на 2011 год в первой ценовой зоне (118,1–123 тыс. руб. за МВт/мес.), оказался заметно ниже средневзвешенного регулируемого тарифа для Росэнергоатома в 2010 г. (391 тыс. руб. за МВт/мес.) и 2011 г. (250 тыс. руб. за МВт/мес. – поставки «гарантирующим поставщикам», работающим с населением). В то же время разница была отчасти компенсирована предусмотренной для атомных станций инвестиционной надбавкой в тарифе,

установленной на 2011 год в размере порядка 16 млрд руб. Инвестиционная составляющая, согласно действующему регулированию, действует в 2011 и 2012 гг.

В более долгосрочной перспективе риски, связанные с возможным введением ограничений на рынке мощности, должны быть нивелированы ростом продаж в рамках механизма ДПМ (долгосрочные договора на поставку мощности) по новым энергоблокам. Согласно действующему регулированию цен, в рамках ДПМ устанавливаются с учетом реально понесенных инвестиционных затрат на долгосрочный период (20 лет), с 25-летним периодом окупаемости. По энергоблоку №2 Ростовской АЭС в соответствии с заключенным ДПМ цена мощности в 2011 г. составляет 400,9 тыс. руб. за МВт/мес. Учитывая существующие планы по вводу новых энергоблоков (рост установленной мощности АЭС до 30,7 ГВт в 2015 году, +27% по сравнению с текущим уровнем 24,2 ГВт), рост доли реализации по ДПМ должен позитивно сказаться на общей эффективности продаж мощности.

Последствия Фукусимы: негативный эффект на перспективы развития глобальной ядерной отрасли, вероятно, будет относительно умеренным.

Прогноз изменения мощности АЭС в 10 крупнейших странах к 2020 г.:

	Мощность АЭС, ГВт		Изм-е, %
	2010	2020	
США	101,1	109,0	8%
Франция	63,3	66,4	5%
Япония	46,8	44,7	-4%
Россия	22,7	41,0	81%
Германия	20,5	9,0	-56%
Южная Корея	18,7	28,1	50%
Украина	13,1	16,2	24%
Канада	12,6	15,0	19%
Великобритания	11,0	12,7	15%
Китай	10,1	63,1	525%
Итого	**319,9**	**405,2**	**27%**

Источник: Economist Intelligence Unit

Продукция ядерно-топливного цикла: насколько существенны последствия Фукусимы? Авария на АЭС в Фукусиме в Японии в марте этого года, ставшая одной из крупнейших в истории атомной энергетики, безусловно, поставила вопрос относительно «устойчивости» траектории развития глобальной ядерной отрасли. В некоторых странах правительства отреагировали на аварию принятием довольно жестких мер против ядерной энергетики. В частности власти Германии, пятой крупнейшей в мире страны по совокупной мощности АЭС (20,3 ГВт), объявили об остановке семи ядерных реакторов «старого образца» и намерении полностью отказаться от использования ядерной энергетики к 2022 году.

До этого Германия также планировала остановить все АЭС, но в более «плавном» режиме, к 2037 году. Кроме того, власти Швейцарии отказались от строительства новых АЭС и приняли решение остановить действующие станции к 2034 г. (около 3,2 ГВт мощности).

В то же время по прошествии нескольких месяцев после аварии можно сделать вывод о том, что негативный эффект на перспективы развития отрасли в конечном счете будет относительно умеренным. Помимо Германии, ни одна из стран, входящих в пятерку крупнейших по располагаемой мощности АЭС (США, Франция, Япония, Россия) официально не заявляла о намерениях вводить ограничительные меры против ядерной энергии. Более того, ключевые, с точки зрения нового строительства АЭС, игроки – Китай, Россия, Индия, Южная Корея – по всей видимости, не отказываются от своих планов. По оценкам Economist Intelligence Unit, даже с учетом принятых ограничительных мер и возможного замедления темпов нового строительства, установленные мощности в 10-ти крупнейших странах, использующих энергию АЭС, вырастут на 27% к 2020 году.

Бизнес Атомэнергопрома по поставкам продукции ЯТЦ: дополнительный иммунитет к «внешним шокам» за счет долгосрочного характера поставок.

Бизнес Атомэнергопрома по реализации продукции ядерно-топливного цикла: дополнительный иммунитет за счет долгосрочного характера поставок. Для Атомэнергопрома риски сокращения поставок продукции и услуг ядерно-топливного цикла (низкообогащенный уран, ядерное топливо, услуги по обогащению) в результате аварии в Японии сглаживаются за счет долгосрочного характера заключаемых контрактов. Текущий портфель экспортных контрактов ОАО Техснабэкспорт, через которого осуществляется поставка продукции ЯТЦ на внешние рынки, составляет порядка 22 млрд долл., с горизонтом поставок до 2025 года.

Авария на Фукусиме не повлекла за собой расторжения существующих долгосрочных контрактов Техснабэкспорта с японскими энергокомпаниями. При этом компания не понесла «мгновенных» потерь от прекращения продаж японской ТЕРСО (оператор АЭС в Фукусиме) благодаря перераспределению поставок на другие, действующие станции. Аналогичным образом остановка семи энергоблоков в Германии не оказала «мгновенного» эффекта на объем продаж продукции ЯТЦ немецким АЭС. Негативный эффект в выручке может реализоваться долгосрочной перспективе, по мере окончания действия контрактов с покупателями в Германии. В то же время, учитывая ожидаемые вводы мощностей АЭС в других регионах, у Атомэнергопрома, вероятно, будет возможность заместить выпадающие доходы.

В целом, последствия японской аварии, вероятно, не окажут серьезного негативного эффекта на бизнес Атомэнергопрома. Более существенные потери в выручке от продажи продукции ЯТЦ компания понесет в результате окончания долгосрочного контракта по поставке низкообогащенного урана в США, полученного из высокообогащенного

Выпадающие доходы от прекращения действия Соглашения ВОУ-НОУ в 2013 году предполагается компенсировать за счет новых долгосрочных контрактов с американскими компаниями.

оружейного урана (соглашение «ВОУ-НОУ») в 2013 году. На этот контракт пришлось около 27% экспортной выручки ОАО «Техснабэкспорт» в прошлом году. В то же время Атомэнергопром планирует частично заместить выпадающие объемы экспорта новыми долгосрочными контрактами на поставку низкообогащенного урана с американскими энергокомпаниями, а также услуг по обогащению с корпорацией USEC, являющейся второй стороной действующего контракта ВОУ-НОУ. В частности, контракт с USEC, подписанный в марте текущего года, предполагает начало поставок низкообогащенного урана в 2013 . и выход к 2015 году на уровень, соответствующей половине текущих поставок по Соглашению ВОУ-НОУ.

Леверидж остается минимальным, потребности в привлечении долга для финансирования капитальных вложений невелики благодаря существенным денежным потокам и участию государства в инвестиционной программе Атомэнергопрома.

Долговая нагрузка остается минимальной – в том числе благодаря участию государства в инвестиционной программе Холдинга. Мы отмечаем снижение совокупного финансового долга по Холдингу в 2010 году более чем на треть по сравнению с уровнем 31/12/2009, до 83,1 млрд руб. При этом, благодаря довольно существенному запасу ликвидности на балансе, чистый долг по итогам прошлого года вышел в зону отрицательных значений. По состоянию на конец 1П11 объем долга Атомэнергопрома был немногим менее 80 млрд рублей. Средневзвешенный срок портфеля превышает 2 года. Чуть больше половины портфеля (54%) составляют валютные кредиты, что является естественным хеджированием валютной выручки холдинга.

Атомэнергопром реализует внушительную программу капитальных вложений, главным образом, в строительство новых блоков АЭС. По нашим оценкам, учитывая, что программой строительства АЭС предусмотрена сдача 2 блоков в год начиная с 2016 года, ежегодный объем капитальных вложений в ближайшие несколько лет будет составлять не менее 200 млрд руб. Значительная часть ежегодного инвестиционного бюджета покрывается за счет средств федерального бюджета в рамках имущественных взносов в госкорпорацию Росатом (100% акционер Атомэнергопрома) на развитие атомного энергопромышленного комплекса, оставшаяся часть – за счет собственных и заемных средств. В бюджете РФ на 2011-2013 гг. заложены расходы по этой статье в размере 69, 68 и 100 млрд руб. соответственно. Таким образом, потребности Атомэнергопрома в привлечении долга для покрытия капитальных вложений сравнительно невелики и не должны вызвать резкого роста долговой нагрузки в среднесрочной перспективе.

Расходы на M&A в добывающем сегменте бизнеса также профинансированы из бюджетных средств.

Мы обращаем внимание на тот факт, что государство в последние годы частично финансировало не только инвестиционную программу Атомэнергопрома, но и расходы на приобретение новых активов в ресурсном дивизионе бизнеса. В 2010 году АРМЗ (дочерняя компания, консолидирующая активы по добыче урана) закрыла сделку по приобретению контроля в компании Uranium One, ведущей разработку месторождений в Казахстане, а также проекты в Австралии и США: денежная составляющая расходов на приобретение составила около 1,1 млрд долл. и была профинансирована из бюджетных средств, полученных в 2009 г. от ГК «Росатом» в виде взноса в капитал (64 млрд руб.). В 2011 году АРМЗ закрыла сделку по покупке компании Mantra Resources Ltd, имеющей лицензию на ряд месторождений в Танзании и Мозамбике, заплатив 945 млн долл. Учитывая существенный запас ликвидности, созданный благодаря вливанию в капитал в 2009 году (на 31/12/10 на балансе АРМЗ, согласно данным МСФО отчетности компании, было порядка 1,4 млрд долл. денежных средств), последняя сделка, как мы полагаем, не потребовала привлечения нового долга.

Новая схема строительства АЭС за рубежом предполагает полноценное финансовое участие российской стороны в финансировании станции.

Строительство АЭС за рубежом по схеме «Build-Own-Operate»: существенные расходы «за периметром» консолидации. Новым направлением бизнеса для Атомэнергопрома на среднесрочную перспективу станет участие в проектах по строительству АЭС за рубежом по схеме «Build-Own-Operate». В отличие от прежних проектов, в которых компания «Атомстройэкспорт» (не входит в состав Атомэнергопрома) выступала в роли генерального подрядчика, проекты ВОО предполагают полноценное финансовое участие российской стороны в строительстве станции, последующее владение и управление объектом. Первый проект ВОО, находящийся на наиболее продвинутой стадии (ратифицировано соглашение на государственном уровне), – строительство АЭС в Турции: объем инвестиций в возведение 4-х блоков мощностью 1,2 ГВт каждый оценивается в 20 млрд долл. Первый блок должен быть построен через 7 лет после получения всех необходимых разрешений, последующие – с интервалом в 1 год после первого.

Инвестором и собственником АЭС станет проектная компания, доли в

Проектная компания по строительству АЭС в Турции находится «за периметром» консолидации Холдинга «Атомэнергопром».

которой на начальном этапе распределены между несколькими российскими лицами – в том числе Концерном «Росэнергоатом» («дочка» Атомэнергопрома), а также ИнтерРАО и Атомстройэкспортом. Впоследствии до 49% акций могут быть проданы иностранным инвесторам. Доля Росэнергоатома составляет 31,3% – как следствие, проектная компания не входит в периметр консолидации Холдинга. Конкретных деталей финансирования расходов пока нет. В то же время вполне вероятно, что средства будут привлекаться на уровне проектной компании под обеспечение контрактов на поставку электроэнергии (предполагается заключение 15-летнего контракта с турецкой государственной энергетической компанией на продажу существенной части вырабатываемой электроэнергии по фиксированной цене) или с помощью механизма государственных гарантий. Хотя часть расходов в итоге может быть профинансирована за счет Атомэнергопрома, давление на денежный поток на стадии строительства будет компенсировано последующими дивидендами от проектной компании: цена заключаемых контрактов предполагает срок окупаемости по каждому блоку – 15 лет. Кроме того, Холдинг получит дополнительный доход от поставок топлива на новую станцию.

Расходы на стадии строительства будут компенсированы потоком дивидендов от проектной компании, кроме того, Холдинг получит дополнительный доход от поставок топлива на АЭС.

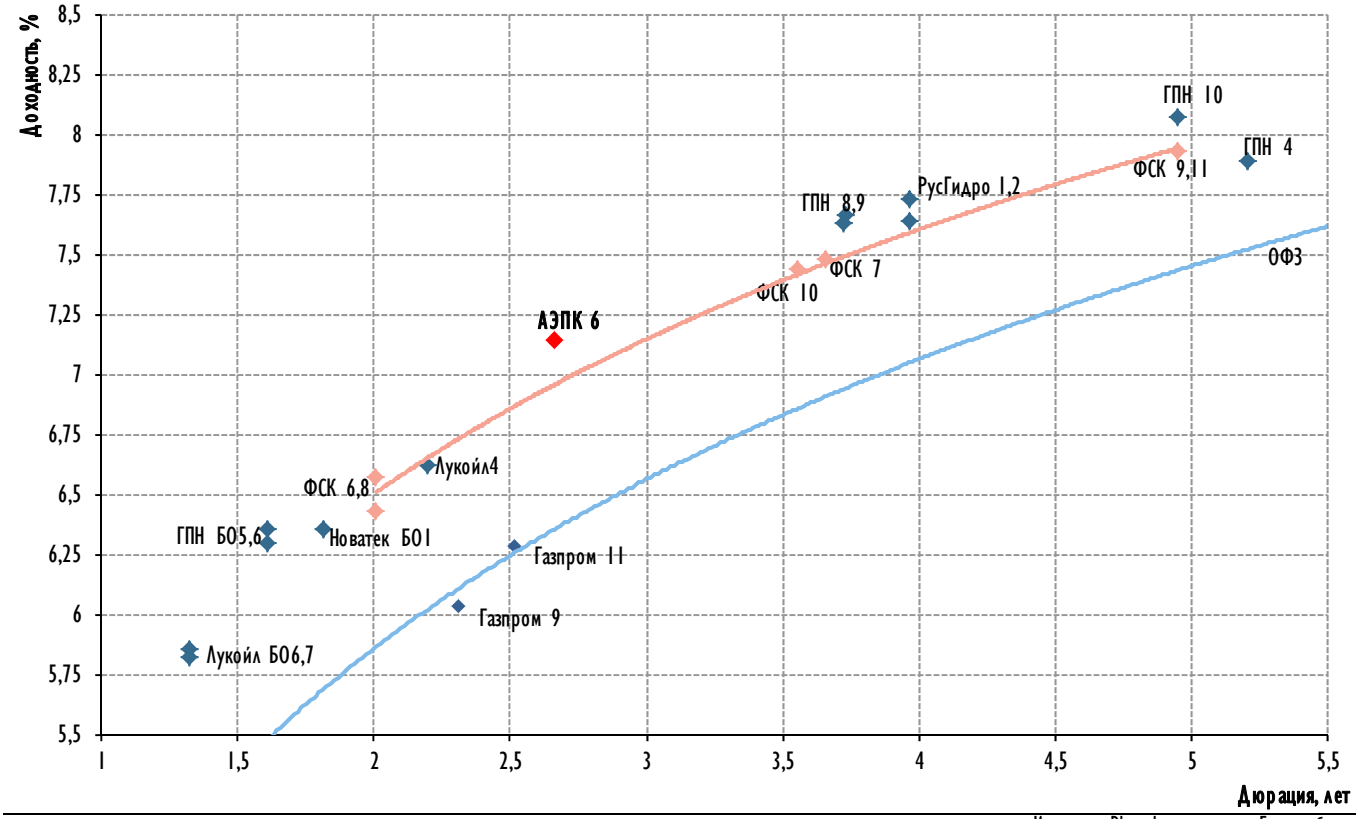
Основные финансовые показатели Холдинга Атомэнергопром по консолидированной про-форма отчетности, млн руб.

	2008	2009	2010	Изменение, г/г
Выручка	291 299	347 240	397 108	14%
EBITDA*	105 793	167 566	201 678	20%
Рентабельность EBITDA*, %	36%	48%	51%	+3 п.п.
Чистая прибыль	22 126	64 932	51 242	-21%
Всего активов	729 468	1 098 520	1 329 024	21%
Капитал	109 043	744 945	1 067 212	43%
Совокупный долг, в том числе	86 224	124 302	83 138	-33%
доля краткосрочного долга, %	59%	36%	41%	+5 п.п.
Денежные средства и эквиваленты	35 593	94 059	87 764	-7%
Чистый долг	50 631	30 243	-4 626	-115%
Показатели				
Долг/Капитал, x	0,8	0,2	0,1	–
EBITDA*/Чистые процентные расходы, x	28	33	Отр.	–
Чистый долг / EBITDA*, x	0,5	0,2	Отр.	–

Источник: данные компании, расчеты Газпромбанка

*Показатель EBITDA за 2009-2010 г. скорректирован на «неденежные» статьи расходов – отчисления в отраслевые резервы, отраженные в составе управленческих расходов

Выпуски рублевых облигаций компаний энергетического сектора с кредитным рейтингом инвестиционного уровня, 24/07/2011



Источник: Bloomberg, расчеты Газпромбанка

Газпромбанк

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

Департамент анализа рыночной конъюнктуры

Андрей Богданов
начальник департамента
+7 (495) 988 23 44
Andrei.Bogdanov@gazprombank.ru

Управление анализа фондового рынка

Стратегия на фондовом рынке
Андрей Богданов
Анна Богдюкевич
+7 (495) 983 18 00 доб. 54085

Банковский сектор
Андрей Клапко
+7 (495) 983 18 00 доб. 21401

Нефть и газ
Иван Хромушин
+7 (495) 980 43 89
Александр Назаров
+7 (495) 983 18 00 доб. 21476

Металлургия
Сергей Канин
+7 (495) 988 24 06

Макроэкономика
Анна Богдюкевич
+7 (495) 983 18 00 доб. 54085

Электроэнергетика
Дмитрий Котляров
+7 (495) 913 78 26

Химическая промышленность
Алексей Астапов
+7 (495) 428 49 33

Транспорт и машиностроение
Алексей Астапов
+7 (495) 428 49 33

Телекоммуникации и медиа
Андрей Богданов
+7 (495) 988 23 44
Анна Курбатова
+7 (495) 913 78 85

Редакторская группа
Татьяна Курносенко
+7 (495) 983 18 00 доб. 54084
Юлия Мельникова
+7 (495) 980 43 81

Управление анализа инструментов с фиксированной доходностью

Алексей Дёмкин, CFA
начальник управления
+7 (495) 980 43 10
Alexey.Demkin@gazprombank.ru

Стратегия
Павел Пикулев
+7 (495) 983 18 00 доб. 2 14 26

Кредитный анализ
Яков Яковлев
+7 (495) 988 24 92
Юрий Тулинов
+7 (495) 983 18 00 доб. 2 14 17

Департамент рынков фондового капитала

Константин Шапшаров
директор
+7 (495) 983 18 11
Konstantin.Shapsharov@gazprombank.ru

Управление торговли и продаж инструментов фондового рынка

Продажи
Мария Братчикова
+7 (495) 988 24 03
Артем Спасский
+7 (495) 989 91 20
Светлана Голодинкина
+7 (495) 988 23 75

Трейдинг
Денис Войниконис
+7 (495) 983 74 19

Управление рынков фондового капитала

Виталий Зархин
директор
+7 (495) 988 24 48

Алексей Семенов
директор
+7 (495) 989 91 34

Управление электронной торговли

Максим Малетин
начальник управления
+7 (495) 983 18 59
+8 (800) 200 70 88
broker@gazprombank.ru

Продажи
Александр Лежнин
+7 (495) 988 23 74
Никита Иванов
+7 (495) 989 91 29
Анна Нифанова
+7 (495) 983 18 00 доб. 2 14 55

Трейдинг
Денис Филиппов
+7 (495) 428 49 64
Дамир Терентьев
+7 (495) 983 18 89
Тимур Зубайраев
+7 (495) 913 78 57

Департамент инструментов долгового рынка

Павел Исаев
начальник департамента
+ 7 (495) 980 41 34
Pavel.Isaev@gazprombank.ru

Управление рынков заемного капитала

Игорь Ешков
начальник управления
+ 7 (495) 913 74 44

Управление торговли и продаж долговых инструментов

Андрей Миронов
начальник управления
+7 (495) 428 23 66

Продажи
Илья Ремизов
+7 (495) 988 23 73
Дмитрий Кузнецов
+7 (495) 428 49 80
Вера Ярышкина
+7 (495) 980 41 82
Себастьен де Принсак
+7 (495) 989 91 28
Роберто Пеццименти
+7 (495) 989 91 27

Трейдинг
Елена Капица
+7 (495) 983 18 80
Дмитрий Рябчук
+7 (495) 719 17 74

Copyright © 2003 – 2011. «Газпромбанк» (Открытое акционерное общество). Все права защищены

Данный отчет подготовлен аналитиками «Газпромбанка» (Открытого акционерного общества) (далее – ГПБ (ОАО)) на основе публичных источников, заслуживающих, на наш взгляд, доверия, однако проверка представленных в этих источниках данных нами не проводилась. За исключением информации, касающейся непосредственно ГПБ (ОАО), последний не несет ответственности за точность и полноту информации, содержащейся в отчете. Представленные в отчете мнения и суждения отражают только личную точку зрения аналитиков относительно описываемых событий и анализируемых ситуаций. Они не обязательно отражают мнение ГПБ (ОАО) и могут изменяться без предупреждения, в том числе в связи с появлением новых корпоративных и рыночных данных. ГПБ (ОАО) не обязан обновлять, изменять или дополнять данный отчет или уведомлять кого-либо об этом. Финансовые инструменты, упоминаемые в данном отчете, могут быть не подходящими инструментами инвестирования для определенных инвесторов. Отчет не может являться единственным основанием для принятия инвестиционных решений. Инвесторы должны принимать инвестиционные решения самостоятельно, привлекая для этих целей собственных независимых консультантов, если сочтут это необходимым, и руководствоваться интересами и задачами. Авторы не берут на себя ответственность за действия, предпринятые на основе изложенной в этом отчете информации.

Информация, содержащаяся в данном отчете или приложениях к нему, не является предложением об оказании услуг, не может рассматриваться как оферта, приглашение делать коммерческие предложения или реклама, если иное прямо не указано в настоящем отчете или приложениях к нему.