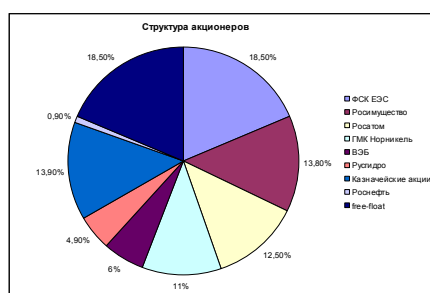
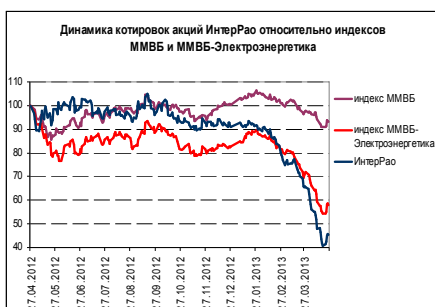


Неподалеку от точки бифуркации...

| | 2012 | 2013(ож.) | 2014(ож.) |
|-------------------------|--------|-----------|-----------|
| Выручка | 556,20 | 686,45 | 775,51 |
| ЕБИТ | 13,81 | 25,14 | 34,25 |
| ЕБИТДА | 30,40 | 44,74 | 54,67 |
| EV/ЕБИТДА | 4,25 | 3,20 | 2,56 |
| Чистая прибыль (скорр.) | 5,10 | 12,65 | 21,36 |
| FCFF | -21,35 | -18,01 | 4,84 |

Примечание: все цифры в млрд. рублей, ЕБИТДА без неденежных статей)

| ИнтерРао | |
|--|----------|
| тикер | IRAQ |
| Текущая цена, руб. | 0,0126 |
| Кол-во акций, млрд. шт. | 10440 |
| Рыночная капитализация, млрд. руб. | 130,5 |
| EV, млрд. руб. | 129,05 |
| Целевая цена, руб. за акцию (на конец 2013 года) | 0,0234 |
| Потенциал роста, % | 85,8% |
| Рекомендация | ПОКУПАТЬ |



• Опубликованная отчетность ИнтерРао за 2012 год оказалась хуже ожиданий как рынка, так и наших собственных. В частности, данные по ЕБИТДА оказались на 11% хуже рыночных и на 12% хуже наших ожиданий.

• Во время conference call менеджмент объявил о планах довести размер выплаты дивидендов до 30% от чистой прибыли в 2015 году (когда свободный денежный поток станет положительным). Тем не менее, за 2012 год дивиденды заплачены не будут, а по итогам 2013 года находятся под сомнением. Мы считаем, что разрешение ситуации с дивидендами и принятие долгосрочной дивидендной стратегии станет ключевым моментом с точки зрения реализации потенциала роста компании.

• Менеджмент во время conference call также четко обозначил свою негативную позицию относительно собственных денежных инвестиций в Киргизию и дальневосточные проекты (снабжение Японии электричеством). Мы считаем это позитивным фактором, который не позволит увеличить и так серьезную величину cost of equity во время нашей DCF-оценки и не снизит и далее величину FCFF компании.

• Вопрос относительно будущего Иркутскэнерго по-прежнему остается открытым, что не позволяет компании снизить величину долга и увеличивает величину будущих заимствований, а также уменьшает потенциальные дивиденды, что самым непосредственным образом сказывается на стоимости акций. Также менеджмент уточнил, что увеличение владения акциями в 2012 году ТГК7 и ТГК6 было вызвано окончанием консолидации активов, а не желанием в будущем приобрести эти компании.

• У компании на текущий момент сохраняется некий баланс потенциальных рисков и возможностей для будущей курсовой стоимости акций. С одной стороны, компания может пойти в сторону приватизации госпакета частным инвесторам, серьезного увеличения нормы дивидендных выплат, ограничения по инвестпрограмме и реализации лишних пакетов акций и закрытия убыточных или околоубыточных энерго мощностей, снижения нетопливных издержек, что позволит реализовать акциям компании свой долгосрочный потенциал роста, а акциям постепенно выйти в диапазон 3,5-4 копеек в 2015-2016 годах. С другой стороны, возможно и обратное движение в сторону консолидации непосредственного контроля над компанией в руках Роснефтегаза, неконтролируемого роста инвестпрограммы в непонятные или высокорискованные (часто политические) проекты вкупе с ростом нетопливных издержек, что может привести в перспективе к уходу цен на акции на уровни в 2-3 раза ниже текущих. Кроме того, на корпоративные риски накладываются и общеотраслевые, связанные с изменением модели энергорынка. Вся эта неопределенность, которая как мы считаем продлится еще 1-1,5 года, накладывает свой отпечаток на поведение инвесторов, что заставляет инвесторов быть крайне осторожными при инвестициях в акции компании.

• Тем не менее, так как мы являемся умеренными оптимистами относительно перспектив компании, а цена акций, которая уже находится на уровнях весны 2009 года, мы рекомендуем ПОКУПАТЬ обыкновенные акции компании с целевой ценой на конец 2013 года на уровне 2,34 копейки за акцию и потенциалом роста 85,8%.

Отчетность за 2012 год разочаровала...

Выручка компании за 2012 год выросла на 3,7% до 556 млрд. руб, что обусловлено, в основном M&A действиями, т.е. покупкой Тракуа в Турции, ТГК-11 и Башкирэнерго в конце 2012 года. При этом выручка от сегментов трейдинга и сбытов ощутимо упала.

Таблица 1. Данные отчетности ИнтерПао по МСФО за 2012 год по сравнению с 2011 годом (в млн. рублей)

| | сегменты | 2011 | 2012 | % изменения год к году |
|-----------------------------|----------------------|--------|--------|---------------------------|
| Выручка | российская генерация | 98016 | 129193 | 31,81% |
| | международные активы | 20804 | 22837 | 9,77% |
| | Трейдинг | 54327 | 44087 | -18,85% |
| | Сбытовой сегмент | 362445 | 358955 | -0,96% |
| ЕБИТДА | российская генерация | 17993 | 15360 | -14,63% |
| | международные активы | 5227 | 4576 | -12,45% |
| | Трейдинг | 5260 | 4396 | -16,43% |
| | Сбытовой сегмент | 16907 | 6294 | -62,77% |
| чистая прибыль скорр. | | 12900 | 5100 | -60,47% |

Источник: данные компании

В частности, выручка генерирующего сегмента выросла на 31,8% до 129,2 млрд. руб. Среди факторов, повлиявших на рост показателя (кроме M&A), стоит отметить понижение выработки электроэнергии на 1% из-за снижения выработки в Башкирии (оптимизация выработки на неэффективных тепловых мощностях) на 4,8% и в основном сегменте (ОГК1 и ОГК3) (падение производства на неэффективных старых мощностях из-за слабой ценовой конъюнктуры на ОРЭМе, а также падением экспорта в Финляндию) на 2,2% и рост производства в Сибири (ТГК11 выработала на 13% больше, чем в 2011 году). Также стоит отметить очень слабую динамику цен на ОРЭМе в первой ценовой зоне (Европа) и слабый 6,1% рост цен КОМа с 1 июля 2012 года (отсроченный на полгода с первоначально ожидавшегося 1 января). Что касается динамики сегментной ЕБИТДА, то она упала на 14,5% до 15,4 млрд. руб., что связано с продолжением роста нетопливных издержек на фоне описанных выше факторов.

В перспективе 2013-2014 года мы ожидаем улучшения ситуации в сегменте, благодаря вводам ДПМ объектов и постепенного вывода из эксплуатации ряда неэффективных ГРЭС (например Южноуральской и Черепецкой), а также благодаря замещению производства электроэнергии новыми мощностями, что позволит снизить общий УРУТ по компании. В то же время позитивные эффекты будут сглажены за счет ожиданий продолжения роста нетопливных расходов.

Таблица 2. Данные по вводам ДПМ объектов компании

| 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| Уренгойская ГРЭС (450 МВт) | Нижневартовская ГРЭС (410 МВт) | Черепецкая ГРЭС (225 МВт) | Верхнетагильская ГРЭС (424 МВт) |
| Ивановские ПГУ (325 МВт) | Гусиноозерская ГРЭС (200 МВт) | Южноуральская ГРЭС (420 МВт) | Пермская ГРЭС (800 МВт) |
| Харанорская ГРЭС (214 МВт) | Черепецкая ГРЭС (225 МВт) | | |
| | Джубжинская ГРЭС (180 МВт) | | |
| | Южноуральская ГРЭС (420 МВт) | | |

Источник: данные компании, оценки ИК Проспект

Выручка трейдингового сегмента упала на 18,8% до 44,1 млрд. руб. за 2012 год, что вызвано резким сокращением деятельности на рынке Nord Pool (Скандинавия), что вызвано высокой водностью в Финляндии и, соответственно, резким сокращением цены на электроэнергию в регионе. При этом EBITDA margin в компании сохранилась на уровне 10%, что мы расцениваем, как позитивный знак. В целом, мы ожидаем, что выручка, как и EBITDA margin сегмента останется на стабильном темпе роста (5-7%) в обозримой перспективе, как благодаря введению в Калининграде новых блоков АЭС, что снизит цены на электроэнергию в регионе и минимизирует возможности экспорта в Литву, так и благодаря частичному восстановлению позиций в Финляндии и развитию экспорта в Китай

Выручка сбытового сегмента упала в 2012 году почти на 1% к уровню 2011 года, что связано с отсрочкой в индексации цен на газ с 1 января на 1 июля 2012 года и соответствующий рост цен на электроэнергию, а также пересмотром RAB-регулирования в электросетях. В то же время EBITDA сегмента в 2012 году упала более чем на 62% после введения новых правил на рынке энергосбытов, которые запрещали применять сальдирование мощности и разного рода штрафы, что составляло существенную часть собственной выручки сбытов до изменений. Как результат, сбытовой сегмент компании на 2-4 кварталы по сути погрузился в почти нулевые значения по показателю EBITDA.

Тем не менее, очередная новая методика, действующая с 2013 года, позволяет сбытам получить обратно часть потерянных доходов. Как результат, мы ожидаем, что EBITDA margin сегмента пока останется на уровне 0,5% в 2013-2014 годах. В дальнейшем, после введения новых правил игры, включающих в себя определение параметров "идеального сбыта" и соответствующего тарифа, маржа сбытов может немного вырасти. Как результат, мы оцениваем EBITDA margin сегмента на уровне 1%, начиная с 2015 года

Также стоит отметить, что Мосэнергосбыт, пользуясь своей денежной подушкой, расширяет свою деятельность за пределы московского региона. Как итог, если у остальных энергосбытов, входящих в группу, мы оцениваем рост выручки на уровне 10% в год (рост цены на электроэнергию + ожидаемый темп роста спроса на электроэнергию), то в случае Мосэнергосбыта выручка в перспективе может расти ежегодным темпом на уровне 13%.

Выручка сегмента международных активов выросла почти на 10% год к году при падении на 12% показателя EBITDA. Основным фактором, повлиявшим на снижение EBITDA компании стало резкое сокращение рентабельности армянских активов компании (падение EBITDA с 1641 млн. рублей в 2011 году до 205 млн. рублей в 2012 году) из-за более слабого роста цен на электроэнергию в стране по сравнению с ростом цены на газ (пересмотр сетевых тарифов). Похожая ситуация с рентабельностью ожидает компанию в 2013 году и в Грузии, где недавно было подписано соглашение о снижении тарифов Теласи (электросети Грузии, принадлежат на 75% ИнтерПао) и генераторов электроэнергии, что в результате приведет к падению выручки грузинских активов на 10-15% в следующие 4 года и резко сократит EBITDA компании в стране (ориентировочно на 1 млрд. руб. ежегодно). В прочих странах присутствия мы ожидаем стабильную маржу в терминах EBITDA и темпа роста выручки на 6-7% ежегодно в среднесрочной перспективе (при условии неучтения потенциального ввода нового блока Экибастузской ГРЭС-2 в 2015-2016 годах и новых сделок M&A).

Драйверы и риски

Пожалуй, основным драйвером роста котировок акций ИнтерПао в среднесрочной перспективе (кроме общеотраслевых изменений) следует признать изменение дивидендной и инвестиционной политик компании, а также приватизацию.

В частности, серьезным драйвером для остановки падения и начала растущего тренда в акциях компании стало бы изменение дивидендных выплат с нулевых значений до 25% от скорректированной чистой прибыли (желательно по МСФО) по итогам 2013-2014 годов и уже анонсированное увеличение до 30% по итогам 2015 года и далее. Но для того, чтобы акции компании смогли полностью реализовать свой долгосрочный потенциал роста и потенциально в промежутке 2015-2016 годов смогли бы достичь диапазона цены 3,5-4 коп. за акцию, надо увеличить норму дивидендов до 50% от FCFF, начиная с 2016 года, чтобы в итоге дивидендная доходность составила бы средние для отрасли (европейские аналоги) 4-6%.

Следующим серьезным драйвером роста могло бы стать реальное ограничение на новые сделки M&A, денежная реализация оставшихся неконтрольных активов компании и публичный отказ (на уровне совета директоров и собственников) от каких-либо политически мотивированных инвестиций и инвестиций с ожидаемым IRR ниже 15%. Сейчас рынок воспринимает компанию, как некое “кладбище погибших кораблей” в секторе и соответственно завышает при оценке денежных потоков компании WACC (например стоимость собственного капитала нами оценивается в 19,2%). Изменение инвестиционной политики компании, а точнее её минимизация (в том числе и в смысле будущей модернизации) будет способствовать уменьшению рисков премий и WACC (и увеличению целевой цены) и соответственно увеличению уверенности инвесторов в том, что получаемые компанией денежные потоки таки дойдут до акционеров. Этот пункт напрямую пересекается с дивидендной политикой компании, так как чем меньше в перспективе будет избыточных инвестиций и чем быстрее компания получит деньги от своих неконтрольных пакетов, тем выше вероятность высоких дивидендов и тем меньше будет оценочный WACC.

Также стоит отметить среди драйверов и возможную приватизацию пакета Росимущества (последнее время появилась информация о возможной продаже 14% пакета Фридману), а также конвертацию акций миноритариев в энергосбытах, контролируемых ИнтерПао в казначейские акции компании. Приватизация потенциально может привести (с учетом возможных конвертаций акций подконтрольных энергосбытов в акции ИнтерПао) к потере контроля над компанией представителями Сечина, что опять таки может привести к изменению дивидендной и инвестиционной политик, что позволило бы реализовать как долгосрочный потенциал роста акций, так и снизить уровень WACC при оценке.

В то же время в случае, если приватизация будет реализована через консолидацию пакетов акций, напрямую или косвенно контролируемых государством, на балансе Роснефтегаза, то это будет воспринято инвесторами крайне негативно, так как будет означать окончательное превращение компании в политический инструмент типа Газпрома и соответствующей оценкой по мультипликаторам. Как результат, в таком сценарии среднесрочно падение может продолжиться, а цена акций может упасть еще в 2-3 раза от текущих значений.

Также стоит отметить, что изменению отношения инвесторов к акциям компании помогло бы и полномасштабная работа с издержками. В частности, позитивно была бы воспринята инвесторами принятие долгосрочной программы по утилизации/модернизации (в зависимости от того, что рентабельнее) старых мощностей, которые по сути приносят компании операционный убыток, либо очень близки к этому. Также очень важным стоит признать и работу с нетопливными издержками, т.е. контролировать их рост на уровне ниже инфляции. В случае реализации означенных мер борьбы с издержками удалось бы не только повысить рентабельность операций, но и снизить величину WACC.

Что касается отраслевых драйверов, то в рамках принятия новой модели энергорынка, стоит отметить, что сам факт её принятия вместе со всеми коэффициентами позволит снизить WACC компании, так как сейчас неопределенность относительно распределения выручки внутри сектора остается на высоком уровне. Также EBITDA компании может ощутимо вырасти (в среднесрочной перспективе) в случае сокращения перекрестного субсидирования между теплом и электроэнергией (ввод предельного тарифа на уровне альтернативной котельной), ввода социальной нормы потребления для населения (сокращения объема субсидирования населения на 30-50%), ввод централизации и последующего расщепления платежей на ОРЭМе (снижение величины оборотного капитала компании) и ввод модели "эталонного энергосбыта" для последующего определения сбытового тарифа (возможный рост рентабельности сбытового бизнеса).

Что касается рисков, то, в первую очередь, стоит упомянуть о уже упоминавшихся инвестициях в политические, низкодоходные и высокорискованные проекты, как в РФ, так и зарубежом. Так, разговоры о потенциальных инвестициях компании в Киргизии величиной до 2 млрд. \$ или Лаосе в ГЭС и вероятное участие компании в создании энергомоста в Японию воспринимаются инвесторами крайне нервно, так как отсутствует понимание рентабельности этих вложений.

Также стоит отметить риски продолжения проблем в сбытовом сегменте компании, как из-за регулирования отрасли государством, так и из-за риска роста неплатежей потребителей.

Продолжая тему регулирования надо отметить риски ввода новой модели энергорынка, которые могут подразумевать резкое снижение доходности ДПМ мощностей (по нашим расчетам возможно снижение объема выручки в среднем с 700 до порядка 400 рублей в месяц с квт мощности, т.е. снижение доходности инвестиций в ДПМ проекты с 14% до 4-5%), ограничения на вывод из эксплуатации старых мощностей при одновременной отмене платы за мощность и платы "вынужденным генераторам", снижение топливных спредов на старых мощностях из-за вводов ДПМ мощностей (ввод дополнительного гигаватта ДПМ мощности вызывает снижение цены на электроэнергию на 0,6-0,8% в той или иной ценовой зоне) и принуждение к модернизации мощностей на отличных от системы ДПМ'. Кроме того, отметить риски национализации и отраслевого регулирования в странах СНГ.

Предположения DCF-модели.

Мы собрали ниже все предположения, которые мы использовали для нашей DCF-модели.

В частности, среди отраслевых предположений (см. таблицу 3) мы выбираем инерционный сценарий в силу неопределенности относительно новой модели энергорынка, подразумевающие сохранение цены на мощность и её индексацию на 7% ежегодно, что является пока нашим ожидаемым уровнем среднесрочной инфляции. Кроме того, мы подразумеваем, что темп роста цен на уголь снизится до уровня 8% в Сибири и останется на уровне 10% в европейской части РФ. Цена на газ, по нашим ожиданиям, вырастет на 13,3% в 2013 году (благодаря снижению цен Газпромом на 3% с 1 апреля) и на 15% в 2014 году, после чего темп роста упадет до 7% в 2015 году и 5% далее. Как результат, мы ожидаем, что конечный темп роста цен на электроэнергию будет находиться в среднесрочной перспективе в диапазоне 9-10% (при росте цен на электроэнергию на ОРЭМе на 12%, 11,5%, 4% в 2013-2015 годах соответственно в первой ценовой зоне (Европа) и снижение темпа роста цен с 7% в 2013 году до 4% в 2015 году во второй ценовой зоне (Сибирь) (темп роста цен на электроэнергию на ОРЭМе ниже темпа роста на газ из-за будущих вводов ДПМ объектов, которые усилят ценовую конкуренцию)). Оценки по темпам роста цен на сырье несколько отличаются от прогноза МЭР, так как мы ожидаем, что в среднесрочной перспективе правительство откажется от концепции net back price (то есть цена в РФ=европейская экспортная цена Газпрома – цена транспортировки – экспортная пошлина (30%)) и запустит-таки газовую биржу в Санкт-Петербурге. Тем не менее, возможен и еще более радикальный вариант, озвученный недавно в прессе: а именно, МЭР готово вынести на обсуждение снижение темпа роста цен на газ уже начиная с 2014 года с 15% до 5%. В таком случае, конечный темп роста цен на электроэнергию будет уже в диапазоне 6-7%, а темп роста цены на ОРЭМе уйдет ближе к нулевым значениям.

Также мы подразумевали в своих предположениях, что экономика РФ будет расти в среднесрочной перспективе на 2-3% в год, что подразумевает темп роста спроса на электроэнергию на уровне 1,2-1,8% в год (учитывая, что коэффициент эластичности спроса по росту ВВП составляет порядка 0,6) (см. таблицу 4).

Также мы подразумевали, что темп роста цен на теплоэнергию в среднесрочной перспективе будет находиться на уровне 10% в европейской части РФ и 15% в Сибири (что будет связано с постепенным переходом к тарифу альтернативной котельной).

Кроме того, мы рассчитывали, что выручка с 1 Мвт ДПМ объектов сократится на 10%, начиная с 2015 году, что будет обусловлено либо потенциальным вводом новой модели энергорынка, которая подразумевает, что оплата мощности будет производиться только на величину реальной выработки мощности, либо принятием новой методики расчета, снижающей тариф с ДПМ мощности на 15-20%.

Таблица 3. Отраслевые допущения DCF-модели

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| цена на ээ (1 Мвтч), 1-ая зона, ОРЭМ | 993,6 | 1112,832 | 1240,808 | 1290,44 | 1342,058 | 1395,74 | 1451,569 |
| цена на ээ (1 Мвтч), 2-ая зона, ОРЭМ | 679,2 | 726,744 | 770,3486 | 801,1626 | 833,2091 | 866,5375 | 901,199 |
| цена на ээ (1 квтч), 1-ая зона (население) средняя конечная цена | 2,743 | 3,0173 | 3,31903 | 3,518172 | 3,729262 | 3,953018 | 4,190199 |
| цена на ээ (1 квтч), 2-ая зона (население) средняя конечная цена | 2,6375 | 2,90125 | 3,191375 | 3,382858 | 3,585829 | 3,800979 | 4,029037 |
| тариф на тепло руб/Гкал Европа | 702 | 772,2 | 849,42 | 934,362 | 1009,111 | 1089,84 | 1177,027 |
| тариф на тепло руб/Гкал Сибирь | 464,4 | 534,06 | 614,169 | 706,2944 | 762,7979 | 823,8217 | 889,7275 |
| цена на старую мощность, 1мвт/мес., зона Центр | 118100 | 127656 | 136591,9 | 146153,4 | 156384,1 | 167331 | 179044,1 |
| цена на старую мощность, 1мвт/мес., зона Сибирь | 146787 | 156000 | 166920 | 178604,4 | 191106,7 | 204484,2 | 218798,1 |
| цена на старую мощность, 1мвт/мес., зона Урал | 118118 | 127100 | 135997 | 145516,8 | 155703 | 166602,2 | 178264,3 |
| цена на старую мощность, 1мвт/мес., зона Вятка | 118125 | 125330 | 134103,1 | 143490,3 | 153534,6 | 164282,1 | 175781,8 |
| цена на старую мощность, 1мвт/мес., зона Волга | 118125 | 118000 | 126260 | 135098,2 | 144555,1 | 154673,9 | 165501,1 |
| темп роста цен на газ | 7,50% | 13,30% | 15 | 7% | 5% | 5% | 5% |
| темп роста цен на уголь, европа | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| темп роста цен на уголь, сибирь | 10% | 8% | 8% | 8% | 8% | 8% | 8% |

Источник: ИК Проспект

Таблица 4. Допущения по росту спроса в разных регионах РФ

| спрос на ээ | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Центр | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% |
| Урал | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% |
| Юг | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,5% |
| Западная Сибирь | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% | 1,8% |
| Восточная Сибирь | 2,4% | 2,4% | 2,4% | 2,4% | 2,4% | 2,4% | 2,4% |
| Волга | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Северо-Запад | 1,0% | 1,0% | 1,0% | 1,0% | 1,0% | 1,0% | 1,0% |

Источник: ИК Проспект

Также мы предположили, что EBITDA margin трейдингового сегмента останется на уровне 10% в долгосрочной перспективе, а темп роста выручки будет находиться на уровне инфляции (5-7%).

В сбытовом сегменте мы ожидаем, что выручка будет расти с темпом на уровне 10% в год (рост цены на электроэнергию +1% темп роста спроса на электроэнергию) (кроме Мосэнергосбыта, где темп ожидается на уровне 13%). EBITDA margin же ожидается на уровне 0,5% на промежутке 2013-2014 годов и 1% впоследствии.

Мы также предполагали, что компания заплатит штрафов на 1 млрд. рублей ежегодно за просрочку вводов ДПМ объектов в 2013-2014 годах.

Кроме того, мы ожидали при построении модели, что компания так и не сможет реализовать остающиеся у неё пакеты акций.

Мы ожидали, что коэффициенты оборачиваемости в оборотном капитале компании сохранятся на уровне 2012 года в долгосрочной перспективе, также как и величина наличных на балансе, а величина CAPEX останется на объявленном уровне, а в терминальном периоде CAPEX останется на уровне 65% от величины амортизации.

Неконтрольные пакеты компании мы оценивали, исходя из их рыночной капитализации.

Казначейские акции (почти 14% акций) мы включили в расчет DCF-модели, так как, эти акции включают опционные пакеты (2%) и долю Газпрома от продажи Калининградской ГРЭС (порядка 5%), а, остальные акции, вероятно, будут использованы в сделках по конвертации акций миноритариев подконтрольных ИнтерПао энергосбытов в казначейские акции.

При расчете EV мы оценивали minority interest по рыночным котировкам, а в случае непубличных компаний по EV/EBITDA аналогично текущей оценке акций ИнтерПао.

Таблица 5. Прогнозные отчет о прибылях и убытках и прогнозный баланс

| P&L (в млрд. рубл.) | 2012 | 2013(ож.) | 2014(ож.) | 2015(ож.) |
|---|-------|-----------|-----------|-----------|
| Выручка (общая) | 555,0 | 686,5 | 775,5 | 842,2 |
| Выручка от продажи электроэнергии | 91,4 | 132,8 | 148,6 | 151,0 |
| Выручка от продажи мощности | 34,2 | 52,1 | 70,3 | 73,7 |
| Выручка от продажи теплоэлектроэнергии | 14,2 | 41,1 | 45,0 | 48,8 |
| выручка от трейдинга | 44,1 | 46,7 | 49,5 | 52,5 |
| выручка от сбытового сегмента | 357,6 | 399,8 | 447,2 | 500,2 |
| выручка от сетевого сегмента (СНГ) | 12,5 | 12,7 | 13,6 | 14,5 |
| другое | 1,1 | 1,2 | 1,4 | 1,5 |
| Операционные издержки | 545,7 | 661,3 | 741,3 | 802,0 |
| Амортизация | 16,6 | 19,6 | 20,4 | 23,3 |
| ЕВИТ | 13,8 | 25,1 | 34,3 | 40,2 |
| ЕВИТДА | 30,4 | 44,7 | 54,7 | 63,4 |
| Чистые расходы на выплату процентов | 3,7 | 6,5 | 7,0 | 6,2 |
| ЕВТ | -21,9 | 18,0 | 27,7 | 35,5 |
| Чистая прибыль | -22,3 | 12,6 | 21,4 | 27,6 |
| баланс | | | | |
| Наличные | 48,0 | 48,0 | 48,0 | 48,0 |
| Дебиторская задолженность | 73,8 | 86,9 | 97,7 | 107,5 |
| Запасы | 48,3 | 59,4 | 67,1 | 72,8 |
| Текущие активы | 235,0 | 259,2 | 277,6 | 293,2 |
| Основные активы | 282,8 | 333,7 | 347,6 | 396,0 |
| Долгосрочные активы | 358,1 | 409,0 | 422,9 | 471,2 |
| Общие активы | 593,0 | 668,2 | 700,5 | 764,4 |
| Кредиторская задолженность | 117,3 | 143,8 | 162,3 | 176,3 |
| Краткосрочный долг | 15,0 | 15,0 | 15,0 | 15,0 |
| Текущая задолженность | 188,4 | 214,9 | 233,4 | 247,4 |
| Долгосрочный долг | 63,9 | 78,3 | 75,0 | 56,3 |
| Долгосрочные обязательства | 88,4 | 102,8 | 99,5 | 80,7 |
| Капитал | 316,3 | 350,5 | 367,7 | 436,3 |

Источник: ИК Проспект

Таблица 6. Расчет FCFF

| FCFF расчет (в млрд. руб.) | 2012 | 2013(ож.) | 2014(ож.) | 2015(ож.) |
|-------------------------------|-------|-----------|-----------|-----------|
| ЕБИТ*(1-t) | 11,1 | 20,1 | 27,4 | 32,1 |
| D&A | 16,6 | 19,6 | 20,4 | 23,3 |
| CAPEX | 49,0 | 60,0 | 43,0 | 30,0 |
| изменение оборотного капитала | 0,0 | -2,3 | 0,0 | 1,5 |
| FCFF | -21,4 | -18,0 | 4,8 | 23,9 |

Источник: ИК Проспект

Таблица 7. Расчет WACC
расчет WACC

| | |
|--|--------|
| безрисковая ставка (10 лет США) | 2,30% |
| безрисковая ставка (10 лет РФ евробонды) | 2,90% |
| стандартное отклонение индекса ММВБ | 3,4 |
| стандартное отклонение 10-летних еврооблигаций | 2,3 |
| страновая премия | 0,89% |
| ожидаемая рыночная доходность | 9,20% |
| риск рынка акций | 7,79% |
| Целевой уровень долга (D/(E+D)) | 30,00% |
| Бэта | 1,15 |
| Бэта (с долгом) | 1,6836 |
| Секторальный риск | 0,75% |
| Специфический риск компании | 3,00% |
| стоимость акционерного капитала | 19,16% |
| Стоимость долга | 10,00% |
| Налог на прибыль | 20,00% |
| стоимость долга (после налогов) | 8,00% |
| WACC | 15,81% |

Источник: ИК Проспект

Таблица 9. Анализ чувствительности целевой цены на конец 2013 года акций ИнтерПао относительно изменения оценки WACC и терминального темпа роста

| | анализ чувствительности целевой цены | | ставка дисконтирования (WACC) | | | | | | | |
|----------------|--------------------------------------|---------|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 0,023413 | 13% | 14% | 15% | 15,8% | 17% | 18% | 19% | 20% | 21% |
| постпрогнозный | 9% | 0,04717 | 0,03883 | 0,03314 | 0,02972 | 0,02578 | 0,02323 | 0,02114 | 0,01939 | 0,01790 |
| темпа | 8% | 0,03985 | 0,03403 | 0,02977 | 0,02709 | 0,02388 | 0,02174 | 0,01994 | 0,01840 | 0,01708 |
| роста (%) | 7% | 0,03497 | 0,03060 | 0,02724 | 0,02506 | 0,02236 | 0,02051 | 0,01894 | 0,01757 | 0,01638 |
| | 6% | 0,03148 | 0,02803 | 0,02528 | 0,02344 | 0,02112 | 0,01950 | 0,01809 | 0,01686 | 0,01577 |
| | 5% | 0,02886 | 0,02604 | 0,02371 | 0,02212 | 0,02008 | 0,01864 | 0,01737 | 0,01624 | 0,01524 |
| | 4% | 0,02683 | 0,02444 | 0,02242 | 0,02103 | 0,01921 | 0,01790 | 0,01674 | 0,01570 | 0,01477 |

Источник: ИК Проспект

Таблица 8. DCF-оценка акций ИнтерПао (в млрд. руб.)

| | |
|---|----------|
| оценка DCF (в млрд. руб.) | |
| Сумма дисконтированных FCFF | 35,3 |
| Терминальная стоимость | 325,3 |
| Дисконтированная терминальная стоимость | 209,4 |
| Чистый долг (на конец 2013 года) | 45,3 |
| Миноритарные доли (по текущей стоимости) | 45,0 |
| Чистая стоимость компании | 244,4 |
| Кол-во обыкновенных акций компании (млрд. шт.) | 10440 |
| Целевая цена на конец 2013 года (руб. за 1 акцию) | 0,023413 |
| Потенциал роста | 85,81% |

Источник: ИК Проспект

Аналитический отдел + 7 (495) 937 3363**Солодин Дмитрий**

Технический анализ
тел.: +7 (495) 933-32-34
solodin@itinvest.ru

Самарец Ольга

Потребительский сектор
доб. тел.: 6170
samarets@prsp.ru

Наумов Александр

Электроэнергетический сектор
доб. тел.: 2455
anaumov@prsp.ru

Егишянц Сергей

Макроэкономика, мировые рынки
тел.: +7 (495) 933-32-34
egishynts@itinvest.ru

Трейдинг + 7 (495) 937 3363**Лобанов Александр**

Начальник отдела
lobjr@prsp.ru

Кузнецова Ирина

kuznetsova@prsp.ru

Зуев Дмитрий

zouev@prsp.ru

Билялов Энвер

bilyalov@prsp.ru

Брокерская группа «Ай Ти Инвест - ПРОСПЕКТ»

119180, Москва, 1-й Голутвинский пер., д. 6

Тел.: +7 (495) 937 3363

Факс: +7 (495) 937 3360

www.prsp.ru

www.itinvest.ru

www.prospect.com.ua

www.plasma-prospect.com

Представленная информация базируется на достоверных источниках.

Тем не менее, содержание данного аналитического обзора может использоваться только в информационных целях. Брокерская группа «Ай Ти Инвест - Проспект» не несет ответственности за точность представленных данных.

Данный документ не является предложением на покупку или продажу каких-либо ценных бумаг.

Он также не является рекомендацией на покупку или продажу ценных бумаг, упомянутых в отчете.

Брокерская группа «Ай Ти Инвест - Проспект» и ее сотрудники, включая тех, кто готовил этот отчет, могут иметь позиции, а также покупать и продавать ценные бумаги упомянутых в отчете компаний.

Инвестирование в странах СНГ является исключительно рискованным, поэтому инвесторы должны самостоятельно тщательно проработать свое решение.

Все права на данный аналитический отчет принадлежат Брокерской группе «Ай Ти Инвест - ПРОСПЕКТ».

Перепечатка целиком или отдельными частями без письменного разрешения Брокерской группы «Ай Ти Инвест - Проспект» не допускается.