

Электроэнергетика

Вопрос качества

A'LEMAR
INVESTMENT GROUP



ИФК «Алемар»
тел. +7 (495) 411-6655
Россия, 117218, г. Москва,
ул. Кржижановского д.14, корп.3,
E-mail: research@alemar.ru
<http://www.alemar.ru>

Аналитики:

Василий Конузин
Виталий Домнич

Реформа, реакция, качественный скачок?

Сектор электроэнергетики стал рекордсменом по темпам роста 2009-2010 годов, сумев вырасти с минимальных значений 2008 года почти в 3,5 раза и выйти на докризисные уровни. Однако заряд оптимизма, связанный с перспективами либерализации энергорынка, вводом долгосрочного рынка мощности и переходом сетевых компаний на новую систему тарифного регулирования, похоже, иссяк. В ближайшие годы энергетика будет лишена столь мощных фундаментальных факторов для роста, а скорее, напротив, будет вынуждена столкнуться с реакционными по отношению к свободному рынку действиями правительства, направленными на сдерживание темпов роста цен на электроэнергию. В данном контексте, единственным мериллом успеха и инвестиционной привлекательности компаний отрасли станет эффективность их работы в новых, не всегда дружественных, условиях.

- Рост российской экономики будет способствовать дальнейшему восстановлению энергопотребления в России. С одной стороны, это будет стимулировать производство электроэнергии и тепла, а, следовательно, и выручки энергокомпаний, однако с другой – за счет неизбежного роста расходов увеличивать разрыв между эффективными и неэффективными участниками рынка.
- Итоги 2010 года и первые месяцы 2011 года продемонстрировали способность генерирующих компаний компенсировать в ценах на РСВ не только топливные затраты, но и частично закладывать в них недополученные доходы от продажи мощности, подпавшей после КОМа на 2011 год под фактическое госрегулирование.
- На фоне неумолимого удорожания топливной составляющей и стремления государства в предвыборный год во что бы то ни стало сдержать рост цен на электроэнергию эффективность работы на оптовом рынке приобретет жизненно важное значение для генераторов, способствуя дальнейшему расширению спрэдов в оценке эффективных и неэффективных мощностей.
- После полной либерализации энергорынка с 1 января 2011 года регулирование тарифов на передачу и распределение электроэнергии остается одним из основных возможных способов сдерживания роста конечных цен на электроэнергию.
- Бархатная национализация: в глубинах отрасли уже назрели существенные изменения, которые должны будут в ближайшее время привести к существенным сдвигам в ее структуре, способствовать запуску процессов консолидации энергокомпаний по признаку собственности, реконфигурации портфелей энергоактивов игроков.
- Провал энергопотребления в кризис предоставил отрасли своеобразную отсрочку в решении насущных проблем, однако теперь они вновь обретают актуальность по мере того, как энергодефицитные регионы приближаются к максимумам потребления электроэнергии, требуя увеличения мощностей и «расшивки» сетевых ограничений.

Наиболее перспективные акции:

Генерация

ОГК-4

(ММВБ: ОГК4)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	2,71
Цель, руб.:	3,46
Потенциал роста	28%

ОГК-5

(ММВБ: ОГКЕ)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	2,51
Цель, руб.:	4,11
Потенциал роста	64%

ТГК-1

(ММВБ: ТГКА)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	0,018
Цель, руб.:	0,024
Потенциал роста	33%

РусГидро

(ММВБ: HYDR)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	1,42
Цель, руб.:	1,84
Потенциал роста	30%

МРСК

Холдинг МРСК

(ММВБ: MRKH)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	4,62
Цель, руб.:	6,01
Потенциал роста	30%

Ленэнерго

(ММВБ: LSNG)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	23,82
Цель, руб.:	49,40
Потенциал роста	107%

МРСК Северного Кавказа

(ММВБ: MRKK)	
Рекомендация:	покупать
Цена, руб.:	141
Цель, руб.:	257
Потенциал роста	82%

Оглавление

Прогнозы производства и потребления электроэнергии	4
Ключевые макроэкономические предпосылки	4
Прогноз производства электроэнергии	5
Баланс/структура генерирующих мощностей	7
Рынок электроэнергии	10
Оптовый рынок электроэнергии	10
Рынок мощности	14
Розничный рынок электроэнергии	18
Регулируемый сектор	21
Переход на RAB	21
Ценовое «сдерживание»	22
Реконфигурация генерации	25
«Бархатная национализация»	25
Консолидация частного сектора	26
Операционная деятельность	27
Оптимизация моделей управления в генерации	27
Результаты деятельности генерации в 2010 году	28
Операционные результаты электросетевых компаний	33
Инвестиции	37
Ставка на качественное повышение эффективности	37
Инвестиции в генерацию	39
Инвестиции в сети	41
Инвестиционное заключение	45
Генерация	45
Сети	53

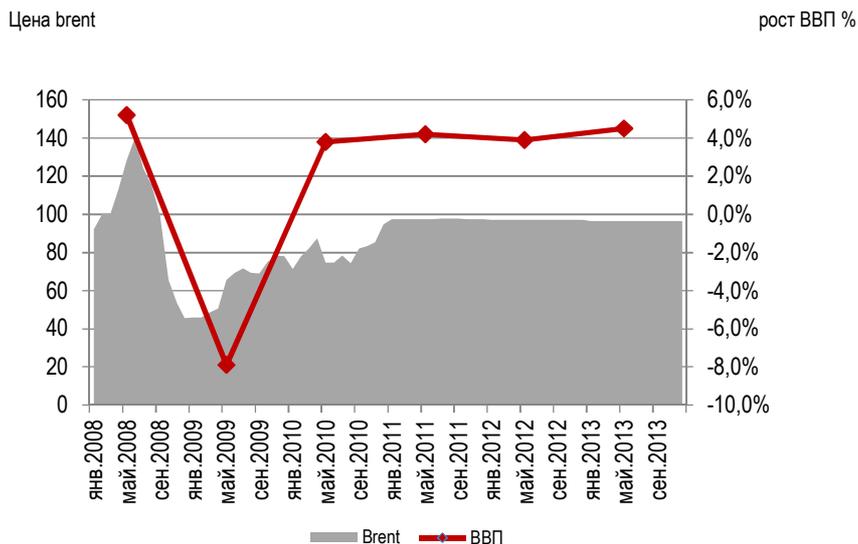
Прогнозы производства и потребления электроэнергии

Рост российской экономики будет способствовать дальнейшему восстановлению энергопотребления в России, с одной стороны стимулируя производство электроэнергии и тепла, а, следовательно, и выручки энергокомпаний, однако с другой, за счет неизбежного роста расходов, увеличивая разрыв между эффективными и неэффективными участниками рынка.

Ключевые макроэкономические предпосылки

В соответствии с ожиданиями Министерства Экономического Развития темпы роста ВВП РФ в 2011 году должны составить 4,2% против 2,5% в 2010 году, а темпы роста промышленного производства - 3,9%, против ожидаемых 8,3% в 2010 году. Одним из основных факторов, способствующих восстановлению российской экономики, должны стать растущие цены на нефть, официальный прогноз правительства по которым на ближайшие три года лежит в диапазоне \$65-70 за баррель. Однако, судя по фьючерсам на нефть марки Brent, котировки «черного золота», учитывая накопленную финансовой системой ликвидность, не опустятся ниже отметки \$90, с одной стороны стимулируя рост российской экономики, с другой – содействуя разгону мировой инфляции, в особенности по энергоносителям и сырьевым активам.

График цены на нефть и ВВП РФ



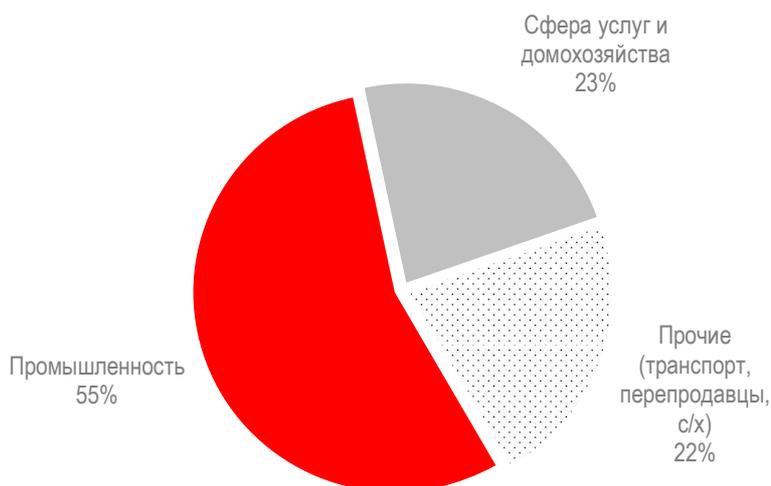
Источник: АПБЭ, Bloomberg

Несмотря на то, что нефтяные котировки в конце 2010 года преодолели рубеж в \$90/баррель, создавая тем самым предпосылки для более уверенного роста российской экономики в сравнении с

правительственными прогнозами, наличие целого ряда потенциальных угроз заставляет нас придерживаться более консервативных оценок в отношении перспектив экономического развития России. Среди потенциальных угроз для роста, прежде всего, стоит выделить низкие темпы роста корпоративного кредитования, слабое потребление, а также потенциальное укрепление рубля, грозящее «срезать» часть профицита внешней торговли страны.

Промышленность – основной потребитель электроэнергии в России – продолжит расти в 2011 году. Вместе с тем, в 2011 году ожидается довольно ощутимое снижение темпов роста промпроизводства – до 3,5-3,8% по сравнению со скачком на 8,3% в прошлом году, во многом обусловленным активным восстановлением производства предприятиями, занятыми в сфере добычи полезных ископаемых, и обрабатывающими производствами.

Структура потребления электроэнергии



Источник: АПБЭ

Инфляция, по прогнозу Центробанка РФ, составит в 2011 году 6-7%, однако инфляция издержек энергетиков будет существенно большей ввиду опережающего роста цен на газ, которые в очередной раз вырастут на 15%, поэтому в целом для генерации инфляция издержек составит около 10-11%, что, соответственно, найдет отражение и в ценах оптового рынка.

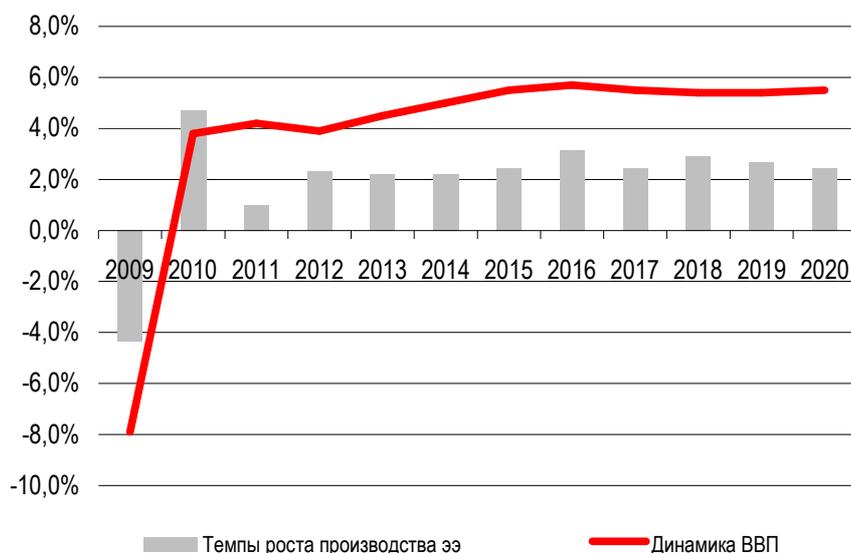
Прогноз производства электроэнергии

Преодоление в 2010 году докризисного уровня энергопотребления (1023 млрд кВтч в 2008 году), заложит не только основу для роста выручки энергокомпаний, но также в очередной раз акцентирует ключевые проблемы отрасли, которые была призвана решить реформа РАО ЕЭС России: угрозу дефицита электроэнергии, низкую энергоэффективность, износ.

Исходя из эластичности функций спроса и производства электроэнергии по отношению к правительственным прогнозам темпов роста ВВП и промпроизводства ожидается, что прирост электропотребления в 2011 году должен замедлиться. После скачка на 4,6% в 2010 году, вызванного оживлением экономики, а также климатическими аномалиями, прогнозы по темпам роста энергопотребления в целом по России¹ варьируются в пределах 0,4-2%. Учитывая текущие макроэкономические тенденции, более вероятен прирост на уровне 1%. Таким образом, потребление электроэнергии в 2011 году может вырасти до 1026 млрд кВтч, а выработка электроэнергии составит около 1042 млрд кВтч. Довольно заметное снижение темпов роста энергопотребления можно объяснить, как ожиданиями нормализации климатических условий, так и стабилизацией спроса на электроэнергию со стороны отраслей промышленности, активно наращивавших производство в течение 2010 года и отвечающих более чем за половину потребления электроэнергии в стране.

В структуре производства электроэнергии основной прирост ожидается по гидрогенерации – на уровне 9,5%², что обусловлено увеличением установленной мощности ГЭС (в частности, вводами первых агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС, запуском Богучанской ГЭС), а также и экономическими предпосылками: снижением производства электроэнергии ТЭС (ожидается рост выработки на 2,3%), которые в основной массе будут тяготеть к работе в теплофикационном режиме, избегая дополнительных нагрузок. В данном контексте 2011 год закладывает неплохой фундамент для роста выручки гидрогенерации - РусГидро, Иркутскэнерго.

Динамика ВВП и производства электроэнергии в РФ



Источник: данные АПБЭ, прогнозы ИФК «Алемар»

¹ Согласно прогнозам Минэнерго и ФСТ (0,4%), а также Совета рынка (1-2%)

² По данным ФСТ (прогнозный баланс мощности)

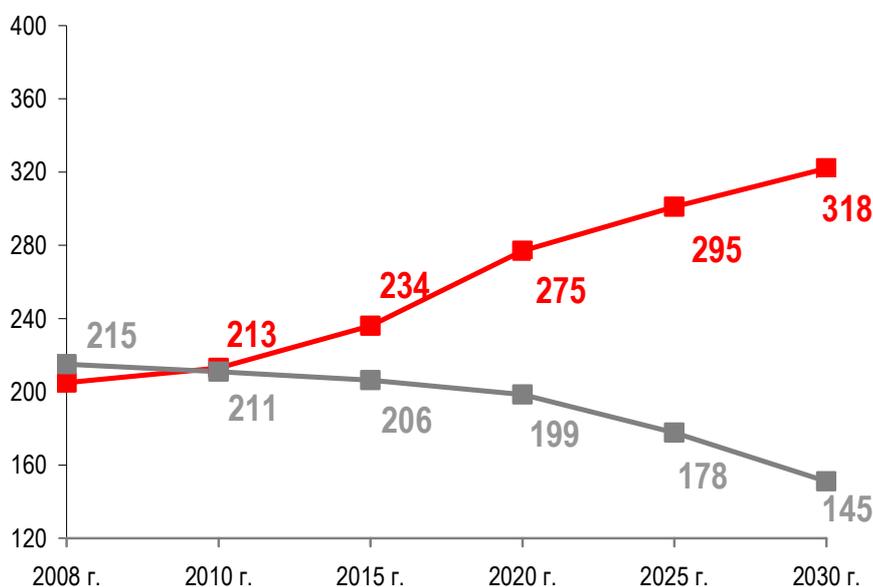
В дальнейшем темпы роста электропотребления и выработки электроэнергии по прогнозам будут укладываться в диапазон 2-3% и достигнут к 2020 году в соответствии с базовым сценарием скорректированной генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 1288 млрд кВтч.

Баланс/структура генерирующих мощностей

Прогнозы Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) предполагают, что к 2015 году потребность во вводах новых мощностей составит 28 ГВт, а к 2020 году уже 76 ГВт, и это при том, что темпы роста потребления электроэнергии подверглись значительной корректировке: с 4,1% ежегодного прироста, заложенного в инвест-программе РАО ЕЭС до 2-3% в скорректированном в 2010 году варианте генеральной схемы. Совокупный объем требуемой установленной мощности составляет 234 ГВт в 2015 году и 275 ГВт в 2020 году, при этом предполагается, что в ближайшие пять лет на фоне демонтажа устаревшего оборудования мощность действующих электростанций снизится на 5 ГВт до 206 ГВт, а в 2020 году – на 12 ГВт до 199 ГВт.

Пятилетняя инвестиционная программа генкомпаний нацелена на опережающий потребности ввод энерго мощностей: так, на периоде 2010-2015 годов предполагается ввести в эксплуатацию 41,3 ГВт новых мощностей, а к 2020 году – 79,9 ГВт.

Потребность во вводах новых генерирующих мощностей



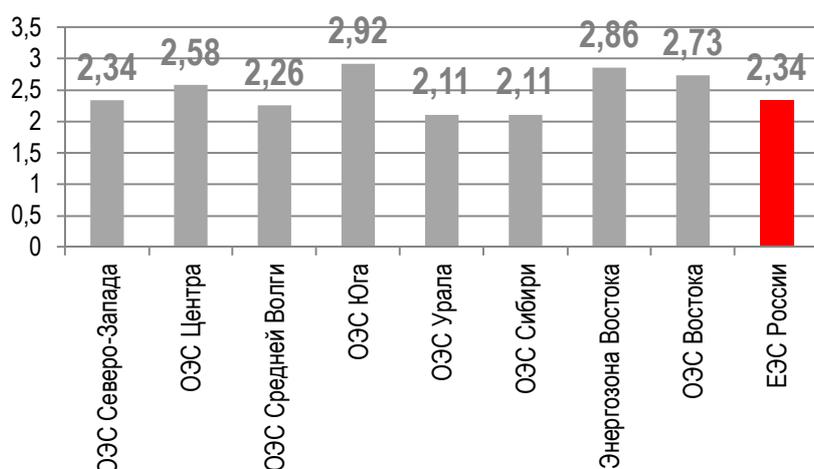
Источник: АПБЭ

В производстве электроэнергии на прогнозном периоде 2011-2020 гг. продолжат доминировать теплогенерирующие мощности. В ближайшие годы на фоне демонтажа оборудования ТЭС доля тепловой генерации в структуре производимой электроэнергии незначительно снизится, однако в дальнейшем (к 2017 году) по мере вводов нового оборудования тепловая

генерация восстановит свои позиции, минимизируя, таким образом, структурные изменения в производстве электроэнергии. В то же время, в соответствии с генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики в развитии тепловой генерации больший акцент будет сделан на строительство угольных мощностей, в особенности в Сибири, на Дальнем Востоке и Урале, - т.е. регионах, незначительно удаленных от основных угольных бассейнов страны. Как следствие, к 2020 году доля газовой генерации в совокупном объеме произведенной электроэнергии должна снизиться с текущих 43% до 35%, при одновременном увеличении производства электроэнергии угольной генерацией – с 23% до 31%.

Среди наиболее перспективных с точки зрения роста потребления электроэнергии регионов в базовом варианте сценарных условий развития электроэнергетики РФ АПБЭ выделяет ОЭС Юга (в том числе благодаря проведению Олимпиады в Сочи), ОЭС Востока, ОЭС Центра (где определяющим является развитие энергосистемы Москвы и области). Соответственно, именно компании, оперирующие в этих регионах, имеют наибольшие перспективы для наращивания мощностей.

Прогнозы среднегодового прироста электропотребления по ОЭС России в 2011-2020 гг. (%)



Источник: АПБЭ

От прироста электропотребления в регионах может выиграть Газпромэнергохолдинг, располагающий двумя мощными ГРЭС на юге (Новочеркасская и Ставропольская) совокупной мощностью 4,5 ГВт и строящий Адлерскую ТЭЦ (360 МВт установленной мощности). За счет роста энергопотребления в ОЭС Центра и Юга потенциально выиграет Enel ОГК-5, генерирующие мощности, которой расположены западнее в Европейской части РФ и на Урале, при этом возможности компании по наращиванию выработки электроэнергии будут подкреплены вводом новых блоков на Среднеуральской (+410 МВт) и Рефтинской ГРЭС (+300МВт), а также Невинномысской ГРЭС (+410 МВт). Неплохие перспективы по наращиванию выработки имеет ОГК-4, за счет мощностей в Центральной части РФ – Шатурской ГРЭС (на которой в конце 2010 года был пущен новый блок 400 МВт), а также Смоленской ГРЭС.

Мы не считаем, что региональная теплогенерация существенно выиграет от роста электропотребления, компенсировать который преимущественно будут Гидрогенерация и ОГК. Региональные тепловые станции в силу доминирования теплофикационного режима выработки в большей степени будут зависеть от спроса на тепло и эффективности работы на розничном рынке. Таким образом, на региональном уровне наибольший интерес представляют ТГК, обладающие потенциалом для наращивания тепловой выработки (в том числе, за счет вводов новых тепловых мощностей) и имеющие перспективы для повышения эффективности производства электроэнергии (за счет модернизации существующего генерирующего оборудования). Кроме того, преимущество получают холдинги, имеющие прочные позиции на региональных розничных рынках, что позволит им хеджировать риски ценовых колебаний на оптовом рынке.

Перспективные вводы генерирующих мощностей на горизонте 2015-2017 гг. (согласно ДПМ)



Источник: Совет рынка

Из конкретных примеров можно выделить ТГК-4, которая в рамках ДПМ должна нарастить свои электрогенерирующие мощности более чем на треть, что приведет к качественному повышению эффективности компании. Отдельно надо выделить КЭС-Холдинг, который, помимо прибавки к выработке за счет увеличения и повышения эффективности генерирующих мощностей (+20% прибавки по электрической мощности), также получает преимущество из-за синергии генерации и сбытового бизнеса в регионах присутствия своих ТГК. Крупнейшим проектом КЭС Холдинга на рынке тепла можно считать строительство Нижегородской ТЭЦ, установленная электрическая мощность которой составит 975 МВт (+31% к текущей установленной мощности ТГК-6), тепловая - 711Гкал/в час (+6% к текущей установленной мощности ТГК-6).

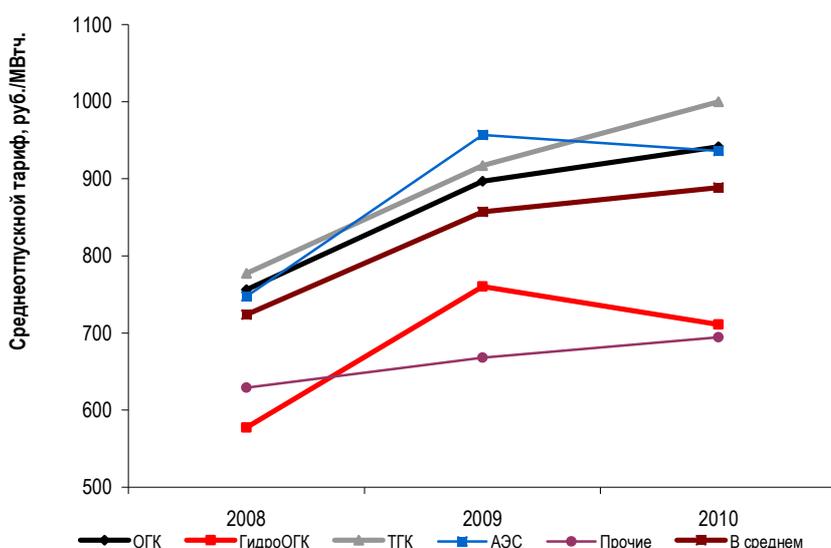
Рынок электроэнергии

Итоги 2010 года и первые месяцы 2011 года продемонстрировали способность генерирующих компаний компенсировать в ценах на РСВ не только топливные затраты, но и частично закладывать в них недополученные доходы от продажи мощности, подпавшей после КОМа на 2011 год под фактическое госрегулирование. Вместе с тем, на фоне неумолимого удорожания топливной составляющей и стремления государства в предвыборный год во что бы то ни стало сдержать рост цен на электроэнергию эффективность работы на оптовом рынке приобретет жизненно важное значение для генераторов, способствуя дальнейшему расширению спрэдов в оценке эффективных и неэффективных мощностей.

Оптовый рынок электроэнергии

В 2010 году существенно снизилось влияние госрегулирования на оптовом рынке электроэнергии. С 1 января доля нерегулируемого сектора рынка составляла 60% (за исключением поставок населению), с 1 июля – 80%. Регулирующие органы преднамеренно ограничили темпы повышения тарифов в последний год переходного периода, рассчитывая, что компании смогут компенсировать большую часть переменных расходов, а также, недополученную прибыль по рыночным ценам на РСВ. По данным ФСТ РФ, повышение тарифов в среднем для ОГК составило 5%, для ТГК – 9%, для ГидроОГК регулируемый тариф и вовсе снизился на 7%, в то время как цены на РСВ выросли в среднем на 20-30% (в зависимости от ценовой зоны).

Динамика регулируемых тарифов поставщиков оптового рынка

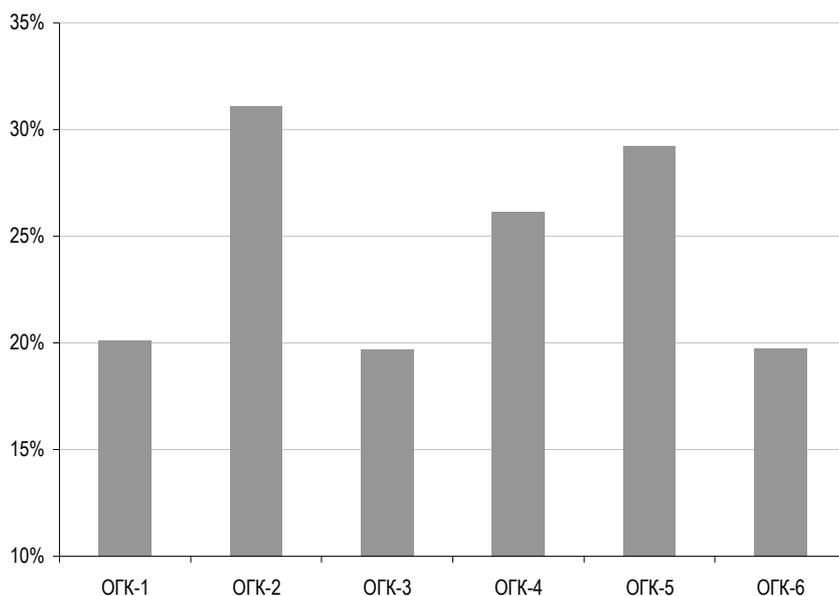


Источник: данные ФСТ РФ

Большинство генерирующих компаний наглядно доказали способность компенсировать топливные затраты через рынок электроэнергии, на

который в среднем по году приходилось около 65% от общего фактического потребления. На фоне повышения регулируемых тарифов для ОГК и ТГК на 5-9% выручка генкомпаний с 1 кВтч отпущенной электроэнергии за 9 месяцев 2010 года увеличилась на 20-30%, что примерно соответствует среднегодовому приросту цен на газ (как известно, оптовый тариф на газ с 1 января 2010 года был увеличен на 15%, однако из-за поэтапного повышения тарифа в 2009 году, его рост по среднему за год значению составил около 25,6%).

Динамика выручки ОГК по МСФО (9 мес. 2010 / 9 мес 2009), %



Источник: данные компаний

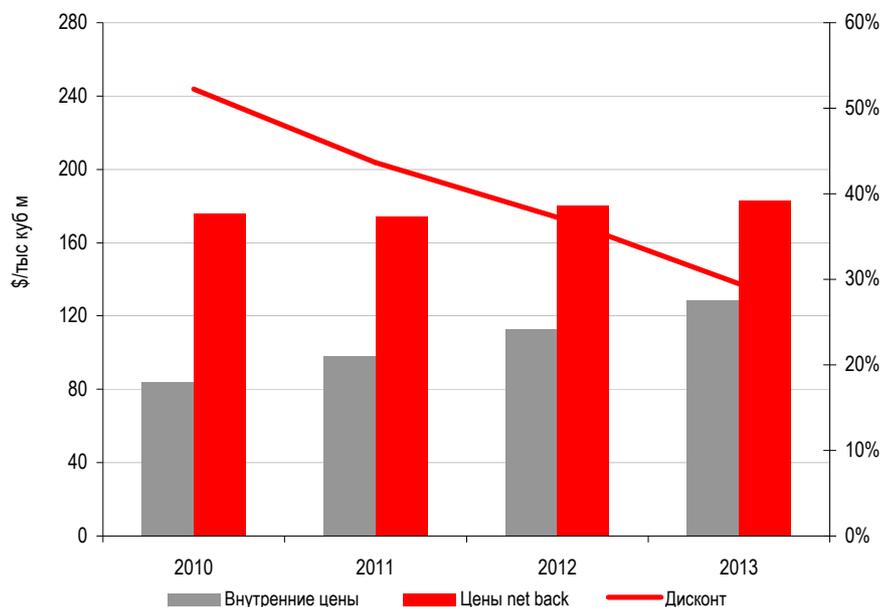
Мы полагаем, что зависимость оптовых цен от топливной составляющей расходов еще более укрепится в 2011 году, когда либерализация рынка достигнет 100% без учета населения. Генераторы постараются максимально заложить топливные расходы в цены на электроэнергию. В результате, цены на электроэнергию будут расти пропорционально топливной составляющей расходов.

Государственная политика в отношении внутренних цен на газ на 3-летний период (до 2013 года) ориентирована на сокращение разрыва между доходностью поставок газа на внутренний и внешний рынок, а также постепенное выравнивание образовавшихся диспропорций между ценами на газ, уголь, мазут в целях стимулирования роста потребления угля и других видов топлива. С 1 января 2011 года оптовый тариф на газ был увеличен на 15%. В 2012-2013 годах, в соответствии со сценарными условиями развития экономики³, тарифы на газ будут ежегодно прирастать также на 15%. В итоге, на периоде 2011-2013 гг. тарифы на газ вырастут почти на 52%. При этом внутренние цены на газ (93 евро/тыс. куб. м. в 2011

³ Подготовленными МЭР

году) все равно останутся на треть ниже цен net back (140 евро/тыс. куб. м.)⁴.

Дисконт внутренних цен на газ к ценам net back



Источник: Минэкономразвития РФ

При сохранении планов правительства по выходу на равнодоходный уровень цен на газ на внутреннем и внешнем рынках с 1 января 2015 года в 2014 году можно ожидать взрывного роста внутренних цен (на 30%), либо очередного переноса сроков выравнивания с ценами net back еще на 1 год. Начиная с 2016 года темпы роста тарифов должны снизиться до 7-10% при условии стабилизации мировых цен на нефть.

Учитывая сохранение правительственных планов в отношении роста тарифов на газ, мы подтверждаем свой прогноз почти двукратного увеличения оптовых цен на электроэнергию в перспективе до 2015 года. Для ценовой зоны Европа-Урал, где наиболее значима топливная составляющая, оптовая цена вырастет с 842 руб./МВтч в 2010 году до 1608 руб./МВтч в 2015 году. В ценовой зоне Сибири, где около 50% в структуре производства занимают ГЭС, оптовые цены будут более чувствительны к колебаниям спроса на электроэнергию. При этом, если принимать в расчет растущий спрос на электроэнергию со стороны промышленности, существующий дисконт по отношению к «европейским» ценам должен будет сократиться с текущих 50% до более привычных 30%.

По всей видимости, на фоне растущего в преддверии выборов политического давления на энергетиков, государство ужесточит контроль над ценообразованием оптового рынка электроэнергии, в особенности в части «квазирегулируемого» сегмента мощности. В частности, речь идет о

⁴ За вычетом транспортировки и экспортных пошлин

последних правительственных инициативах по сдерживанию цен на мощность, а также угрозах пересмотра стоимостных параметров ДПМ.

В данном контексте эффективность работы генкомпаний на оптовом рынке, предопределяет их положение на рынке. Генераторы постараются компенсировать выпадающие из «кошелька» доходы от продажи мощности на оптовом рынке, что приведет к дальнейшей дифференциации игроков на рынке, позволив, с одной стороны, высокорентабельным компаниям закрепиться на лидирующих позициях, а, с другой стороны, вынудив неэффективные компании балансировать на грани безубыточности.

Отчасти именно перенос недополученной части доходов от продажи мощности обусловил рост цен на электроэнергию с начала 2011 года. По совокупности факторов (включая погодные) к началу марта равновесная цена электроэнергии на оптовом рынке доходила до 1250 руб. за МВтч в первой ценовой зоне, а в целом по месяцу превышение над прошлогодними уровнями составило 30%. Если сопоставлять цены на российском рынке электроэнергии с европейскими, то на сегодня дисконт по ценам на электроэнергию в первой ценовой зоне⁵ к марту 2011 года составил около 40% по отношению к контрактам на сутки вперед в Европе⁶: около 1142 руб. (EUR 28,5) против EUR 50. Если учесть перспективы дальнейшего роста цен на газ на внутреннем рынке, то Россия сможет сравняться по уровню оптовых цен на электроэнергию с Европой уже к 2015 году при незначительном улучшении текущих, весьма слабых, по сравнению с европейскими аналогами, уровнях рентабельности⁷. Как следствие, несмотря на рост выручки, низкая эффективность, по-прежнему будет обуславливать существенный дисконт отечественной генерации по отношению к зарубежной (примерно в 3-4 раза, что соответствует \$250-300 в среднем по рынку), при этом верхняя граница, заданная эффективными компаниями, составит около \$850 за кВт установленной мощности, нижняя – около \$150/кВт.

Среди потенциальных лидеров рынка в сложившейся ситуации, выделяются: РусГидро, в пользу которой будет играть дешевизна производства электроэнергии, и «иностранцы» генераторы (ОГК-4 и Энеп ОГК-5), сумевшие сократить расходы, в том числе топливные, и повысить эффективность портфеля генерирующих активов за счет ввода новых, более экономичных, мощностей.

В целом, ТГК в силу нагрузки по тепловой выработке и не вполне адекватной компенсации расходов по производству тепла, будут смотреться хуже ОГК и, видимо, столкнутся со снижением рентабельности.

⁵ Равновесные цены на электроэнергию

⁶ Данные Bloomberg, НП Совет рынка

⁷ В среднем 8-12% для тепловой генерации, против 20-25% у зарубежных аналогов из развитых стран

Впрочем, в этом сегменте можно выделить ТГК с высокой долей теплофикационной выработки и относительно эффективным подбором оборудования, за счет которого они смогут догнать более «мобильный» с точки зрения «рыночной выработки» электроэнергетики сегмент ОГК. В частности, мы ждем сохранения рентабельности продаж столичных генкомпаний Мосэнерго, ТГК-1.

РЫНОК МОЩНОСТИ

В 2010 году были приняты основные положения концепции долгосрочного рынка мощности и проведен первый конкурентный отбор мощности (КОМ) на 2011 год по правилам долгосрочного рынка. Его результаты оказались хуже ожиданий, так как в подавляющем большинстве ЗСП цены ограничивались регулятором сверху, а свободные цены, сформировавшиеся лишь в 2-х из 29-ти ЗСП, не сильно отличались от *price-cap*.

В апреле 2010 года правительство РФ приняло постановление №238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии (мощности) переходного периода». В совокупности с ранее утвержденным постановлением правительства №89 «О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности)» эти документы сформировали необходимую платформу для запуска долгосрочного рынка мощности, положив конец предшествующему длительному противостоянию между поставщиками и потребителями электроэнергии.

Надо отметить, что изначально было ожидаемым, что правительство перестрахуется от резких скачков цен и использует механизм введения ограничений на цены при реализации определенных условий, чтобы сгладить переход к свободному рынку и свободным ценам. Как оказалось, правила проведения КОМ предусматривают сразу несколько вариантов искусственного регулирования цен:

1. Установление предельного уровня цены,
2. Перевод мощности на «вынужденный режим»,
3. Регулирование 15% самых дорогих заявок, прошедших КОМ

Ответственность за решения по установлению предельной цены была закреплена за Федеральной антимонопольной службой. ФАС получила возможность устанавливать *price-cap* при отборе заявок поставщиков старой мощности на тех территориях, где будет установлен факт отсутствия конкуренции. В свою очередь антимонопольное ведомство, особо не церемонясь, признала уровень конкуренции достаточным лишь в 2-х из 29-ти зон свободного перетока (ЗСП).

Таким образом, по итогам первого КОМ на 2011 год, проведенного в декабре 2010 года, свободные цены были сформированы только в ЗСП двух энергосистем Центра и Урала. В остальных 26 зонах отбор мощности

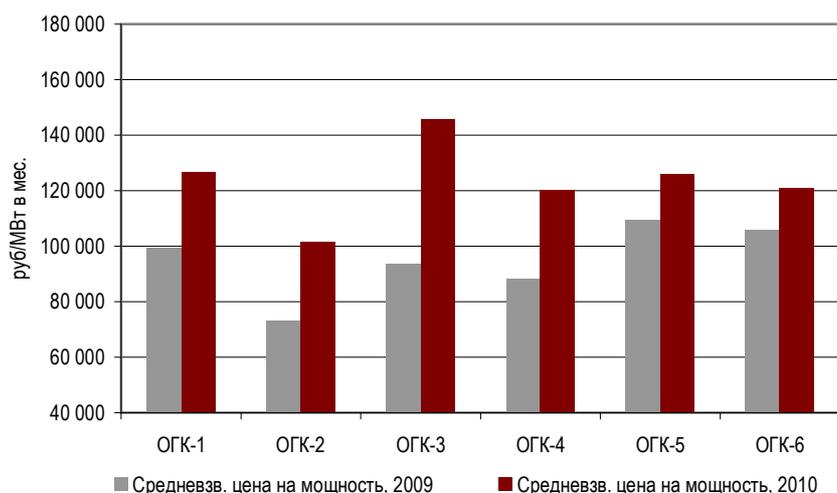
проводился с использованием предельного уровня цены, установленного в размере 118,1 тыс. руб. за 1 МВт в месяц для ЗСП первой ценовой зоны и 126,4 тыс. руб. за 1 МВт в месяц – для ЗСП второй ценовой зоны.

Еще одним элементом госрегулирования на первых «свободных» долгосрочных торгах мощностью стал перевод части электростанций (или отдельных энергоблоков) на так называемый вынужденный режим. Это либо станции, которые не удовлетворяли техническим условиям Системного оператора, либо энергоблоки, имеющие слишком высокие постоянные расходы. Для вынужденного режима цену на мощность и тариф на электроэнергию определяла Федеральная служба по тарифам (ФСТ).

Естественно, что в большинстве случаев тариф ФСТ для вынужденных генераторов значительно превышал рпсе-сар. Диапазон тарифов на мощность в вынужденном режиме составил от 99 до 1490 тыс. руб. за 1 МВт в месяц, при этом максимальный тариф получила Уренгойская ГРЭС (принадлежит ОГК-1, находящейся в управлении Интер РАО). Эта станция имеет особое стратегическое значение, так как расположена в крупнейшем узле российской газодобычи (Ямало-Ненецкий автономный округ), а также является единственной тепловой станцией в ЯНАО.

Отбор 15% самых высоких заявок дополнительно отсеял наиболее дорогую мощность, которая также подверглась регулированию ФСТ по принципу «экономически обоснованного тарифа». Таким образом, финальную цену КОМ-2011 в ЗСП Центра и Урала определила максимальная из оставшихся заявок, которая уже была близкой к рпсе-сар, установленным государством для других ЗСП. Цена мощности составила 123 тыс. руб. за 1 МВт в месяц, что лишь на 4% выше рпсе-сар для ЗСП первой ценовой зоны.

Итоги КОМ по ОГК



Источник: данные ФСТ, НП Совет рынка, расчеты ИФК «Алемар»

Мы полагаем, что в ближайшие годы темпы роста цен на мощность будут ограничиваться сверху. Ранее ожидалось, что на горизонте до 5 лет среднерыночная цена мощности выйдет на уровень, позволяющий за 10 лет при WACC равном 12% окупить строительство самой дешевой

мощности стоимостью \$600-650 за 1 кВт. С учетом последних заявлений и инициатив правительства наиболее вероятным сценарием на 2011-2012 годы видится госрегулирование с ростом цен на 10-15% ежегодно.

В результате введенных ценовых ограничений, рынок мощности фактически вернулся в русло госрегулирования. В данном контексте, генераторы имеют две потенциальных возможности для компенсации постоянных расходов, которые был призван возвращать рынок мощности:

- за счет включения мощностной составляющей в цены на электроэнергию на оптовом рынке,
- за счет строительства новых блоков, подпадающих под заключаемые с Системным оператором договоры на предоставление мощности (ДПМ).

Ценовая вилка ДПМ существенно отличается от стандартного долгосрочного рынка мощности. Ежемесячные платежи за мощность варьируют в зависимости от региона, типа используемого топлива, а также особенностей блока и составляют от 494 тыс. руб. до 1779 тыс. руб./МВт в месяц, что в разы превышает цены КОМ. Эти платежи гарантируют энергетикам, при WACC равном 14%, возврат 71–95% капитальных затрат на новое строительство в течение 10 лет для ТЭС и 20 лет – для ГЭС и АЭС.

Расчет стоимости 1 кВт мощности в рамках ДПМ строится, исходя из оценки стоимости строительства 1 кВт эталонной мощности в диапазоне от 28,77 тыс. руб. (\$960) до 53,45 тыс. руб. (\$1780). Стоит отметить, что под понятие ДПМ, с одобрения Системного оператора, то есть в случае востребованности новой мощности, может попасть любой строящийся блок. Параметры ДПМ будут определять цены на новую мощность в целом.

Плата за мощность для вводимых по ДПМ объектов, тыс. руб./МВт·месяц

Топливо	Газ			Уголь	
	>250т	150-250	<150	>225	<225
Юг	500	617	771	1048	1130
Юг-Волги-Азов	494	609	762	1035	1116
Центр	524	647	810	1100	1187
Урал	554	685	858	1165	1257
Сибирь	828	976	1169	1647	1779

Источник: НП Совет рынка

Принимая во внимание практику искусственного сдерживания цен на мощность в рамках КОМ, генераторам выгодно заключать ДПМ, параметры которых, по крайней мере, в текущей редакции, позволяют рассчитывать на полную окупаемость проектов на 10-летнем горизонте по ставке 14% годовых. Основной риск в данном контексте представляют негарантированные в рамках ДПМ поступления (заложенные в денежный

поток доходы от продажи электроэнергии), которые могут существенно скорректировать показатели внутренней нормы доходности проектов.

Существенное влияние на ставки за мощность в рамках ДПМ приобрела география и топливо строящихся блоков. Так, в целях стимулирования строительства угольных мощностей, плата за мощность для строящихся в Сибири энергоблоков на угле почти в 2,5 раза превосходит плату за мощность для газовых блоков в европейской части России. Соответственно, основными бенефициарами ДПМ, исходя из заявленных ставок на новую мощность, должны стать Кузбассэнерго и ТГК-13.

Несмотря на запуск долгожданного долгосрочного рынка мощности, в ближайшие годы реальный экономический эффект от его внедрения будет ограниченным ввиду незначительного объема новых мощностей, введенных в эксплуатацию с 2007 года. Именно эта мощность, согласно постановлению правительства, попадает в категорию новой, которая будет оплачиваться в рамках ДПМ. Соответственно, фактический прирост денежного потока от продажи новой мощности генкомпания смогут ощутить лишь после ввода блоков в эксплуатацию, т.е. не ранее чем через два-три года.

Более того, необходимость исполнения обязательства по ДПМ на горизонте 2-3 лет может иметь больше минусов, чем плюсов для генкомпаний. «Инвестиционный простой» в кризисном 2009 году привел к тому, что генераторы будут вынуждены в ближайшие годы ускорить темпы нового строительства. Это, в свою очередь, приведет к наращиванию долговой нагрузки и ухудшению финансовых результатов, а также отрицательно повлияет на рыночную оценку акций генерирующих компаний.

Пока можно говорить о том, что от высокой платы за мощность по ДПМ в наибольшей степени выиграют генерирующие компании с высокими объемами инвестобязательств. Среди ОГК это ОГК-3 и ОГК-4 (новая мощность составит 27-29% от существующей), среди ТГК – ТГК-2 (65%), ТГК-9 (43%) и ТГК-4 (33%). Отдельно надо выделить ОГК-5, которая уже выполнила свои инвестобязательства (пусть и не столь значительные как у других ОГК) и, соответственно, может рассчитывать на дополнительный доход от реализации построенной мощности на уровне 5 млрд руб. в год.

С учетом того, что мощности, строящиеся в рамках ДПМ, уже фактически получили гарантию окупаемости инвестиций, основной интригой 2011 года станут итоги КОМ на существующую мощность. Последние инициативы Совета рынка создают риски сдерживания цен регулятором в условиях отсутствия дефицита мощностей.

Изначально планировалось, что этот КОМ будет проведен до 1 июля и сразу на 4 года вперед (2012-2015 годы). Такой сценарий способствовал бы повышению определенности на рынке мощности и прогнозируемости финансовых результатов энергокомпаний. Однако в конце февраля – начале марта стало известно, что НП «Совет рынка» разрабатывает новую модель ДПМ, в которой отсутствует рыночный способ отдельного определения цены на мощность и на электроэнергию. В частности, Совет

рынка предлагает отказаться от ценовых заявок на КОМ, а отбор проводить только по объемам мощности электростанций. После сбора заявок Системный оператор будет делать вывод о достаточности объема предложения и принимать решение о стоимостной оптимизации. Это может означать, что в отсутствии дефицита мощностей рост цен будет сдерживаться регулятором. Что касается сроков проведения КОМ, то, согласно последней информации, в этом году пройдет конкурентный отбор только на 2012 год, а лишь в следующем году - на четырехлетний период.

Очередное изменение установленных правил рынка мощности добавляет неопределенности в секторе генерирующих компаний и уже было негативно воспринято участниками рынка.

Розничный рынок электроэнергии

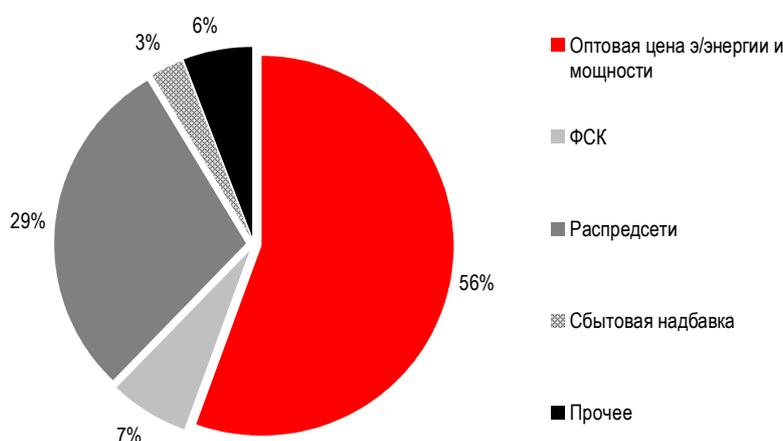
Основным фактором удорожания цен на электроэнергию для конечных потребителей в 2011 году, помимо оптовых тарифов, станет переход распределительных электросетевых компаний на RAB. За счет ежегодной индексации тарифов магистральных сетей (на 20-25%) и тарифов розничных сетей (на 15%) сети ежегодно будут вносить около 6 п.п. в темпы роста цен для конечных потребителей. Учитывая «политические» обязательства Правительства по удержанию темпов роста цен для конечных потребителей на уровне 15%, в ближайшие два года энергокомпании, столкнутся с существенными ограничениями в сегментах рынка, прямо или косвенно (как рынок мощности) регулируемых государством.

С 2011 года регулируемые оптовые тарифы на электроэнергию будут касаться только населения и неценовых зон, совокупная доля потребления электроэнергии которыми составит около 24% от общего объема потребления. Для населения тарифы продолжают индексироваться на 10% ежегодно и, по всей видимости, речи о либерализации этого сегмента розничного рынка в 2014 году не идет. Соответственно, существующий дисконт по отношению к стоимости электроэнергии для промышленных потребителей продолжит расти, только усугубляя ситуацию со сложившимся в отрасли перекрестным субсидированием промышленностью населения и бюджетной сферы.

Помимо скачка цен на оптовом рынке, существенным фактором удорожания цен на электроэнергию для конечных потребителей в 2011 году станет переход распределительных электросетевых компаний на RAB. Так, в 2011 году около 42% прироста розничного тарифа будет вызвано увеличением тарифов РСК, которые после некоторой задержки в условиях кризиса с 1 января массово перешли на RAB. По расчетам НП «Совет рынка», в структуре розничной цены оптовая стоимость электроэнергии и мощности в 2010 году занимала 58%, региональные сети - 27%, ФСК ЕЭС - 6%, сбытовая надбавка - 3%, региональная генерация - 6%. В 2011 году на фоне ускоренного роста тарифов сетевого сегмента, связанного с переходом на RAB, доля сетей в конечном розничном тарифе увеличится на 2-3 п.п., при том что их вклад в рост розничных цен составит порядка 6-7

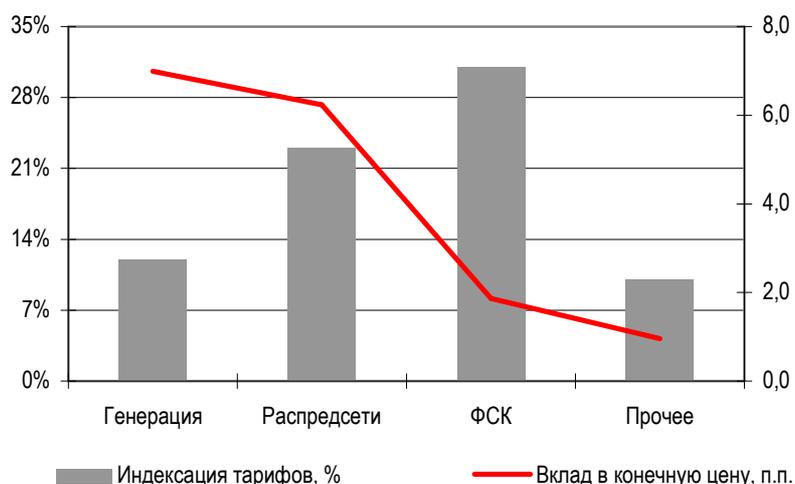
п.п. Учитывая, что на фоне вводимых ограничений в «квази-регулируемых» государством сегментах энергорынка, оптовые цены на электроэнергию в 2011 году могут подскочить на 16-18%, что внесет порядка 8,5-9,5 п.п. в итоговую цену электроэнергии для конечных потребителей. Рост тарифов для распределителей составит, по нашей оценке, в среднем 23-25%, для ФСК – 31%. В совокупности, это приведет к росту конечной цены для потребителя еще на 8,1 п.п. (6,2 п.п. по распределителям и 1,9 п.п. по ФСК). Соответственно, цена электроэнергии для конечного потребителя может вырасти на 17-18%, преодолев к максимальную планку в 15%, обозначенную Правительством. В течение ближайших трех лет сетевые тарифы продолжают расти опережающими темпами, внося тем самым основной вклад в динамику цен розничного рынка.

Прогнозная структура розничной цены на электроэнергию в 2011 году



Источник: расчеты ИФК «Алемар», данные Совета рынка

Рост цен/тарифов по направлениям бизнеса



Источник: Минэнерго, Совет рынка, расчеты ИФК «Алемар»

На сегодня средняя цена на электроэнергию для конечного потребителя в России составляет 2,76 руб./кВтч или EUR 0,07/кВтч, вплотную подойдя к нижней границе европейских цен на электроэнергию (EUR 0,09/кВтч). Более того, несмотря на существенный дисконт в ценах на газ, ставка для промышленных потребителей ввиду перекрестного субсидирования, уже превысила европейские цены на электроэнергию (EUR 0,06/кВтч). При этом если учесть, что в ближайшие годы розничные цены в РФ продолжат расти, к 2015 году Россия может прочно обосноваться в середине ценового диапазона Европы. В данном контексте понятна озабоченность Правительства ценами на электроэнергию и попустительством в части перекрестного субсидирования, устранение которого грозило бы кратным ростом тарифа для населения в ближайшие годы.

На предвыборном периоде 2011-2012 годов ценообразование для конечных потребителей будет находиться под особым контролем государства, что несет в себе риски «ручного» регулирования ценообразования на розничном рынке. В первую очередь, под ограничения подпадут сегменты рынка, напрямую регулируемые государством, т.е. сети (через сглаживание тарифов RAB), во вторую - принадлежащие государству генкомпании (через ограничения по оплате мощности). Собственно «призрак ручного регулирования» уже стал причиной отрицательной переоценки основных энергетических фишек (Русгидро, ФСК, МРСК Холдинг) в конце 2010 – начале 2011 года.

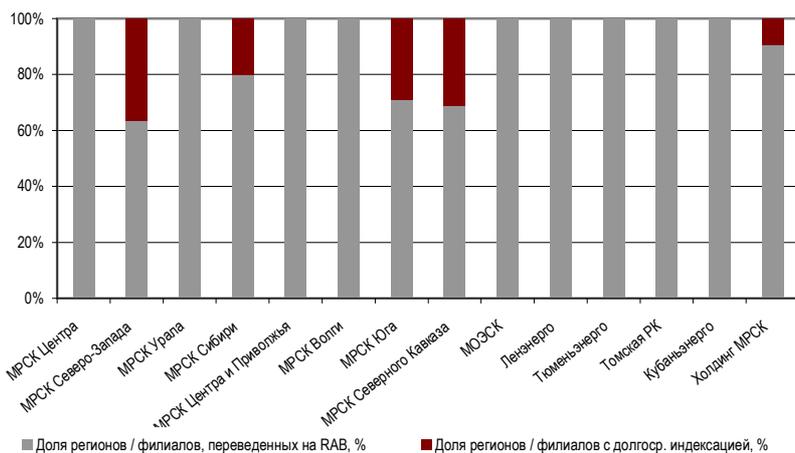
Регулируемый сектор

После полной либерализации энергорынка с 1 января 2011 года регулирование тарифов на передачу и распределение электроэнергии остается одним из основных возможных способов сдерживания роста конечных цен на электроэнергию. В условиях приближения парламентских и президентских выборов государство уже продемонстрировало готовность использовать данную возможность.

Переход на RAB

По состоянию на начало 2011 года преимущественная часть распределительного комплекса РФ была переведена на RAB-регулирование тарифов. Исключение составили 11 регионов покрытия компаниями Холдинга МРСК и 7 регионов, в которых сетевая инфраструктура изолирована от ЕЭС России, либо принадлежит независимым энергокомпаниям.

Соотношение RAB и долгосрочного индексирования по МРСК



Источники: ФСТ, данные компаний

Одиннадцать регионов, где работают компании Холдинга МРСК, были переведены на трехлетнюю индексацию цен. Это сети Якутии, Кемерово, Бурятии, Чечни, Дагестана, Коми, Карелии, Волгоградской, Мурманской, Архангельской и Калининградской областей. Цены на услуги изолированных энергосетей Камчатки, Сахалина и Чукотки (РАО ЭС Востока), а также сетевых структур, не входящих в Холдинг МРСК (сети Иркутскэнерго, Новосибирскэнерго, Башкирэнерго и Татэнерго) проиндексированы лишь на один год.

По итогам перехода на RAB, в менее выгодном положении по сравнению с другими компаниями Холдинга МРСК оказались МРСК Северо-Запада, МРСК Сибири и МРСК Юга (для инвесторов МРСК Северного Кавказа преобладают риски иного рода). Сохранение для части РСК индексации цен может означать присутствие в данных регионах перекрестного субсидирования в больших объемах (характерно, в первую очередь, для

МРСК Сибири), либо неготовность региональной администрации рассматривать RAB как долгосрочный метод регулирования. Мы ожидаем, что в ближайшие три года эти компании все-таки перейдут на 100%-ное RAB-регулирование тарифов.

Несмотря на то, что для части регионов (около 10% Холдинга МРСК) в ближайшее время будет по-прежнему применяться метод индексации тарифов по системе «затраты плюс», мы позитивно оцениваем итоги внедрения RAB для компаний Холдинга в целом. После того, как в июле 2010 года был отложен переход 23 регионов к новой системе тарифообразования, возникли опасения существенных временных сдвигов в переходе на RAB для всех остальных компаний. Данная новость была негативно воспринята инвесторами, что наглядно отразилось на рынке акций распределительных компаний. В конце весны Правительство внесло изменения в методологию RAB, удлиняющие сроки индексации тарифа к регулятивной базе, после чего ФСТ начало порционно одобрять параметры новой тарифной системы для всех оставшихся компаний.

Ценовое «сдерживание»

Одобренные в 2010 году параметры RAB для большинства регионов оказались менее привлекательными по сравнению с пилотными проектами, осуществленными до 1 января 2010 года, включительно. Среди основных негативных факторов можно выделить снижение плановой доходности капитала, увеличение периода регулирования, а также снижение коэффициента переоценки основных средств при определении первоначального RAB.

В сентябре ФСТ пересмотрела целевые показатели доходности имеющегося и нового капитала распределительных компаний, которые должны перейти на RAB. Согласно решению ФСТ, начиная с 2013 года норма доходности на новые инвестиции была понижена с ранее утвержденных 12% до 11% для всех РСК. В отношении имеющегося капитала в первые два года переходного периода после введения RAB норма доходности была сохранена на уровне 6% и 9% соответственно, а ее увеличение до 11% (вместо изначально предполагавшихся 12%) предполагается только на третий год регулирования.

Снижение плановой доходности имеющегося и нового капитала является негативным фактором с точки зрения оценки стоимости распределительных компаний, поскольку приведет к более низким, чем ожидалось, показателям прибыли. Снижение плановой нормы доходности было вызвано желанием правительства сгладить рост тарифов МРСК и, соответственно, ограничить рост розничной цены на электроэнергию. Между тем, данное решение имело и определенное экономическое обоснование. По данным ЦБ, средняя стоимость долга, которая используется в методике расчета RAB-тарифов для оценки нормы доходности инвестированного капитала, снизилась с 16–17% в середине 2009 года до 11% в середине 2010 года.

Нормы доходности инвестированного капитала

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ФСК ЕЭС							
Норма доходности на старый капитал	-	3,9%	5,2%	6,5%	7,8%	9,1%	-
Норма доходности на новые инвестиции	-	11%	11%	11%	10%	10%	-
РСК, перешедшие на RAB до 01.01.2010 г.							
Норма доходности на старый капитал	6%	9%	12%	12%	11%	-	-
Норма доходности на новые инвестиции	12%	12%	12%	12%	11%	-	-
РСК, перешедшие на RAB с 01.01.2010 г.							
Норма доходности на старый капитал	-	6%	9%	12%	11%	11%	-
Норма доходности на новые инвестиции	-	12%	12%	12%	11%	11%	-
РСК, перешедшие на RAB после 01.01.2010г., но до 01.01.2011г.							
Норма доходности на старый капитал	-	6%	6%	9%	11%	11%	-
Норма доходности на новые инвестиции	-	12%	12%	12%	11%	11%	-
РСК, перешедшие на RAB с 01.01.2011г.							
Норма доходности на старый капитал	-	-	6%	9%	11%	11%	11%
Норма доходности на новые инвестиции	-	-	12%	12%	11%	11%	11%

Источник: ФСТ РФ

Помимо снижения нормы доходности капитала, сентябрьское решение ФСТ предусматривало увеличение периода регулирования с 3 до 5 лет, что также призвано сгладить темпы роста тарифов РСК и рост цен для конечных потребителей электроэнергии. Это изменение скорректирует финансовые результаты МРСК в перспективе ближайших трех лет и приведет к сокращению прогнозируемого денежного потока компаний, тем самым, отрицательно повлияв на оценку их стоимости.

Еще одной негативной тенденцией в RAB-тарифообразовании стало снижение коэффициента переоценки основных средств с 2,3 для пилотных проектов RAB до 1,5-1,9 для RAB, одобренных в 2010 году. Это оказалось ниже наших ожиданий, которые исходили из соотношения IRAB/основные средства на уровне 2,0-2,4 (в соответствии с ранее озвученными оценками менеджмента Холдинга МРСК). Данная тенденция сыграла в пользу компаний, которые успели перейти на RAB до 1 января 2011 года. Это в первую очередь МРСК Центра, у которой коэффициент переоценки активов составил 2,3 по сравнению с 1,2-1,9 у других компаний Холдинга, полностью перешедших на RAB с 1 января 2011 года.

Утвержденные уровни первоначального RAB для компаний Холдинга МРСК

Компании	Утвержденная величина IRAB, млн руб	Доля RAB-регуляр.	IRAB / Основные средства
МРСК Центра	114 880	100%	2,29
МРСК Северо-Запада	22 892	64%	0,80
МРСК Урала	62 178	100%	1,81
МРСК Сибири	45 346	80%	1,34
МРСК Центра и Приволжья	81 679	100%	1,85
МРСК Волги	77 015	100%	1,90
МРСК Юга	20 794	71%	0,67
МРСК Северного Кавказа	17 958	69%	1,20
МОЭСК	239 549	100%	1,75
Ленэнерго	78 557	100%	1,38
Тюменьэнерго	92 778	100%	1,20
Холдинг МРСК	853 626	91%	-

Источники: ФСТ РФ, данные компаний, оценки ИФК Алемар

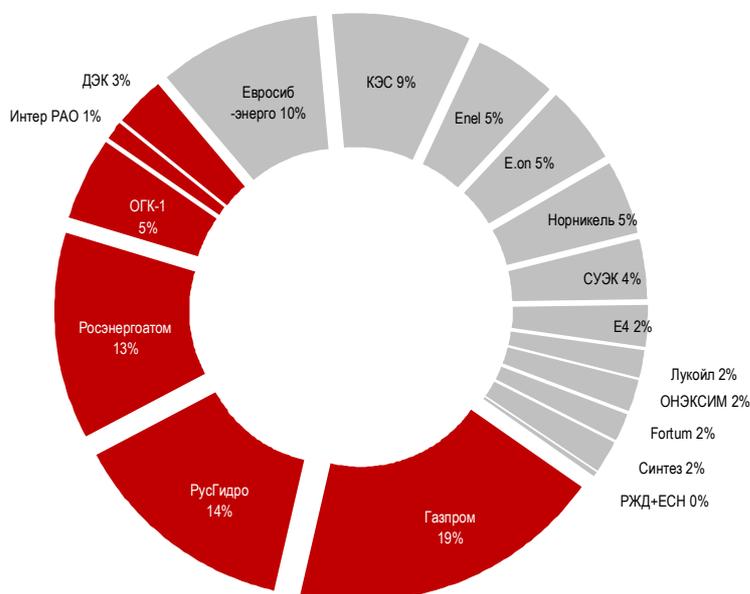
Реконфигурация генерации

В глубинах отрасли уже назрели существенные изменения, которые должны будут в ближайшее время привести к существенным сдвигам в ее структуре, способствовать запуску процессов консолидации энергокомпаний по признаку собственности, реконфигурации портфелей энергоактивов игроков.

«Бархатная национализация»

С приходом новых владельцев в генерацию номинальная структура отрасли не претерпела каких-либо значительных изменений: на рынке по-прежнему присутствуют 20 генерирующих компаний (ОГК и ТГК), РусГидро, Росатом, РАО ЭС Востока. Между тем на уровне собственности в отрасли по итогам реформы было сформировано несколько мощных энергогрупп, лидирующие позиции среди которых заняли квази-государственные холдинги, на долю которых приходится более половины установленной мощности страны (с учетом активов Газпрома).

Распределение сил в электроэнергетике (по установленной мощности на территории РФ) по состоянию на 2009 год



Источник: данные компаний

Наиболее значительным событием 2010 года можно назвать запущенный процесс консолидации госактивов на сумму \$9 млрд под эгидой Интер РАО ЕЭС, который, по сути, вылился в частичную национализацию отрасли. В результате, в руки Интер РАО, помимо ОГК-1, ТГК-11 и небольших пакетов ОГК и ТГК, попадет также контрольный пакет ОГК-3, Новосибирскэнерго,

40% акций Иркутскэнерго, 100% акций Объединенной сбытовой компании, владеющей крупнейшими сбытовыми компаниями страны – Мосэнергосбытом и Петербургской сбытовой компанией. Появление в стране нового лидера - госэнергохолдинга с установленной мощностью около 30 ГВт неминуемо приведет к трансформации отрасли в целом.

Консолидация частного сектора

Ответом на усиление роли государства в электроэнергетике, как с регулятивной точки зрения, так и с позиций собственника, должна стать консолидация через слияния «в частном секторе».

Российские «дочки» E.on и Enel пока еще не рассматривают варианты экспансии и достаточно комфортно чувствуют себя в текущей конфигурации, благодаря «импортированной» более эффективной модели управления, доступу к «дешевым» европейским деньгам и выданным политическим гарантиям.

Несколько иная ситуация наблюдается в стане российских игроков: для частного бизнеса вопрос формирования концепции объединения с кем-либо из игроков может стать стратегической задачей 2011 года. Только создав сопоставимый с государственными лидерами холдинг, частные игроки смогут противостоять доминированию государства на рынке, в частности, отстаивая свои интересы в созданных некоммерческих партнерствах.

После объявления параметров консолидации Интер РАО ЕЭС на современной карте собственников в электроэнергетике, де факто, осталось три частных игрока (помимо «иностранцев»). Это Евросибэнерго, контролируемое РусАлом, КЭС Холдинг, а также Башкирэнерго, принадлежащее АФК «Система». Сейчас вопрос стоит в том, кто из перечисленных игроков пойдет на объединение, придя к компромиссу по параметрам потенциальной сделки и, в том числе, отказавшись от личных амбиций в энергетике в пользу будущих достижений, но уже в рамках альянса. На фоне несговорчивости РусАла, для которого энергетика играет второстепенную поддерживающую роль, более логичным было бы объединение активов Системы и КЭС-Холдинга. Для АФК оно бы принесло мощную производственную базу, для КЭС – решение долговых трудностей.

Операционная деятельность

В контексте ожидаемого роста производства электроэнергии генераторы, в особенности это касается ко-генерации, неминуемо столкнутся с увеличением расходов и необходимостью качественного улучшения производственных показателей и эффективности.

При низких объемах вводов новых электростанций⁸, а также сетевых ограничениях по потокам электроэнергии, большинству генераторов придется увеличивать загрузку мощностей, что приведет к росту удельных расходов топлива на производство электроэнергии. На фоне продолжающегося повышения цен на энергоносители всё большую роль для генкомпаний будет играть операционная эффективность, в основе которой будут лежать а) дееспособная бизнес модель, б) эффективность работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности, с) модернизация мощностей.

Оптимизация моделей управления в генерации

Энергохолдинги

Идеология холдинговой формации в данном контексте предполагает формирование вертикальной организационной структуры, в которой генерирующим компаниям отведена роль бизнес-подразделений, тогда как все функции управления консолидированы непосредственно в головной компании. Очевидно, что в таком случае уход с рынка формирующих холдинги ОГК и ТГК, в их текущем представлении – является вопросом времени. Практически все владельцы холдингов вынашивают планы по переходу на единую акцию, совмещенному в большинстве случаев с размещением допэмиссий головных компаний, преследующих своей целью финансирование инвестиционных программ и частичное замещение долга.

Однако, одно дело – это формальная консолидация холдингов и совсем другое – операционная. В большинстве случаев, в частности в квази-государственных холдингах, процессы консолидации не дошли до операционного уровня. Де-факто - это, скорее, портфель разрозненных энергоактивов (ОГК и ТГК), в некоторых случаях с выведенным на уровень головной компании административно-управленческим функционалом. В данном случае процессы формального объединения энергокомпаний под началом материнского холдинга положат начало для внутренней оптимизации, которая, по всей видимости, займет не один год.

Частные энергохолдинги, начав преобразования раньше квази-государственных коллег, смогли продвинуться дальше, практически вплотную подойдя к обозначенной цели создания дееспособной консолидированной операционной бизнес модели. Впрочем, в зависимости

⁸ Имеется в виду 2011 год

от целей владельца, выстроенные операционные модели преследуют разные цели. Так, например, для КЭС приоритетом является эффективность самого энергобизнеса, а для Евросибэнерго и энергокомпаний СУЭКа – бизнеса материнских компаний, что, соответственно, негативным образом сказывается на финансовых результатах «поддерживающего» энергобизнеса.

Независимые ОГК

Задачи оптимизации операционной деятельности ОГК, не интегрированных в холдинги⁹, не многим отличаются от аналогичных задач, стоящих перед холдинговыми структурами, скомпонованными из нескольких энергокомпаний.

Структура активов (станций) ОГК, будучи сформированной исходя из принципа выравнивания компаний по установленной мощности и стоимости, далека от идеальной и представляет собой набор разбросанных территориально и разнородных по эффективности станций - филиалов. Таким образом, приоритетом пришедших в ОГК новых владельцев должен был стать поиск синергии в доставшихся им активах, централизация управления производством и повышение эффективности работы на оптовом рынке электроэнергии. Итоги 2009 и 2010 года показали, что больше всего в деле строительства эффективной операционной бизнес-модели преуспели иностранцы – E.on и Enel, задавшие верхнюю границу отраслевой эффективности для тепловой генерации.

Локальная ко-генерация

Локальная ко-генерация (ТГК)¹⁰, преимущественно ориентированная на работу на региональном рынке, главным образом, нуждалась в оптимизации производственной деятельности достаточного «пестрого» состава оборудования. Достигающая эффективности только в теплофикационном режиме, локальная ко-генерация стремится к тому, чтобы на 100% уйти в режим ценопринимания, пусть и за счет сокращения выручки. Впрочем, уступая в эффективности крупным игрокам (АЭС Росатома, РусГидро, ОГК), региональные ТГК вряд ли смогут похвастаться успехами без кардинальной модернизации мощностей, на которую, по всей видимости, уйдут ближайшие три-пять лет.

Результаты деятельности генерации в 2010 году

В период реформирования отрасли при оценке справедливой стоимости во главу угла ставилась оценка активов, переходящих под контроль новых собственников. Сегодня с либерализацией рынка электроэнергии, гораздо большее значение стали играть результаты их операционной деятельности. В частности, речь идет о результатах работы компаний на

⁹ ОГК-3, ОГК-4, Enel ОГК-5

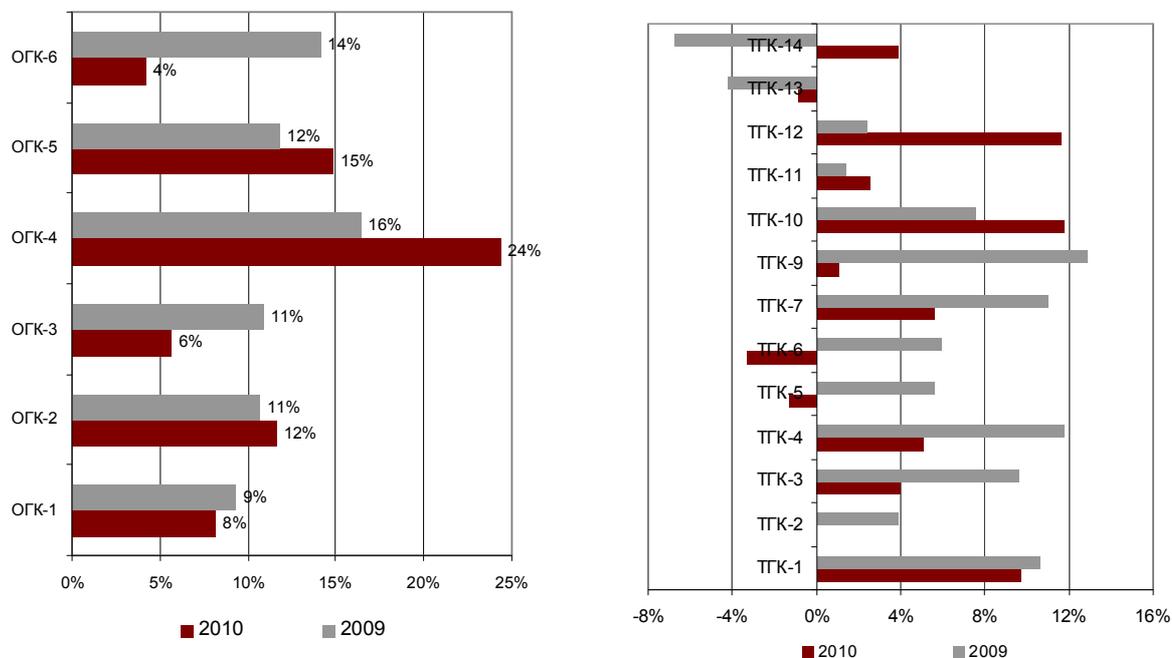
¹⁰ ТГК-2, Квадра

оптовом рынке электроэнергии и мощности, которые должны стать мерилем успешности внутренних преобразований в генкомпаниях и, будучи составной частью платы за новую мощность, - одним из слагаемых окупаемости инвестпроектов генкомпаний.

Согласно нашим оценкам, совокупная выручка по МСФО всех 6-ти ОГК в 2010 году увеличилась на 23% по сравнению с 2009 годом. При этом суммарный показатель EBITDA вырос на 29%. В итоге, рентабельность по EBITDA за год изменилась незначительно (с 14,5% до 15,1%). Это хороший результат для отрасли в целом с учетом того, что в 2009 году генкомпания находились в более выгодных условиях по топливным затратам (цены на газ повышались постепенно в течение года). Правда, этот результат во многом был обеспечен финансовыми успехами двух компаний: ОГК-4 и ОГК-5, в то время как остальные ОГК сработали на уровне или хуже 2009 года.

Не так оптимистично выглядит ситуация с операционной рентабельностью ТГК, чей средний показатель по всем компаниям (включая Башкирэнерго и Новосибирскэнерго) сократился с 6% до 4%. Одной из причин может быть менее эффективный результат торговли электроэнергией на РСВ, либо продажа электроэнергии преимущественно по регулируемым ценам, которые в прошлом году были ниже цен свободного рынка. При этом результаты могли быть еще хуже, если бы не существенный рост рентабельности ТГК-10 и ТГК-12, выход из убытков ТГК-14, а также сохранение на относительно высоком уровне маржи ТГК-1.

Операционная рентабельность ОГК и ТГК по итогам 9 месяцев 2009 и 2010 гг.



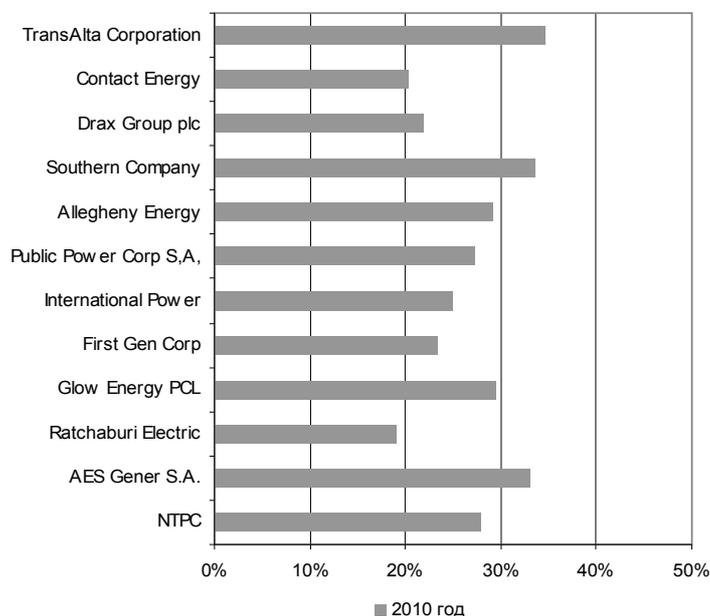
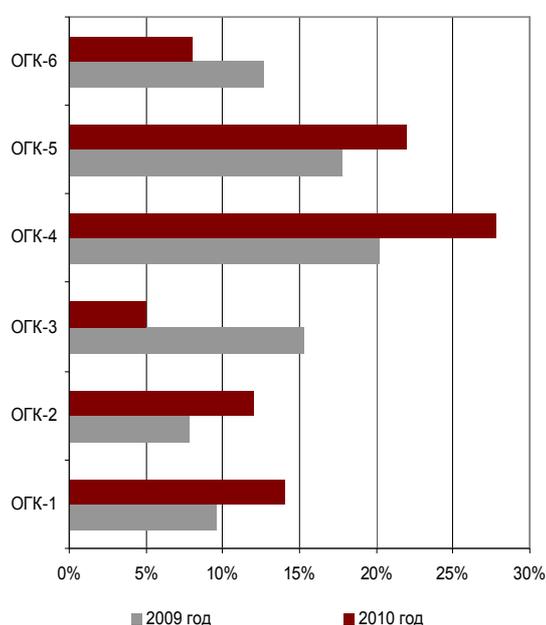
Источник: отчетность компаний по РСБУ

Как видно на графиках, в условиях расширения свободного рынка заметно проявились различия в мощностях компаний, в частности, их способности генерировать прибыль. Наиболее эффективными оказались ОГК-4 и ОГК-5,

находящиеся под контролем иностранных стратегических инвесторов – крупнейших энергокомпаний, имеющих опыт работы на энергорынках. Их маржа EBITDA в 2010 году достигла уровней, сопоставимых с аналогичными показателями зарубежных генерирующих компаний.

По нашему мнению, диапазон 20-30% рентабельности по EBITDA, задаваемый зарубежными аналогами может являться ориентиром для всех российских энергокомпаний в условиях свободного рынка. Это означает, что у подавляющего большинства из них сохраняется потенциал роста прибыльности. Правда пока он может быть реализован только путем сокращения затрат, так как роста тарифов до уровней, сопоставимых с ценой реализации электроэнергии зарубежными компаниями, в ближайшие годы ожидать не приходится.

Маржа EBITDA российских и зарубежных генерирующих компаний



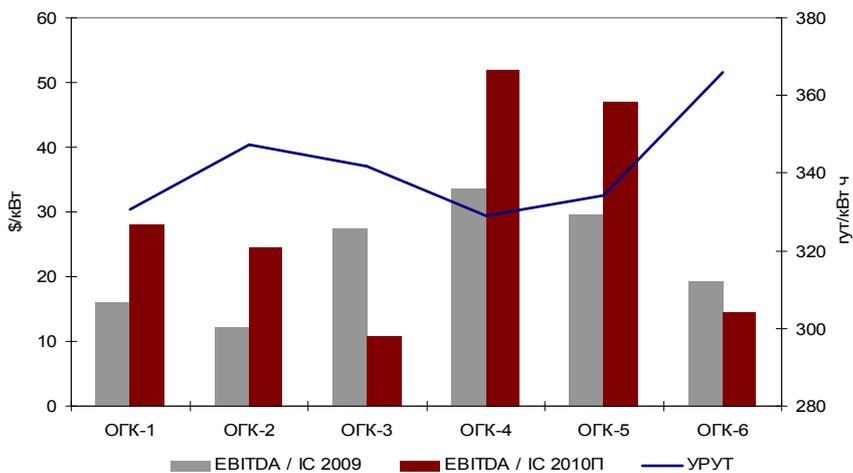
Источники: Bloomberg, данные компаний, оценки ИФК Алемар

В 2010 году большинство ОГК увеличили прибыльность на единицу установленной мощности (исключение составили ОГК-3 и ОГК-6). Этому способствовали как эффективное управление в совокупности с расширением свободного рынка, так и ряд внешних факторов, в частности, аномальная погода летом, которая привела к росту цен на рынке электроэнергии. Цены на РСВ в ценовой зоне Европы и Урала поднимались до 1145 руб./МВтч по сравнению с 842 руб./МВтч в среднем по году (превышение среднегодовой цены составляло 36%).

Кроме того, на финансовых результатах отразился менее существенный рост цен на уголь по сравнению с ценами на газ в среднем по году. Как следствие, в выигрышном положении оказались ОГК, в состав которых входят угольные станции первой ценовой зоны. К ним можно отнести ОГК-2 и ОГК-5, заметно нарастившие маржу на рынке электроэнергии. Правда, дополнительным позитивным фактором для этих компаний стало наиболее

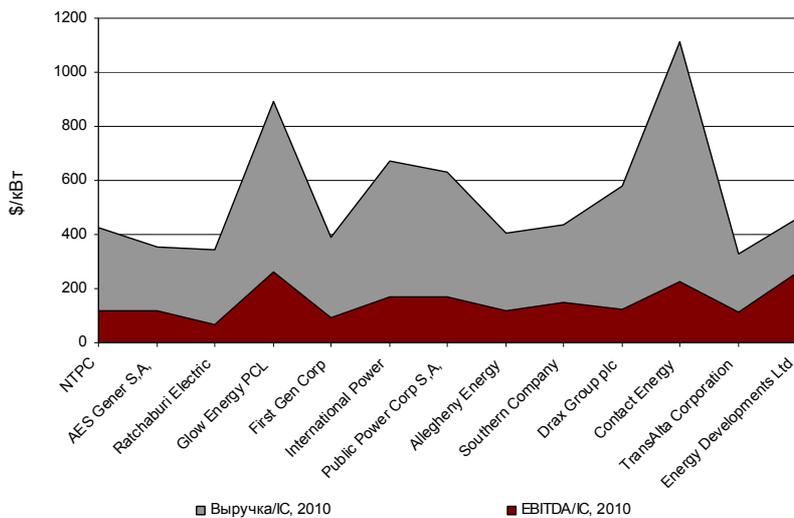
существенное повышение регулируемого тарифа (на 16-18% по сравнению с 0-15% для других ОГК).

ЕБИТДА / установленная мощность для ОГК



Источники: данные компаний, оценки ИФК Алемар

ЕБИТДА / установленная мощность для зарубежных генкомпаний



Источники: Bloomberg, данные компаний, расчеты ИФК Алемар

Большинство ОГК и ТК работают крайне неэффективно по сравнению с зарубежными компаниями отрасли. Даже в случае роста прибыльности до максимальных уровней, достигнутых ОГК-4 и ОГК-5 в 2010 году, российские генерирующие активы будут стоить на 30-50% дешевле зарубежных аналогов.

Сравнение с зарубежными аналогами показывает, что российские генкомпании зарабатывают намного меньше своих потенциальных возможностей. Среднее для зарубежных генераторов значение показателя ЕБИТДА на единицу мощности в 5,2 раз превышает соответствующий показатель для ОГК при том, что выручка на единицу мощности отличается

в 2,6 раза. По нашему мнению, это является одной из основных причин низкой оценки российских генерирующих активов фондовым рынком.

Сравнительный анализ компаний тепловой генерации

Компании	Мсар, \$ млн	Уст. мощность (IC), МВт	МСАР / IC, \$/кВт	EV / IC, \$/кВт	Целевое значение EV / IC, \$/кВт
РАЗВИТЫЕ СТРАНЫ					
International Power	8000	34000	236	533	-
Public Power Corp S.A.	3721	12843	290	769	-
Allegheny Energy	4280	9756	439	873	-
Southern Company	30936	42932	721	1264	-
Drax Group plc	2323	3960	587	534	-
Contact Energy	2896	1888	1536	2174	-
TransAlta Corporation	4581	9254	495	1002	-
Energy Developments Ltd	420	600	699	1197	-
<i>Среднее по развитым странам</i>			625	1043	-
Развивающиеся страны					
NTPC	30885	32694	940	1191	-
AES Gener S.A.	4019	4129	973	1288	-
Ratchaburi Electric	1810	4347	419	931	-
Glow Energy PCL	1922	1975	967	1994	-
First Gen Corp	833	2822	295	563	-
Gujarat Industries Power	295	560	522	940	-
<i>Среднее по развивающимся странам</i>			686	1151	-
РОССИЯ					
Оптовые генерирующие компании					
ОГК-1	1609	9861	163	198	269
ОГК-2	1656	8695	190	183	294
ОГК-3	2207	8357	264	76	139
ОГК-4	5336	8630	618	568	841
ОГК-5	3027	8747	346	417	660
ОГК-6	1415	9162	154	157	205
<i>Среднее по ОГК</i>			289	267	401
Территориальные генерирующие компании					
ТГК-1	2451	6408	382	475	594
ТГК-2	428	2537	169	342	358
Мосэнерго	4075	11900	342	326	454
ТГК-4	879	3403	258	254	320
ТГК-5	736	2451	300	255	281
ТГК-6	1035	3113	332	228	212
ТГК-7	2043	6879	297	297	283
ТГК-9	1244	3283	379	359	349
ТГК-10	1368	3015	454	241	615
ТГК-11	287	2051	140	191	199
Кузбассэнерго	896	4500	199	159	278
ТГК-13	644	2530	254	331	413
ТГК-14	174	639	272	224	228
<i>Среднее по ТГК</i>			270	283	353

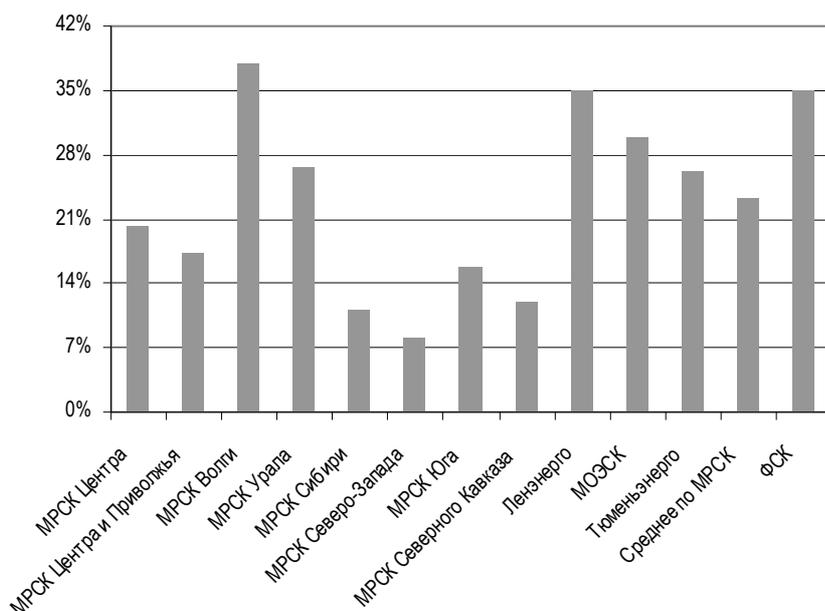
Источники: Влонтберг, данные компаний, оценки ИФК Алемар

Операционные результаты электросетевых компаний

Задержка с внедрением RAB не помешала большинству компаний МРСК повысить прибыльность в 2010 году. Сравнение с зарубежными аналогами показывает имеющийся задел роста эффективности, который, однако, не столь значителен как в генерации.

Несмотря на задержку с внедрением RAB в 2010 году, большинство компаний Холдинга МРСК улучшили свои финансовые результаты и повысили показатели эффективности. Согласно нашим расчетам, суммарная выручка дочерних компаний Холдинга по РСБУ за 9 месяцев 2010 года выросла на 23% по сравнению с аналогичным периодом 2009 года, при этом операционная прибыль возросла на 52%, а чистая – в 2,7 раза. Операционная рентабельность в среднем по Холдингу за период достигла 13% (рост на 2 п.п.), чистая – 7% (рост на 4 п.п.).

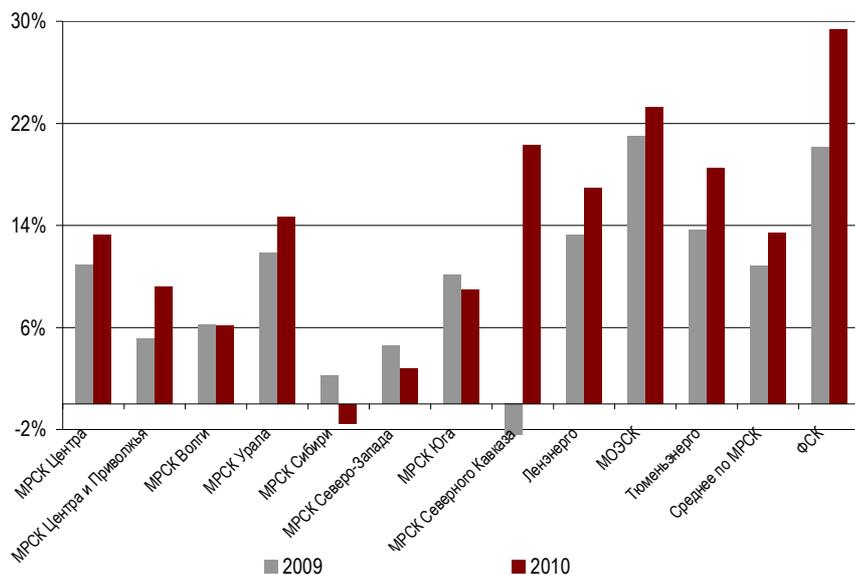
Прирост выручки компаний Холдинга МРСК (9 мес. 2010 / 9 мес. 2009), %



Источники: данные компаний, расчеты ИФК Алемар

Основное влияние на рост прибыли оказало повышение тарифов на передачу электроэнергии, которое в среднем по Холдингу составило около 20%. Это больше темпов роста регулируемых тарифов для генерации в 2010 году, что демонстрирует «привилегированное» положение сетей в прошлом году с точки зрения регулятора даже при отсутствии RAB. Как видно на предыдущем графике, самые высокие темпы роста тарифов наблюдались в МРСК Волги, Ленэнерго и МОЭСК, где внедрение RAB в 2010 году было минимальным, либо отсутствовало совсем.

Операционная рентабельность компаний Холдинга МРСК по итогам 9 месяцев 2009 и 2010 гг.

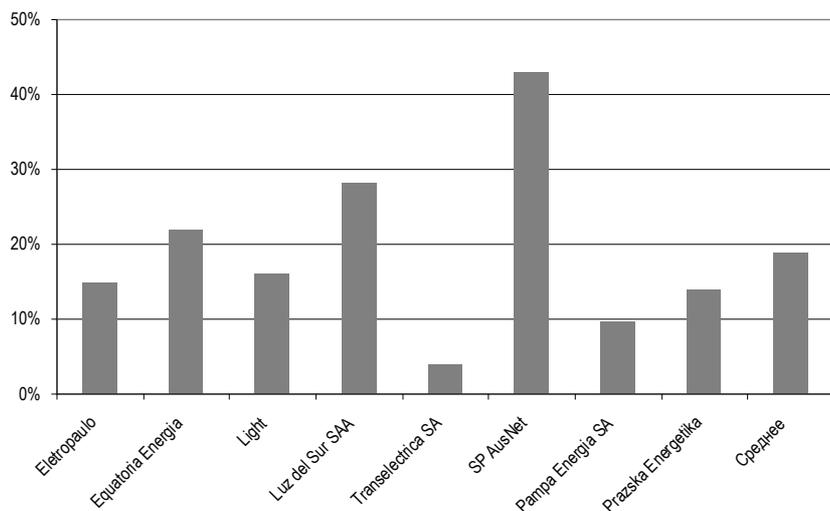


Источники: данные компаний, оценки ИФК Алемар

Максимальную выгоду от повышения тарифов в 2010 году извлекли МРСК Центра и Приволжья, МРСК Северного Кавказа и МРСК Ленэнерго, заметно нарастившие рентабельность основной деятельности. При этом ранее убыточная МРСК Северного Кавказа даже выбилась в лидеры по размеру операционной маржи. В то же время, МРСК Сибири и МРСК Северо-Запада не только остались наименее эффективными компаниями Холдинга МРСК, но и снизили показатели рентабельности по итогам года. На прибыльность МРСК Сибири негативное влияние оказал переход одного из основных потребителей электроэнергии в регионе – РусАла на прямые договора с ФСК. МРСК Северо-Запада стала жертвой августовского урагана, чья активность пришлась на территории Ленинградской, Новгородской, Псковской и Вологодской областей (все входят в зону ответственности компании). Кроме того, и МРСК Сибири, и МРСК Северо-Запада являются одними из немногих компаний, не перешедших на RAB в полном объеме.

Сравнение с зарубежными электросетевыми компаниями показывает, что сложившийся уровень операционной рентабельности в среднем по Холдингу МРСК (14%) ненамного уступает аналогичному показателю для зарубежных аналогов (18-20%). Правда, как и в случае с генерацией, компании Холдинга характеризуются высокой степенью неоднородности по данному показателю. Большое влияние на рентабельность Холдинга оказывают результаты наиболее эффективной «дочки» – МОЭСК, чья операционная прибыль занимает третью часть от расчетной суммарной прибыли всех МРСК.

Операционная рентабельность зарубежных электросетевых компаний



Источник: Bloomberg

Мы ожидаем, что в ближайшие 2-3 года операционная рентабельность распределительных компаний не превысит уровня 15-20%, при этом будет происходить постепенное «подтягивание» отстающих и выравнивание компаний по эффективности. Для самых низкорентабельных МРСК Сибири и МРСК Северо-Запада катализатором станет переход оставшихся регионов на RAB, который мы ожидаем в 2012 году.

Кроме того, имеющийся задел роста эффективности может быть реализован при передаче МРСК в управление частным и, в лучшем варианте, зарубежным инвесторам. Результативность подобной меры наглядно демонстрирует пример генерирующих компаний, управляемых иностранными инвесторами (ОГК-4 и ОГК-5). Из рекомендованных Минэнерго компаний помимо вышеперечисленных МРСК Сибири и МРСК Северо-Запада основными кандидатами на передачу в управление являются МРСК Юга и МРСК Северного Кавказа.

Сравнение рыночных коэффициентов российских и зарубежных сетевых компаний

	EV / Выручка 2010П	EV / EBITDA 2010П	// Отпуск энергии, \$/МВт ч
Российские компании			
МРСК Центра	1,08	5,07	41,8
МРСК Центра и Приволжья	0,78	3,22	28,6
МРСК Волги	0,80	4,21	21,5
МРСК Урала	0,52	2,59	14,1
МРСК Сибири	0,66	12,73	10,2
МРСК Северо-Запада	0,79	9,03	19,0
МРСК Юга	0,82	4,56	14,3
МРСК Северного Кавказа	0,45	2,34	15,4
Ленэнерго	0,79	1,88	35,2
МОЭСК	0,94	2,68	51,8
Среднее по МРСК	0,76	4,83	25,2
ФСК	3,62	5,30	32,0
Зарубежные компании			
Eletropaulo (Бразилия)	0,82	4,20	79,4
Equatoria Energia (Бразилия)	0,98	3,41	159,0
Light (Бразилия)	1,38	6,34	245,8
Luz del Sur SAA (Перу)	2,46	7,59	н/д
Transelectrica SA (Румыния)	1,01	7,28	н/д
SP AusNet (Австралия)	6,95	11,30	348,4
Pampa Energia SA (Аргентина)	1,67	9,34	90,7
Prazska Energetika (Чешская республика)	1,57	8,65	287,3
Среднее по зарубежным компаниям	2,10	7,26	201,8

Источники: Bloomberg, данные компаний, расчеты ИФК Алемар

Инвестиции

Провал энергопотребления в кризис предоставил отрасли своеобразную отсрочку в решении насущных проблем, однако теперь они вновь обретают актуальность по мере того, как энергодефицитные регионы приближаются к максимумам потребления электроэнергии, требуя увеличения мощностей и «расшивки» сетевых ограничений.

Ставка на качественное повышение эффективности

Тот факт, что темпы роста потребления электроэнергии, заложенные в генеральную схему размещения объектов электроэнергетики еще при РАО ЕЭС, в последние несколько лет существенно разошлись с реальностью, не снимает актуальности задач, связанных с решением проблем износа объектов генерации и сетевой инфраструктуры.

С одной стороны, при прогнозируемых на ближайшие годы темпах роста энергопотребления на уровне 2,75-3% (против 4-5% у РАО ЕЭС) и провале в энергопотреблении в 2009 году, отрасль получила необходимый тайм-аут, за время которого был принят ряд принципиальных решений (в частности, сформулированы принципы торговли мощностью, утвержден график перехода сетей на RAB), которые значительно улучшили инвестиционный климат в отрасли, создав фундамент для привлечения долгосрочного капитала в строительство новых мощностей и модернизацию.

С другой стороны, даже не взирая на то, что на сегодня проблема энергодефицита или так называемых «ножниц Чубайса» временно отошла на второй план, ее нельзя сбрасывать со счетов. Приблизившись в 2010 году к докризисному максимуму потребления (988 млрд кВтч при максимуме 2008 года на уровне 1011 млрд кВтч), энергетики получили не более 2-3 лет «форы». Согласно прогнозам Минэнерго, в ближайшие 4-5 лет на фоне ожидаемого экономического подъема спрос на электроэнергию может вырасти до 1150 млрд кВтч, что, с учетом предполагаемого демонтажа оборудования, потребует строительства 40 ГВт новой мощности.

В данном контексте настойчивость Правительства в отстаивании задекларированных еще в ходе приватизации обязательств генераторов по вводам новых мощностей полностью оправданна. Если ранее инвестпрограммы генкомпаний предполагали экстенсивный рост мощностей, направленный на удовлетворение растущего опережающими темпами спроса на электроэнергию¹¹, то сейчас у генераторов появилась возможность проводить политику замещения старых неэффективных

¹¹ Согласно прогнозам РАО ЕЭС предполагалось, что уже в 2010 году энергопотребление в РФ составит 1170 млрд кВтч

мощностей новыми. В результате, генераторы получают возможность качественно повысить свою эффективность за счет экономии на издержках (в первую очередь, топливных). Так, по данным Минэнерго, более половины оборудования ТЭС в России эксплуатируются уже более 30 лет, а КПД тепловой генерации составляет 36,6%, при том, что в развитых странах – от 39 до 41,5%. В контексте появления договоров на предоставление мощности у генераторов появится мотивация провести максимальное обновление своих мощностей. Перспективы консервации ряда блоков на станциях ОГК-5 со вводом новых ПГУ на Среднеуральской и Невинномысской ГРЭС, в частности, рассматривались Enel.

Износ генерирующего оборудования

Оборудование ГЭС России

Всего	Срок эксплуатации от 30 до 50 лет			Срок эксплуатации более 50 лет		
	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС
510	173	22,6	56,8%	196	8,3	20,9%

Оборудование АЭС России

Всего	Срок эксплуатации до 20 лет			Срок эксплуатации от 20 до 40 лет		
	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС	кол-во агрегатов (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля от общей мощности ГЭС
39	5	5	20,4%	34	19,5	79,6%

Оборудование ТЭС России

Всего			Срок эксплуатации от 30 до 50 лет				Срок эксплуатации более 50 лет			
Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля, %	Котлов (шт.)	Турбин (шт.)	Мощность (ГВт)	Доля
3136	2180	145,3	1847	955	75,6	52,0%	669	360	10,2	7,0%

Источник: Минэнерго

При формировании инвестиционных программ энергокомпаний серьезное внимание было уделено качественному повышению эффективности оборудования.

Среди основных приоритетов инвестиционной программы генерации был заявлен переход на парогазовый цикл, вывод из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования. В части оборудования для газовой генерации приоритет был отдан газовым турбинам мощностью 65-350 МВт и ПГУ на их основе 400-1000 МВт. В части угольной генерации приоритетным является переход на чистые угольные технологии (в т.ч. на угольные энергоблоки мощностью 330 и 660 МВт на суперсверхкритических параметрах пара, ПГУ с газификацией углей).

В вопросах развития сетевой инфраструктуры проблема стоит острее. При среднем износе объектов электросетевого хозяйства, составляющем 69%, ключевой задачей является скорейшее обновление сетевого комплекса, что обусловит ускоренные темпы строительства электросетевых объектов на периоде до 2020 года: по прогнозам АПБЭ, протяженность электрических сетей возрастет в 1,8 раза, при этом установленная мощность электростанций возрастет в 1,5 раза.

Инвестиции в генерацию

Под занавес 2010 года большинство генераторов заключило с Системным оператором Договора на предоставление мощности, таким образом, взяв на себя обязательства по сдаче в срок указанных в них объектов генерации. Условиями ДПМ за неисполнение обязательств или опоздание со вводом мощности более чем на год предусмотрена продажа мощности по минимальному регулируемому тарифу, а также штраф в размере 25% от стоимости строительства.

Прогнозируемый объем инвестиций в генерацию (с учетом ГЭС и АЭС) составит в 2011 году около 800 млрд руб. и около 750 млрд в 2012 году. При столь внушительном объеме требуемых инвестиций практически все генкомпании столкнутся с необходимостью привлечения дополнительных ресурсов, если учесть тот факт, что в большинстве своем средства, заведенные в генкомпании через допэмиссии в ходе приватизации, были израсходованы в течение 2008-2010 гг., причем не всегда целевым образом. Достаточно вспомнить приобретение ОГК-3 РУСИА Петролеум у Интерроса по завышенной цене, обернувшейся в итоге банкротством приобретенного актива. Таким образом, за редким исключением генераторы входят в 2011 год с отрицательным чистым долгом и масштабными обязательствами по будущим инвестициями.

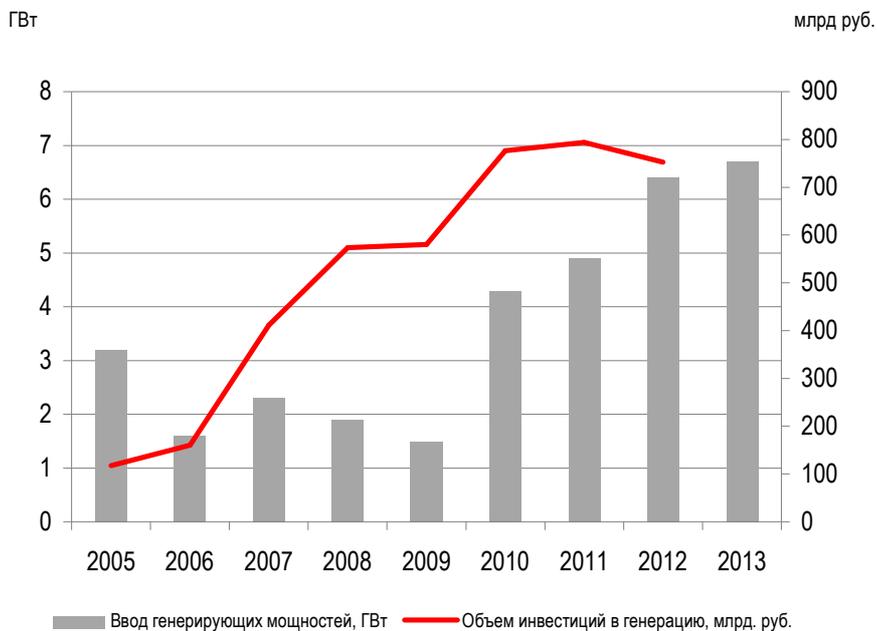
Если учесть, что в кризис инвестиции в строительство были заморожены, то в 2011-2012 годах генкомпаниям придется существенно увеличить объемы вложений в строительство новых мощностей в целях своевременного ввода задекларированных в ДПМ объектов, что приведет к сокращению в среднесрочном периоде их маржи.

Среди наиболее «прилежных» исполнителей своих инвестобязательств прежде всего выделяются «иностранцы»: Enel, E.on и Fortum одни из немногих компаний, к которым у Правительства не было претензий по выполнению инвестпрограмм. Более того, Fortum стал единственным представителем генерации, форсирующим строительство объектов с целью их досрочного ввода в эксплуатацию.

Российские генкомпании, даже государственные, приостановили строительство в период кризиса, чем навлекли на себя критику со стороны Правительства. Позицию игроков, в особенности частных, можно было понять: имея в 2008-2009 годах на руках только расплывчатые очертания рынка мощности, владельцы компаний не видели механизма для возврата своих инвестиций. Кроме того, ситуацию в случае с частными компаниями осложнял острый дефицит кредитных ресурсов и их дороговизна.

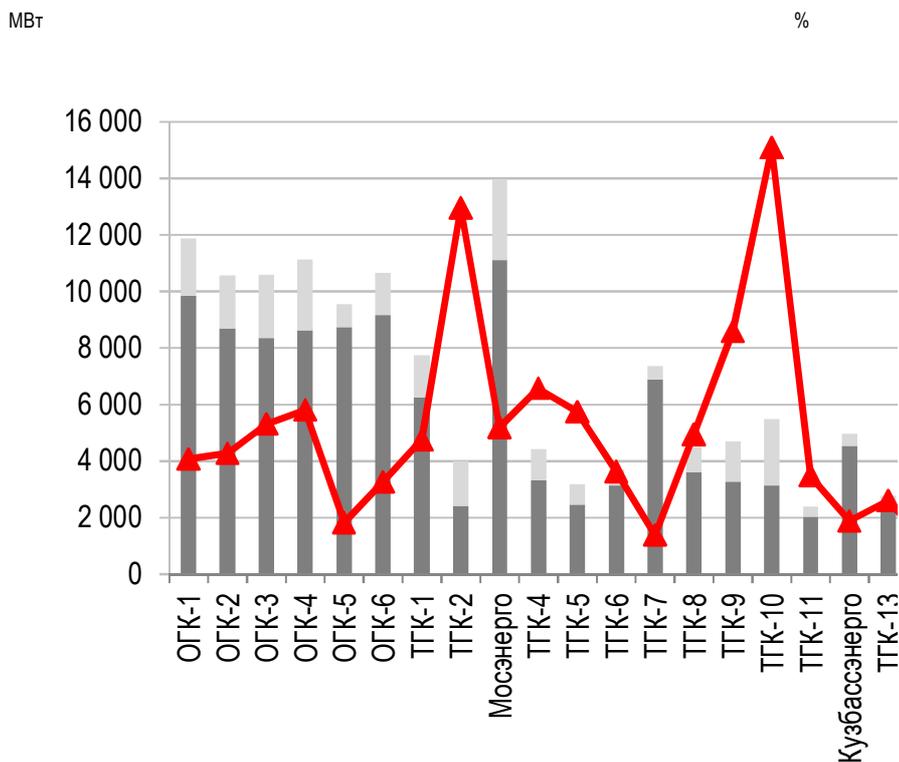
С улучшением во второй половине 2009 года ситуации на рынке кредитования, а также с прояснением параметров рынка мощности, в 2010 году инвестиции в генерацию выросли на треть до 780 млрд руб. с 580 млрд руб. в 2009 году.

Динамика инвестиций и вводов генерирующих мощностей в 2005-2010 гг.



Источник: Минэнерго

Текущая установленная мощность тепловой генерации и предполагаемые в соответствии с ДПМ вводы новых мощностей, МВт



Источник: НП Совет рынка, данные компаний, расчеты ИФК Алемар

С новыми параметрами ДПМ тезис об экономической целесообразности нового строительства получил дополнительные аргументы «за». Исходя из ценовых параметров ДПМ, наиболее рентабельными должны стать проекты по строительству угольных мощностей в Сибири (сибирские станции ОГК-3, ОГК-4, а также новые мощности СУЭКа).

Ощутимую выгоду экономическую выгоду от ввода новых мощностей, главным образом, за счет качественного улучшения арсенала мощностей должны получить все та же ОГК-3, а кроме того - ТГК-9 (КЭС-Холдинг), ТГК-1 и Мосэнерго.

Исходя заявленных в ДПМ объемах вводимой мощности, наибольшей степени обновления может добиться ТГК-2 (65%), однако недружественное отношение к миноритарным акционерам и высокая долговая нагрузка контролирующего акционера являются основными сдерживающими факторами для привлечения портфельных инвестиций в компанию.

Инвестиции в сети

К началу 2011 года был окончательно согласован график и параметры перехода сетевых компаний на RAB регулирование. В большинстве случаев объявленные параметры RAB-регулирования не оправдали ожидания рынка, оказавшись заметно ниже первоначально заявленных (до кризиса), что, главным образом, объясняется желанием государства ограничить рост цен на электроэнергию для конечных потребителей¹².

По нашим расчетам, при заявленных параметрах RAB инвестиции сетевых компаний с трудом можно назвать экономически обоснованными, при том что степень их износа выше, чем в генерации. В среднем, износ сетевого хозяйства оценивается в 70%, в ряде случаев (низковольтных ЛЭП) он достигает 90%. Для сравнения, в международной практике считается, что для стабильной работы энергосистемы уровень износа должен составлять не более 50%. Повышенный износ сетевого хозяйства обуславливает и высокий процент потерь электроэнергии (в среднем по РФ около 10%, а по МРСК Северного Кавказа – около 20%). При этом относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран считаются удовлетворительными, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% считаются максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

Замкнутость электросетевых колец является еще одной проблемой, которую придется решать в рамках реализации инвестпрограммы распределителей. Сейчас в силу ограничений по перетоку электроэнергии часть генерирующих мощностей оказывается запертой, что во многих случаях не позволяет осуществлять перераспределение электроэнергии между избыточными и энергодефицитными регионами (электросетевыми кольцами).

¹² Доля сетевой составляющей в «тарифном пироге» достигает 50%

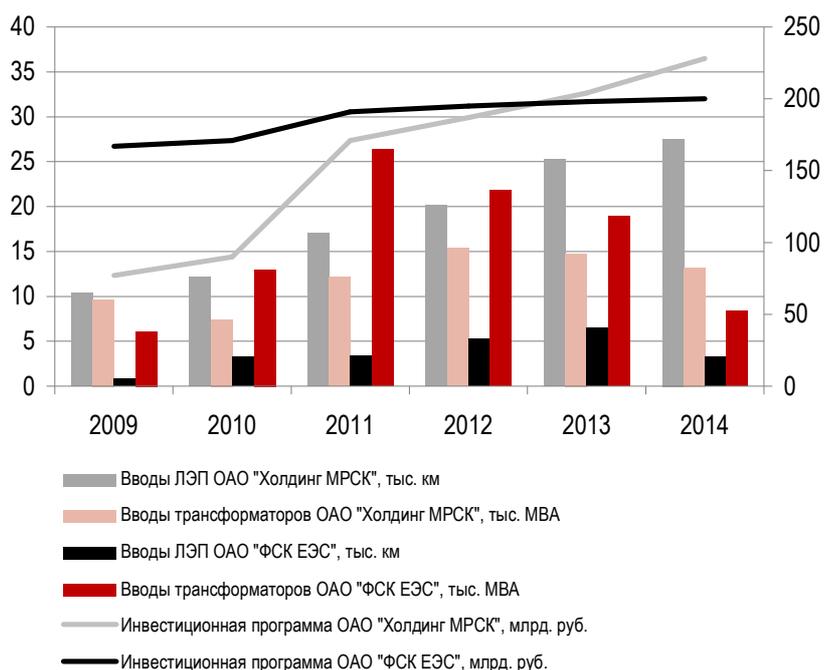
Именно проблемы повышенного износа сетей и запертых мощностей обуславливают опережающие темпы строительства объектов электросетевого хозяйства на ближайшие 10 лет. Протяженность электрических сетей на этом временном отрезке возрастет в 1,8 раза; при этом установленная мощность электростанций возрастет в 1,5 раза.

По данным АПБЭ, в период 2010-2020 гг. требуется ввести 9,5 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше для выдачи мощности новых общесистемных станций, а также 16,0 тыс. км ВЛ 330 кВ и выше для усиления межсистемных и межгосударственных связей и повышения надежности электроснабжения потребителей.

Распределительные сети напряжением ниже 220 кВ ввиду высокой степени износа, главным образом, требуют замены, а не нового строительства. В отличие от магистральных сетей, инвестиции в распределительные сети нацелены, в основном, на повышение стабильности энергосистемы и снижение потерь в сетях, которые на сегодня в 1,5-2 раза превышают уровень потерь за рубежом.

Динамика инвестиций и вводов электросетевых компаний в 2009-2014 гг.

Тыс. км млрд руб.



Источник: Минэнерго

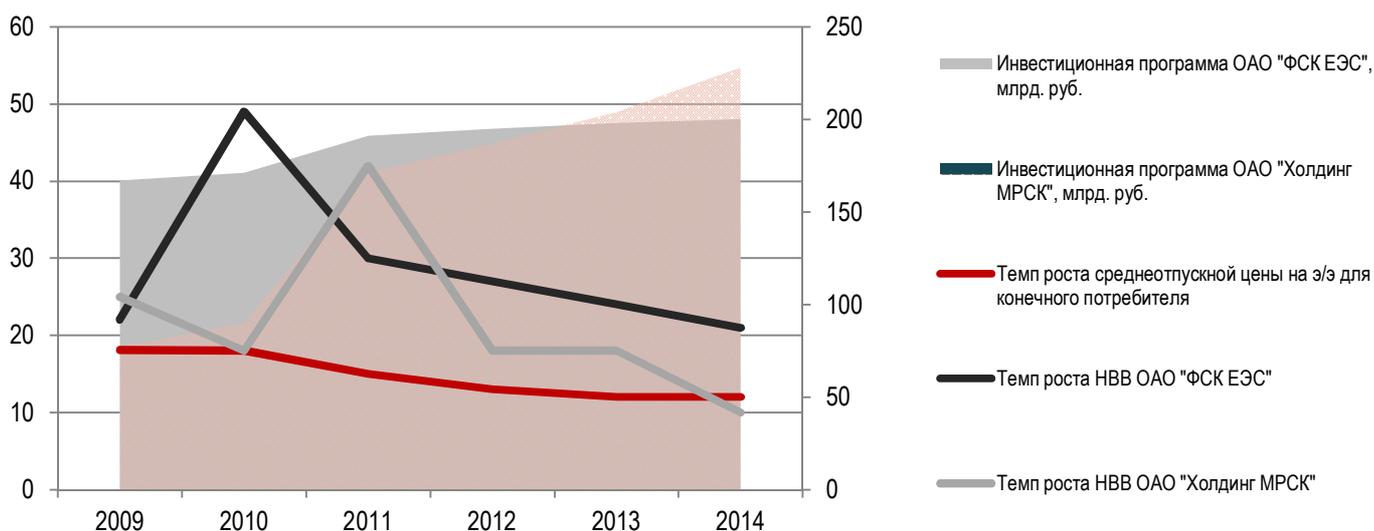
После инвестиционного провала в 2009 году, в 2010 году объем вложений ФСК и компаний Холдинга МРСК вырос несущественно – с 244 млрд руб. до 261 млрд руб. Вместе с тем, с утверждением параметров RAB для всех сетевых компаний (ФСК и компаний Холдинга МРСК) и началом их перехода на новую систему тарифообразования, объем вложений в строительство должен существенно возрасти. Уже в 2011 планируется

резкий скачок в инвестициях – до 362 млрд руб., которые в последующие годы¹³ должны будут вырасти до 400-450 млрд руб. При таких темпах вложений в модернизацию сетевого хозяйства можно рассчитывать на существенное снижение износа в сетях на горизонте до 2015 года, что должно найти отражение в росте капитализации компаний: в плане ФСК по повышению ликвидности акций распределительных сетевых компаний говорится, что привлечение \$55 млрд. инвестиций снизит износ распределительных сетей с 70% до 40-50% и создаст резерв электрических мощностей на 3-5 лет.

При таком объеме инвестиций МРСК на горизонте ближайших лет смогут финансировать за счет собственных средств (из прибыли) всего около 30% от годового объема инвестиций. Так, даже при условии опережающей индексации тарифов в течение переходного периода операционная рентабельность сетей может вырасти до 50-60%, однако при этом совокупная прибыль ФСК и компаний МРСК составит всего около 120-150 млрд руб., соответственно возникающий дефицит инвестиций «сетевиков» будут вынуждены «добирать» займами на долговом рынке.

Оборотной стороной внедрения RAB станет стремительный рост тарифов для конечных потребителей в течение переходного периода 2011-2014 гг. Если для ФСК основной скачок в тарифах пришелся на 2010 год (на 50%), то для распределительных сетей он выпадает на 2011-2012 годы. Так, если в 2011 году тариф для ФСК увеличится на 30%, то средний тариф МРСК вырастет на 45%.

Динамика темпов роста среднеотпускной цены на э/э для конечных потребителей, а также необходимая валовая выручка (НВВ) и объем инвестиционной программы электросетевых компаний с учетом RAB



Источник: Минэнерго

¹³ К 2015 году

При этом, в отличие от ФСК, повышение тарифов для МРСК существенно повлияет на розничные расценки на электроэнергию, поскольку на их долю приходится около 45% «тарифного пирога». Несмотря на то, что после 2012 года темпы роста тарифов для распределителей будут снижаться, кумулятивно за 2011-2014 годы они вырастут более чем вдвое, внося, таким образом, около 50% прибавки к конечной розничной цене на электроэнергию.

Тем не менее, несмотря на вносимый вклад в рост конечного тарифа для потребителя, на сегодня RAB является единственным инструментом, который сможет предоставить сетевым компаниям дополнительный денежный поток, за счет которого они, как минимум, смогут выдержать неотвратимый рост долговой нагрузки.

Инвестиционное заключение

Генерация

Акции генерирующих компаний сохраняют определенный потенциал для роста капитализации, особенно если учесть «просадку» их котировок в конце первого квартала 2011 года. Тем не менее, перспективы роста генерации ограничены неумолимым ростом топливных расходов и инвестиционными обязательствами компаний, которые будут оттягивать на себя часть денежных потоки компаний. Таким образом, в перспективе двух-трех лет наибольшим потенциалом для роста обладают пусть и дорогие, но эффективные энергокомпании западных игроков (ОГК-4 и ОГК-5), а также потенциальные участники консолидации (ОГК Газпрома, ТГК КЭС-Холдинга).

ОГК-4

Результаты деятельности ОГК-4 являются примером эффективного управления компанией, как в части производственной деятельности (оптимального распределения загрузки по станциям, управления издержками), так и в части торговых операций. ОГК-4 по итогам 9 месяцев 2010 года удалось не только удержать, но и улучшить и без того рекордные для отрасли показатели рентабельности. Так, рентабельность продаж компании с 16% в 2009 году выросла до 24% в 2010 году. Чистая рентабельность составила 20% против 19% в позапрошлом году. Для сравнения, аналогичные показатели других ОГК составили в 2010 году 9% и 7%. Залогом успеха ОГК-4 стала оптимизация загрузки электростанций, а также кардинальный пересмотр расходов, благодаря которому компания смогла по итогам 9 месяцев 2010 года при росте выручки на 27% удержать увеличение расходов на уровне 15%.

С полной либерализацией рынка электроэнергии ОГК-4, доказавшая эффективность своей работы на свободном рынке, по всей видимости, сможет удержать рекордные для отрасли уровни рентабельности. Более того, с учетом ввода нового блока ПГУ-400 на Шатурской ГРЭС, а также двух блоков ПГУ-400 на Сургутской ГРЭС-2, ОГК-4 сможет не только нарастить выработку и выручку, но также повысить свою рентабельность за счет использования более эффективного (экономически) оборудования. К этому также надо добавить и перспективные доходы от продажи новой мощности в рамках ДПМ. С учетом этих факторов валовая рентабельность ОГК-4 будет укладываться в диапазон 25-30%, что является неплохим показателем даже для европейских аналогов.

ОГК-4 имеет ограниченный потенциал для роста капитализации (+27%), однако, учитывая тот факт, что компания смогла стать бенчмарком эффективности для российской тепловой генерации, мы высоко оцениваем ее шансы на достижение целевой цены в течение 1-1,5 лет.

ОГК-4

(ММВБ: ОГК4)

Рекомендация:

Цена, руб.: 2,71

Цель, руб.: 3,46

Потенциал роста 28%

Покупать

Энел ОГК-5

Энел ОГК-5, приобретенная итальянским энергетическим гигантом Enel, по итогам последних двух лет стала второй по эффективности компанией в российской тепловой генерации, уступив первое место «немецкой» ОГК-4. Операционная рентабельность Энел ОГК-5 по итогам 9 месяцев 2010 года составила 15% против «прошлогодних» 12%. Между тем, если в 2009 году рентабельность компании была высокой, но сопоставимой с показателями других генераторов, то в 2010 году Энел ОГК-5 удалось уйти в отрыв вслед за ОГК-4. По всей видимости, в ближайшие два-три года Энел ОГК-5 удастся свести разрыв в эффективности с ОГК-4 до минимума, что будет способствовать выравниванию компаний по стоимости и обеспечит ОГК-5, по нашим расчетам, 40% прироста капитализации.

В отличие от большинства конкурентов, рост производства электроэнергии и сопряженный с этим рост загрузки станций, а, следовательно, и расходов, не привел к ухудшению эффективности станций Энел ОГК-5. За счет оптимизации загрузки мощностей, сокращения расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание, диверсификации портфеля поставщиков топлива, а также ввода новых более эффективных энергоблоков компания смогла добиться существенного расширения спарк- и дарк-спрэдов.

Немаловажным фактором, несущим в себе дополнительную стоимость для ОГК-5, является и то, что компания полностью исполнила свои обязательства по инвестпрограмме. Несмотря на ее относительно небольшой объем, компания сможет максимально загрузить новые, более эффективные, мощности, сняв нагрузку с устаревших блоков. Более того, Энел ОГК-5 уже с этого года может рассчитывать на получение денежного потока от реализации мощности в соответствии с ДПМ, который как минимум в 4-5 раз перекроет текущие доходы от реализации мощности по регулируемым тарифам и может составить до 5 млрд руб. в год (+10% к выручке), что потенциально может вывести операционную рентабельность компании на уровень, сопоставимый с ОГК-4 – около 25%.

Газпромэнерго Холдинг: ОГК-2, ОГК-6, Мосэнерго, ТГК-1

Несмотря на существенную недооцененность ОГК Газпрома (ОГК-2 и ОГК-6), существующий дисконт по отношению к иностранным ОГК оправдан ввиду как потенциальных корпоративных действий со стороны Газпрома, которые могут привести к размытию доли миноров, так и более низких финансовых результатов.

Перспективы вхождения в уставный капитал ОГК-2 и ОГК-6 с фундаментальной точки зрения не представляют интереса. Объединение принадлежащих газовому монополисту ОГК в перспективе ближайших двух-трех лет вряд ли принесет синергию создаваемому холдингу на операционном уровне. С другой стороны, оно может стать стимулом для приобретения акций обеих компаний в канун процесса консолидации.

ОГК-5

(ММВБ: ОГКЕ)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	2,51
Цель, руб.:	4,11
Потенциал роста	64%

ОГК-2

(ММВБ: ОГК2)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	1,49
Цель, руб.:	2,27
Потенциал роста	52%

ОГК-6

(ММВБ: ОГК6)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	1,28
Цель, руб.:	1,63
Потенциал роста	27%

В то же время, надо отметить, что в случае проведения допэмисии холдингом, растут риски кратного размытия капитала компаний, являющиеся на сегодня основным препятствием для реализации идеи «входа» в новую структуру через акции ОГК-2 и ОГК-6. Если учесть острую необходимость финансирования Газпромом инвестпрограмм компаний, то вариант допэмисий ОГК в пользу материнского холдинга пока выглядит наиболее реалистичным.

С точки зрения потенциального вхождения в капитал выгоднее смотрится ОГК-6, которая в моменте существенно недооценена (в том числе из-за слабых результатов операционной деятельности) по сравнению с ОГК-2. Как показала оценка компаний, осуществленная в рамках допэмисии ИнтерРАО, ОГК-6 была оценена с существенно меньшим дисконтом по отношению к ОГК-2, нежели предполагает их текущая рыночная капитализация.

ТГК-1 даже при текущих ценах сохраняет потенциал для роста, который подкреплен неплохой фундаментальной составляющей – меньших расходах на топливо ввиду высокой доли гидрогенерации, а также нивелирования угрозы консолидации под энергохолдингом Газпрома за счет присутствия Fortum.

Мосэнерго, которая является самой крупной ТГК, к тому же обслуживающей самый денежный и энергоемкий столичный регион, и одной из немногих компаний начавшей получать плату за новую мощность в соответствии с расценками ДПМ, что также выгодно выделяет ее в рамках тепловой генерации.

КЭС Холдинг

КЭС-Холдинг на деле оказался ближе всех созданию дееспособной бизнес модели, хотя надо отметить, что холдинг так и не подвел итоговую черту, завершив преобразования формальным переходом подконтрольных ему ТГК на единую акцию и публичным предложением акций новоиспеченного холдинга.

Наверное, ключевым недостатком компаний КЭС можно назвать отсутствие ясности в вопросе готовности компании к выходу на IPO, которое бы стало логичным финалом проводимых не один год преобразований и позволило бы холдингу частично заместить долговую нагрузку новым акционерным капиталом. Среди основных причин подобной неопределенности можно назвать существовавшую до последнего времени неопределенность с контурами холдинга, а также сильные позиции миноритариев.

В любом случае, учитывая тот факт, что свои формальные очертания КЭС Холдинг принял только под конец 2010 года, ему потребуется еще около 1,5-2 лет для подготовки к IPO. В современных рыночных условиях это достаточно длительный срок, за который конъюнктура мировых финансовых рынков может претерпеть существенные изменения, поэтому пока IPO КЭС-Холдинга остается достаточно отдаленной перспективой.

ТГК-1

(ММВБ: TGKA)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,018
Цель, руб.:	0,024
Потенциал роста	33%

Мосэнерго

(ММВБ: MSNG)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	2,91
Цель, руб.:	3,99
Потенциал роста	37%

ТГК-5

(ММВБ: TGKE)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,015
Цель, руб.:	0,018
Потенциал роста	22%

ТГК-6

(ММВБ: TGKF)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	0,014
Цель, руб.:	0,015
Потенциал роста	8%

ТГК-7

(ММВБ: VTGK)

Рекомендация:	Продавать
Цена, руб.:	1,93
Цель, руб.:	1,84
Потенциал роста	-5%

До тех пор пока КЭС-холдинг определяется со своей дальнейшей стратегией, он продолжит свое существование в формате портфеля номинально разрозненных активов. Впрочем, на групповом уровне синергетический эффект продолжит расти, способствуя улучшению консолидированных показателей холдинга. Так, по объему выручки в 2011 году холдинг может выйти на уровень 170 млрд руб. и 6,5 млрд руб. по EBITDA (при 150 млрд выручки и 5 млрд руб. в 2010 году).

Компании КЭС-Холдинга на данный момент торгуются на уровнях, близких к справедливым, и, в отсутствии спекулятивных драйверов, каким могло бы стать IPO, вряд ли смогут продемонстрировать существенный прогресс в наращивании капитализации. Учитывая, что ТГК КЭС Холдинга уже рассматриваются рынком как сугубо операционные бизнес-единицы, а не как центры формирования прибыли, интерес они представляют только с точки зрения потенциального входа в консолидированную компанию, наибольшие возможности для участия в капитале которой предоставляет ТГК-9.

Евросибэнерго

На сегодня Евросибэнерго – крупнейшая частная энергетическая компания страны, отвечающая за производство 9% электроэнергии в России. В рамках выстроенного вертикально интегрированного холдинга Евросибэнерго консолидировала энергетические (производство, передача и продажа электроэнергии и тепла), инжиниринговые, угледобывающие активы.

Аффилированность ЕвроСибЭнерго с РусАлом наложила отпечаток на бизнес-модель холдинга, которая ориентирована, в отличие от КЭС, не на рынок, а на поддержку, т.е. максимизацию маржи, базового бизнеса материнской структуры – поставку дешевой электроэнергии на заводы РусАла. В результате, внутренние трансферты существенно уменьшают показатели рентабельности энергетического бизнеса. Ситуацию отчасти сглаживает доминирование гидрогенерации в структуре мощностей энергохолдинга РусАла, позволяя ему в среднем оперировать с валовой рентабельностью в диапазоне 20-30%, что, тем не менее, почти вдвое ниже показателей РусГидро.

В 2010 году стремительный подъем котировок акций компаний, входящих в Евросибэнерго (Иркутскэнерго, Красноярской ГЭС) был обусловлен подготовкой холдинга к IPO, которое должно было состояться в декабре 2010 года. За год капитализация Иркутскэнерго выросла почти вдвое – с \$2,2 млрд до \$4 млрд, Красноярской ГЭС – почти в пять раз с \$500 млн до \$2,4 млрд, тем самым фактически практически лишив обе компании потенциала для роста капитализации. В начале 2011 года Евросибэнерго приступила к очередному раунду подготовки к IPO на бирже в Гонконге, однако и на этот раз была вынуждена отложить его, судя по всему, из-за недостаточного спроса.

Кроме того, нельзя не отметить фундаментальное ухудшение позиций Евросибэнерго: утвержденные ФСТ тарифы на мощность для ГЭС

ТГК-9

(ММВБ: ТГК1)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	0,0042
Цель, руб.:	0,0044
Потенциал роста	4%

Иркутскэнерго

(ММВБ: IRGZ)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	22,8
Цель, руб.:	24,0
Потенциал роста	5%

холдинга были снижены на треть – до 33 тыс. за МВт в месяц. Отрицательные коррективы в оценку стоимости крупнейшего актива холдинга – Иркутскэнерго, может внести на решение Правительства внести плотины ГЭС Иркутскэнерго в уставный капитал РусГидро, а также передача в собственность Интер РАО госпакета Иркутскэнерго (40% акций).

АФК «Система»

АФК «Система» является относительно новым игроком в энергетике, получив «в придачу» к купленным активам башкирского ТЭКа, также и контроль над Башкирэнерго – региональным энергохолдингом объединившим в себе генерирующие (причем как ТЭС, так и ГЭС), тепловые, сетевые, сбытовые и ремонтные активы.

Деятельность Башкирэнерго, которое исторически являясь частью Башкирского ТЭК, главным образом была направлена на обеспечение энергией топливно-энергетического комплекса Республики Башкортостан. Результатом стало широкое применение трансфертного ценообразования как внутри холдинга (между входящими в него энергокомпаниями), так и за его пределами (льготные цены для предприятий Башкирского ТЭК), что обусловило достаточно слабые финансовые результаты компании в прошлом.

Приход АФК «Система» в Башкирэнерго вряд ли приведет к кардинальным изменениям в сложившейся системе ценообразования, поскольку в рамках Башкирского ТЭК ключевым активом «Системы» является Башнефть и именно на ней консолидированы основные финансовые потоки ТЭК. После того как в 2008 году Башкирэнерго показало рентабельность на уровне 5%, в 2009 и 2010 годах она упала до 3% и 2% соответственно.

Предстоящая реорганизация Башкирэнерго в части выделения сетевых активов, несет в себе как позитивные моменты, так и существенные риски. С одной стороны, spin-off сетевых активов раскроет их рыночную стоимость, тем самым поддерживая рост капитализации холдинга. Последующая реализация сетей, либо их обмен на доли в МРСК и ФСК также будут капитализированы в стоимости холдинга.

С другой стороны, реализовав сетевые активы, Башкирэнерго, будучи основным поставщиком электроэнергии конечным потребителям в республике, потеряет контроль над важной составляющей в цепочке ценообразования. Так, с переходом сетей под контроль МРСК и ФСК и введением RAB-регулирования, цена передачи электроэнергии будет расти опережающими темпами, приводя к дисбалансу в «тарифном пироге», что вынудит Башкирэнерго либо пропорционально увеличивать цену электроэнергии для конечных потребителей, либо соглашаться на сокращение маржи. Причем второй вариант более вероятен. В данном контексте, среднесрочный выигрыш от реализации сетей будет нивелирован перспективами снижения производственной рентабельности в долгосрочном периоде.

Башкирэнерго (ММВБ: ВЕГУ)

Рекомендация:	Продавать
Цена, руб.:	50,0
Цель, руб.:	43,2
Потенциал роста	-14%

Сегодня Башкирэнерго заявляет об амбициозных планах по экспансии за пределы Республики Башкортостан, однако, при фактическом отсутствии возможностей для приобретения новых активов в отрасли (компаний), одной из немногих возможностей для расширения географии деятельности энергохолдинга является альянс с другим частным игроком. Наиболее подходящим вариантом в данном случае могло бы стать объединение с КЭС Холдингом, которое бы принесло синергию обоим игрокам, существенно укрепив их позиции в отрасли и создав платформу для дальнейшего развития крупного частного энергохолдинга, способного конкурировать с госкомпаниями.

СУЭК

СУЭК сегодня - ведущая российская топливно-энергетическая компания, крупнейший в стране и один из ведущих в мире производителей и поставщиков угля. Ключевые генерирующие активы СУЭК – Кузбассэнерго и ТГК-13 – расположены в непосредственной близости от угольных месторождений СУЭК, являясь одним из основных потребителей добываемого им угля. В то же время второстепенная роль энергетики с характерным для нее трансфертным ценообразованием, направленным на максимизацию доходов от базового, угледобывающего, бизнеса СУЭК является одной из главных причин провалов в рентабельности принадлежащих СУЭК генерирующих компаний.

Экономика генерации СУЭК прочно увязана с ценами на уголь. Генерация является одним из основных потребителей угля, продаваемого СУЭК на внутреннем рынке, однако при существующем дисконте внутренних цен на уголь по отношению к мировому рынку, а также на фоне растущего спроса со стороны Китая, СУЭК не мотивирован в увеличении продаж угля подконтрольной ему генерации. Поэтому угольный холдинг старается, по возможности, заместить их менее дорогим углем других угольных компаний, ориентируясь на увеличение объемов более доходных экспортных операций. По сути, только в кризис, на фоне существенного падения спроса на сырьевые ресурсы, а также компенсационных надбавок к тарифам для угольных станций, СУЭК увеличивал долю поставок угля своим энергокомпаниям. Впрочем и в этом случае ценообразование складывалось не в пользу энергетиков.

Таким образом, при сложившейся конъюнктуре на рынке угля, СУЭК в обозримой перспективе, не будет заинтересован в наращивании выработки электроэнергии в целях увеличения объемов поставок угля подконтрольной ему генерации, существенно проигрывающей в рентабельности угольному сегменту. Соответственно, холдинг будет стремиться оптимизировать работу станций, максимально увеличив долю теплофикационной выработки, даже если это приведет к сокращению объемов производства электроэнергии. В случае возникновения дефицита электроэнергии холдинг будет иметь возможность восполнить его за счет закупок более дешевой электроэнергии ГЭС на рынке, к чему он, собственно, прибегал в последние годы, закупая на нем до 18% от общего объема продаваемой электроэнергии.

Кузбассэнерго (ММВБ: KZBN)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,35
Цель, руб.:	0,58
Потенциал роста	64%

ТГК-13

(ММВБ: TGK13)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,11
Цель, руб.:	0,15
Потенциал роста	33%

При невысокой маржинальности операционной деятельности СУЭК обладает, пожалуй, наибольшими перспективами в части получения доходов в рамках ДПМ. При относительно небольшом объеме новых вводов (748 МВт) потенциальная прибыль от реализации мощности в рамках ДПМ на горизонте 2014 года может достигать 14,8 млрд руб.

ИРО является еще одним фактором для роста капитализации не только холдинга СУЭК, но и его энергоактивов. Несмотря на улучшение ситуации с ликвидностью, долговая нагрузка СУЭК остается высокой (90 млрд руб.), поэтому холдинг был бы не против частично заместить существующий долг акционерным капиталом, разумеется, при условии, что рынок предложит желаемую цену за выставляемый на продажу блокпакет. Благодаря ИРО, энергокомпании холдинга смогут рассчитывать на приток инвестиций в строительство новых мощностей, столь необходимых, учитывая острый дефицит источников финансирования энергокомпаний.

По нашей оценке, активы Кузбассэнерго и ТГК-13 существенно недооценены рынком, однако, на фоне неустойчивых операционных показателей единственным драйвером для переоценки стоимости компаний может быть ИРО материнского холдинга. В таком случае стоимость энергокомпаний СУЭК может вырасти как минимум в 1,5 раза.

Интер РАО ЕЭС

Интер РАО ЕЭС в 2010 году «вышло из тени», окончательно закрепив за собой статус компании-консолидатора отрасли. Потенциальная установленная мощность активов, подпадающая под периметр управления госхолдинга, превысила 20 ГВт, хотя еще в 2008 году установленная мощность активов в собственности Интер РАО едва достигала 8 ГВт.

В 2010 году ИнтерРАО инициировало через допэмиссию эпохальную консолидацию оставшихся у государства энергоактивов, по результатам которой под контроль компании попали разнокалиберные неконтрольные пакеты почти во всех генерирующих компаниях, стоимостью около 200 млрд руб. Однако наиболее внушительной прибавкой к активам компании стало приобретение ОГК-3 (79% от УК), чья установленная мощность составляет более 40% суммы текущих мощностей, контролируемых Интер РАО. До этого компания осуществляла управление над двумя основными российскими активами – ОГК-1 и ТГК-11, которые в рамках допэмиссии также перейдут под контроль Интер РАО.

Стратегия развития Интер РАО до 2015 года предполагает вхождение в Топ-10 электроэнергетических компаний мира по объему установленной мощности (40 ГВт). Согласно планам компании, выручка к 2015 году за счет новых приобретений должна увеличиться в 10 раз, показатель EBITDA – в 6 раз. При этом рентабельность по EBITDA снизится с текущих 18-20% до 12%.

Прогноз по EBITDA подтверждает наше предположение, что в ближайшие 3-5 лет компании вряд ли удастся получить дополнительную синергию от

Интер РАО

(ММВБ: IUES)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,041
Цель, руб.:	0,057
Потенциал роста	39%

ОГК-1

(ММВБ: ОГК1)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	1,01
Цель, руб.:	1,46
Потенциал роста	45%

ОГК-3

(ММВБ: ОГК3)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	1,36
Цель, руб.:	1,65
Потенциал роста	22%

ТГК-11

(ММВБ: ТГКК)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	0,016
Цель, руб.:	0,017
Потенциал роста	7%

приобретенных активов, а также заметно повысить рентабельность подконтрольных компаний. Кроме того, антимонопольные ограничения, накладываемые ФАС, будут сдерживать свободу действий Интер РАО в отношении возможной оптимизации набора активов (в том числе, за счет обмена пакетами акций с другими крупнейшими игроками).

С учетом вышеперечисленных факторов мы продолжаем рассчитывать справедливую стоимость акций ИнтерРАО как сумму справедливых стоимостей составных частей, которая в настоящее время равна \$16,25 млрд или \$0,002 за акцию, что предполагает около 40% роста к текущей рыночной цене.

РусГидро

Акции РусГидро на сегодня являются одной из наиболее надежных инвестиций в энергетику, обладающей к тому же наиболее прочным фундаментом для реализации заложенного в них потенциала роста котировок.

Благодаря низкой себестоимости производства электроэнергии компания является неоспоримым лидером отрасли по операционной и чистой рентабельности: 53% и 43% по итогам 9 месяцев 2010 года соответственно. Согласно бизнес-плану на 2011-2015 годы, РусГидро продолжит работать над увеличением рентабельности, в частности - за счет ожидаемого роста прибыли от реализации электроэнергии на оптовом рынке, цены на котором в ближайшие годы продолжат «идти» вверх повторяя инфляцию топливной составляющей тепловой генерации. Кроме того, РусГидро ждет увеличения выработки в связи с повышением обводненности рек и вводом в эксплуатацию новых мощностей. Начиная с 2011 года, компания намерена начать платить дивиденды: при минимальном объеме выплат, равном 5% от чистой прибыли, дивидендная доходность составит около 0,5% (при прогнозе чистой прибыли на 2011 год в размере 43,5 млрд руб.), однако, сам по себе факт выплат должен позитивно сказаться на инвестиционной привлекательности бумаг. Наконец, приватизация части госдоли в компании в перспективе 2012-2013 гг., также должна способствовать росту интереса инвесторов к бумагам РусГидро.

Несмотря на то, что РусГидро имеет заделы для дальнейшего увеличения рентабельности, компания торгуется с двукратным дисконтом по отношению к зарубежным аналогам и это при том, что в большинстве случаев РусГидро превосходит их по показателям прибыли на установленную мощность и прибыли на капитализацию.

Региональная тепловая генерация: ТГК-2, ТГК-4, ТГК-14

Акции «независимых» ТГК, не вошедших в более крупные энергетические холдинги, фундаментально имеют достаточно небольшие перспективы для роста капитализации в ближайшие два-три года. В первую очередь, имея достаточно изношенные мощности, компании будут сосредоточены на максимизации теплофикационной выработки, что ограничит темпы роста

РусГидро

(ММВБ:HYDR)

Рекомендация:

Цена, руб.:

Цель, руб.:

Потенциал роста

Покупать

1,42

1,84

30%

ТГК-2

(ММВБ: TGKB)

Рекомендация:

Цена, руб.:

Цель, руб.:

Потенциал роста

Покупать

0,0075

0,0089

19%

производства электроэнергии. С другой стороны, это позволит повысить их рентабельность на 3-4 п.п., однако результаты лидирующей группы останутся для них недостижимыми в ближайшие годы. Качественного скачка в рентабельности компаний следует ожидать по окончании строительства новых блоков и завершении модернизации существующих.

Наиболее перспективной среди региональных ТГК является ТГК-4: помимо того, что она выгодно выделяется своей эффективностью на фоне других ТГК, ТГК-4 в ближайшие годы проведет глубокую модернизацию портфеля генерирующих активов (увеличив мощности на 33%).

ТГК-2, имея в распоряжении изрядно изношенный парк оборудования, вряд ли сможет в ближайшие годы улучшить показатели рентабельности. С одной стороны, по условиям ДПМ, ТГК-2 планирует нарастить мощность за счет новых вводов на 65%, однако именно риски срыва сроков поставки новой мощности являются основными для этой компании. Недружественный по отношению к миноритариям собственник – группа Синтез – не заинтересован в открытости компании, что дополняет риски инвестирования в акции данной компании.

ТГК-14 изначально рассматривалась как энергетическое ядро, вокруг которого бы формировалась энергосистема под долгосрочную программу развития экономики Забайкалья. Однако в отсутствии явного прогресса в развитии региона перспективы развития энергокомпании неочевидны. Ситуацию осложняет высокая себестоимость производства электроэнергии, а также критический износ оборудования, в особенности тепловых сетей. Более того, неопределенности в будущем компании добавило желание ее основных акционеров РЖД и ЕСН выйти из ее капитала. Пока обсуждается приход в компанию Интер РАО, что может стать единственным фактором, который бы мог поддержать котировки акций компании, на данный момент выглядящих справедливо оцененными.

Сети

Акции электросетевых компаний сохраняют высокий потенциал роста, который должен быть реализован с появлением первых финансовых результатов масштабного внедрения RAB в МРСК. Среди потенциальных фаворитов 2011 года стоит выделить Ленэнерго, а также МРСК Северо-Запада и МРСК Северного Кавказа. Как наиболее ликвидные бумаги, которые в любом случае отразят успехи региональных компаний, мы рекомендуем к покупке акции МРСК Холдинга.

Холдинг МРСК

В настоящее время рыночная капитализация Холдинга МРСК практически равна с отклонением в 3-5% сумме рыночных стоимостей дочерних компаний (с учетом Тюменьэнерго, которая оценена методом сравнения с торгуемыми МРСК). Переход на RAB с 1 января в 90% МРСК будет способствовать улучшению финансовых результатов региональных компаний и, тем самым, окажет позитивное влияние на их капитализацию,

ТГК-4

(ММВБ: TGKD)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,012
Цель, руб.:	0,016
Потенциал роста	37%

ТГК-14

(ММВБ: TGKN)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	0,0035
Цель, руб.:	0,0037
Потенциал роста	5%

Холдинг МРСК

(ММВБ: MRKN)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	4,62
Цель, руб.:	6,02
Потенциал роста	30%

что в свою очередь приведет к повышению котировок материнской структуры – Холдинга МРСК. После падения акций электроэнергетических компаний в начале марта 2011 года, фундаментальный потенциал роста акций Холдинга, по нашим оценкам, составляет около 30%.

Дополнительным фактором поддержки бумаг электросетевых компаний в 2011-2012 годах может стать приватизация, либо передача в управление частным инвесторам отдельных МРСК. Пример с генерацией доказал более высокую эффективность управления зарубежными инвесторами по сравнению с госкомпаниями.

Явным преимуществом акций Холдинга является также их достаточно высокая ликвидность, которая выгодно выделяет компанию перед региональными МРСК.

МРСК Центра

МРСК Центра является первой распределительной компанией, полностью перешедшей на RAB регулирование, что обеспечило ей самый высокий коэффициент переоценки собственных средств при определении первоначальной базы инвестированного капитала. По величине IRAB компания уступает только МОЭСК. В 2010 году операционная рентабельность МРСК Центра выросла на 4 п.п. и достигла 13%, что практически соответствует среднему значению по Холдингу МРСК.

Согласно нашим расчетам, стоимость акций компании во многом уже учитывает эффект от внедрения RAB. Кроме того, по коэффициентам EV/Выручка, EV/EBITDA и EV/Отпуск электроэнергии МРСК Центра торгуется выше среднеотраслевых значений. Потенциал роста не высок даже по отношению к компаниям-аналогам в развивающихся странах.

МРСК Центра и Приволжья

МРСК Центра и Приволжья имеет довольно высокую величину IRAB (4-е место среди региональных МРСК). В 2010 году компания, несмотря на более скромные темпы роста тарифов, чем в среднем по Холдингу, почти вдвое нарастила рентабельность продаж (до 9%). Тем не менее, этот показатель остался ниже среднеотраслевого значения (13%).

Расчетная стоимость акций МРСК Центра и Приволжья с учетом утвержденных параметров RAB ненамного превышает рыночную цену. Бумаги торгуются близко к среднеотраслевым рыночным коэффициентам, рассчитанным для МРСК, и обладают 30-40%-ным потенциалом роста по сравнению с зарубежными аналогами в развивающихся странах.

МРСК Волги

МРСК Волги стала лидером по росту выручки среди распределительных компаний в 2010 году, в основном, за счет повышения тарифов, тогда как отпуск электроэнергии вырос меньше, чем в среднем по стране. Однако это не позволило компании нарастить рентабельность, которая сохранилась практически на уровне предыдущего года (6%). Причиной стал резкое повышение (на 64%) затрат на покупную электроэнергию для

МРСК Центра

(ММВБ: МРКС)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	1,27
Цель, руб.:	1,35
Потенциал роста	7%

МРСК Центра и Приволжья

(ММВБ: МРКР)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,280
Цель, руб.:	0,332
Потенциал роста	19%

МРСК Волги

(ММВБ: МРКВ)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,165
Цель, руб.:	0,226
Потенциал роста	37%

компенсации потерь в сетях, которые достигли почти 27% совокупной себестоимости.

Расчетная стоимость акций МРСК Волги с учетом утвержденных параметров RAB более чем на 40% превышает биржевые цены. По рыночным коэффициентам бумаги торгуются близко к среднеотраслевым значениям для российских компаний, однако, относительно зарубежных сопоставимых компаний обладают потенциалом роста в пределах 40%.

МРСК Урала

МРСК Урала в 2010 году также не удалось достичь заметных успехов в росте прибыльности, несмотря на увеличение выручки более чем на 20%. Операционная рентабельность сохранилась на уровне, близком к среднеотраслевому показателю. Не добавляют оптимизма планы компании на 2011 год, которые предполагают сокращение EBITDA почти на 40% за счет относительно низких темпов роста тарифов (в пределах 10%).

Слабые финансовые результаты во многом объясняют низкую оценку акций компании рынком. Данные бумаги являются одними из самых недооцененных среди МРСК по коэффициентам EV/Выручка и EV/EBITDA, торгуясь на 30-50% дешевле среднеотраслевых значений. В то же время акции МРСК Урала можно рассматривать как долгосрочные инвестиции на периоде 2-3 лет, когда, в соответствии с утвержденными параметрами RAB, должен реализоваться потенциал новой системы тарифообразования, оцениваемый нами на уровне 25% к текущей рыночной цене.

МРСК Сибири

МРСК Сибири является одной из четырех региональных распределительных компаний, которым не удалось полностью перейти на RAB. В трех из девяти филиалов по-прежнему применяется метод индексации экономически обоснованных тарифов. В 2010 году компания сильно ухудшила финансовые результаты за счет перехода одного из основных потребителей электроэнергии в регионе – компаний РусАла – на прямые договора с ФСК. Выпадающие доходы МРСК Сибири, не учтенные в тарифно-балансовых решениях на 2010 год составили 2,7 млрд руб. В итоге, девять месяцев 2010 года компания завершила с чистым убытком в размере 1,8 млрд руб. По данным Минэнерго, выпадающие доходы, не учтенные в тарифно-балансовых решениях на 2011 год, составляют еще 7,4 млрд руб.

Мы ожидаем, что в 2012 году компания все-таки завершит перевод всех филиалов на RAB, что по нашей оценке может добавить 15-20% к текущей рыночной цене. Поддержку акциям компании также способна оказать возможная приватизация, либо передача в управление частному инвестору. МРСК Сибири вошла в список наиболее вероятных кандидатов на эту роль по представлению Минэнерго.

В ближайшее время стоимость акций компании может поддержать объявленная допэмиссия в пользу Холдинга МРСК, средства от которой

МРСК Урала

(ММВБ: MRKU)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,278
Цель, руб.:	0,345
Потенциал роста	24%

МРСК Сибири

(ММВБ: MRKS)

Рекомендация:	Держать
Цена, руб.:	0,260
Цель, руб.:	0,303
Потенциал роста	16%

должны пойти на восстановление сетевых объектов электроэнергетики шахты Распадская. Как известно, утвержденная цена допэмиссии почти на 20% превышает рыночную цену акций.

МРСК Северо-Запада

Компании удалось перевести на RAB регулирование лишь три филиала из семи, которые составляют чуть более 60% совокупных активов МРСК Северо-Запада (по протяженности сетей). Филиалы Архэнерго, Колэнерго и Комизэнерго с 2011 года перешли на метод долгосрочных параметров с трехлетним периодом регулирования. Переход на RAB филиала Карелэнерго был отложен администрацией региона на 1 год и запланирован на январь 2012 года.

Минувший год стал неудачным для компании: при росте выручки за 9 месяцев на 8%, прибыль от продаж снизилась на 36%, чистый убыток составил 290 млн руб. Помимо относительно низких темпов роста тарифов на передачу электроэнергии в регионах ответственности МРСК Северо-Запада, негативное влияние на финансовые результаты оказали последствия августовского урагана, чья активность пришлась на территории Ленинградской, Новгородской, Псковской и Вологодской областей. На 2011 год компания прогнозирует улучшение ситуации, во многом, за счет опережающего роста тарифов. Согласно бизнес-плану, выручка должна вырасти на 24%, чистая прибыль составить 691 млн руб. против ожидаемого в 2010 году чистого убытка в размере 896 млн руб.

По нашим расчетам, эффект от перехода на RAB еще не в полной мере отражен в стоимости акций МРСК Северо-Запада. В совокупности с переводом оставшихся филиалов это добавит около 50% к текущей рыночной цене акций компании. Менеджмент компании рассчитывает, что в отношении трех филиалов с долгосрочной индексацией также может быть разрешена досрочная замена метода регулирования.

Еще одним фактором инвестиционной привлекательности компании уже в этом году может стать передача в управление частному инвестору, которая сейчас обсуждается в правительстве РФ. Мы рассматриваем МРСК Северо-Запада как наиболее вероятного кандидата, который способен вызвать интерес у иностранных инвесторов за счет близости расположения к границам с Европой.

МРСК Юга

МРСК Юга не согласовала параметры RAB в одном из четырех филиалов (Волгоградэнерго), который по протяженности сетей занимает около 30% активов компании. В 2010 году компания не показала выдающихся успехов: по итогам 9-ти месяцев прибыль от продаж увеличилась на 3% при росте выручки на 16%. Кроме того, компания продолжила фиксировать чистый убыток, обусловленный высокими процентными платежами по обслуживанию долга. Рентабельность по прибыли от продаж изменилась незначительно с 10% до 9%, что ниже среднеотраслевого уровня.

МРСК Северо-Запада

(ММВБ: MRKZ)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,183
Цель, руб.:	0,262
Потенциал роста	43%

МРСК Юга

(ММВБ: MRKA)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,132
Цель, руб.:	0,172
Потенциал роста	30%

По нашему мнению, большой объем перекрестного субсидирования в регионах Юга России в совокупности с обязательствами по инвестпрограмме будет сдерживать инвестиционную привлекательность акций компании. Это наглядно демонстрируют утвержденные для Волгоградэнерго параметры индексирования тарифов, которые существенно ниже темпов роста RAB-тарифов. Между тем, эффект от введения RAB в 3-х филиалах еще не в полной мере отражен в цене акций, сохраняя потенциал роста в долгосрочной перспективе. Дополнительный интерес участников рынка акций к МРСК Юга в 2011 году способна вызвать возможная передача компании в управление частному инвестору.

МРСК Северного Кавказа

МРСК Северного Кавказа перевела на RAB с 1 января 2011 года пять из шести филиалов, составляющих около 70% совокупных активов. В 2010 году компании удалось существенно улучшить финансовые результаты, причем не столько за счет повышения тарифов (выручка за 9 месяцев выросла на 12%), сколько за счет снижения затрат (за 9 месяцев себестоимость снизилась на 10%). В итоге, рентабельность по прибыли от продаж составила 20% (годом ранее был убыток), что стало лучшим результатом в отрасли после МОЭСК. Согласно прогнозам компании, переход на RAB позволит к 2012 году практически удвоить показатель EBITDA и утроить чистую прибыль (по сравнению с 2010 годом).

Основной проблемой компании является высокий уровень потерь в сетях на территории Республики Дагестан, Ингушетии и Чеченской Республики, который достигает 32-35% от объема отпуска электроэнергии. В 2010 году МРСК Северного Кавказа начала реализацию трехлетней программы по снижению уровня потерь до 21-23%.

Потенциал роста стоимости акций компании с учетом параметров RAB, согласно нашей оценке, составляет почти 90%. При этом в оценке довольно консервативно учитываются специфические риски региона, способные оказать влияние на финансовые результаты МРСК Северного Кавказа. Подтверждают имеющийся потенциал роста бумаг и значения коэффициентов EV/Выручка, EV/EBITDA, которые являются практически самыми низкими среди МРСК.

Ленэнерго

Ленэнерго полностью перешло на RAB с начала 2011 года. Позитивной новостью для компании стало сохранение тарифа на присоединение в условиях RAB-регулирования вплоть до 2015 года. Ранее ожидалось, что переход на RAB полностью отменит оплату техприсоединения. За счет новых потребителей в ближайшие 5 лет планируется профинансировать около половины инвестпрограммы Ленэнерго.

Одобренные регулятором параметры RAB предполагают ежегодный рост сетевых тарифов для Ленэнерго в ближайшие 5 лет на уровне 23-27%. В результате, к 2015 году средний тариф на передачу электроэнергии по

МРСК Северного Кавказа

(ММВБ: MRKK)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	141
Цель, руб.:	258
Потенциал роста	82%

Ленэнерго

(ММВБ: LSNG)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	23,9
Цель, руб.:	49,5
Потенциал роста	107%

Санкт-Петербургу и Ленинградской области должен вырасти почти в 3 раза. С учетом сохранения оплаты техприсоединения компания дает сверхоптимистичные прогнозы финансовых результатов. В частности чистая прибыль может вырасти с 3,7 млрд в 2010 году до 23,4 млрд руб. в 2015 году, что больше текущей рыночной капитализации Ленэнерго (15,8 млрд руб).

По нашим оценкам, Ленэнерго является наиболее привлекательной компанией для инвесторов среди МРСК. С учетом утвержденных параметров RAB потенциал роста стоимости акций превышает 100%. Принимая во внимание достаточно высокий показатель операционной рентабельности (17% по итогам 9-ти месяцев), компания выглядит недооцененной по коэффициенту EV/EBITDA не только к зарубежным, но и к российским аналогам.

МОЭСК

МОЭСК полностью перешла на RAB с начала 2011 года. Компания является самой высокорентабельной среди МРСК: за 9 месяцев 2010 года рентабельность по прибыли от продаж составила 23%. Подобный результат объясняется не только ростом тарифов на передачу электроэнергии (выручка по этому виду деятельности за 9 месяцев увеличилась на 21%), но и увеличением доходов от техприсоединения более чем вдвое по сравнению с 2009 годом. Доля последних в совокупной выручке МОЭСК за 9 месяцев достигла 16%, что является самым высоким показателем в прошлом году среди МРСК.

По нашим оценкам, МОЭСК сохраняет потенциал роста стоимости акций с учетом внедрения RAB на уровне 20%. Рыночные коэффициенты EV/Выручка и EV/EBITDA свидетельствуют о недооцененности по сравнению с отраслевыми компаниями развивающихся стран на 30-40%.

ФСК

Федеральная сетевая компания является, пожалуй, самым привлекательным сетевым активом с точки зрения финансовых результатов. Причина тому – опережающий рост тарифов, обусловленный внедрением RAB. В прошлом году тариф на передачу электроэнергии по высоковольтным сетям ФСК вырос на 49%, в 2011 году повышен еще на 31%. В результате, маржа операционной прибыли ФСК в 2010 году достигла 30%, в этом году ожидается рост еще до 35-40%, что может стать самым высоким показателем среди электроэнергетических компаний России (единственный возможный конкурент – РусГидро).

Между тем, ФСК с самой высокой в отрасли рентабельностью является одним из наиболее вероятных кандидатов на задействование в механизме сдерживания конечных цен на электроэнергию, который сейчас обсуждается в правительстве. Против резкого урезания тарифной выручки госмонополии должна сыграть небольшая доля тарифа в конечной цене электроэнергии (около 7%). Тем не менее, снижение тарифов ФСК на 3-5% в этом году и сокращение темпов роста в 2012 году вполне вероятно.

МОЭСК

(ММВБ: MSRS)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	1,50
Цель, руб.:	1,82
Потенциал роста	22%

ФСК

(ММВБ: FEES)

Рекомендация:	Покупать
Цена, руб.:	0,396
Цель, руб.:	0,500
Потенциал роста	26%

Ожидается, что ситуация с государственной надстройкой энерготарифов прояснится в течение ближайших 2-3 месяцев.

По нашим оценкам, рост финансовых результатов как следствие внедрения RAB во многом уже учитывается в рыночной стоимости акций ФСК. Одним из катализаторов инвестиционной активности в данном секторе в 2011 году может стать планируемое размещение глобальных депозитарных расписок (GDR) на Лондонской фондовой бирже. Предполагается, что инвесторам будет предложен пакет до 2% уставного капитала, Это должно повысить ликвидность бумаг компании, тем более что следующим шагом может стать запуск программы американских депозитарных расписок (ADR). ФСК станет второй российской энергокомпанией (после РусГидро), торгующейся на Лондонской бирже.

Руководство компании

Генеральный директор	Александр Лактионов
Управляющий директор	
Департамент ценных бумаг	Роман Андреев

Аналитический департамент

Директор департамента	
Макроэкономика / Стратегия / Энергетика / Банки	Василий Конузин, к.э.н.
Отдел аналитических исследований	
Старший аналитик	
Энергетика / Металлургия	Виталий Домнич
Аналитик	
Нефть и газ / Нефтехимия	Анна Знатнова
Младший аналитик	Андрей Меклер
Отдел инвестиционного анализа	
Начальник отдела	
Телекоммуникации / IT	Сергей Захаров

Контактная информация

Телефон	7 (495) 411 66 55
Факс	7 (495) 733 96 82
Интернет	http://www.alemar.ru
Аналитический департамент	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1731)
E-mail	research@alemar.ru
Операции с акциями	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1782)
E-mail	salesdesk@alemar.ru
Трейдера	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1782)
E-mail	tradingdesk@alemar.ru
Деривативы	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1787)
E-mail	derivatives@alemar.ru
Офис в Новосибирске	
Телефон	(383) 227 65 66
Факс	(383) 227 65 66
Офис в Красноярске	
Телефон	(391) 266 14 68
Факс	(391) 266 14 68

Лицензии профессионального участника рынка ценных бумаг, выданные ФСФР России ЗАО ИФК «Алемар»
 04.04..2002, N лицензии 177-05916-000100,
 04.04..2002, N лицензии 177-05929-001000,
 04.04..2002, N лицензии 177-05921-100000,
 04.04..2002, N лицензии 177-05926-010000,

ИФК «Алемар»

тел. +7 (495) 411-6655
 Россия, 117218, г. Москва, ул. Кржижановского д.14, корп.3,
 E-mail: research@alemar.ru
<http://www.alemar.ru>

При подготовке обзора использована информация агентств и компаний: «Интерфакс», РосБизнесКонсалтинг, Финмаркет, Bloomberg, BondsFINAM, компаний FXClub, FOREX times.

© 2003-2011 ИФК «Алемар». Все права защищены.

Настоящий документ предоставлен исключительно в порядке информации и не является предложением о проведении операций на рынке ценных бумаг, и, в частности, предложением об их покупке или продаже. Источники, используемые при написании данного отчета, ИФК «Алемар» рассматривает как достоверные, однако ИФК «Алемар», его руководство и сотрудники не могут гарантировать абсолютные точность, полноту и достоверность предоставляемой информации. Оценки и мнения, отраженные в настоящем документе, основаны исключительно на заключениях аналитиков ИФК в отношении рассматриваемых в отчете ценных бумаг и эмитентов.

ИФК «Алемар», его руководство и сотрудники не несут ответственности за инвестиционные решения клиента, основанные на информации, содержащейся в настоящем документе. ИФК «Алемар», его руководство и сотрудники не несут ответственности в связи с прямыми или косвенными потерями и/или ущербом, возникшим в результате использования клиентом информации или какой-либо ее части при совершении операций с ценными бумагами.

ИФК «Алемар» не берет на себя обязательства регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящем документе или исправлять возможные неточности.

Копирование и распространение информации, содержащейся в данном обзоре, возможно только с согласия ИФК «Алемар».