

# Электроэнергетика

## Инвестиции в мощность

**A'LEMAR**  
INVESTMENT GROUP



*Bashkirengo.ru*

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

Аналитики:  
Василий Конузин  
Виталий Домнич

## Инвестиционное заключение:

**Подъем экономики РФ** в ближайшие годы обеспечит отечественной энергетике солидную платформу для наращивания производства, что должно подстегнуть инвестиционную активность в отрасли и повысить ее привлекательность. Несмотря на довольно скромные ожидания по темпам прироста потребления электроэнергии в 2010 году, мы полагаем, что в перспективе 2015 года они могут достичь 3,7% в год.

**Либерализация энергорынка** будет способствовать еще большей корреляции между ценами на электроэнергию и энергоресурсами: генераторы будут стремиться максимально компенсировать расходы на энергоносители за счет продаж электроэнергии, что приведет к кратному росту цен на электроэнергию на оптовом рынке.

**Долгосрочный рынок мощности** – ключевой драйвер для роста капитализации генерирующих активов в отрасли. С принятием внятной концепции ДРМ, мы ждем переоценки в сегменте генерации, которая приведет к удорожанию рыночной стоимости кВт установленной мощности компаний до \$400-500.

**Акцент в реализации отраслевой инвестпрограммы** в ближайшие 5-7 лет сместится в сторону замещения, а не наращивания мощностей. Объемы вводов новых мощностей не претерпят существенных изменений по сравнению с ранее утвержденной правительством инвестпрограммой, в то время как объемы выводов устаревшего и неэффективного оборудования увеличатся, способствуя качественному улучшению отраслевых производственных показателей и, тем самым, закладывая фундамент для формирования инвестиционной привлекательности отрасли в долгосрочном периоде.

**Переход на RAB** призван преобразить инвестиционную картину в сетевых активах, предоставив компаниям реальный инструмент для финансирования модернизации отраслевой инфраструктуры. Тем не менее, из-за значительной доли в тарифном «пироге», именно тарифы сетей станут в ближайшие годы основными «виновниками» роста цен на электроэнергию для конечных потребителей.

Несмотря на отсутствие видимых изменений в **структуре собственности** в генерации, кризис, все же, привел к сдвигу «тектонических плит», который потенциально может привести к еще большей зависимости компаний от государства. Компаниям нужен «якорь», который обеспечит им стабильность в условиях турбулентной экономики. Подобным «якорем» может стать либо масштаб, либо, как показал кризис, – государство. Мы полагаем, что 2010 год даст толчок к укрупнению в частном секторе и формированию новых альянсов, что может стать еще одним дополнительным фактором для роста капитализации активов, потенциально задействованных в сделках с капиталом.

## Содержание:

<b>ИНВЕСТИЦИОННОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ:</b>	<b>2</b>
<b>ОБЗОР ОТРАСЛИ</b>	<b>4</b>
<b>ОСНОВНЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ '10</b>	<b>4</b>
<b>ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>	<b>5</b>
<b>ИНВЕСТИЦИОННЫЕ АКЦЕНТЫ: ТОЧКИ РОСТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>	<b>8</b>
<b>РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>	<b>9</b>
<b>РЫНОК МОЩНОСТИ</b>	<b>13</b>
<b>ИНВЕСТИЦИОННЫЕ АКЦЕНТЫ: ФАВОРИТЫ МОЩНОСТИ</b>	<b>17</b>
<b>РЫНОК ТЕПЛА</b>	<b>21</b>
<b>РАВ В СЕТЕВЫХ КОМПАНИЯХ</b>	<b>23</b>
<b>ГЕНЕРАЦИЯ</b>	<b>29</b>
<b>ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ</b>	<b>29</b>
<b>ИНВЕСТИЦИИ</b>	<b>30</b>
<b>СТРУКТУРА СОБСТВЕННОСТИ</b>	<b>31</b>
<b>ИНВЕСТИЦИОННОЕ РЕЗЮМЕ</b>	<b>34</b>
<b>СЕТИ</b>	<b>38</b>
<b>РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ</b>	<b>38</b>
<b>МАГИСТРАЛЬНЫЕ СЕТИ (ФСК ЕЭС)</b>	<b>39</b>

## Обзор отрасли

### Основные макроэкономические параметры '10

Несмотря на 8,5%-ый обвал ВВП в 2009 году, Россия, благодаря улучшению конъюнктуры на внешних рынках, имеет неплохие шансы войти в список стран-лидеров по темпам восстановления экономики в Новом, 2010 году. С ростом промышленной активности спрос на электроэнергию будет расти, тем самым, создавая фундамент для притока инвестиций в отрасль.

Согласно опубликованным Минэкономразвития (МЭР) параметрам уточненного прогноза экономического развития РФ на 2010-2012 годы рост ВВП РФ в 2010 году может составить 3,1%, при этом за счет как более высокой цены на нефть (\$65 за баррель против \$58 долларов), так и более высокой оценки объемов производства в конце 2009-го. Для 2011 года оценка темпов роста ВВП повышена до 3,4% (на 0,4 процентного пункта), что связано с более значимым вкладом внешней торговли и более благоприятной динамикой инвестиционного и потребительского спроса. Увеличение ВВП в 2012 году прогнозируется на уровне 4,2%.

В консервативном варианте прогноза МЭР в 2010 году ожидается рост ВВП на 1,3%, в 2011-м — на 1%, в 2012-м — на 2,9%. Согласно этому сценарию, в 2010—2011 годах прогнозируется слабое оживление, ведомое восстановлением запасов и потребительского спроса. Между тем, активный рост инвестиций ожидается только к 2012 году. Таким образом, российская экономика сможет достичь докризисных уровней только в 2013 году.

**Мы полагаем, что из-за существенных экзогенных и эндогенных рисков, с которыми придется столкнуться российской экономике, начало фазы ее активного восстановления может быть отложено на 2011 год, тогда как в 2010 году темпы ее роста составят около 1,7%.**

Основные внешние риски на сегодня связаны с неопределенностью относительно степени влияния ожидаемого ужесточения денежной политики стран G7 на финансовые рынки, а также хрупкостью видимого восстановления мировой экономики, обусловленной слабостью на рынке труда и потребительского спроса. С другой стороны, внутренние риски преимущественно связаны со структурными проблемами российской экономики, доминирующее положение в которой занимает добывающий сектор, существенно зависящий от конъюнктуры внешних рынков. Кроме того, весьма серьезные риски таит в себе и банковская система, в том числе из-за большого объема реструктурированных долгов, ограниченного доступа на внешние рынки капитала, снижающейся маржи, что в совокупности обуславливает весьма слабую активность банков на рынке кредитования, сдерживая инвестиционную и потребительскую активность.

Начиная с 2011 года, мы прогнозируем достаточно быстрое восстановление темпов роста экономики к докризисным уровням: в 2011 году - 2,6%, в 2012 году – 3,8%, в 2013-2020 годах – в диапазоне 4,5-5,5%, что должно обеспечить фундамент для стабильного прироста энергопотребления в стране.

### Прогнозы ключевых макропоказателей РФ, %

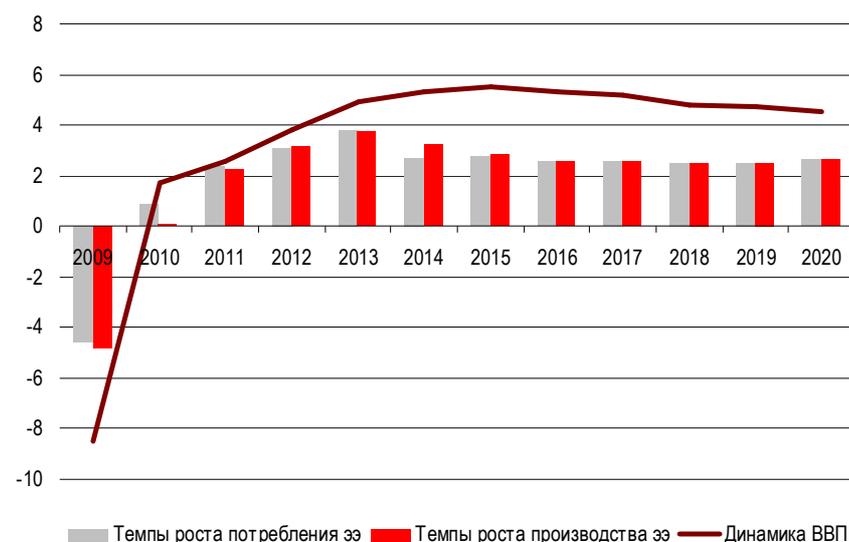


Источник: прогнозы ИФК «Алемар»

### Динамика производства и потребления электроэнергии

Исходя из анализа эластичности темпов роста экономики РФ и энергопотребления, а также прогнозов АПБЭ<sup>1</sup>, мы полагаем, что в 2010 году прирост энергопотребления в зависимости от темпов восстановления экономики составит 1-2% (973-981 млрд кВтч), после чего, на фоне увеличения производственной и инвестиционной активности, к 2013 году он ускорится до 3,7%, с последующей стабилизацией в пределах 2,5-2,8%.

### Динамика темпов роста экономики, потребления и производства электроэнергии в 2010-2020 гг., %



Источник: расчеты ИФК «Алемар», данные АПБЭ

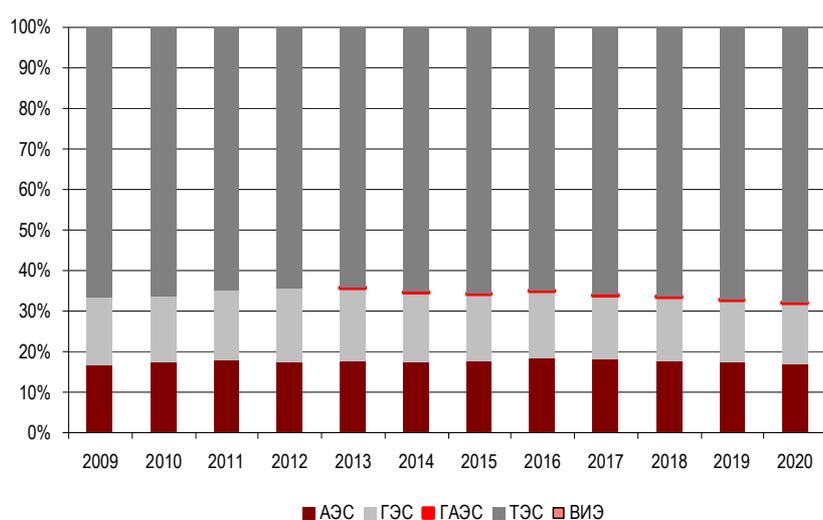
<sup>1</sup> Агентство прогнозирования балансов в электроэнергетике

Производство электроэнергии в 2010 году вырастет на 0,1-0,8% (до 978 - 985 млрд кВтч), что, по нашему мнению, будет связано со снижением прогнозного баланса мощности<sup>2</sup> на 0,8-2,7%, до 169,3-171,6 ГВт, обусловленного, в том числе, выбытием мощностей Саяно-Шушенской ГЭС, которые не будут в полном объеме заменены новыми вводами, равно как и сложившимся по итогам прошедшего года дисбалансом в производстве электроэнергии. В дальнейшем на фоне прироста энергопотребления мы ожидаем ускорения динамики производства электроэнергии до 3,7% к 2013 году, с последующей стабилизацией в диапазоне 2,5-2,7%.

В производстве электроэнергии на прогнозном периоде 2010-2020 года продолжат доминировать теплогенерирующие мощности. В ближайшие 3-5 лет из-за выводов оборудования из эксплуатации и переноса сроков по ряду проектов, заложенных в инвестпрограммы теплогенерирующих компаний, мы прогнозируем временное снижение доли производимой ими электроэнергии (на 2-3 п.п.), которые, тем не менее, будут восполнены выработкой атомной генерации. Вместе с тем, обновление теплофикационных мощностей и интенсификация производства будут способствовать постепенному восстановлению позиций тепловой генерации в структуре выработки электроэнергии на горизонте за 2015 годом, что минимизирует 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%.

### Структура производства электроэнергии по видам генерирующих мощностей в 2010-2020 гг., %



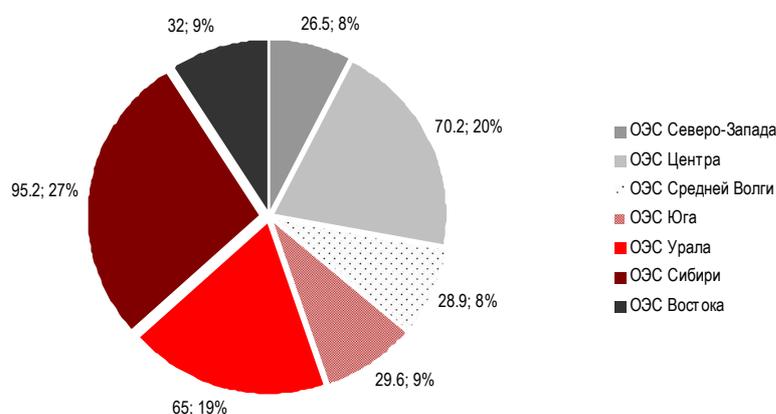
Источник: расчеты ИФК «Алемар», данные АГБЭ

<sup>2</sup> ФСТ

В региональной структуре производства электроэнергии наибольший прирост в абсолютном выражении ожидается в ОЭС Сибири, Центра и Урала, что обуславливается перспективами опережающего роста энергопотребления в балансирующей на грани энергодифицита европейской части РФ и на Урале, для компенсации которого потребуется, в том числе, переброска части дешевой электроэнергии, производимой ГЭС Сибири<sup>3</sup>. Дополнительно приросту производства электроэнергии в Сибири будет способствовать освоение нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, а также развитие Забайкалья.

В относительном выражении наибольший прирост в производстве электроэнергии ожидается на Дальнем Востоке (+113%), что сопряжено с планами создания в регионе мощного энергоузла, призванного обеспечить экспортные поставки энергоресурсов в Китай, которые, если верить планам Минэнерго, к 2015-2017 годам могут достигнуть 60 млрд кВтч.

### Вклад ОЭС в прирост производства электроэнергии на периоде 2010-2020 годов (млрд кВтч, %)



Источник: АГБЭ

Исходя из текущих прогнозов производства и потребления электроэнергии можно сделать вывод, что сверстанные в эпоху РАО ЕЭС инвестпрограммы генерирующих компаний, базирующиеся на предположении о среднем годовом приросте энергопотребления равном 5%, потребуют значительных корректировок.

**В перспективе до 2015-2017 годов объемы вводов новых мощностей не претерпят существенных изменений, в то время как объемы выводов устаревшего и неэффективного оборудования увеличатся. Как следствие, акцент в реализации отраслевой инвестпрограммы сместится в сторону замещения, а не наращивания мощностей.**

<sup>3</sup> При условии соответствующего развития сетевой инфраструктуры

## **Инвестиционные акценты: точки роста потребления электроэнергии**

В контексте рассмотренных долгосрочных тенденций в производстве и потреблении электроэнергии, наиболее интересными с инвестиционной точки зрения являются генерирующие компании, расположенные вблизи промышленных кластеров в европейской части РФ и на Урале, где растущий спрос на электроэнергию обеспечит им стабильный прирост выработки, равно как и позволит рассчитывать на рост цен на электроэнергию. При этом, мы выделяем компании, которые за счет реализации инвестпрограмм, смогут заместить устаревшие мощности новыми, что гарантирует им востребованность на рынке и повысит эффективность.

Исходя из указанных критериев, выгодно отличаются ОГК, которые имеют диверсифицированную географию производства – от Центральной части РФ до Восточной Сибири и, как правило, расположены вблизи крупных промышленных кластеров – точек роста экономики. Тем не менее, отдельного упоминания заслуживают ОГК-1 и ОГК-2, которые могут «поймать волну» восстановления в экономике, учитывая, что все вводимые ими мощности придутся на перспективные Центральный и Уральский регионы. Кроме того, интересна ОГК-5, которая на данный момент в наибольшей степени близка к реализации планов по замещению старых мощностей и, по всей видимости, к 2011 году может стать одним из наиболее эффективных генерирующих производств.

Среди территориальных генерирующих компаний мы выделяем прежде всего столичные регионы – соответственно Мосэнерго и ТГК-1. Последняя, при этом, обладает большими перспективами, из-за дефицита мощностей в регионе и существенной доли дешевой гидрогенерации в объеме установленной мощности. С ростом промышленной активности на Урале, возрастет спрос на мощности станций КЭС-Холдинга (главным образом, ТГК-9), часть из которых расположена в дефицитном узле «Уральский алюминий». Кроме того, если исключить риски трансфертов в пользу материнской компании, выгодно смотрятся сибирские энергоактивы СУЭК (Кузбассэнерго и ТГК-13), на которые на время выбытия мощностей Саяно-Шушенской ГЭС (до 2012 года) ляжет дополнительная нагрузка по выработке электроэнергии. Впрочем, в данном контексте многое будет зависеть от цен на электроэнергию, которые сложатся в регионе – данные января-февраля 2010 года позволяют предположить, что энергетики смогут через рынок компенсировать рост переменных расходов, вызванный дополнительной нагрузкой на станции.

Рост производства электроэнергии по «точкам промышленного роста» закономерно приведет и к увеличению объемов передаваемой сетевыми компаниями электроэнергии. Несмотря на то, что в ближайшие 3-5 лет ключевым драйвером роста их капитализации продолжит оставаться RAB, прогнозируемый рост выручки от передачи электроэнергии будет способствовать увеличению денежного потока компаний, способствуя улучшению их фундаментальных показателей.

## Рынок электроэнергии

С увеличением доли либерализации на оптовом рынке электроэнергии до 60% с января 2010 года и до 80% - с июля этого года, зависимость цен на электроэнергию от тарифов на газ усилится. Как следствие, рост оптовых цен на электроэнергию в либерализованном сегменте будет практически синхронизирован с темпами повышения тарифов на газ, которые, как известно, регулируются государством.

Поскольку для генераторов топливная составляющая является ключевой статьей переменных расходов, они приложат максимум усилий для того, чтобы компенсировать их через рынок электроэнергии, причем, в ряде случаев - с премией, которая должна будет компенсировать часть постоянных расходов, не покрытых платой за мощность. Как следствие, рост оптовых цен на электроэнергию в либерализованном сегменте будет практически синхронизирован с темпами повышения тарифов на газ, которые, как известно, регулируются государством.

Государственная политика в отношении формирования цен на газ предусматривает выход в ближайшие годы на равную доходность поставок газа на внутреннем и внешних рынках. На сегодня регулируемые цены на газ почти вдвое ниже индикативных «равнодоходных» цен на газ, рассчитываемых ФСТ, по принципу net back<sup>4</sup> от цен на европейском рынке. Соответственно, в ближайшие годы даже, если учесть снижение цен на поставляемый в Европу газ<sup>5</sup>, внутренние расценки «голубого топлива» продолжат неумолимо расти, подталкивая вверх цены на электроэнергию.

С 1 января 2010 года оптовый тариф на газ был увеличен на 15%, при этом, из-за поэтапного повышения тарифа в 2009 году, его рост по среднему за год значению составит более внушительные 25,6%. В 2011-2012 годах в соответствии со сценарными условиями развития экономики<sup>6</sup> – тарифы на газ будут ежегодно прирастать на 15%. В итоге на периоде 2009-2010 года тарифы на газ вырастут почти на 70%, что, впрочем, позволит, как мы считаем, максимально приблизиться к обеспечению равной доходности внутренних и внешних поставок газа. В дальнейшем, на периоде 2013-15, при стабилизации цен на нефть, мы ждем снижения темпов роста тарифов на газ<sup>7</sup>.

**Отталкиваясь от прогнозируемых темпов роста тарифов на газ, оптовые цены на электроэнергию в перспективе до 2015 года могут вырасти вдвое к 2015 году и почти в 3 раза к 2020 году, достигнув 5-6 центов (1,7 руб. ) за кВтч при, в среднем, 2 центах (64 коп.) в 2009 году.**

С увеличением доли либерализации в 2010 году оптовые тарифы на электроэнергию будут в меньшей степени влиять на рынок электроэнергии, а с 2011 года будут касаться только населения и неценовых зон, доля электроэнергии потребляемой которыми, согласно расчетам АПБЭ, составит около 17% в 2011 году. При этом, индексация тарифов будет осуществляться, по нашему мнению, исходя из темпов инфляции, что приведет к расширению спреда между свободными и регулируемыми ценами на электроэнергию.

Мы полагаем, что после 2015 года тарифы на электроэнергию, приобретаемую для населения, будут расти опережающими темпами в

<sup>4</sup> За вычетом транспортировки и экспортных пошлин

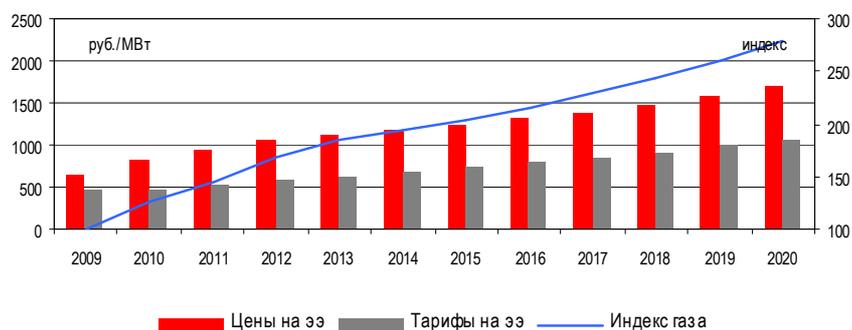
<sup>5</sup> Обусловленной пересчетом формулы, в основе которой лежат цены на нефть

<sup>6</sup> Подготовленными МЭР

<sup>7</sup> Прогноз АПБЭ

целях сближения с рыночными ценами на электроэнергию. Впрочем, они по-прежнему будут ниже оптовых рыночных цен на 20-30%.

### Оптовые цены и тарифы на электроэнергию и индекс роста тарифов на газ



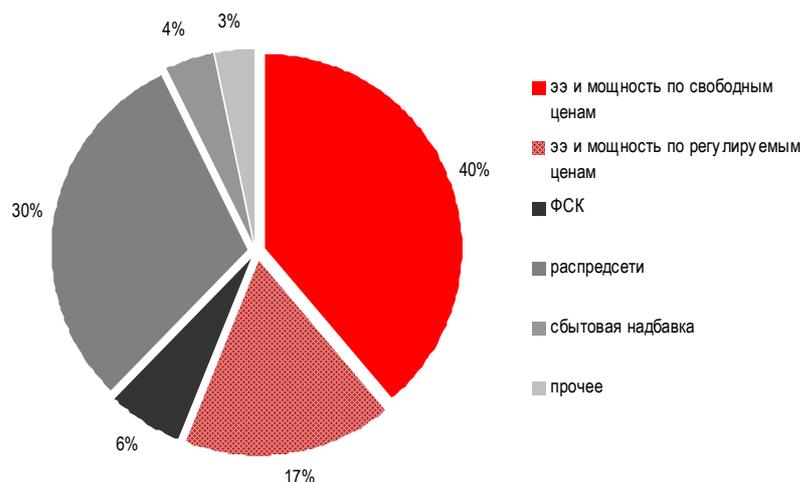
Источник: расчеты ИФК «Алемар», АПБЭ

**Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке - далеко не единственный фактор, приводящий к удорожанию стоимости электроэнергии на розничном рынке: переход электросетевых компаний на RAB<sup>8</sup> в ближайшие годы будет вносить основной вклад в прирост цен на электроэнергию для конечных потребителей.**

По состоянию на середину 2009 года на долю электроэнергии и мощности в общем «тарифном пироге»<sup>9</sup> приходилось 56%, при этом на долю распределительных сетей приходилось около 30%, на ФСК – 5%.

В 2010 году, как за счет ограничений на рост оптовых тарифов для генераторов, так и за счет ускорения в росте тарифов сетевого сегмента, связанного с переходом на RAB, доля сетей в конечном розничном тарифе увеличится примерно на 5 п.п.

### Прогнозная структура розничной цены на электроэнергию в 2010 году



Источник: расчеты ИФК «Алемар», данные Совета рынка

<sup>8</sup> Подробнее см на стр. 23

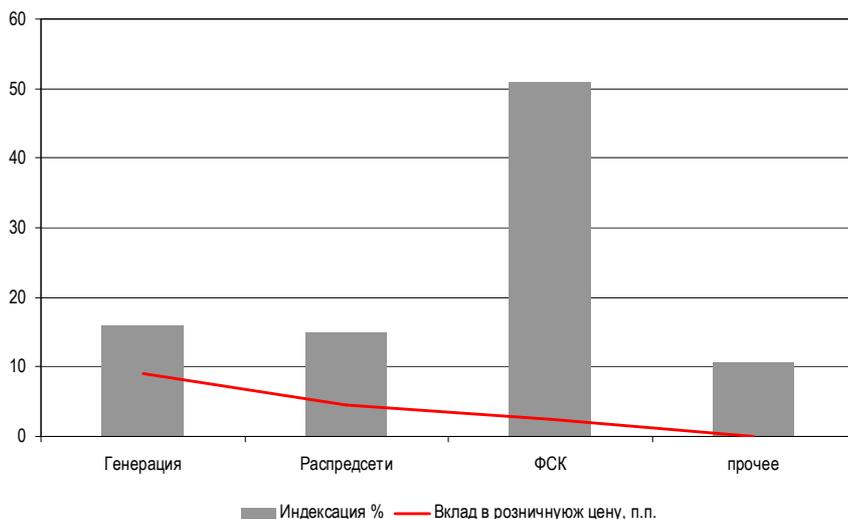
<sup>9</sup> Структура розничной цены на электроэнергию

**В целом средняя цена для конечного потребителя вырастет в 2010 году минимум на 15%, при этом для населения рост составит, как и в 2009 году, – 10%.**

По нашим расчетам, для компенсации расходов на топливную составляющую рост цен на электроэнергию в нерегулируемом сегменте оптового рынка может составить более 20% и порядка 16% в целом по оптовому рынку, что внесет вклад в размере 9 п.п. в тариф для конечных потребителей.

Рост тарифов для распределителей составит, по нашей оценке, в среднем 15% (в том числе по сетям, переходящим на RAB, свыше 30%)<sup>10</sup>, а для ФСК – рекордные 51%. В совокупности, это приведет к росту конечной цены для потребителя еще на 7 п.п. (4,5 п.п. по распределителям и 2,5 п.п. по ФСК)<sup>11</sup>.

### Рост цен/тарифов по направлениям бизнеса



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

В течение всего переходного периода<sup>12</sup> (2010-2013 годов) сети продолжат удерживать пальму первенства по темпам роста тарифов, которые не опустятся ниже 30%, внося тем самым основной вклад в динамику цен розничного рынка.

Не стоит забывать и о долгосрочном рынке мощности, запуск которого ожидается в 2011 году. Если для генераторов рынок мощности станет инструментом для возврата инвестиций, для отрасли в целом – гарантом выполнения инвестпрограмм, то для конечного потребителя – прогнозируемый кратный рост платы за мощность явится очередным фактором роста конечных цен на электроэнергию.

**Основная нагрузка по оплате растущей стоимости электроэнергии ляжет на промышленных потребителей, в то время как тарифообразование для населения в течение длительного периода времени останется регулируемым.**

<sup>10</sup> Общий размер IRAB для всех 69 областей, обслуживаемых «Холдингом МРСК», составляет 1 200 млрд руб., при этом доля регионов, уже перешедших на RAB-регулирование, составляет 14%

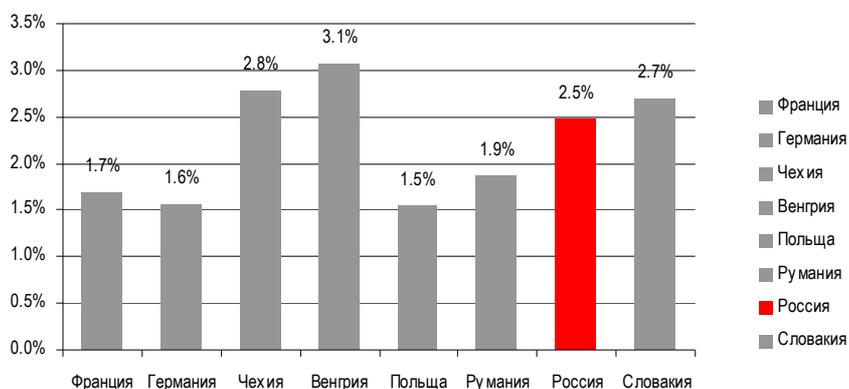
<sup>11</sup> Исходя из существующего вклада сетей в формирование конечной цены электроэнергии

<sup>12</sup> Примечание: на RAB

Несмотря на значительный прирост доходов населения в предкризисные годы, доля расходов на оплату электроэнергии в совокупном доходе домохозяйств достаточно высока и уже несколько лет назад достигла европейского показателя. Учитывая, что в Европе сложилась обратная ситуация, при которой цены на электроэнергию для населения превышают цены для промышленных предприятий на 15-20% (в силу большей себестоимости передачи и учета электроэнергии), запас для роста оптовых цен на текущий момент составляет около 70%.

В данной ситуации государство должно либо субсидировать население повышение тарифов, либо рост тарифов в ближайшие годы будет искусственно сглаживаться, а в качестве базы для их индексации будут учитываться макроэкономические показатели, прежде всего, инфляция, а не рыночные данные. Очевидно, что при этом трансляция сетевых тарифов (доля которых в «тарифном пироге» в ближайшие 3-5 лет будет расти) в регулируемый сегмент розничного рынка будет минимальной. Соответственно, основной груз по оплате выработки и передачи электроэнергии будут нести промышленные потребители.

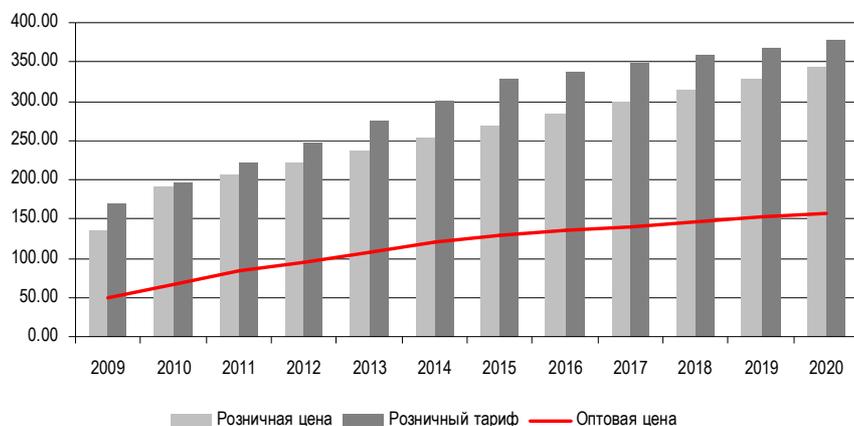
### Доля расходов на электроэнергию в доходах домохозяйств



Источник: данные Е.оп за 2006 г.

Таким образом, в пятилетней перспективе ситуация, сложившаяся с перекрестным субсидированием промышленностью населения, только ухудшится. В частности, в этот период спред между тарифной и свободной ценой электроэнергии в рознице может достигать 30%.

### Динамика цен розничного рынка, коп.



Источник: расчеты ИФК «Алемар», данные сбытовых компаний, ФСТ, АПБЭ

Ускорения в темпах роста тарифов на электроэнергию для населения мы ждем после 2015 года, что позволит сузить образовавшийся спред между свободными ценами розничного рынка и тарифами для населения с 30% до более «рыночных» 10-15%.

## Рынок мощности

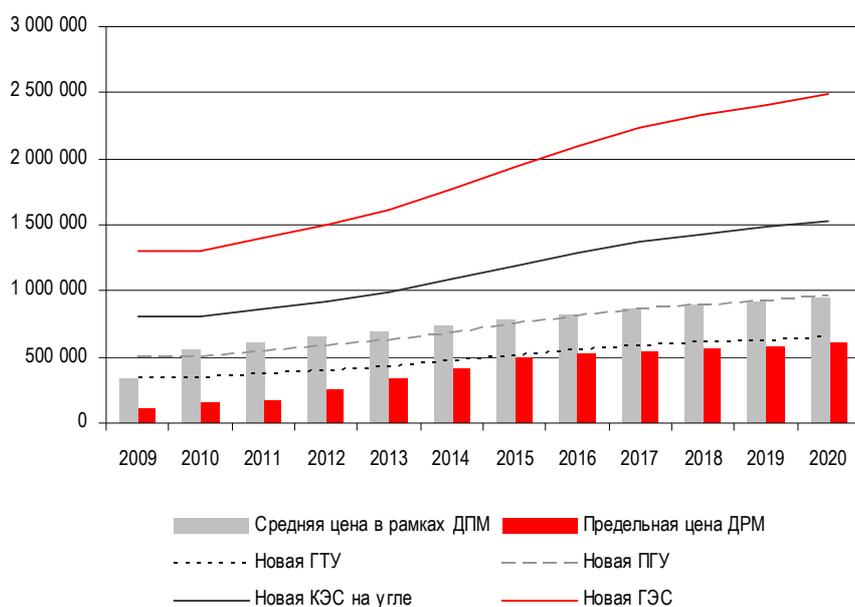
В текущей ситуации, когда существует значительная неопределенность в выборе конечной концепции рынка мощности, отечественная тепловая генерация продолжит оцениваться рынком существенно ниже своей справедливой стоимости и стоимости компаний-аналогов на развитых и развивающихся рынках. В то же время, с принятием концепции по рынку мощности генерацию ждет значительная переоценка, которая может поднять цены кВт установленной мощности ТГК до \$300-500 за кВт, а ОГК – до \$600 за кВт.

Ключевые параметры рынка мощности – основного инструмента возмещения капитальных расходов на строительство объектов генерации – должны быть согласованы в течение первого полугодия 2010 года. Запуск долгосрочного рынка мощности ожидается в 2011 году.

На данный момент участники энергорынка склоняются к модели рынка, при которой ценообразование в рамках долгосрочного рынка мощности останется дискриминационным, т.е. оплата мощности будет осуществляться исходя из постоянных расходов генераторов с заданным ограничением по предельной цене мощности.

Несмотря на то, что в текущей модели рынка мощности нет формального разделения на рынок «старой» и «новой» мощности, де факто оплата мощности будет дифференцирована: так существующие мощности («старые») главным образом будут продаваться в рамках долгосрочного рынка мощности (ДРМ), тогда как новые мощности – в рамках договоров на поставку мощности (ДПМ).

### Динамика цен на мощность и индикативная плата за различные виды новой мощности (1-ая ценовая зона), тыс. руб./МВт в мес.



Источник: АПБЭ, расчеты ИФК «Алемар»

### Долгосрчный рынок мощности – «старая» мощность

В соответствии с позицией Совета рынка оплата «старой» мощности генераторам будет осуществляться исходя из базовых регулируемых тарифов 2009 года, индексируемых на прогнозном периоде в соответствии с темпами роста инфляции и с учетом механизма сближения предельных цен на мощность и минимальных капитальных расходов, необходимых для строительства генерирующего объекта к 2015 году.

В открытых источниках озвучивается пока только один из параметров – предельный уровень цены на мощность. Для первого года долгосрочного конкурентного отбора мощности (2011 год) он составит 114 000 руб./МВт в месяц в среднем по двум ценовым зонам: в Европе и на Урале — 110 000 руб./МВт, в Сибири — 120 000 руб./МВт в месяц.

Объявленные цены на мощность существенно ниже рыночных ожиданий. Если исходить из озвученных ценовых параметров рынка мощности, значительная часть генераторов не сможет покрыть постоянные расходы за счет доходов от продажи мощности и будет вынуждена компенсировать их повышением цены на электроэнергию, либо консервировать станции. Тем не менее, мы полагаем, что власти вряд ли пойдут на столь кардинальные меры и итоговый порог оплаты мощности будет повышен. В частности, мы ожидаем, что объявленные предельные цены на мощность в рамках ДРМ могут быть увеличены за счет дополнительной инвестиционной составляющей, размер которой, по нашей оценке, составит от 40 000 до 50 000 руб./МВт в месяц. Таким образом, совокупный доход генераторов от продажи МВт мощности поднимется на более приемлемый ценовой уровень равный 150 000 – 170 000 руб. за МВт в мес.

После 2011 года мы прогнозируем планомерное схождение предельных цен на мощность в рамках ДРМ и целевого значения цены ДРМ, в качестве которой будут выступать минимальные капитальные расходы, необходимые для строительства генерирующего объекта (расходы на строительство ГТУ<sup>13</sup> при реальном WACC<sup>14</sup> равном 9,6% и периоде окупаемости равном 15 годам), оцениваемые нами на уровне 300 тыс. руб. за МВт в месяц в ценах 2009 года<sup>15</sup>.

В случае, если с вводом рынка мощности в 2011 году, предельная рыночная цена мощности окажется ниже удельных постоянных расходов, поставщику мощности, по всей видимости, будет предоставлено право за счет Системного оператора провести консервацию станции, либо в случае востребованности мощности станции в рамках ОЭС, получить возможность для компенсации убытков через рынок системных услуг или через отдельное тарифное решение<sup>16</sup>.

### Договора на поставку мощности – «новая мощность»

Основные объемы «новых» мощностей на временном горизонте до 2015 года будут вводиться в рамках ДГМ, принципы ценообразования в которых, будут близки к заложенным в опубликованную Советом рынка в конце 2009 года «Методику проверки соответствия ценовых заявок на продажу мощности требованию об экономической обоснованности размера ежемесячной платы за единицу мощности».

<sup>13</sup> Газотурбинная установка

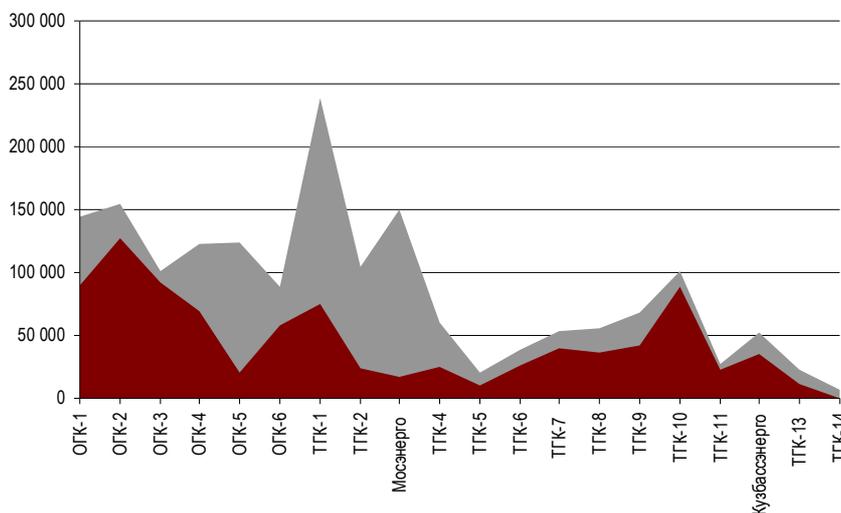
<sup>14</sup> Без учета инфляции

<sup>15</sup> Стоимость строительства ГТУ

<sup>16</sup> Присвоение статуса

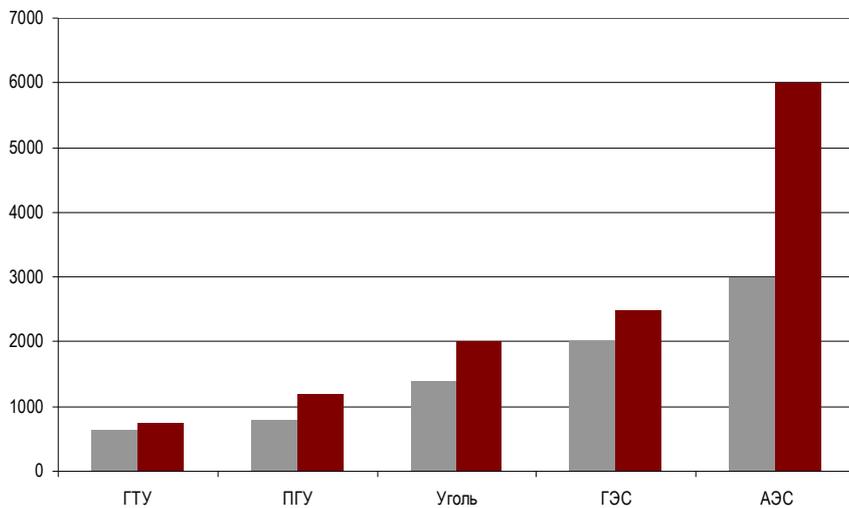
В соответствии с методикой Совета рынка, пошедшей апробацию на КОМ 2010 года, плата за мощность определяется исходя из эталонных капитальных затрат новой мощности с учетом ряда коэффициентов, таких как климат, сейсмичность, тип топлива, установленной мощности станции.

**Вводы ДПМ / Совокупный объем инвестпрограмм на 2008-2012 годы по данным РАО ЕЭС**



Источник: РАО ЕЭС

**Стоимость строительства новой мощности (минимальные и максимальные границы диапазона), \$/кВт**



Источник: оценка ИФК «Алемар», данные по соответствующим проектам green field в РФ и EMEA

Для всех проектов будет установлен срок окупаемости равный 15-ти годам. Реальная (за вычетом инфляции) доходность или WACC составит 9,6% годовых. Итоговая плата за мощность строящихся в рамках ДПМ будет определяться исходя из условия компенсации 75% суммарных затрат поставщика, если объект расположен в первой ценовой зоне оптового рынка, и 94% суммарных затрат поставщика, если объект расположен во второй ценовой зоне оптового рынка.

По нашей оценке, средние эталонные расходы на строительство газовой станции составят \$1000-1200 за кВт установленной мощности, для угольной станции \$1500-1800 за кВт., что будет соответствовать примерно 500 тыс. руб. за МВт в месяц для газовой генерации и 800 тыс. руб. за МВт в месяц для угольной генерации<sup>17</sup>. При этом эксплуатационные расходы будут равны 80 000 руб. на 1 МВт в месяц для газовой генерации и 120 000 руб. на 1 МВт в месяц для угольной генерации.

Оплата мощности в рамках ДПМ будет гарантироваться поставщикам в течение 10 лет, после которых в течение еще 5 лет они будут иметь возможность гарантированной продажи мощности по ценам, сложившимся на ДРМ и увеличенным на реальный WACC (9,6%).

Мы полагаем, что практически вся новая мощность будет реализовываться в рамках ДПМ, которые, как предполагается, поставщики мощности, будут иметь возможность заключить на все потенциально востребованные строящиеся объекты генерации.

Обсуждаемые условия возврата средств на вложенный капитал, по нашей оценке являются вполне приемлемыми для генераторов, обещая им в 2011 году норму возврата на вложенный капитал на уровне 18,3% (с учетом инфляции), что должно стимулировать генкомпании к выполнению обязательств, принятых на себя в рамках заключенных ДПМ.

---

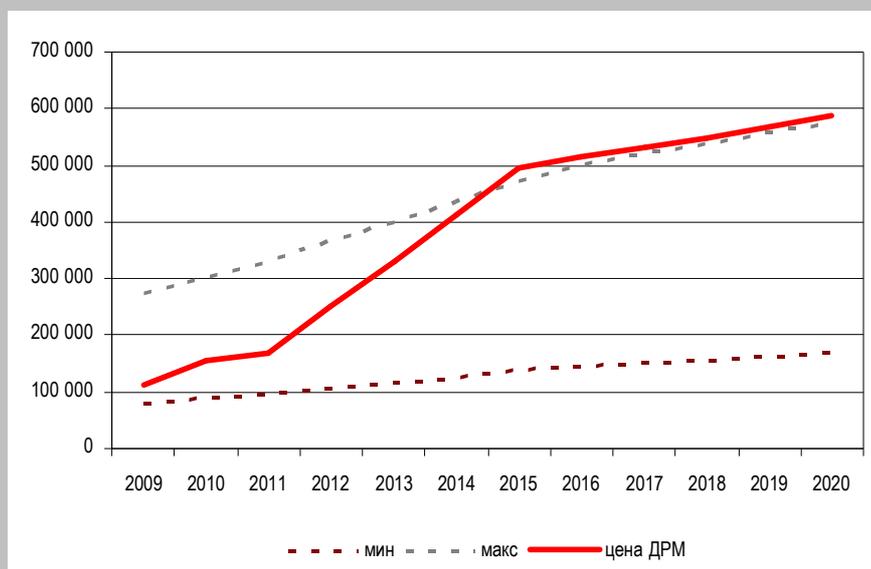
<sup>17</sup> В ценах 2008 года

## Инвестиционные акценты: фавориты мощности

Наибольшую выгоду от запуска рынка мощности получают тепловые генераторы, которых ждет кратный рост поступлений от продажи мощности, обусловленный увеличением продаж новой мощности в рамках ДПМ, а также опережающим ростом платы за мощность в рамках ДРМ.

Доля денежного потока от продажи мощности в совокупной структуре выручки от продажи электроэнергии и мощности тепловых генкомпаний должна будет вырасти с текущих 30% до 50% к 2015 году, обеспечив им полное покрытие постоянных и капитальных затрат. За горизонтом 2015 года денежный поток от продажи мощности в большинстве случаев будет перекрывать постоянные и капитальные затраты генераторов, что должно способствовать формированию долгосрочного источника финансирования инвестиционной деятельности компаний за счет собственных средств.

**Верхняя и нижняя границы постоянных расходов генкомпаний и прогнозные цены ДРМ, руб./МВт в мес.**

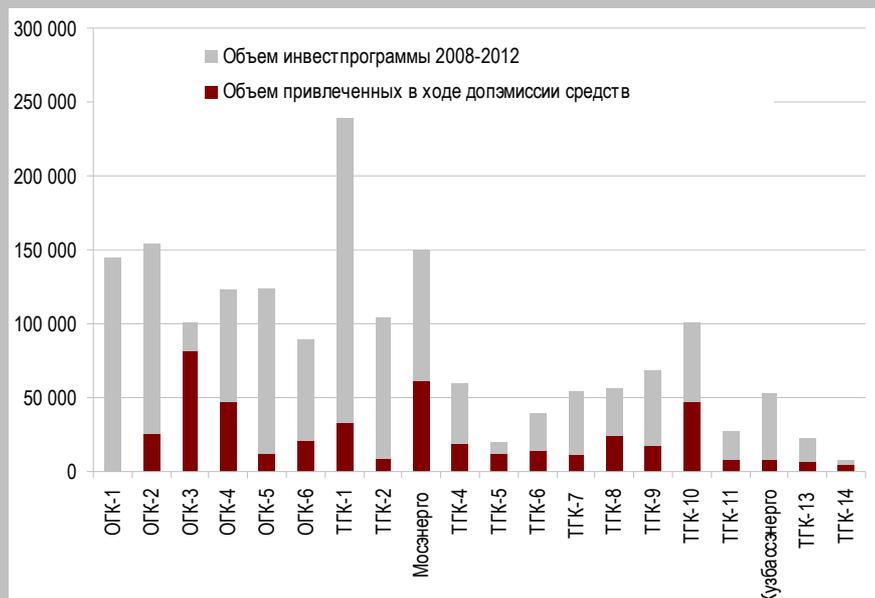


Источник: расчеты Алемар

Несмотря на многообещающую норму возврата на вложенный капитал, генкомпании, отягощенные значительными обязательствами по инвестпрограммам, в ближайшие годы (3-5 лет) будут торговаться с дисконтом по отношению к менее «нагруженным» с точки зрения капвложений компаниям.

В первую очередь, подобная ситуация связана временным лагом между первыми капвложениями, осуществленными в проект, и денежным потоком от продажи построенной мощности, который, по нашим оценкам, может достигать нескольких лет, в течение которых будет осуществляться строительство и аттестация объекта. Таким образом, компании должны будут вложить средства в проект сегодня, тогда как период возврата денежных средств по ним придется ждать несколько лет. Не секрет, что средства, привлеченные генкомпаниями в рамках допэмиссий, далеко не полностью покрывают объемы инвестпрограмм. Дефицит финансирования по ДПМ достигает 80%, при среднеотраслевом значении 50%.

**Соотношение инвестпрограмм генкомпаний и выручки от проведенных допэмиссий, тыс. руб.**



Источник: РАО ЕЭС, данные компаний

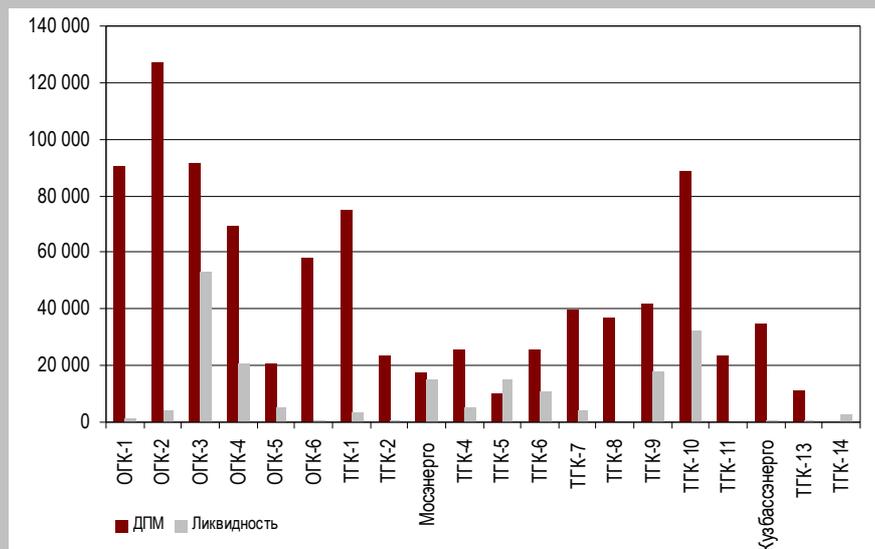
Таким образом, генераторы неизбежно будут вынуждены искать источники дополнительного финансирования своих капвложений либо за счет заемного капитала, либо через допэмиссию.

Разумеется, что в обоих случаях масштаб инвестиций будет определять либо степень дополнительной долговой нагрузки, которую компаниям придется брать на себя, либо степень размытия капитала допэмиссиями в пользу материнской компании.

**В первом случае (актуально для компаний КЭС-холдинга, ОГК-4, ТГК-1), наращивание долговой нагрузки приведет к существенному росту стоимости обслуживания долга и, как следствие, падению денежного потока, что в итоге будет способствовать снижению фундаментальной стоимости компании.**

Многие собственники, привлекавшие долг под покупку генерации, а, затем, под финансирование капзатрат, в кризис были вынуждены пролонгировать кредиты под заведомо убыточные ставки (около 18-22% при 8-12% в 2008 году). Соответственно, дальнейший рост долговой нагрузки, даже по более умеренным ставкам, грозит генераторам отрицательным свободным денежным потоком в перспективе ближайших лет (как минимум до момента начала поступлений от продажи мощности). Впрочем, в ряде случаев, (например ТГК-9, принадлежащей КЭС) возможна ситуация, при которой собственник генкомпания, для целей финансирования платежей по обслуживанию своего долга, в соответствии с требованиями банков-кредиторов, будет максимизировать дивидендный поток по отдельно взятым компаниям, тем самым гарантируя акционерам высокую дивидендную доходность на вложенный капитал в перспективе ближайших 2-3 лет. Кроме того, возможен вариант, когда собственник (РАО ЭС Востока) использует дивидендные выплаты дочерней компании (Мосэнерго) в качестве источника финансирования приоритетных инвестпроектов, что также будет мотивировать его к более высоким дивидендным выплатам.

**Объем денежных средств (с учетом краткосрочных вложений) по состоянию на 30/09/2009 и объемы ДПМ**



Источник: данные компаний

**Во втором случае (актуально для принадлежащих Газпрому ОГК-2, ОГК-6, ТГК-1, также ОГК-1), допэмиссия в пользу материнской компании грозит существенным размыванием доли миноритарных акционеров.**

В случае с «газпромовскими» активами, кратное увеличение капитала грозит миноритарным акционерам принудительным выкупом акций, либо, как минимум невыгодными коэффициентами конвертации при условии консолидации в единый энергетический холдинг.

Не стоит забывать и о дополнительных рисках, связанных с реализацией инвестпрограмм, в частности санкциях за непоставку мощности, грозящих штрафами в объеме от 25% стоимости инвестпроекта, а также рыночных рисках или рисках востребованности строящихся мощностей на рынке, возникающих по причине завышенных объемов вводов, заложенных в инвестпрограммы компаний.

**Генкомпании, с меньшими инвестпрограммами (например, ОГК-5, ТГК-4, ТГК-5, ТГК-13), потенциально будут получать меньше прибыли от продажи новой мощности, однако за счет экономии на капзатратах, обслуживании долга и опережающего роста платы за старую мощность, смогут в итоге добиться большей рентабельности на МВт мощности.**

В соответствии с наиболее вероятным сценарием долгосрочного рынка мощности, предполагается сближение цен мощности в рамках ДРМ и ДПМ в перспективе 2013-2015 года. По нашим расчетам плата за МВт мощности в рамках ДРМ за это время может вырасти в 2-3 раза, что позволит наиболее эффективным генераторам перекрывать свои условно-постоянные расходы вдвое, что должно обеспечить их солидным источником финансирования капзатрат на модернизацию, а в случае дефицита мощности – на строительство новых объектов генерации вне ДПМ. В противном случае, должна произойти корректировка цен на электроэнергию, которая уменьшит долю поступлений от ее продажи в совокупной выручке генкомпаний.

РусГидро, участие которой в рынке мощности некоторое время назад оставалось под вопросом из-за высоких постоянных расходов, выиграет в меньшей степени, однако, исходя из целевых значений платы за мощность, поступления от ее продажи смогут компенсировать постоянные расходы компании. Между тем, покрытие капитальных расходов компании будет осуществляться за счет государственных субсидий, либо через спецтарифы регулятора, включающие инвестиционную надбавку.

Потенциально, рыночное ценообразование на рынке мощности не выгодно Росатому, который не сможет компенсировать через него своих постоянных затрат. По состоянию на 2009 год установленная тарифом плата за мощность для АЭС в 4 раза превышала плату за мощность для тепловой генерации (410 тыс. руб. за МВт в мес. против 110 тыс. руб. за МВт в мес.). Впрочем, Росатом сможет частично компенсировать убытки от продажи мощности за счет более низкой себестоимости электроэнергии, тогда как расходы на инвестиции, могут быть покрыты ФЦП<sup>18</sup>.

Реальный экономический эффект от ввода рынка мощности, по нашей оценке, отрасль ощутит не ранее 2013-2015 годов, на который придется основной объем вводов объектов генерации, построенных в соответствии с ДПМ. С другой стороны, исходя из механизма трансляции цен электроэнергии и мощности с оптового на розничный рынок, удорожание мощности станет еще одним фактором для роста конечных цен на электроэнергию.

---

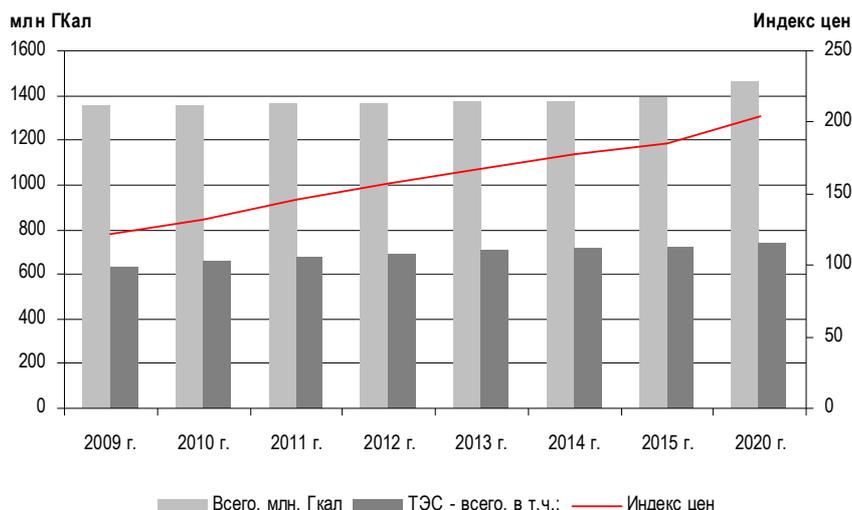
<sup>18</sup> ФЦП «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года»

## Рынок тепла

Ввиду инертности спроса на тепло к экономическим катаклизмам, провал в потреблении тепла в России в 2009 году был менее значителен, чем в потреблении электроэнергии: 1,7% против 4,7%, соответственно. Экономическое восстановление должно подстегнуть спрос на тепловую энергию в ближайшие годы, что позволит к 2013 году выйти на докризисные уровни производства теплоэнергии в объеме примерно 1385 млн. Гкал. В дальнейшем, мы ожидаем, сохранения тенденции к умеренному росту в потреблении и производстве тепла, темпы которого, впрочем, составят в среднем около 1% в год.

При этом основную роль в наращивании производства тепловой энергии возьмут на себя ТЭС, что приведет к частичному замещению котельных тепловых мощностей. Доля ТЭС в общем объеме производства тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения должна будет вырасти с 44% в настоящее время до 47% к 2020 г., в то время как доля котельных в производстве тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения сократится с 49% в настоящее время до 45% к 2020 г.<sup>19</sup>

**Ключевые тенденции на рынке тепла. Динамика производства тепловой энергии в рамках централизованного теплоснабжения и аккумулярированный индекс цен на тепловую энергию**



Источник: расчеты Алемар, мониторинг генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики

**В рамках тенденции к увеличению доли централизованного теплообеспечения преимущество получит территориальная тепловая генерация, которая за счет стабильного роста производства будет иметь возможность увеличения отпуска электроэнергии в более экономичном теплофикационном режиме.**

Каких-либо серьезных изменений в ценообразовании на рынке тепла в ближайшие годы не предвидится. Обсуждения перевода рынка тепла на RAB могут вестись, однако, вряд ли в обозримой перспективе подобные идеи претворятся в жизнь, главным образом, из-за существующей децентрализации в теплообеспечении, в том числе и на уровне собственности.

<sup>19</sup> По данным АПБЭ

В перспективе до 2015 года ценообразование на рынке тепла останется регулируемым и будет базироваться на методе «Затраты +». При этом, будучи социальным продуктом, тепловая энергия будет тарифицироваться по остаточному принципу, несмотря на то, что по технологии тепло является основным продуктом производства ТЭС. Как следствие производство тепла останется убыточным, что не позволит изменить существующую в генерации ситуацию с перекрестным субсидированием между рынками электроэнергии и тепла.

В то же время, в последние годы стало заметно ускорение в росте тарифов на тепло, индексация которых стала лучше отражать изменение топливной составляющей, вносящей основной вклад в себестоимость производства тепла, что, как минимум, не должно привести к ухудшению сложившейся ситуации с перекрестным субсидированием.

## **RAB в сетевых компаниях**

Параметры RAB, утвержденные для ФСК и примерно четверти филиалов МРСК позволяют констатировать, что новая система тарифного регулирования позволит привлечь необходимые масштабные инвестиции в развитие сетевого комплекса, существенно повысив прибыльность компаний, а также создав прозрачные и долгосрочные «правила игры» для инвесторов. При этом миноритарным акционерам вряд ли стоит рассчитывать на дополнительные дивиденды от роста прибыли, так как большая ее часть будет направляться на финансирование инвестпрограмм. Соответственно миноритарии смогут получить свой доход на акции только в результате капитализации инвестиций.

### **Предпосылки внедрения RAB**

В 2009 году окончательно определились перспективы тарифного регулирования для сетевых компаний. Государство составило подробный график перевода на RAB региональных распределительных сетевых компаний с указанием крайнего срока – 1 января 2011 года, а также утвердило параметры RAB на первый период регулирования (2010-2012 годы) для ФСК. По состоянию на начало 2010 года количество филиалов и ДЗО Холдинга МРСК, переведенных на RAB, достигло 17-ти (из более чем 60-ти).

RAB (Regulatory Asset Base) — это система долгосрочного тарифного регулирования, направленная на привлечение инвестиций в строительство и модернизацию сетевой инфраструктуры. Система дает регулируемым компаниям стимул к снижению издержек, так как сэкономленные средства остаются в компании, в отличие от системы «затраты плюс», по которой в России исторически устанавливали тарифы инфраструктурных монополий.

В основе методики RAB лежит такая система расчета тарифов, которая позволяет постепенно возвращать инвестированные средства, включая проценты на привлеченный капитал. Таким образом, система RAB привлекательна для инвесторов, которым гарантируется полный возврат вложенных средств и получение определенного гарантированного дохода.

Для России метод RAB является принципиально новым методом регулирования инфраструктурных монополий. В то же время в мире система RAB считается образцом тарифного регулирования, в первую очередь для распределительных электрических сетей, систем водоснабжения и связи. Началась история RAB в Великобритании в начале 1990 годов. В середине 1990-х годов на RAB перешли многие страны Западной Европы, Канада, США, Австралия. В 2002 году Европейский союз обязал страны Восточной Европы применять RAB-регулирование для установления тарифов монополий.

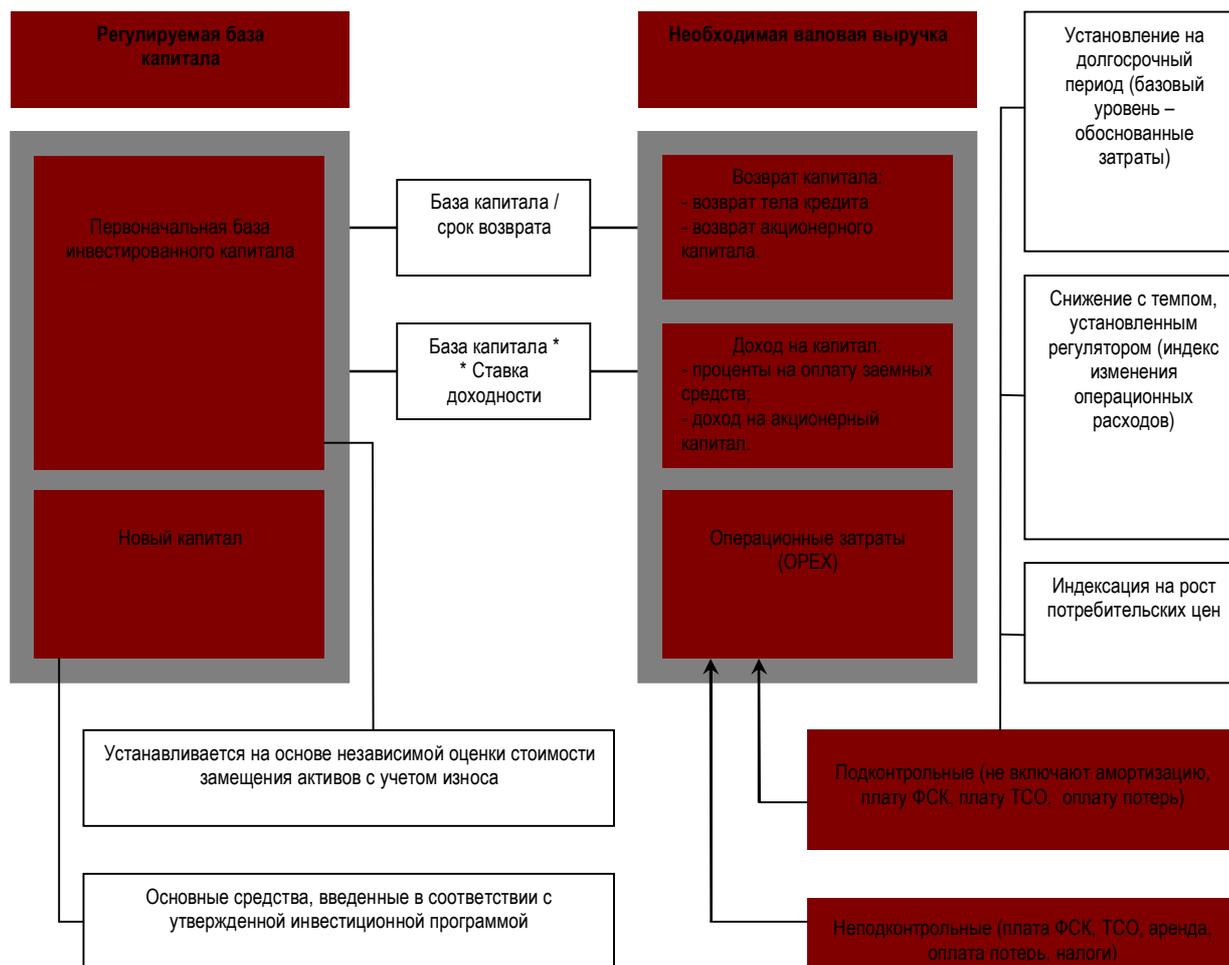
В отличие от генерации, где вопрос привлечения инвестиций был решен за счет продажи активов новым собственникам, сети, оставшиеся под государственным контролем, получили весьма спорный и, как оказалось на поверку кризисом, недостаточно эффективный, источник финансирования – плату за технологическое подключение к сетям. Падение спроса на мощность, вызванное упадком в промышленности и строительном секторе, сократило приток платежей от техприсоединения. По итогам 9 месяцев 2009 года плата за присоединение составляет не более 3% от выручки компаний МРСК. В 2011 году плата за присоединение должна быть вовсе отменена.

RAB, в данном контексте, должен стать ключевым источником финансирования масштабных инвестиций, которые требует изношенная сетевая инфраструктура. Около 52% оборудования МРСК Холдинга выработало один нормативный срок эксплуатации, а свыше 7% из этого объема исчерпало его дважды. Помимо снижения надежности системы, неудовлетворительное техническое состояние сетей приводит к высокому уровню потерь электроэнергии. В настоящее время потери электроэнергии в распределительных электрических сетях составляют около 12% по сравнению с мировым показателем в 5-6%.

### Составляющие методики RAB-регулирования

Модель RAB состоит из двух частей: первоначального RAB и нового RAB. Значение первоначального RAB рассчитывается исходя из стоимости основных средств и капитала, непосредственно участвующего в процессе оказания услуг, за вычетом физического и морального износа. Этот показатель отражает справедливую остаточную стоимость инвестиций, сделанных на дату перехода компании на метод RAB. В дальнейшем размер первоначального RAB не пересматривается. Новый RAB — это объем капитальных вложений, запланированный компанией на период регулирования (рис. 1).

**Рис.1 Основные составляющие методики RAB-регулирования для распределительных сетевых компаний**



Источник: Холдинг МРСК

Необходимая валовая выручка и тарифы определяются в первый период регулирования на 3 года, на второй и последующие периоды – на 5 лет. По словам руководства Холдинга МРСК, в настоящее время ведется работа над поправками в нормативно-правовую базу, позволяющими оставшимся компаниям холдинга с 1 июля 2010 года и с 1 января 2011 года перейти на новый метод тарифообразования уже сразу на пятилетний период регулирования.

Тариф по методике RAB складывается из трех компонентов: средства на покрытие операционных затрат компании, средства на возврат акционерного и заемного капитала и средства на выплату процентов по займам. В долгосрочной перспективе тариф может снижаться в силу следующих обстоятельств:

- 1) сокращения операционных затрат (регулятор через 3-5 лет уменьшает нормативный уровень затрат на величину сэкономленных расходов);
- 2) удешевления привлекаемого капитала (прозрачные долгосрочные условия тарифообразования способствуют снижению инвестиционных рисков).

Таким образом, основными принципами метода RAB являются обеспечение возврата вложенных в активы компаний средств, а также получение нормированного дохода.

### **График перехода на RAB**

Пилотными проектами первой очереди по переходу на RAB регулирование стали ДЗО ОАО «Холдинг МРСК». С 1 января 2009 года на новую систему тарифного регулирования перешли Белгородэнерго, Тверьэнерго, Липецкэнерго (ОАО «МРСК Центра»), Пермьэнерго (ОАО «МРСК Урала»), Тулэнерго, Рязаньэнерго (ОАО «МРСК Центра и Приволжья»), Астраханьэнерго и Ростовэнерго (ОАО «МРСК Юга»).

С 1 января 2010 года еще девять филиалов дочерних и зависимых обществ Холдинга МРСК перешли на RAB-регулирование. Согласно приказам ФСТ России, предложения региональных регулирующих органов по переходу на новую систему тарифообразования согласованы во Владимирской и Калужской областях, Республике Удмуртия (зоне действия МРСК Центра и Приволжья), в Курской и Ярославской областях (МРСК Центра), в Новгородской области (МРСК Северо-Запада), в Омской, Томской областях и Республике Алтай (МРСК Сибири).

На сегодняшний день, по нашей оценке, наибольшей долей филиалов, переведенных на RAB, обладает МРСК Центра и Приволжья (52%), а также МРСК Центра (48%). Полностью отсутствует RAB-регулирование в МРСК Волги, МРСК Северного Кавказа, а также МОЭСК и Ленэнерго. Последние два региона являются наиболее проблемными. Оба столичных региона имеют огромные инвестпрограммы, включение которых в RAB-тарифы способно привести к многократному росту тарифов, чего не могут допустить столичные власти.

В конце января 2010 года правительство утвердило план-график введения системы тарифообразования на основе RAB, согласно которому 23 региона будут переведены на RAB до 1 июля 2010 года, еще 27 – с 1 января 2011 года. Таким образом, к началу 2011 года должен завершиться переход всех компаний МРСК Холдинга на RAB.

**График перехода на RAB для компаний МРСК Холдинга**

Компания	Филиалы	График перехода на RAB			
		С 1 января 2009 года	С 1 января 2010 года	До 1 июля 2010 года	С 1 января 2011 года
ОАО «МРСК Центра»	Белгородэнерго	■			
	Брянскэнерго			■	
	Воронежэнерго			■	
	Костромаэнерго			■	
	Курскэнерго		■		
	Липецкэнерго	■			
	Орелэнерго			■	
	Смоленскэнерго			■	
	Тамбовэнерго			■	
	Тверьэнерго	■			
	Ярэнерго		■		
ОАО «МРСК Северо-Запада»	Архэнерго				■
	Вологдаэнерго			■	
	Карелэнерго				■
	Колэнерго				■
	Коминэнерго			■	
	Новгородэнерго		■		
	Псковэнерго			■	
ОАО «МРСК Урала»	Свердловэнерго				■
	Челябэнерго				■
	Пермэнерго	■			
ОАО «МРСК Сибири»	Алтайэнерго				■
	Горно-Алтайские электрические сети		■		
	Бурятэнерго				■
	Красноярскэнерго				■
	Кузбассэнерго-РЭС				■
	Омскэнерго		■		
	Хакасэнерго			■	
	Читаэнерго			■	
	Томская распределительная компания		■		
Тываэнерго				■	
ОАО «МРСК Центра и Приволжья»	Калугаэнерго		■		
	Тулэнерго	■			
	Рязаньэнерго	■			
	Владимирэнерго		■		
	Ивэнерго				■
	Нижевоэнерго				■
	Кировэнерго				■
	Мариэнерго				■
Удмуртэнерго		■			
ОАО «МРСК Волги»	Самарские распределительные сети			■	
	Саратовские распределительные сети			■	
	Ульяновские распределительные сети			■	
	Мордовэнерго			■	
	Чувашэнерго			■	
	Оренбургэнерго			■	
	Пензаэнерго			■	
ОАО «МРСК Юга»	Ростовэнерго	■			
	Волгоградэнерго			■	
	Астраханьэнерго	■			
	Калмэнерго			■	
	Кубаньэнерго			■	
ОАО «МРСК Северного Кавказа»	Карачаево-Черкесский				■
	Кабардино-Балкарский				■
	Северо-Осетинский				■
	Дагэнерго				■
	Ставропольэнерго			■	
	Ингушский				■
	Нурэнерго				■
МОЭСК				■	
Ленэнерго				■	
Тюменьэнерго				■	

Источник: распоряжение Правительства РФ от 19 января 2010 года № 30-р.

Как видно из таблицы к середине 2010 года должны полностью перейти на RAB три МРСК: МРСК Центра, МРСК Волги и МРСК Юга. Соответственно именно эти компании в первую очередь должны оказаться в поле внимания инвесторов в связи с внедрением RAB. При этом наибольшая интрига присутствует в акциях МРСК Волги, где пока полностью отсутствуют ориентиры по параметрам RAB.

### Параметры RAB

Для большинства филиалов МРСК, перешедших на новый метод тарифообразования, ФСТ России установила норму доходности на существующий капитал 6% в первый год перехода, 9% – во второй, 12% – в третий. При этом норма доходности на новый инвестированный капитал составила 12%, срок возврата инвестированного капитала - 35 лет.

### Параметры RAB для ФСК

Наименование параметра	2010	2011	2012
Размер инвестированного капитала на 01.01.2010г. (первоначальная база капитала), млрд рублей	647,6		
Доходность капитала существующего на 01.01.2010 года, %	3,9%	5,2%	6,5%
Доходность нового инвестированного капитала, %	11%	11%	11%
Срок возврата инвестированного капитала, лет	35	35	35

Источник: ФСК

### Рост тарифов и рентабельность

Внедрение RAB в пилотных компаниях показало, что новые правила тарифообразования предполагают существенный рост тарифов для ФСК и компаний распределительного сетевого комплекса. По темпам роста тарифов и, соответственно, показателей выручки и прибыли ФСК и МРСК в ближайшие годы способны существенно опередить компании других секторов электроэнергетики.

### Сравнение роста тарифов ФСК и ряда МРСК в соответствии с одобренной методикой RAB-регулирования

Компания	Средний рост тарифа		
	2010	2011	2012
<b>ФСК</b>	<b>49,2%</b>	<b>32,9%</b>	<b>24,7%</b>
Белгородэнерго	26%	21%	-
Липецкэнерго	14%	15%	-
Тверьэнерго	46%	39%	-
Омскэнерго	16,7%	33,8%	36,3%
Горно-Алтайские электрические сети	14,6%	27,5%	27,5%
Томская распределительная компания	10,8%	20,4%	39,1%
<b>Прогнозы инфляции</b>	<b>0,0%</b>	<b>7,5%</b>	<b>6,5%</b>

Источник: данные компаний

Вышеприведенные темпы роста тарифов позволят существенно повысить прибыльность ФСК и МРСК с учетом того, что распределительные компании практически не имеют топливных затрат, а большинство затратных статей увеличиваются темпами, близкими к инфляции.

Между тем, для компаний МРСК ограничением роста прибыльности станет увеличение платы ФСК, которое как видно из таблицы в большинстве случаев опережает тарифы распределительных компаний.

Мы ожидаем, что в ближайшие годы операционная рентабельность распределительных компаний составит около 15-20%, в то время как по окончании переходного периода в 2015 году сети выйдут на стабильный показатель операционной доходности в 25-30%.

#### Финансовые результаты МРСК по итогам 9 месяцев 2009 года

Показатели, млн. руб.	МРСК									
	Центра	Центра и Приволжья	Волги	Урала	Сибири	Северо-Запада	Юга	Сев. Кавказа	Лен-энерго	МОЭСК
Выручка	36 053	33 817	20 979	29 821	28 370	17 967	13 947	7 122	17 163	60 529
Прибыль от продаж	3 936	1 737	1 304	3 539	630	829	1 411	-272	2 270	12 696
– рентабельность, %	11%	5%	6%	12%	2%	5%	10%	0	13%	21%
Чистая прибыль	2 010	406	0	604	-1 599	-79	-394	-347	1 338	5 668
– рентабельность, %	6%	1%	0%	2%	-6%	0%	-3%	-5%	8%	9%

Источник: данные компаний, расчеты ИФК Алемар

# Генерация

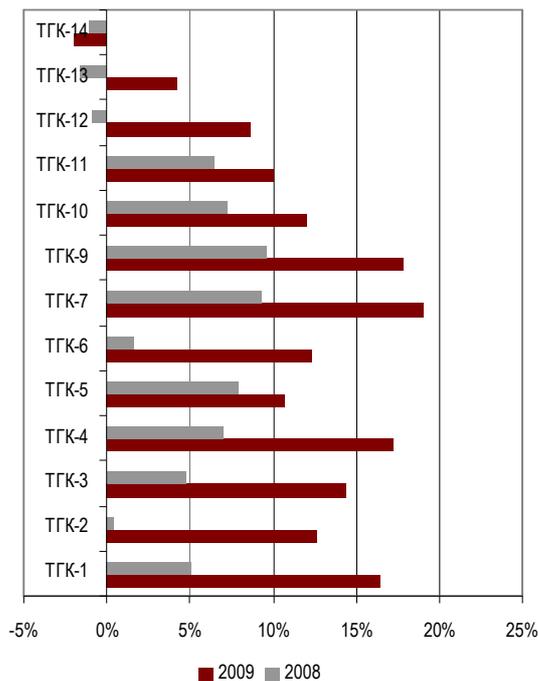
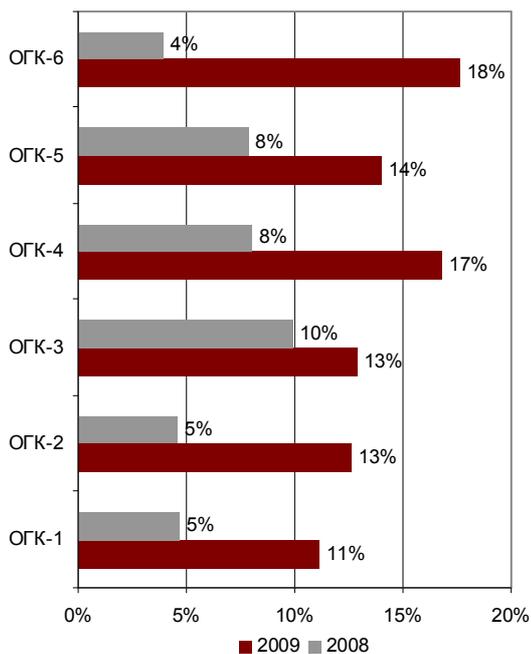
## Основные тенденции

Генерация на данный момент существенно недооценена по отношению к зарубежным аналогам, что главным образом обусловлено существенными обязательствами компании по инвестпрограммам и отсутствием долгосрочного рынка мощности – ключевого инструмента возврата инвесторами средств, вложенных в строительство и модернизацию мощностей. Мы полагаем, что с запуском рынка мощности, произойдет серьезная переоценка стоимости генерирующих активов, которая выведет капитализацию генкомпаний на более обоснованные уровни \$400-500 за кВт установленной мощности.

Принятие Правительством концепции долгосрочного рынка мощности в энергетике станет ключевым фактором роста капитализации акций генкомпаний. Вместе с тем, с фундаментальной точки зрения 2010 год обещает стать весьма непростым для генераторов. Несмотря на рекордные уровни рентабельности генерации по итогам 2009 года, стоит обратить особое внимание на нисходящую динамику этого показателя. Если в начале года операционная рентабельность ряда генераторов «переваливала» за 20%, то к концу года из-за поквартальной индексации тарифов на газ, приводящей к сужению, показатель снизился до куда более скромных 5-8%.

В 2010 году в отсутствие взрывного роста потребления электроэнергии, а также на фоне стремительно растущих цен на газ и выросшей по итогам 2009 года стоимости обслуживания долга, генераторы могут столкнуться с заметным сужением спарк- и дарк-спрэдов. В результате мы прогнозируем снижение показателей рентабельности по этому сегменту электроэнергетики до уровня 4-8%, а в ряде случаев – обнуления показателя.

### Рентабельность ОГК и ТГК по итогам первого полугодия 2008 и 2009 гг.



Источник: данные компаний

## Инвестиции

**Кризис отсрочил проблему энергодефицита и дал энергетикам фору в 3-5 лет, на которые придется пик инвестиционной активности в отрасли. Вместе с тем, на фоне тенденции к замещению старых мощностей новыми, а также переносу части вводов за горизонт 2015 года, рост капиталовложений в генерацию не будет сопровождаться резким увеличением предложения мощности на рынке, что гарантирует дальнейший рост цен на электроэнергию и мощность.**

Изменения, внесенные в инвестпрограммы генкомпаний, главным образом, скорректировали сроки вводов новых мощностей, сдвинув их во времени, однако практически не повлияли на объем строящейся мощности.

Мы полагаем, что перенос на один-два года сроков вводов объектов генерации, не повлечет за собой существенного снижения капзатрат компаний. В частности, снижение потенциальных объемов инвестиций, будет компенсировано ростом капвложений компаний в ближайшие два года, который будет обусловлен необходимостью ликвидировать отставание в сроках реализации проектов, вызванного «простоем» в инвестициях в кризисном 2009 году.

**Как результат, неизбежный рост капзатрат и временной лаг в их возмещении рынком мощности, а также сопутствующий рост долговой нагрузки, грозит генераторам отрицательным свободным денежным потоком на периоде до 2013-2015 года.**

По этой причине, мы полагаем, что выйдя на уровни \$400-500 за кВт на фоне принятия рынка мощности, капитализация генерации на горизонте 2-3 лет не претерпит существенных изменений.

Активная фаза вводов новых мощностей, которая придется на 2012-2015 годы, должна заложить основу для выхода отрасли на новые уровни рентабельности. Помимо, качественных улучшений в мощности, генераторы начнут получать платежи за введенные в эксплуатацию объекты, что позволит им после 2015 года выйти на средние показатели рентабельности в районе 20%.

**Новые вводы позволят генераторам максимально разгрузить, а в ряде случаев законсервировать старые мощности, тем самым, позволяя снизить потоки по ее оплате. Кроме того, в результате развития тенденции к замещению старых мощностей в ближайшие годы произойдет качественный скачок в энергоэффективности генерации, что приведет к существенному органическому росту их прибылей от продаж электроэнергии.**

Как следствие, за горизонтом 2013-15 года мы ждем резкого увеличения отдачи на инвестиции по генерации и выхода ее по ключевым мультипликаторам на уровни, соответствующие аналогам из развивающихся стран.

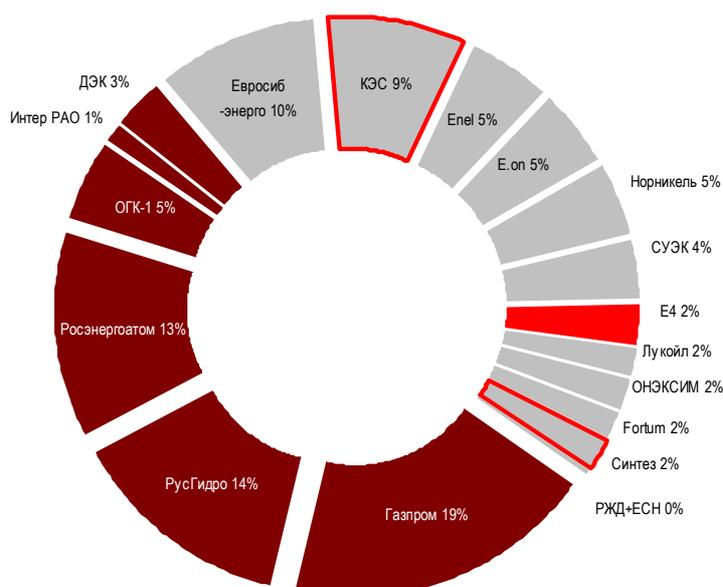
## Структура собственности

Проверка кризисом показала, что госсектор в период экономических катаклизмов кризиса выглядел более устойчивым, нежели частная генерация. Главным образом, это связано с тем, что при значительных обязательствах по инвестпрограммам, взятым на себя новыми собственниками, генкомпании аффилированные с государством имели больше возможностей для получения необходимой финансовой подпитки.

Частная генерация, напротив, начала терять свои позиции, что в определенный момент создало риск огосударствления сектора: в итоге он мог быть поделен между Газпром и «новым РАО «ЕЭС», создаваемым вице-премьером Игорем Сечиным на базе оператора трансграничной торговли — «Интер РАО», председателем совета директоров которого он является. Среди «частников» относительно прочное положение занимали компании с зарубежным участием (ОГК-4, ОГК-5, ТГК-10), имеющие надежный тыл в лице собственников E.on, Enel, Fortum и обеспечившие себя по результатам IPO значительным объемом ресурсов для решения первоочередных задач.

Для отечественных инвесторов в энергетику «бичом» стала излишняя перекредитованность. Увлечение левараджа при покупке пакетов генкомпаний привело к тому, что из-за обесценивания заложенных активов и роста стоимости заимствования новые собственники лишились возможности привлекать дополнительные заемные средства не только на выполнение обязательств по инвестпрограммам, но и на выкуп акций, приобретенных в рассрочку у РАО «ЕЭС» («КЭС», Е4, «Синтез»). В результате из-за нехватки финансирования и разительного несоответствия цен — текущих рыночных и выкупа — проданные в рассрочку пакеты ценных бумаг так и остались у государства в лице ФСК и в ближайшем будущем пополнят «копилку» ОАО «Интер РАО».

### Структура собственности в генерации 2008



Источник: данные компаний

**Мы полагаем, что, несмотря на отсутствие видимых изменений в структуре собственности в генерации, кризис, все же, привел к сдвигу «тектонических плит», который потенциально может привести к еще большему огосударствлению отрасли.**

Еще в ходе приватизации РАО ЕЭС стало ясно, что государство (напрямую, либо через квази-государственные компании) является доминирующим игроком на рынке электроэнергии, контролируя более половины (54%) мощности.

Тем не менее, тенденция к росту влияния в энергетике получила дальнейшее развитие и кризис, заметно пошатнувший позиции частников, тому во многом поспособствовал. Несмотря на отсутствие громких поглощений (стоит выделить только переход в управление, а затем консолидацию контроля Интер РАО над ТГК-11), внутренняя ситуация в отрасли изменилась.

Одним из поворотных моментов, на пути к огосударствлению, явилась потеря новыми собственниками пакетов акций, по которым им была предоставлена рассрочка. Причинами тому послужили: дефицит денег на рынке и их дороговизна, а также несоответствие рыночных цен и цен выкупа купленных в рассрочку пакетов акций, спред между которыми был кратным. В итоге владельцы генкомпаний, прежде считавшиеся доминирующими акционерами в купленных ими компаниях, столкнулись с рисками потери операционного контроля, а в некоторых (ТГК-11) и вовсе утратили его. КЭС-холдинг потерял пакеты в ТГК-6 (23,58%) и ТГК-7 (28,3%), но сохранил операционный контроль над компаниями, а Е4 потеряла пакет и контроль в ТГК-11 (28,47%), уступив его Интер РАО.

**Новое время диктует новые правила и теперь, частная генерация стоит на пути консолидации: ей нужен якорь, который обеспечит им стабильность в условиях турбулентной экономики. Подобным «якорем» может стать либо масштаб, либо как показал кризис – государство. Мы полагаем, что 2010 год даст толчок к укрупнению в частном секторе и формированию новых альянсов.**

**КЭС-Холдинг**, чью позицию как собственника пошатнул кризис, намерен провести консолидацию своих активов с переходом на единую акцию, при этом, намереваясь привлечь государство в качестве «минора» с блокпакетом. Для КЭС процесс консолидации должен стать шагом на пути к выходу на рынок капитала, а в случае привлечения государства в капитал, новая компания получит дополнительную стабильность. Миноритарным акционерам компаний КЭС подобная инициатива принесет неплохие дивиденды в виде роста капитализации генкомпаний. Вместе с тем, подобное развитие событий означает усиление государства в отрасли, несмотря на отсутствие видимых изменений в контроле над компаниями.

О серьезных амбициях в энергетике в конце 2009 года Башкирэнерго заявила **АФК «Система»**, которая намерена на базе Башкирэнерго, доля в котором досталась им вместе с Башкирским ТЭК, построить крупный энергохолдинг, мощностью до 25ГВт, что невозможно без объединения с существующими на рынке игроками.

Процесс консолидации может, наконец, быть запущен в энергоактивах, принадлежащих **Газпрому**. Правда, в отличие от КЭС, для которых консолидация и переход на единую акцию является шагом к привлечению капитала, Газпром, разводя доли доэмиссиями доли миноритарных акционеров, вполне может добиться принудительного выкупа их пакетов.

**СУЭК**, заявивший о намерения провести IPO в 2010 году, по всей видимости, решил отказаться от размещения акций отдельно взятого энергетического сегмента, видимо, предпочитая сохранить возможность трансфертного ценообразования между угольной и энергетической составляющей внутри холдинга.

Также мы не ждем какой-либо активности в отношении сделок с капиталом от зарубежных игроков: Enel, E.on, Fortum, которые, по всей видимости, останутся «при своем».

**Помимо сделок с капиталом, в отрасли присутствует возможность для реконфигурации активов, которая может быть обусловлена как желанием игроков оптимизировать их структуру, так и необходимостью привлечения дополнительных средств.**

Впрочем, мы не ждем серьезных изменений в структуре активов компаний и полагаем, что в перспективе ближайших лет подобные сделки – размены активами будут единичными. В контексте сделок с активами, в очередной раз в фокусе внимания оказываются активы КЭС-холдинга. В качестве одного из условий приобретения пакетов в ТГК-6 и ТГК-7 ФАС предписала продать не менее 741 МВт генерирующих мощностей, функционирующих в зоне свободного перетока электроэнергии, определяемой территорией объединенной энергосистемы Средней Волги. Мы полагаем, что само по себе предписание не несет в себе угрозы для КЭС, однако необходимость привлечения дополнительных источников финансирования, может сподвигнуть холдинг к продаже части станций в периметре ОЭС Средней Волги, в том числе и в рамках возмещения средств по соглашению с Газпромом о приобретении доли в ТГК-7.

## Инвестиционное резюме

В 2010 году мы делаем ставку на компании-лидеры 2009 года по рентабельности. В условиях растущей доли либерализованного рынка (50%), эти компании смогли заметно опередить конкурентов за счет более эффективных продаж электроэнергии, а также грамотной оптимизации работы станций.

По итогам 2009 года рекордсменами по рентабельности стали компании Газпрома: ОГК-2, ОГК-6 и ТГК-1. Мы полагаем, что, несмотря на снижение маржинальности отрасли в целом, эти компании смогут удержать лидирующие позиции по рентабельности в отрасли. Впрочем, в долгосрочной перспективе (за горизонтом 2010 года) инвестиции в акции «газпромовских» компаний (ОГК-2, ОГК-6, и ТГК-1) будут сопряжены со значительными рисками размытия акционерного капитала, обусловленными планами проведения допэмиссий в пользу Газпрома.

В тепловой генерации, мы выделяем компании с участием КЭС-холдинга – одного из лучших управляющих энергоактивами в отрасли (в особенности ТГК-7 и ТГК-9), а также ТГК-1 (Газпром) и ТГК-4 (ОНЭКСИМ). При этом, в отношении компаний КЭС мы рассчитываем на дополнительные стимулы для роста капитализации их акций, которые предоставит анонсированная консолидация активов Холдинга и переход на единую акцию. Также, мы рассчитываем на рост капитализации угольной генерации СУЭК (Кузбассэнерго и ТГК-13), хотя, полагаем, что при растущих мировых ценах на уголь, генерирующие активы холдинга не смогут стать профит центром холдинга, что обусловит дисконт компаний по отношению к аналогам.

С запуском рынка мощности в 2011 году, карта инвестиционной привлекательности генерации может измениться. В лидеры роста могут выйти компании с небольшими объемами вводов и обязательств по инвестпрограммам, которые потенциально смогут получить максимальную отдачу от рынка мощности за счет экономии на капзатратах, обслуживании долга и опережающего роста платы за старую мощность.

Среди ОГК мы выделяем ОГК-5 Enel, которая, благодаря замещению старых мощностей, сможет выйти в лидеры отрасли по эффективности, а также ТГК-4 (ОНЭКСИМ), ТГК-5 (КЭС), ТГК-13 (СУЭК), которые смогут извлечь выгоду от роста цен «старой мощности» в рамках ДРМ.

**Подводя итог, наибольшим потенциалом роста в 2010 году обладают бумаги КЭС Холдинга (ТГК-5, ТГК-6 и, в особенности ТГК-9), ТГК-4 группы ОНЭКСИМ, генерации Газпрома (ОГК-2, ОГК-6), а также Кузбассэнерго и ТГК-13, принадлежащих СУЭК.**

За горизонтом 2010 года, при условии консолидации Газпромом подконтрольной ему генерации, акцент в инвестициях должен будет сместиться в пользу достаточно дорогих, на текущий момент, компаний с иностранным участием (ОГК-4 и ОГК-5), при этом активы КЭС Холдинга и ТГК-4 по-прежнему останутся в списках наиболее привлекательных.

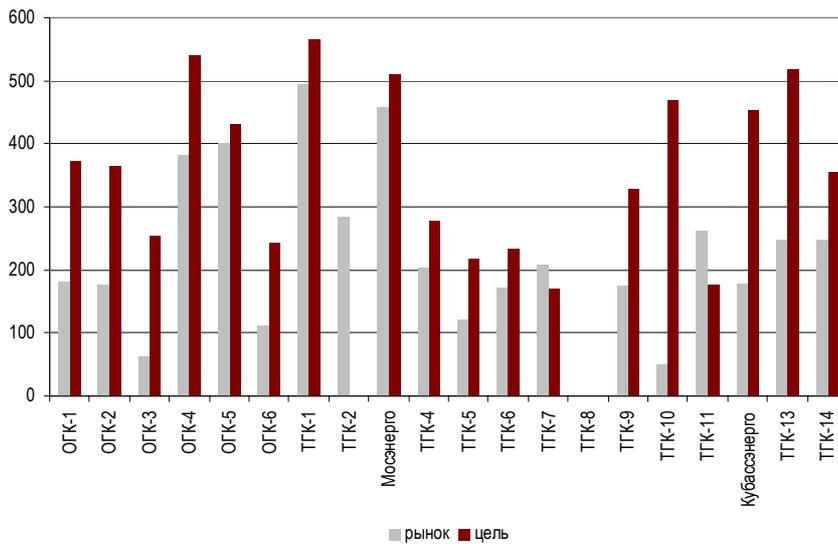
## Перспективы рынка акций генерирующих компаний:

Название компании	Рыночная цена, \$	Целевая цена \$	Потенциал роста / снижения
<b>Оптовые генерирующие компании</b>			
ОГК-1	0,0327	0,0737	125%
ОГК-2	0,0434	0,0915	111%
ОГК-3	0,0484	0,0832	72%
ОГК-4	0,0635	0,0843	33%
ОГК-5	0,0843	0,0904	7%
ОГК-6	0,0297	0,0656	121%
<b>Тепловые генерирующие компании</b>			
ТГК-1	0,0007	0,0008	12%
ТГК-2	0,0003	0,0004	28%
Мосэнерго	0,1271	0,1410	11%
ТГК-4	0,0004	0,0005	31%
ТГК-5	0,0005	0,0006-0,0007	27 – 55%
ТГК-6	0,0004	0,0005-0,0006	12 – 37%
ТГК-7	0,0477	0,0346-0,0422	-11 – -28%
ТГК-9	0,00009	0,00014-0,00017	54 – 88%
ТГК-10	1,3647	2,8499	109%
ТГК-11	0,0008	0,0005	-44%
Кузбасс-энерго	0,0117	0,0290	148%
ТГК-13	0,0036	0,0076	111%
ТГК-14	0,00015	0,00019	26%
<b>Прочие генерирующие компании</b>			
Гидро-ОГК	0,0453	0,0590	30%
Интер РАО	0,0014	0,0023	63%

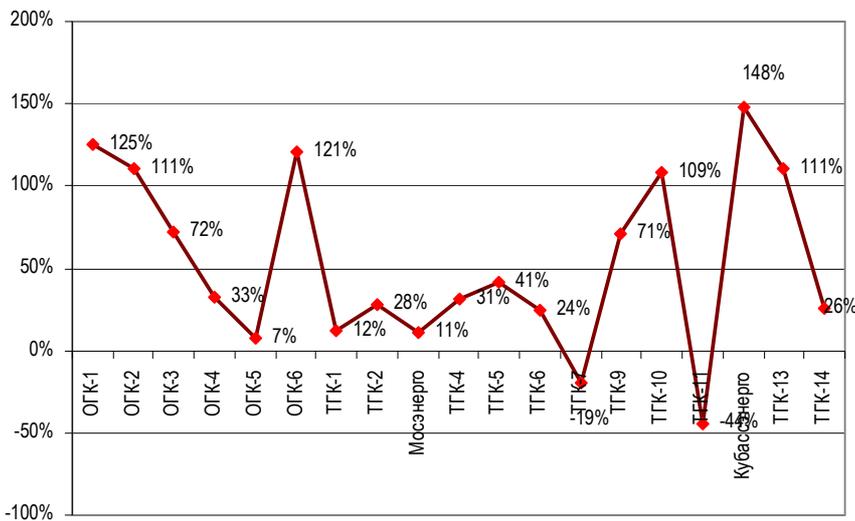
**Сравнительный анализ компаний тепловой генерации**

Компания	Тикер Bloomberg	Капитализация, \$ млн..	Страна	Установленная мощность, МВт	Капитализация / Мощность, \$/кВт
<b>Развитые страны</b>					
EDF	EDF FP	94874	Франция	130700	726
E.ON AG	EOA GR	72212	Германия	27000	2675
SUEZ SA	SZE FP	50350	Франция	58000	868
ENEL SPA	ENEL IM	50057	Италия	53000	944
RWE AG	RWE GR	48847	Германия	33400	1462
RWE AG	RWE GR	48847	Германия	32604	1398
IBERDROLA	IBE SM	42401	Испания	27791	1526
ENDESA	ELE SM	30805	Испания	31900	966
CEZ AS	CEZ CP	24854	Чехия	12298	2021
FORTUM OYJ	FUM1V FH	22817	Финляндия	10913	2091
Среднее					<b>1156</b>
<b>Развивающиеся страны</b>					
NTPC LTD	NATP IN	35579	Индия	31134	1143
KOREA ELECTRIC POWER CORP	015760 KS	20462	Южная Корея	63529	322
CENTRAIS ELEC BRAS-SP ADR CM	EBR US	15119	Бразилия	37900	399
DATANG INTL POWER GEN CO-H	991 HK	12092	Китай	25096	482
CPFL ENERGIA SA	CPFE3 BZ	9766	Бразилия	1704	5731
TATA POWER CO LTD	TPWR IN	6496	Индия	3000	2165
HUADIAN POWER INTL CORP-H	1071 HK	4407	Китай	22335	197
HUADIAN ENERGY CO LTD -B	900937 CH	1231	Китай	3458	356
ZORLU ENERJI ELE	ZOREN TI	579	Турция	420	1379
LIETUVOS ELEKTRI	LEL1L LH	291	Литва	300	971
Среднее					<b>561</b>
<b>Россия</b>					
<b>Оптовые генерирующие компании</b>					
ОГК-1	OGK1 RX	1358	Россия	9531	142
ОГК-2	OGK2 RX	1048	Россия	8695	121
ОГК-3	OGKC RX	2132	Россия	8497	251
ОГК-4	OGK4	3563	Россия	8570	416
ОГК-5	OGKE RX	2788	Россия	8683	321
ОГК-6	OGK6 RX	798	Россия	9052	88
Среднее					<b>220</b>
<b>Территориальные генерирующие компании</b>					
ТГК-1	TGKA RX	2334	Россия	6249	374
ТГК-2	TGKB RX	335	Россия	2424	138
Мосэнерго	MSNG RX	4403	Россия	11100	397
ТГК-4	TGKD RX	713	Россия	3348	213
ТГК-5	TGKE RX	532	Россия	2473	215
ТГК-6	TGKF RX	699	Россия	3113	225
ТГК-7	VTGK RX	1357	Россия	6879	197
ТГК-8	TGKH RX				
ТГК-9	TGKI RX	703	Россия	3279	214
ТГК-10	TGKJ RX	1154	Россия	3129	369
ТГК-11	TGKK RX	452	Россия	2026	223
Кубассэнерго	KZBN RX	569	Россия	4549	125
ТГК-13	TGK13 RX	436	Россия	2458	178
ТГК-14	TGKN RX	172	Россия	526	326
Среднее					<b>251</b>

**Текущие рыночные и целевые значения мультипликатора Enterprise value/ установленная мощность для тепловой генерации**



**Потенциал роста отечественной тепловой генерации**



Источник: Bloomberg, ММВБ, расчеты Алемар

Отдельно мы выделяем РусГидро и Интер РАО – стратегически значимые с точки зрения обеспечения энергобезопасности страны компании, которые являются одними из краеугольных камней в фундаменте государственной политики в сфере энергетики. Обладая мощным ресурсом, а также высокой эффективностью, обе компании в ближайшие годы обладают значительным потенциалом для наращивания своей капитализации и закрепления в статусе «голубых фишек» российского фондового рынка.

В 2009 году РусГидро может недосчитаться части прибыли на фоне роста капвложений, обусловленных расходами на восстановление станции, а также потерь по заключенным с потребителями на условиях take-or-pay договорам, однако, несмотря на это компания останется безоговорочным лидером по рентабельности в генерации. По нашей оценке, несмотря на упущенную выгоду 2009 года в размере 6 млрд руб., компании за счет роста нагрузки на мощности ГЭС, удастся по итогам прошлого года нарастить выручку примерно на треть – до 142 млрд руб. против 108 млрд руб. в 2008

году<sup>20</sup>. Рентабельность РусГидро по EBITDA снизится с рекордных 50% по итогам первого полугодия 2009 года до 31% по итогам года.

В 2010 году выручка компании вырастет на 8-10% - до 156 млрд руб. при этом, снижение тарифа на 6% должно быть компенсировано ростом продаж в свободном сегменте энергорынка, а также ростом выработки, в том числе, за счет пуска первых двух агрегатов Саяно-Шушенской ГЭС в первом квартале года. при довольно скромном, в сравнении с 2009 годом росте тарифа, рентабельность РусГидро поднимется до 36% и продолжит расти в перспективе ближайших лет к максимумам в 40-45%.

Мы полагаем, что высокая рентабельность компании, несмотря на серьезные обязательства по инвестпрограмме, должна стать одним из катализаторов роста ее капитализации к уровням, как минимум, соответствующим по мультипликаторам аналогам из развивающихся стран.

### РусГидро и сопоставимые компании

Компания	Тикер Bloomberg	Капитализация, \$ млн	Страна	Установленная мощность, МВт	Капитализация/Мощность, \$/кВт
CIA ENERGETICA DE SP-PREF B	CESP6 BZ	3963,63	Бразилия	7456,00	531,60
TRACTEBEL ENERGIA SA	TBLE3 BZ	7386,56	Бразилия	5918,00	1248,15
CHINA YANGTZE POWER CO LTD-A	600900 CH	18405,12	Китай	12577,00	1463,40
JAIPRAKASH HYDROPOWER	JPVL IN	707,40	Индия	300,00	2358,00
RUSHYDRO	HYDR RX	11480,04	Россия	25423,00	451,56

Источник: Bloomberg, данные компаний, расчеты Алемар

**ИнтерРАО**, в свою очередь, имеет значительный потенциал для увеличения капитализации, но в отличие от РусГидро не столько за счет эффективности текущей деятельности, сколько за счет наращивания своей «активной» базы: консолидации ОГК-1 и ТГК-11, экспансии на рынках СНГ, Восточной Европы и Латинской Америки. Мы полагаем, что на горизонте 2010-2011 годов Интер РАО в своем развитии сконцентрируется на «переваривании» российских энергоактивов, а также распределении отраслевых «сфер влияния»: с Росатомом в проектах атомной энергетики и с РусГидро в области возобновляемых источников энергии. По нашей оценке, при текущей структуре справедливая стоимость акций Интер РАО на 60% выше рыночной оценки (0,067 руб. против 0,041 руб. соответственно).

Толчком для роста капитализации Интер РАО в долгосрочной перспективе станет реализация амбициозной инвестпрограммы, призванной вывести компанию в ряды ведущих европейских энергоконцернов. Если исходить из планов компании по увеличению совокупной установленной мощности активов в управлении до 30 ГВт к 2015 году потенциальная капитализация компании к этому времени может достигнуть \$12 млрд<sup>21</sup>, исходя из консервативного прогноза рыночной стоимости 1 кВт установленной мощности в \$400. При средневзвешенной ставке стоимости капитала (WACC) 10,7%, приведенная к настоящему времени стоимость ИНТЕР РАО составляет \$7,6 млрд (в 2,5 раза больше текущей капитализации).

<sup>20</sup> По МСФО

<sup>21</sup> \$3 млрд на конец февраля 2010 года

## Сети

### Распределительные сети

Мы оценили значения базы RAB для региональных МРСК на основе уже одобренных фактических показателей региональных филиалов, а также диапазона значений показателя RAB/Основные средства (1,8-3,0), озвученного менеджментом Холдинга МРСК в конце прошлого года.

Фактические показатели филиалов учитывались для оценки базы RAB МРСК Центра, МРСК Центра и Приволжья, МРСК Урала, МРСК Сибири и МРСК Юга, где доля филиалов, перешедших на новую систему тарифного регулирования превышает 30% (по стоимости основных средств). Для оставшихся шести МРСК в качестве предварительного значения базы RAB использовалось среднее значение (2,4) диапазона RAB/Основные средства, озвученного в выступлении генерального директора Холдинга МРСК.

Для каждой МРСК сделаны допущения о годе, в котором, на наш взгляд, бумаги компании будут торговаться по рыночной стоимости, составляющей EV/RAB на уровне 1,0, свидетельствующем о том, что регулируемая компания достигла, но не превысила свой целевой показатель нормы прибыли. Для большинства МРСК мы выбрали 2012 год в качестве года оценки, поскольку это будет первый год, когда МРСК позволят получать уровень прибыли в 12% на регулируемую базу активов после уплаты налогов. Для МОЭСК и Ленэнерго мы применили более консервативный подход в отношении периода времени, который понадобится этим компаниям, чтобы нарастить прибыль до уровня, достаточного для осуществления необходимых инвестиций, и выбрали 2014 год. Как показывает практика предыдущих лет, столичные власти всеми силами препятствуют резкому росту тарифов в своих регионах.

Для МРСК Северного Кавказа, сети которой распределяют электроэнергию в наиболее нестабильных регионах России (и где потери в электросетях в несколько раз выше среднего значения по стране), мы выбрали для оценки 2020 год.

### Результаты оценки базы RAB

Компания	Минимальная стоимость RAB, млн. руб.	Максимальная стоимость RAB, млн. руб.	Оценочная стоимость RAB, млн. руб.
МРСК Центра	82 890	138 150	120 281
МРСК Центра и Приволжья	73 528	122 546	84 880
МРСК Волги	74 557	124 261	99 409
МРСК Урала	43 988	73 314	60 306
МРСК Сибири	59 758	99 596	80 088
МРСК Северо-Запада	51 237	85 395	64 214
МРСК Юга	43 495	72 491	59 465
МРСК Северного Кавказа	25 128	41 880	33 504
Ленэнерго	88 225	147 042	117 634
МОЭСК	211 282	352 137	281 710
Тюменьэнерго	114 262	190 437	152 350
<b>Холдинг МРСК</b>	<b>510 997</b>	<b>851 661</b>	<b>679 160</b>

Источник: оценки МРСК Холдинга, расчеты ИФК "Алемар"

### Перспективы рынка акций электросетевых компаний:

Название компании	Рыночная цена, \$	Целевая цена \$	Потенциал роста / снижения
МРСК Центра	0,033	0,045	39%
МРСК Центра и Приволжья	0,008	0,011	32%
МРСК Волги	0,005	0,010	112%
МРСК Урала	0,011	0,011	0%
МРСК Сибири	0,012	0,014	15%
МРСК Северо-Запада	0,009	0,012	24%
МРСК Юга	0,006	0,013	122%
МРСК Северного Кавказа	6,349	10,102	59%
Ленэнерго	1,021	2,630	158%
МОЭСК	0,054	0,073	35%
Холдинг МРСК	0,146	0,250	71%
ФСК	0,0104	0,0133	28%

**Оценка стоимости акций МРСК**

Компания	Оценка EV, млн руб.	Чистый долг, млн руб.	Оценка стоимости акционерного капитала, млн руб.	Потенциал роста, %
МРСК Центра	68 250	10 999	57 251	39%
МРСК Центра и Приволжья	48 163	11 045	37 118	32%
МРСК Волги	56 407	5 390	51 017	112%
МРСК Урала	34 219	6 729	27 491	0%
МРСК Сибири	45 444	8 331	37 113	15%
МРСК Северо-Запада	36 437	5 459	30 978	24%
МРСК Юга	33 742	14 373	19 368	122%
МРСК Северного Кавказа	10 787	1 874	8 913	59%
Ленэнерго	66 748	12 384	54 364	158%
МОЭСК	159 850	53 544	106 306	35%
Тюменьэнерго	86 447	8 116	78 331	-
<b>Холдинг МРСК</b>	<b>380 579</b>	<b>172 388</b>	<b>306 689</b>	<b>71%</b>

Источник: расчеты ИФК "Алемар"

Исходя из потенциала роста финансовых показателей с переходом на RAB, а также рисков, ассоциированных с деятельностью распределительных сетевых компаний, мы полагаем, что наибольшей привлекательностью обладают акции Ленэнерго, МРСК Юга и МРСК Волги. Стоимость акций ряда компаний уже во многом учитывает потенциал роста прибыли от перехода на RAB, что стало возможным после публикации параметров RAB для пилотных проектов.

Мы также выделяем акции МРСК Холдинга, как наиболее ликвидные бумаги, позволяющие диверсифицировать риски регулирования, присущие отдельным МРСК, так как параметры RAB-регулирования для большинства филиалов региональных сетевых компаний ещё не утверждены. Катализатором роста может выступить также ожидаемая консолидация холдинга, а также возможное привлечение стратегических инвесторов.

В начале 2010 года правительство РФ поручило МРСК Холдингу разработать стратегию развития распределительных электросетей, в которой должна быть предусмотрена возможность привлечения иностранных стратегических инвесторов. Однако необходимым условием для этого является разработка сценария консолидации активов холдинга. Идея консолидации МРСК впервые была озвучена в июле 2009 года на встрече главы МРСК Холдинга с вице-премьером Игорем Сечиным. Тогда упоминалось два варианта: либо перевод на единую акцию, либо объединение холдинга с одной из МРСК. В любом случае консолидация и переход на единую акцию повысят ликвидность акций холдинга, а также повысят интерес к компании со стороны стратегических инвесторов.

**Магистральные сети (ФСК ЕЭС)**

На данный момент Федеральная сетевая компания получила более привлекательные условия RAB регулирования по сравнению с компаниями распределительного сектора. Одобрённые параметры RAB позволят компании в течение 3 лет увеличить чистую прибыль более чем в 2 раза. Рентабельность чистой прибыли при этом увеличится с 20% до 26%.

**Плановые финансовые результаты ФСК в соответствии с RAB, млн руб**

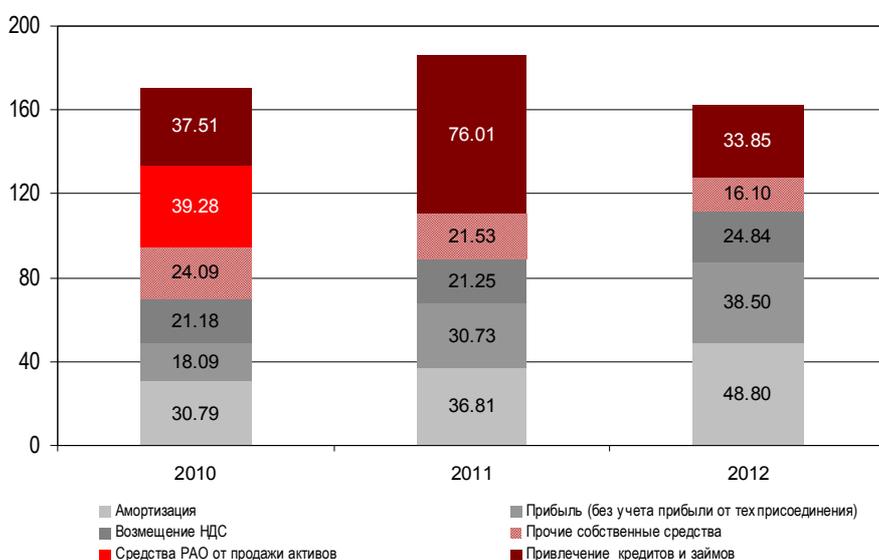
Показатели	2010	2011	2012
Выручка по передаче электроэнергии	93 781	124 588	155 387
Расходы, связанные с производством и реализацией услуг	62 587	71 370	86 624
- подконтрольные расходы	25 161	27 802	30 595
- неподконтрольные расходы	11 471	14 849	17 359
Чистая прибыль	19 347	32 346	40 523
Рентабельность, %	21%	26%	26%

Источник: ФСК

Мы оцениваем целевую капитализацию ФСК на ближайший год на уровне \$15,365 млрд. (\$0,0133 за акцию), что на 26% превышает текущую капитализацию (\$12,204 млрд.) В долгосрочной перспективе акции ФСК будут, прежде всего, пользоваться популярностью у консервативных инвесторов: они станут инструментом, приносящим стабильный доход, не превышающий, тем не менее, 15-20% годовых.

Многokратный рост чистой прибыли, как и в случае с МРСК, не принесет дополнительных дивидендов инвесторов, так как более 90% прибыли будет направляться на финансирование инвестиций.

**Структура финансирования инвестпрограммы ФСК, млрд. руб.**



Источник: ФСК

## Руководство компании

Генеральный директор	Александр Лактионов
Управляющий директор Департамент ценных бумаг	Роман Андреев

## Аналитическое управление

Начальник управления	Василий Конузин, к.э.н.
Нефть и Газ / Нефтехимия Старший аналитик	Сергей Захаров
Электроэнергетика Старший аналитик	Василий Конузин Виталий Домнич
Телекоммуникации Старший аналитик	Сергей Захаров
Металлургия Старший аналитик	Виталий Домнич
Младший аналитик	Андрей Меклер

## Контактная информация

Телефон	7 (495) 411 66 55
Факс	7 (495) 733 96 82
Интернет	<a href="http://www.alemar.ru">http://www.alemar.ru</a>
Аналитическое управление	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1731)
E-mail	<a href="mailto:research@alemar.ru">research@alemar.ru</a>
Операции с акциями	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1782)
E-mail	<a href="mailto:salesdesk@alemar.ru">salesdesk@alemar.ru</a>
Трейдера	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1782)
E-mail	<a href="mailto:tradingdesk@alemar.ru">tradingdesk@alemar.ru</a>
Деривативы	
Телефон	(495) 411 66 55 (вн. 1787)
E-mail	<a href="mailto:derivatives@alemar.ru">derivatives@alemar.ru</a>
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](mailto:research@alemar.ru)  
<http://www.alemar.ru>

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

### © 2005-2010 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».