

## Инвестиции в генерирующие компании: оправдывают ли доходы риски?

*Макаров А. А., Веселов Ф. В.*

*Институт энергетических исследований РАН, Москва.*

В 2006 и 2007 годах произошло очень важное изменение в идеологии реформирования электроэнергетики России: новым приоритетом для государственных органов и самого РАО «ЕЭС России» стало создание системы обеспечения устойчивого развития новой, дерегулируемой и децентрализованной электроэнергетики. Она должна обеспечить, с одной стороны, целеполагание для инвестиционных стратегий энергокомпаний, а с другой – предложить эффективные финансово-экономические механизмы стимулирования инвестиций. Масштабность инвестиционных задач в отрасли, являющейся жизненно необходимой для экономики страны, безусловно требует значимого государственного участия в управлении развитием электроэнергетики, которое, однако, не подавляло бы, а напротив – содействовало активности частных инвесторов.

Решение сложнейшего клубка проблем по организации мощного инвестиционного процесса в постреформенной электроэнергетике - задача очень трудная и в последние два года был сделан лишь первый, но очень важный шаг в этом направлении. Фактически, впервые после двадцатилетнего перерыва государственными органами совместно с РАО «ЕЭС России» был организован комплекс основных работ по перспективам развития электроэнергетики страны на различных временных горизонтах:

1). Завершен четвертый цикл разработки в РАО «ЕЭС России» пятилетнего плана прогноза развития отрасли и энергокомпаний (на 2006-2010 годы). В рамках этой регулярной работы, объединяющей все компании Холдинга и основных независимых производителей, проводится комплексная увязка инвестиционных и производственных программ субъектов отрасли с их финансовыми возможностями на ближайшие годы, определяются балансовые и экономические условия развития отдельных компаний и отрасли в целом.

2). По заказу Минпромэнерго РФ разработана Программа развития электроэнергетики России на период до 2020 года. Министерством также организована разработка «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г.», которая в основном одобрена Правительством РФ в апреле 2007 года. Важно отметить, что «Генеральная схема...» одновременно является и частью создаваемой системы территориального планирования. При ее разработке была впервые за последнее время сделана достаточно детальная системная проработка перспектив развития генерирующих мощностей до уровня конкретных площадок расширяемых и новых электростанций федерального значения - практически всех ГЭС, АЭС и ГРЭС, ряда крупных ТЭЦ, а также основных ЛЭП, входящих в состав Единой национальной электрической сети (ЕНЭС). Важной составляющей работы стало также согласование предложений по проектам с местными властями (с дальнейшим выходом на вопросы землеотводов, экспертиз и административного сопровождения будущих инвесторов).

3). По инициативе РАО «ЕЭС России» и при активном участии Российской академии наук разработано «Целевое видение (стратегия) развития ЕЭС России до 2030 г.». Задачей этой работы стала попытка сформировать целостное представление о системе стратегических вызовов, с которыми столкнется отрасль в первой трети 21 века, оценить масштабы развития, темпы и возможности перехода на новые технологические уровни в генерации и передаче электроэнергии.

Воссоздание линейки регулярно выполняемых прогнозных работ обеспечивает качественное наполнение объявленной «инвестиционной фазы» реформы, поскольку определяет возможное поле для принятия инвестиционных решений, задает систему экономических приоритетов для инвесторов. В то же время, в прогнозах сохраняется неопределенности развития ситуации в экономике, на рынках топлива и энергии, и, следовательно,

эти работы не устраняют риски, с которыми столкнутся инвесторы при реализации конкретных проектов, хотя и делают их более предсказуемыми и измеримыми.

**Первым фактором риска** для инвесторов является высокая неопределенность прогнозов электропотребления. Как показано на рис. 1, ожидаемые приросты электропотребления с 2006 по 2020 гг. различаются почти вдвое в прогнозах Минпромэнерго, РАО «ЕЭС России» («Генеральная схема...») и МЭРТ РФ (Концепция социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г.).

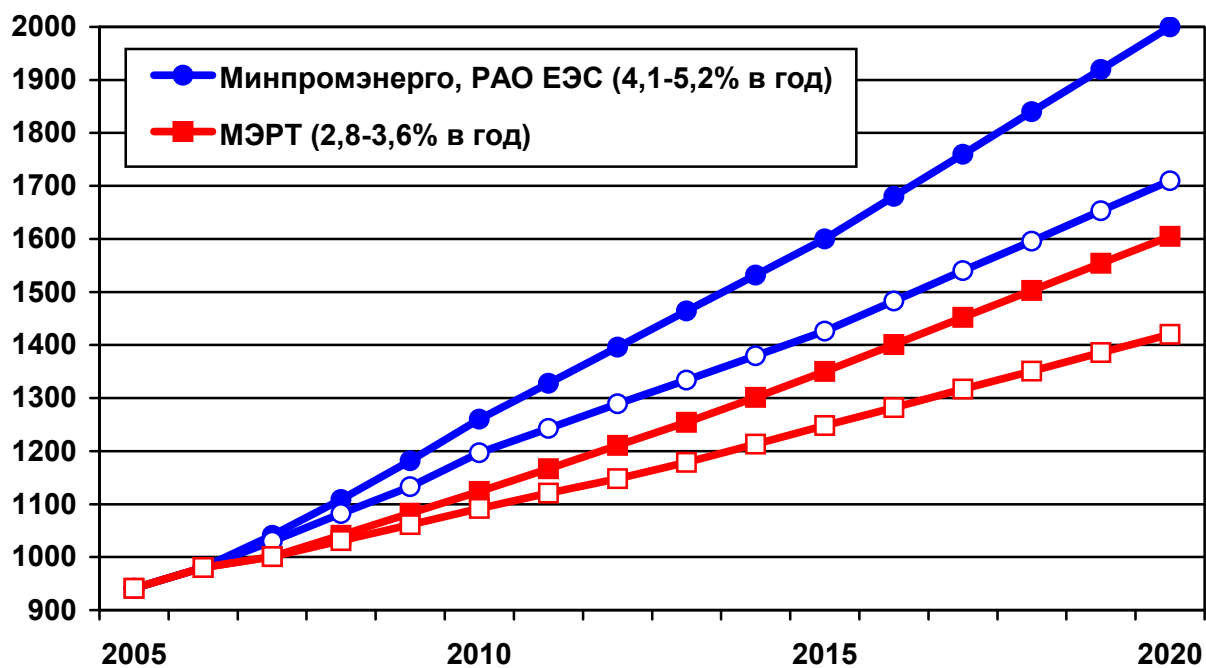


Рисунок 1 – Динамика потребления электроэнергии в России, млрд. кВт.ч

Еще больше различаются региональные прогнозы электропотребления, выполненные по операционным зонам ТГК (табл. 1), территория которых объединяет, как правило, несколько субъектов Федерации. Динамика этого роста в период до 2020 г. в каждой операционной зоне очень неравномерна, сильно различаются и темпы роста спроса в различных зонах. С определенной условностью можно выделить три группы зон с различными диапазонами темпов роста электропотребления:

- зоны с высокими темпами роста (ТГК-1, ТГК-3, ТГК-10), на которые в 2005 г. приходилось 28% внутреннего спроса страны;
- зоны со средними темпами роста (ТГК-4, 6, 7, 8, 11, 14), составившие в 2005 г. до 29% от объема внутреннего рынка;
- зоны с умеренными темпами роста (ТГК-2, 5, 9, 12, 13), формирующие в сумме еще около 26% суммарного электропотребления в 2005 г.

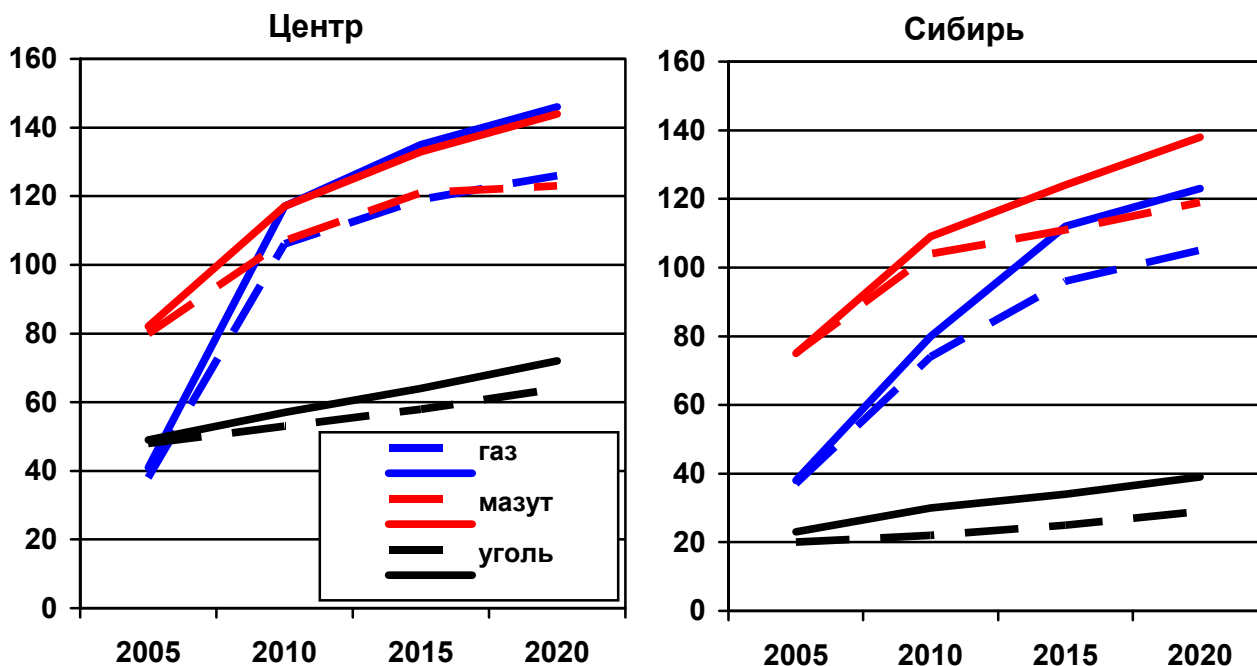
Разница в динамике развития региональных рынков напрямую влияет на потенциал развития компаний (особенно – ТГК, работающих на данном рынке) и уровень на конкуренции инвестиционных проектов друг с другом и с действующими мощностями за «место в балансе».

**Таблица 1 – Среднегодовые приросты электропотребления по операционным зонам ТГК**

Темпы роста спроса	Операционные зоны ТГК	Отчёт	МПЭ, РАО		МЭРТ	
		2006	2010	2015	2010	2015
высокие	ТГК-1, ТГК-3, ТГК-10	28,0%* 5,0 - 8,5	6,7 - 6,9	4,1 - 6,1	4,5 - 6,2	3,8 - 4,4
средние	ТГК-4, ТГК-6, ТГК-7, ТГК-8, ТГК-11, ТГК-14	28,7%* 2,7 - 5,2	3,8 - 5,3	2,4 - 3,8	2,5 - 3,4	2,1 - 3,2
умеренные	ТГК-2, ТГК-5, ТГК-9, ТГК-12, ТГК-13	25,8%* 0 - 3,3	2,6 - 3,5	2,1 - 3,2	2,3 - 2,8	1,9 - 3,0
	Территории вне зон действия ТГК	17,5%* 2.2	5.4	2.5	3.2	2.3

\* Доля районов действия названных ТГК в общем электропотреблении

**Вторым фактором риска** для инвесторов является динамика цен топлива для электростанций. Принятые политические решения по либерализации российского рынка газа и выходу на «равновесные» (с экспортными) цены для внутренних потребителей к 2011 г. приведут к изменению ценовых пропорций «газ/уголь» и пересмотру прежней системы инвестиционных приоритетов в развитии тепловых электростанций. Кратный рост цен газа (в 2,5-3,5 раз), прежде всего, отразится на доходах существующей и новой газовой генерации, стимулируя масштабное техническое перевооружение существующих станций и ограниченное развитие новых газовых мощностей (в основном – для комбинированного электро- и теплоснабжения (ТЭЦ), а также в районах газодобычи с более низкой ценой).

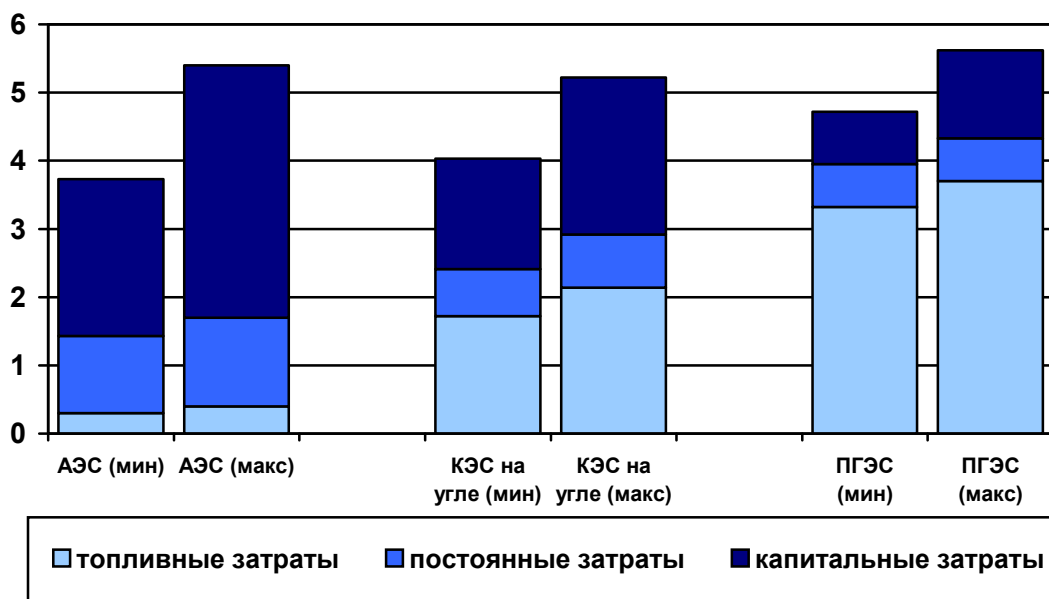


**Рисунок 2 – Динамика роста цен топлива для электростанций, долл./т у.т.**

Неопределенность роста цен газа лишь отчасти связана с диапазоном изменения мировых цен нефти, к которым «привязаны» экспортные цены. Не менее значимым будет влияние особенностей организации нового рынка газа, контрактными условиями его поставки для электростанций, особенностью которых является переменный режим потребления. Основная неопределенность изменения цен угля для электростанций связана с решениями об уровне регулируемых тарифов на его перевозку по железным дорогам с учетом инвестиционной программы ОАО «РЖД» и необходимости расширения мощностей

транспортных коридоров для обеспечения к 2020 г. не менее чем двукратного роста потребления угля на электростанциях. Этот фактор наиболее важен для развития угольных электростанций в европейской части страны, где уже сейчас транспортная компонента достигает половины от цены поставки угля.

Уровень цен топлива напрямую влияет на конкурентоспособность инвестиционных проектов в тепловой генерации. Как показано на рис. 3, топливные затраты составляют свыше 40% от цены производства новой угольной и 65-70% - на новой парогазовой станции. Второй по значимости компонентой являются капитальные затраты, поэтому широкий разброс стоимости оборудования и сроков строительства расширяемых и новых электростанций является **третьим** из основных факторов риска.



**Рисунок 3 – Структура цены производства на новых мощностях, цент/кВт.ч**

Инвестиционная программа в электроэнергетике обоснованно ориентируется на современные технологические решения – парогазовые установки с к.п.д. до 55-60%, паросиловые угольные установки на суперсверхкритические параметры пара с к.п.д. до 47%, а также установки, использующие технологию циркулирующего кипящего слоя с низким объемом выбросов вредных веществ. Однако стагнация в инвестиционной сфере в последние 15 лет привела резкому снижению инновационного и строительного потенциала отрасли. Отсутствует опыт серийного производства и монтажа нового, высокотехнологичного оборудования, опыт массового проектирования и строительства объектов. В результате многие инвестиционные проекты являются пионерными и уникальными, а инвесторы сталкиваются с риском роста расходов на доводку и отладку новых проектных и инженерных решений на головных блоках. По оценкам Electric Power Research Institute (США), стоимость головного образца может на 20-30% превышать затраты на сооружение последующих «серийных» блоков.

Варьирование необходимого масштаба ввода генерирующих мощностей и их стоимость определяют достаточно широкий диапазон потребностей генерации в инвестициях (рис. 4). На период до 2020 г. их оценки различаются вдвое - от 135 до 260 млрд. долларов (в ценах 2005 г.). Интенсивность инвестирования вырастет кратно: объем капиталовложений в 2016-2020 гг. будет в 2-4 раза больше, чем в отчетный период (2001-2005 гг.). Более половины этих расходов придется на приватизируемый сектор тепловой генерации – основная часть проектов технического перевооружения и развития газовых и угольных электростанций должна будет осуществляться силами и средствами частных инвесторов.

Такие инвестиционные вызовы потребуют перехода к принципиально иной модели финансирования инвестиционной программы в генерации с высокой долей внешнего капитала. В 2001-2005 гг. доля внешних источников составила всего несколько процентов от общего объема финансирования, а основная часть капиталовложений была обеспечена за счет амортизации и целевых инвестиционных средств из прибыли компаний (в т.ч. за счет ЦИС в абонентской плате РАО «ЕЭС России» и ЦИС концерна «Росэнергоатом»). В период с 2006 по 2020 годы доля внешнего финансирования составит 45-55% от объема капиталовложений, причем в динамике по пятилетиям ее величина будет сильно варьироваться (рис. 5).

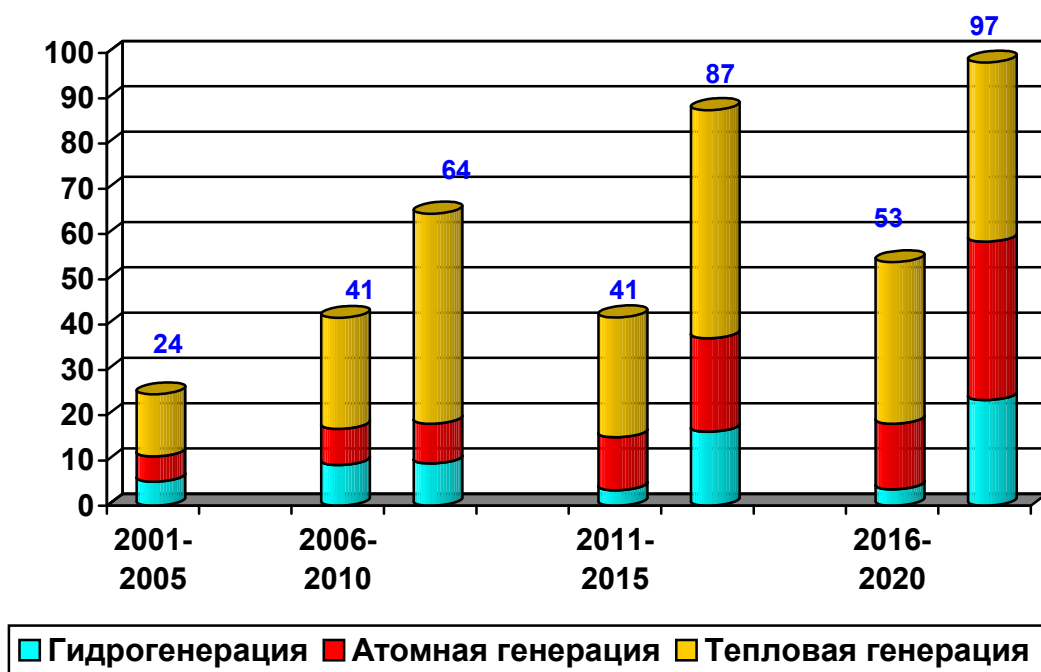


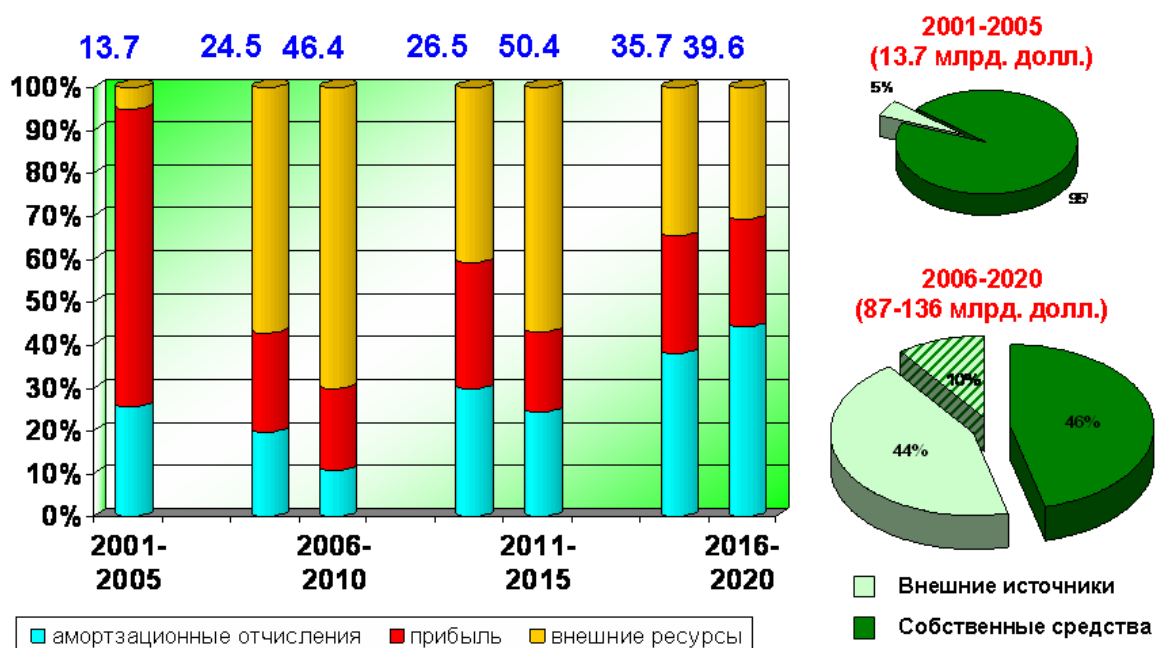
Рисунок 4 – Капиталовложения в генерирующие мощности, млрд. долларов

Наиболее критическим является ближайшее пятилетие 2006-2010 гг. При резком росте капиталовложений (в 1.7-2.6 раз по сравнению с прошлым пятилетием) амортизационные отчисления обеспечат не более 10-20% от их объема. Переход к свободным ценам и отмена целевой инвестиционной компоненты в тарифе резко сокращает возможности гарантированного финансирования капиталовложений за счет прибыли и иных собственных источников. Единственным выходом является расширенное привлечение внешних ресурсов, доля которых в этот период может достигнуть 60-70%. Высокая доля внешнего финансирования в генерации (до 55%) сохранится и в 2011-2015 гг. и только к последнему пятилетию сократится до 30-35%.

Активный рост доли привлеченных средств и связанных с ними финансовых обязательств является еще одним, **четвертым фактором риска**, как для стратегических инвесторов, так и для кредиторов генерирующих компаний, в условиях неопределенности спроса, цен топлива и инвестиционных расходов к финансовой устойчивости и доходам компаний предъявляются все более жесткие требования.

Наличие серьезных рисков для вложений в развитие генерирующих мощностей совсем не означает того, что этот сектор станет непривлекательным для инвестирования. Решающим для инвесторов является баланс между прогнозируемыми рисками с одной стороны и доходами – с другой. Анализ целевой рыночной модели в электроэнергетике показывает, что создаваемая система спотовых и контрактных конкурентных рынков энергии, мощности, системных услуг способна обеспечить эффективную **трансляцию основных инвестиционных рисков в цену электроэнергии**.

Так, конкурентный рынок электроэнергии, ориентирующийся на переменные издержки поставщиков, будет поддерживать рост оптовой цены электроэнергии пропорционально росту цен топлива для электростанций и, следовательно, компенсирует увеличение топливных затрат при кратном росте цен газа и удорожании других видов топлива.



**Рисунок 5 – Структура источников финансирования в тепловой генерации**

Создаваемый рынок мощности обеспечивает балансовую востребованность и оплату новых мощностей при формировании Системным Оператором (СО) на годы вперед прогноза перспективной потребности в мощности, учитывающего неопределенность уровня и режима электропотребления по регионам («зонам свободного перетока»). При этом стоимость отклонений от прогнозного потребления мощности определяется стоимостью строительства новых мощностей. Запуск этого рынка в условиях дефицита предложения обеспечит рост оптовой цены мощности до уровня, обеспечивающего коммерчески эффективный ввод необходимых дополнительных мощностей.

Наконец, еще одной составляющей доходов генерирующих компаний, помимо продажи энергии и мощности, станет участие в рынке системных услуг, оплата которых гарантируется через тариф СО. Для мощностей, вводимых в рамках механизма гарантирования инвестиций, такое участие является обязательным, а гарантированная долгосрочным контрактом цена покупки обеспечивает стабильную доходность вложений.

Не будет преувеличением сказать, что новый, постреформенный российский рынок электроэнергии может стать «инкубатором для инвестиций», обеспечивая высокий уровень защиты инвесторов от низкой доходности или убыточности вложений. Естественно, это задает достаточно высокие требования к росту цены электроэнергии. Целевой уровень оптовой цены в условиях полной конкуренции будет определяться долгосрочными предельными затратами на мощность и энергию, т.е. ценой производства новых мощностей. С учетом затрат на строительство новых мощностей, а также роста цен топлива уже к 2015 году оптовая цена удвоится (в реальном выражении).

При этом прогнозируемый диапазон цен (рис. 6), опирающийся на долгосрочные затраты новых поставщиков, даёт лишь «оценку снизу». Удорожание (сверх «равновесного» уровня) топлива для электростанций из-за особых условий по режиму и надежности поставки, увеличения капитальных затрат с учетом общемирового роста стоимости оборудования может заметно «приподнять» цену на рынке. Значимый вклад в рост цен может внести и рынок системных услуг, формирующий рыночную цену надежности работы

Единой энергосистемы страны. По предварительным оценкам, совокупная стоимость системных услуг, обеспечивающих как оперативную, так и стратегическую надежность энергоснабжения в ЕЭС России, может оказаться сопоставимой с интегральным сетевым тарифом на передачу и распределение электроэнергии.

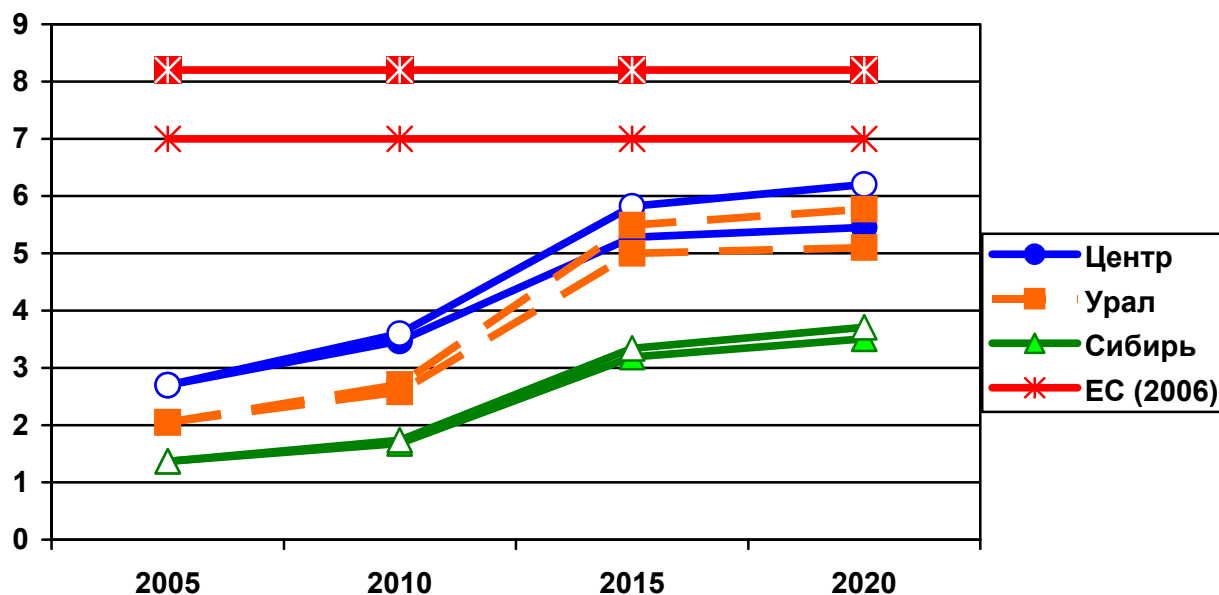


Рисунок 6 – Оптовые цены электроэнергии, цент 05 г./кВт.ч

Оценки финансово-экономического состояния отрасли показывают, что прогнозируемый уровень конкурентных цен в принципе достаточен для обеспечения текущих затрат, инвестиционных и связанных с ними финансовых обязательств в сфере генерации. Но при этом отпускные цены электроэнергии в Европейской части России уже к 2015 году могут вплотную приблизиться к её ценам в Европейском Союзе (рис. 6), лишая отечественных производителей одного из важных конкурентных преимуществ. Будут ли экономика и общество готовы платить такую цену? В ситуации, когда создаваемая в электроэнергетике конкурентная рыночная среда будет транслировать основные экономические риски в цену, именно в этом вопросе содержится главный **политический риск** для инвестиций, да и для реформы в целом.

Квалифицированная оценка этого риска потребует серьезного макроэкономического анализа ценовых последствий реформирования в электроэнергетике, и такой анализ выполняется специалистами. Но для эффективного решения этой проблемы необходима работа по формированию системы активного участия государства в экономическом стимулировании и регулировании инвестиционной деятельности, которая предложила бы различные инструменты снижения рисков инвестиций, уменьшая тем самым и рисковую премию в цене электроэнергии. Целью работы данной системы должен стать устойчивый баланс между готовностью экономики и общества платить определенную цену за надежное энергоснабжение и готовностью инвесторов вкладывать деньги при этой цене с учетом рационального распределения экономических рисков между государством и бизнесом.

Спектр механизмов стимулирования и поддержки инвестиций очень широк. В секторах с высокой долей государственного контроля (гидро- и атомная генерация) предусматриваются меры прямого финансового участия государства в со-финансировании (государственно-частное партнерство) или субсидировании процентных ставок. В приватизируемых секторах (тепловая генерация) уже запущен механизм гарантирования инвестиций (а фактически – гарантирования дохода инвестора через контракты на покупку энер-

гии и мощности). Эффективными могут быть меры по административной поддержке и сопровождению проектов, оптимизации процедур землеотвода и экспертиз, что приведет к заметному сокращению сроков освоения капиталовложений и снижению рисков на этапе строительства. Критически важной является государственная поддержка инноваций в сфере энергомашиностроения, обеспечивающая сокращение стоимости импортируемого оборудования, сроков серийного освоения новых технологий, а, следовательно, и затрат инвесторов. Наконец, не менее значимыми будут решения по дерегулированию российского рынка газа и контрактных условий для крупнейших потребителей – электростанций.

Этот перечень мер далеко не полный, он может и должен расширяться. Потому главная задача следующего этапа реформирования электроэнергетики - **формирование целостной системы обеспечения её устойчивого развития** в условиях конкуренции при солидарном участии государства и бизнеса в решении стратегических задач и рациональном распределении рисков инвестиций.