

Риски реализации «Генеральной схемы до 2020 года»

Ф. В. Веселов, А. С. Макарова, Институт энергетических исследований РАН

1. Хроника событий. Ожидания и результаты.

Два последних года (2006-2007 гг.) стали «переломными» для реформы электроэнергетики. К сожалению, достаточно долгое (на наш взгляд – недопустимо долгое) время вопросы развития отрасли были вне фокуса реформы, ориентированной на классическую схему «конкуренция привлечет инвестиции». Однако в реальности **инвестиционные вызовы оказались гораздо более актуальными и масштабными**. С такими вызовами не сталкивался еще ни один из уже работающих конкурентных рынков в мире, а их осознание привело к серьезной корректировке стратегии и тактики преобразований, переходу к так называемой «инвестиционной фазе» реформы, главной целью которой должна стать система управления инвестиционным процессом в условиях конкурентного рынка.

Инвестиционные решения требуют достаточно больших прогнозных горизонтов. Поэтому именно в течение 2006-2007 гг. впервые после очень длительной паузы государством совместно с РАО «ЕЭС России» был организован **цикл отраслевых прогнозных работ** на перспективу 15-30 лет, составной частью которого стала и «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» (далее - «Генеральная схема»).

Разработка «Генеральной схемы» была инициирована Правительством РФ в декабре 2005 года, а уже в начале 2006 года была начата практическая работа с участием структур РАО «ЕЭС России» (ЗАО «АПБЭ»), отраслевых проектных центров (ОАО «Энергосетьпроект», ОАО «Инженерный центр»), академических институтов (ИНЭИ РАН).

Зачем эта работа вообще была начата? Целью «Генеральной схемы» было отнюдь не формирование еще одного прогноза развития электроэнергетики, уточняющего параметры прежней Энергостратегии. В ходе работы должна была быть выполнена детальная и системная оценка перспектив **возможного размещения** крупных объектов генерации до уровня конкретных площадок «общесистемных» электростанций (а это практически все ГАЭС и ГАЭС, АЭС и ГРЭС, крупнейшие ТЭЦ) и основных ЛЭП, входящих в состав Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

Что это дает на практике? Во-первых, территориальная «привязка» крупных проектов позволяет решить традиционно острый для России «вопрос о земле», обеспечив заблаговременное резервирование земли для этих энергообъектов. Во-вторых, создается мощный импульс для начала сравнительно недорогих, но необходимых предпроектных работ (инвестиционные предложения, обоснования инвестиций). Оба эти результата оказывают решающее влияние на принятие долгосрочных решений, снижая сроки и стоимость подготовки проектов, но вместе с тем формируя «поле» для **выбора инвестиционных возможностей**, повышают адаптивность стратегий развития компаний к изменению внешней среды (за счет вариантов маневра отложенными решениями).

Почему так долго? Фактически, в течение 2006-2007 гг. «Генеральная схема» была выполнена трижды (!). Новые итерации были вызваны решениями Правительства по целевым уровням электропотребления, динамике цен газа, инвестиционным программам развития атомной энергетики и РАО «ЕЭС России». На завершающем, четвертом этапе почти 9 месяцев параметры «Генеральной схемы» проходили согласование на межотраслевом (Газпром, угольные компании, ОАО «РЖД») и региональном уровнях.

В итоге, «Генеральная схема» была одобрена Правительством РФ только в феврале 2008 года¹. Но за эти два года изменилось и отношение к ней. И на государственном, и на экспертном уровне «Генеральная схема» рассматривается уже как «генеральный план» развития отрасли – с гораздо более детерминированным отношением к заявленным проектам. Однако эта позиция связана не только с большими обязательствами для инвесторов, но и **большими рисками выполнения этих обязательств**, а эффективное прогнозирование

¹ Распоряжение Правительства РФ от 22 февраля 2008 г. № 215-р

ние и управление рисками реализации Генеральной схемы становится решающим фактором ее успеха.

2. Риски завышенных ожиданий.

Завышенные ожидания – пожалуй, именно так можно оценить ряд исходных параметров, под которые сформированы варианты развития электроэнергетики и размещения электростанций и сетевых объектов.

Это в первую очередь относится к **оптимистичным** прогнозам электропотребления. Как показано на рисунке 1, ожидаемые приросты электропотребления с 2006 по 2020 гг., принятые в «Генеральной схеме» почти в 1,5 раза выше, чем уровни, рассматриваемые МЭРТ РФ в Концепции социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 г. [1].

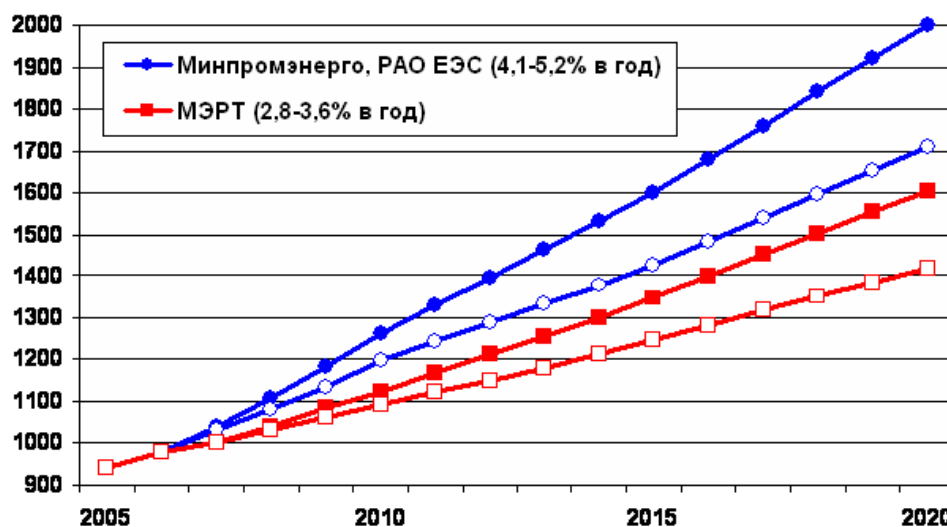


Рисунок 1 – Динамика потребления электроэнергии в России, млрд. кВт.ч

Еще больше различия проявляются в региональных прогнозах электропотребления, выполненных по операционным зонам ТГК, объединяющих, как правило, несколько субъектов Федерации (табл. 1). Динамика этого роста в период до 2020 г. в каждой операционной зоне очень неравномерна по пятилетиям, сильно различаются и темпы роста спроса в различных зонах. С определенной условностью можно выделить три группы зон с качественно различными тенденциями роста электропотребления:

- зоны с высокими темпами роста (ТГК-1, ТГК-3, ТГК-10), на которые в 2006 г. приходилось 28% внутреннего спроса страны;
- зоны со средними темпами роста (ТГК-4, 6, 7, 8, 11, 14), составившие в 2006 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 2006 г.

Таблица 1 – Среднегодовые темпы роста спроса по операционным зонам ТГК

Темпы роста спроса	Операционные зоны ТГК	2006	2006	МПЭ, РАО		МЭРТ	
		Доля в % от России	Годовой прирост	2010	2015	2010	2015
Высокие	ТГК-1, 3, 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, 6, 7, 8, 11, 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, 5, 9, 12, 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 ТГК	17,5%*	2,2	5,4	2,5	3,2	2,3

* Доля районов действия названных ТГК в общем электропотреблении

Разница в динамике развития региональных рынков напрямую влияет на потенциал развития компаний (особенно – ТГК, работающих в одной операционной зоне), и завышенные ожидания спроса предельно **обостряют конкуренцию инвестиционных проектов** друг с другом и с действующими мощностями за «место в балансе». Даже при переходе от базового (нижнего) варианта «Генеральной схемы» к инновационному (верхнему) сценарию МЭРТ РФ «лишняя» новая мощность к 2020 г. составит 12 ГВт, то есть три новых атомных или угольных станции.

Помимо спроса «Генеральная схема» также ориентируется на очень масштабные и оптимистичные программы развития ГЭС и АЭС. Риск **неполного выполнения** этих программ (как по финансовым, так и по техническим возможностям) остается очень высоким, и возможное снижение вводов новой мощности до 2020 г., как показано на рисунке 2, может составить более 20 ГВт.

С одной стороны, риски снижения вводов ГЭС и АЭС и снижения прогнозного уровня спроса частично компенсируют друг друга. Но с другой стороны, оба эти фактора «завышенных ожиданий» **увеличивают неопределенность в развитии тепловых станций**, необходимые вводы которых к 2020 г. варьируются от 115 до 150 ГВт, т.е. различаются на 30%.

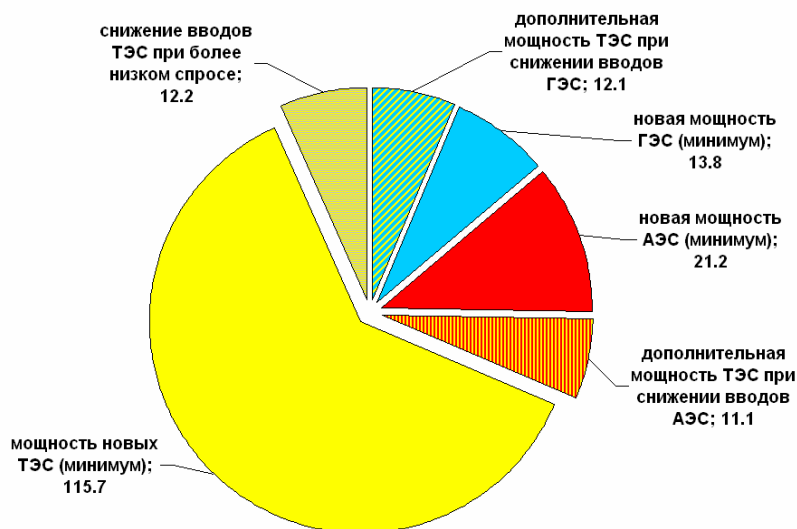


Рисунок 2 – Неопределенности вводов ГЭС, АЭС и ТЭС до 2020 года, ГВт

3. Экономические риски

Следующая группа рисков связана с экономикой инвестиционных приоритетов «Генеральной схемы». Безусловно, главным источником неопределенности здесь является динамика цен газа и угля для электростанций.

Принятые Правительством решения о выравнивании после 2010 года внутренних цен газа с экспортными (за вычетом пошлин и транзитных платежей) должны принципиально изменить сложившуюся **ценовую пропорцию «газ/уголь»**, которая является одним из важнейших экономических параметров для обоснования структурной перестройки в пользу негазовой генерации.

Неопределенность этого соотношения, во-первых, связана с изменением мировых трендов цен нефти, к которым «привязаны» экспортные цены газа, а также экспортных цен угля - базового ориентира для наших угольных компаний. Во-вторых, резкий рост мировых цен нефти увеличивает неопределенность выполнения решений Правительства по управляемому росту внутренних цен газа до **«равновесного» уровня**. Отдельным вопросом является сам «равновесный» уровень - ориентиром может быть как спотовое равновесие с текущими ценами газа на рынках Европы (т.е. равная доходность экспортных и внутрироссийских поставок газа), так и долгосрочное равновесие, обеспечивающее равную

эффективность новых газовых и альтернативных (угольных или атомных) электростанций.

В-третьих, существенным фактором является и тарифная политика государства в сфере **регулирования железнодорожных тарифов** на перевозку угля с учетом инвестиционной программы ОАО «РЖД» и необходимости расширения транспортных коридоров для обеспечения к 2020 г. не менее чем двукратного роста потребления угля на электростанциях. Этот фактор особенно важен для развития угольных электростанций в европейской части страны, где уже сейчас транспортная компонента достигает половины от цены поставки угля.

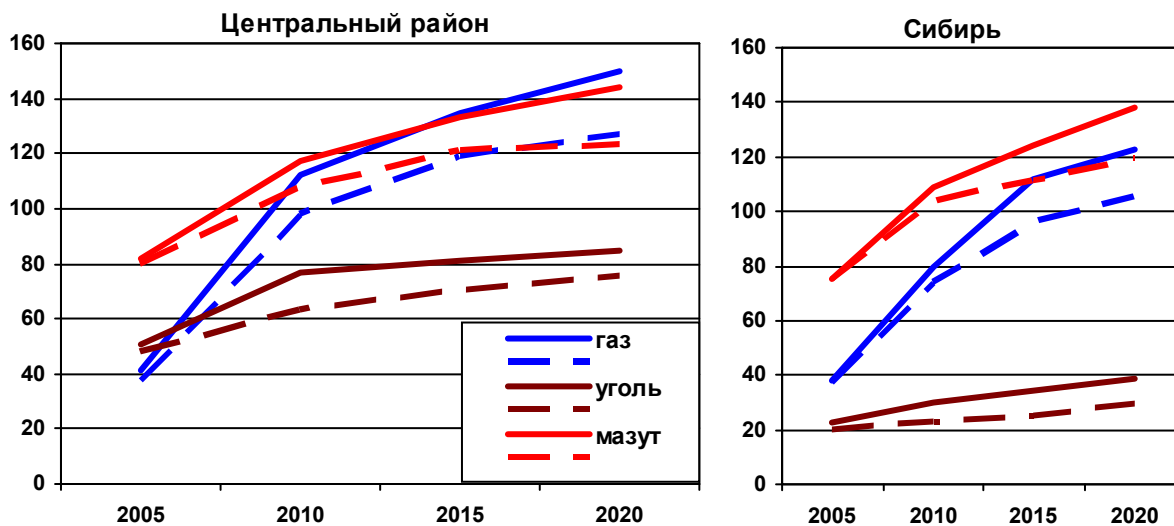


Рисунок 2 – Динамика роста цен топлива для электростанций, долл./т у. т.

Вторым по значимости источником риска является **удорожание строительства электростанций**. За два неполных года разработки «Генеральной схемы» фактическая стоимость новых вводов по результатам проектных проработок и проведенных конкурсов на строительство существенно превысила ее исходные предпосылки (рис. 3). Частично это обусловлено общемировым трендом роста цен на оборудование, но также отражает и естественную рыночную реакцию поставщиков на заявленную масштабную программу развития электроэнергетики.

К сожалению, в созданной конфигурации сектора тепловой генерации ОГК и ТГК оказываются пока не в состоянии «говорить на равных» с поставщиками. Для ведущих энергомашиностроительных концернов запросы инвестиционной программы каждой отдельной генкомпании – это всего лишь штучные или мелкосерийные, а значит – **наиболее дорогие** поставки (включая и затраты на его последующее обслуживание). В отсутствие «эффекта масштаба» при реализации инвестпрограммы ОГК и ТГК действительно теряют деньги.

Ставший модным формат реализации инвестиционных проектов в рамках ЕРС(ЕРСМ)-контрактов «под ключ» пока также не может эффективно сдерживать рост стоимость вводов. Высокие риски генподрядчика переводятся в **увеличение затрат проекта** с учетом будущих штрафов за практически неизбежные в нынешних условиях отклонения от жестких сроков или параметров проекта. По оценкам экспертов [1], подобное удорожание проектов «под ключ» составляет не менее 20-30%. При таком уровне рисков, электроэнергетика уже сталкивается с растущей межотраслевой конкуренцией – подрядчикам выгоднее и спокойнее работать на альтернативных проектах в металлургии, горно-рудной промышленности, нефтепереработке и т.д.

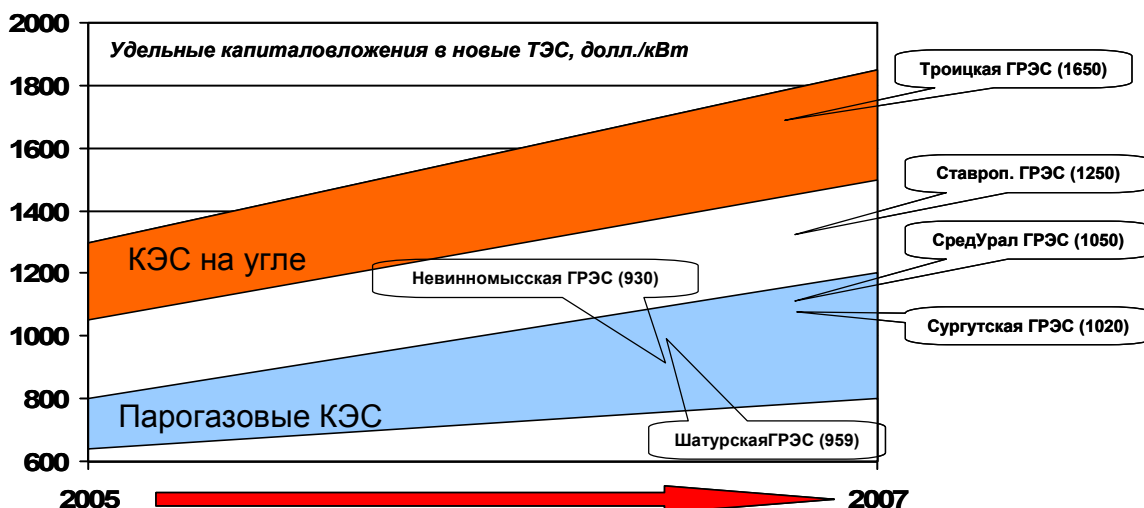


Рисунок 3 – Изменение удельной стоимости вводов газовых и угольных блоков

И топливные затраты, и капиталовложения решающим образом влияют на конкурентоспособность разных типов электростанций. Экономические оценки, полученные на базе актуализированных прогнозов цен топлива и укрупненных показателей удельных капиталовложений, показывают (рис. 4), что при заявленной ценовой политике на рынке газа в электроэнергетике может быть решена главная стратегическая задача – выход на равновесие между новой газовой, угольной и атомной генерацией.

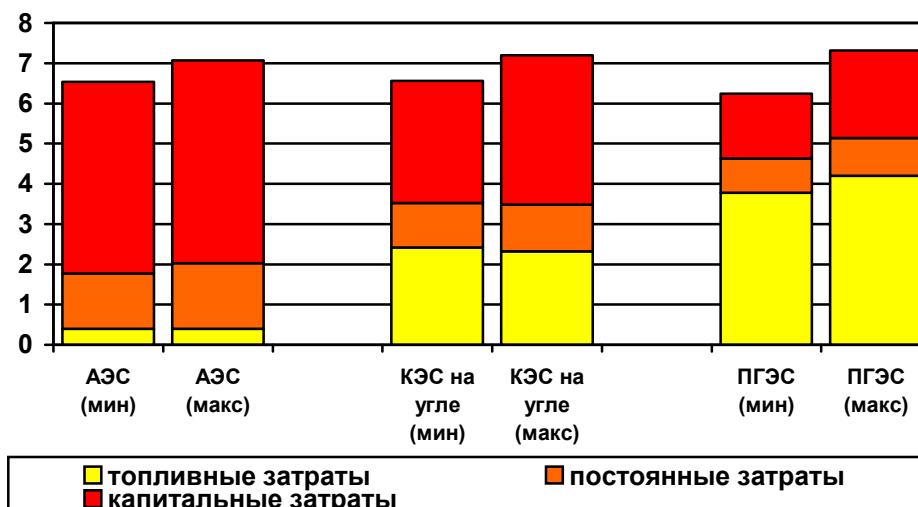


Рисунок 4 - Структура цены производства на новых мощностях, цент 2007 г./кВт.ч

Однако из-за неопределенности цен и условий поставки топлива, стоимости строительства энергоблоков на существующих или новых площадках в различных регионах риски реализации конкретных инвестиционных проектов остаются достаточно высокими, а в ряде случаев – неприемлемыми для новых собственников генкомпаний. Наиболее заметными примерами стали решения новых владельцев ОГК-3 и ТГК-3 по существенной корректировке состава и сроков реализации проектов; другим примером является пересмотр вводов на Верхнетагильской и Южно-Уральской ГРЭС с переориентацией на парогазовые блоки вместо ранее планировавшихся угольных.

Наконец, необходимо помнить о появлении всего через несколько лет еще одного серьезнейшего экономического риска, вызванного усилением мер по сдерживанию и снижению эмиссии парниковых газов в пост-киотский период (как минимум - штрафов за

эмиссию CO₂). Как показывает европейский опыт, переход к активному экономическому стимулированию сокращения выбросов парниковых газов может принципиально изменить систему инвестиционных приоритетов в электроэнергетике.

4. Риски финансового обеспечения «Генеральной схемы».

Суммарные вложения в электроэнергетику до 2020 г. по базовому варианту «Генеральной схемы» составят 20,7 трлн. рублей. При этом более 2/3 всех запланированных вложений приходится на компании «государственного сектора» (рис. 5), созданные в ходе структурной реформы в отрасли, объединяющего атомную и гидрогенерацию, а также сетевую инфраструктуру и систему диспетчерского управления [3]. Усиление и сохранение стратегического контроля государства в этих компаниях с неизбежностью потребует его активного участия в управлении их развитием, организации и финансовом обеспечении инвестиций. Как ни странно, но после РАО «ЕЭС России» именно **государство станет ведущим инвестором** в электроэнергетике.

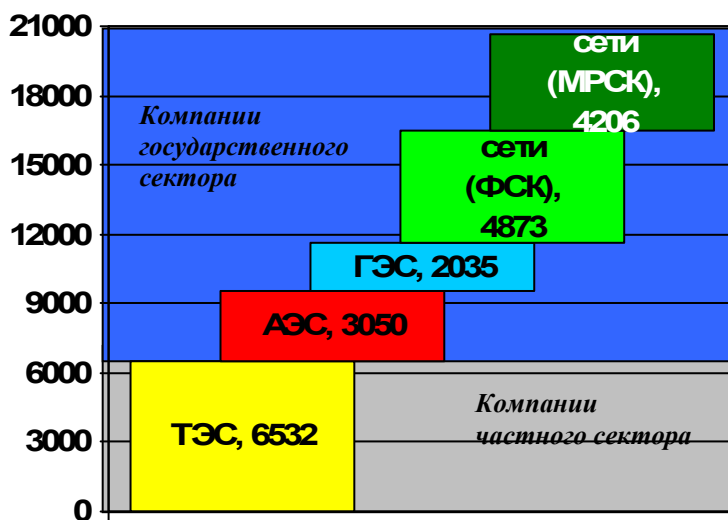


Рисунок 5 – Капиталовложения по видам деятельности до 2020 г., млрд. рублей

Готово ли оно играть такую роль, которая неизбежно потребует, во-первых, увеличения прямых бюджетных вложений в отрасль (ФЦП, средства инвестиционного фонда, увеличение долей в уставных капиталах), и, во-вторых - выстраивания активной кооперации с частным капиталом в формате государственно-частного партнерства, проектного финансирования и проч.?

Не более четверти от этого объема удастся обеспечить за счет амортизационных отчислений - существующий уровень износа основных фондов не формирует достаточно финансового ресурса для их воспроизводства. Поэтому основную часть капиталовложений потребуется обеспечить за счет внешнего капитала и коммерческой прибыли компаний. Однако потенциал этих финансовых ресурсов напрямую зависит от доходности работы компаний на рынке электроэнергии, что предъявляет повышенные требования к росту коммерческой привлекательности пост-реформенной отрасли.

Эта проблема становится особенно острой для тепловой генерации - приватизируемого сектора, функционирующего в условиях полной конкуренции. Объем капиталовложений в развитие ТЭС до 2020 года в базовом варианте «Генеральной схемы» составит 6,5 трлн. рублей, и возможности финансирования этой программы пока не гарантированы даже на ближайшее пятилетие.

Одним из основных источников в новой модели финансирования инвестиционных программ тепловой генерации рассматриваются средства от продажи акций ОГК и ТГК. К марту 2008 года общий объем выручки от приватизации компаний превысил 750 млн. рублей. Однако в качестве реальных инвестиционных ресурсов ОГК и ТГК получили

только средства от размещения допэмиссии – около 450 млрд. рублей². Это менее 30% от общего объема капиталовложений, приходящихся на ТЭС до 2010 года. Еще примерно 270 млрд. рублей (или 17% от потребности) обеспечат собственные ресурсы компаний (амортизационные отчисления и прибыль). В сумме эти два источника **не обеспечивают и половины необходимых средств**, и генерирующим компаниям уже в ближайшие годы неизбежно придетсякратно увеличивать программы внешнего финансирования, предлагая кредиторам и инвесторам крайне выгодные условия для вложений по сравнению, как с компаниями «государственного сектора», так и с другими отраслями.

Сегодняшняя, первая волна приватизации в электроэнергетике снимает отложенный спрос на активы отрасли, в ходе которой инвесторы-пионеры готовы платить «премию за контроль». В будущем, вновь выходя на рынки капитала, ОГК и ТГК встретятся с гораздо **более жесткими требованиями к соотношению «доходность/риск»**, особенно – при работе с традиционно консервативными кредитными ресурсами. Какие гарантии в условиях работы на конкурентном рынке могут предложить взамен генкомпаниям, за счет чего они могут быть конкурентоспособными на рынках капитала?

5. Ценовые риски реализации «Генеральной схемы».

Единственной гарантией пока является архитектура создаваемой системы спотовых и контрактных конкурентных рынков, обеспечивающая эффективную **трансляцию основных рисков инвесторов 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.

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, делающего коммерчески эффективным ввод необходимых дополнительных мощностей.

Наконец, еще одной составляющей доходов генерирующих компаний станет участие в рынке системных услуг. Основной функцией этого рынка является формирование рыночной **цены «системной надежности энергоснабжения»** в рамках ЕЭС России, включая затраты на «ведение режима» и использование мощности «режимных генераторов», прежде всего – ГЭС и ГАЭС, в ряде случаев – пиковых газотурбинных установок, наименее экономичных газомазутных блоков, а также контрактные обязательства по новым мощностям, вводимым в рамках механизма гарантирования инвестиций (МГИ). Оплата системных услуг **гарантируется** через регулируемый тариф Системного Оператора. По предварительным оценкам, эта составляющая оптовой цены будет минимальной (фактически - нулевой) в восточной части ЕЭС из-за больших избытков мощности действующих ГЭС, но в Европейской части ЕЭС она может составить до 0.4-0.6 цент/кВт.ч (в неизменных долларах 2007 года).

В целом, постреформенная конфигурация конкурентного рынка в отрасли действительно предлагает крайне привлекательные условия для инвесторов, обеспечивая очень **высокий уровень их защиты от низкой доходности или убыточности** вложений [2]. Однако «обратной стороной медали» являются достаточно **высокие требования к росту цены электроэнергии**.

² Средства от продажи государственной доли акций в ОГК и ТГК направляются на финансирование инвестиционных программ компаний «государственного сектора» - ФСК, ГидроОГК.

Целевой уровень оптовой цены в условиях полной конкуренции и при необходимости масштабных инвестиций будет определяться долгосрочными предельными затратами на мощность и энергию, т.е. ценой производства новых мощностей. Возможный диапазон цен (в неизменных долларах 2007 года), представленный на рис. 6, получен на основе прогнозов роста цен топлива и стоимости вводов, актуализированных по результатам конкурсов 2007 года. В среднем по стране уже к 2015 году оптовая цена электроэнергии (с учетом системных услуг) может удвоиться (в реальном выражении) и с учетом неопределенности роста цен топлива составит 6.0-6.6 цент/кВт.ч, а к 2020 г. вырастет до 6.5-7.1 цент/кВт.ч. При этом оптовые цены электроэнергии в Европейской части России (Центр, Урал) уже к 2015 году могут вплотную приблизиться к ценам в Европейском Союзе. Это создает реальный риск потери конкурентоспособности для отечественных производителей и, безусловно, является **главным политическим риском** для реализуемой модели финансирования инвестиционной программы «Генеральной схемы» и для реформы как таковой [1].

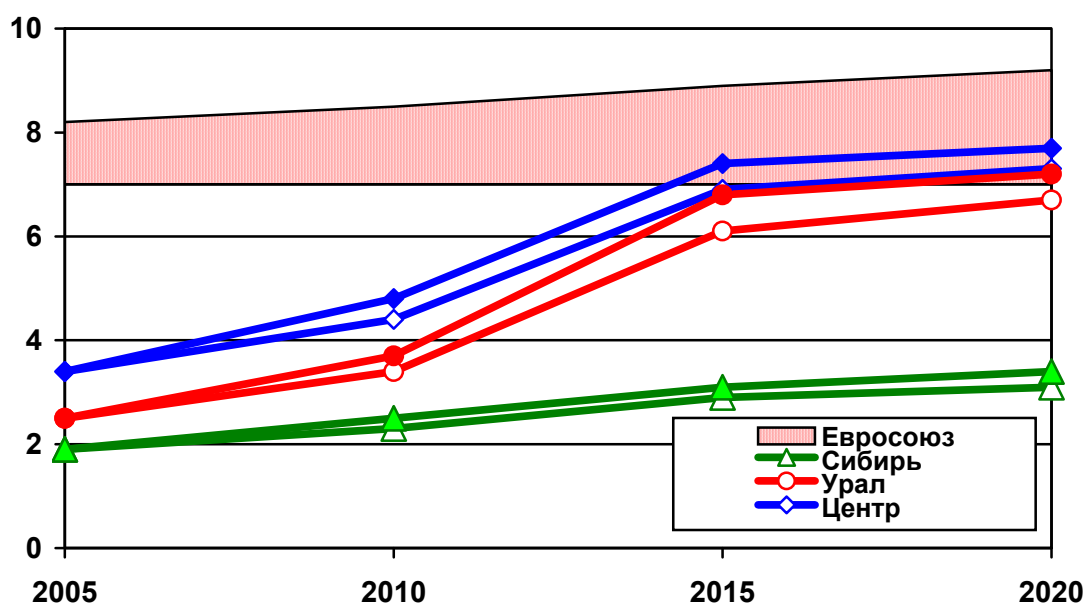


Рисунок 6 – Оптовые цены электроэнергии, цент 07 г./кВт.ч

Как минимизировать этот риск, не допуская, чтобы рост конкуренции в электроэнергетике России привел бы к падению конкурентоспособности экономики страны? По нашему мнению, для этого необходима разработка новых принципов и механизмов системы управления в электроэнергетике, ориентированных на **снижение рискованной премии в цене электроэнергии** за счет иных, не только ценовых механизмов стимулирования инвестиций в конкурентных секторах, прежде всего – в секторе тепловой генерации. Спектр таких механизмов очень широк, и ниже перечислены только некоторые из них:

- создание **системы регулярного прогнозирования развития отрасли** на различные временные горизонты, задающей обоснованные целевые ориентиры и ограничения развития для компаний и ориентированной на заблаговременное предупреждение инвестиционных рисков, сужение зоны неопределенности принимаемых долгосрочных решений³;
- снижение **инфраструктурных обременений** для инвестиционных проектов электростанций (электрические сети, газопроводы, дороги, социальные объекты);

³ Методические основы системы прогнозирования развития электроэнергетики в новых условиях см., например, в [4].

- расширение области применения механизма гарантирования инвестиций, обеспечивающего **переход от конкуренции поставщиков на рынке к конкуренции инвесторов** за проекты с высоким уровнем гарантий по доходам;
- поддержка инновационных проектов по освоению новой техники на электростанциях через **разделение рисков при вводе головных блоков** (стоимость которых может превышать серийные образцы на 20-30%);
- переход от импорта готового энергетического оборудования к **импорту технологий** (инновационная программа в энергомашиностроении), обеспечивающий снижение стоимости новых мощностей;
- **административная поддержка и сопровождение** инвестиционных проектов, оптимизация процедур согласований, разрешений, экспертиз, направленных на снижение сроков подготовки инвестпроектов и связанных с этим издержек инвесторов;
- финансово-экономические **стимулы приоритетных направлений инвестирования** через специальные тарифы, долгосрочные контракты на энергию и топливо, облегчение кредитной нагрузки и проч. для инвесторов, решившихся на вложения в проекты с изначально непривлекательным соотношением «доходность/риск».

С расформированием РАО «ЕЭС России», без малого 15 лет выполнявшего функции «министерства электроэнергетики», сохранение управляемости инвестиционного процесса, эффективная координация инвестиционной деятельности субъектов рынка становятся безусловной **сферой ответственности государства**. Однако до сих пор отсутствуют полное законодательное и организационное обеспечение данных функций, равно как и центр ответственности за стратегическую устойчивость энергоснабжения, не создан порядок регулярного взаимодействия государственных органов, инфраструктурных организаций и энергетических компаний при решении стратегических задач развития. В этом видится последний по счету, но, увы, не по значимости, **организационный риск** реализации «Генеральной схемы», требующий (прежде всего – от Росэнерго РФ) неотложной работы над формированием новой конфигурации управления развитием электроэнергетики.

Литература.

1. Макаров А.А. Инвестиции в генерирующие компании: оправдывают ли доходы риски?// ЭЛЕКТРО-INFO, №1, 2008.
2. Бадалов А., Бин К. Договорные стратегии и работа с ЕРС-подрядчиками: факторы успеха инвестиционной деятельности российских энергетических компаний//Энергорынок, №3, 2008.
3. Веселов Ф. В. Возможности и проблемы финансового обеспечения инвестиционной деятельности в электроэнергетике// Вести в электроэнергетике, №2, 2008.
4. Макаров А. А., Веселов Ф. В., Волкова Е. А., Макарова А. С. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики. Серия: Проблемы развития электроэнергетики России. - М.: ИНЭИ РАН, 2007.