

Инвестиционная политика в процессе реформирования электроэнергетики.

*к.э.н. Веселов Ф. В., к.э.н. Новикова Т. В., Хоршев А. А.
Институт энергетических исследований РАН (г. Москва)*

1. Реформа отрасли как инструмент выхода из инвестиционного кризиса.

Комплекс структурных и рыночных реформ, проводимый в российской электроэнергетике, нацелен на качественное изменение хозяйственной среды в этом важнейшем инфраструктурном секторе экономики страны. Создание новых компаний, изменения в структуре собственности, системе управления и регулирования, трансформация механизмов ценообразования – все это серьезно изменит условия для принятия и реализации инвестиционных решений.

Таким образом, реформа электроэнергетики может и должна быть нацелена на решение *стратегической задачи – обеспечения устойчивого энергоснабжения страны* на перспективу за счет своевременного и экономически эффективного технологического обновления и развития производственного потенциала.

Однако успешное решение этой задачи возможно лишь в случае *комплексного подхода к процессу реформирования*, согласованного продвижения по четырем равнозначным направлениям, каждое из которых критически важно для стабильного и эффективного инвестирования:

- формирование конкурентного рынка, задающего принципиально новые параметры ценовой политики, повышающего привлекательность долгосрочных проектов за счет роста доходности компаний увеличения и собственных ресурсов для их развития при оптимизации затрат;
- проведение структурной реформы (включая структуру собственности), обеспечивающей «открытие» отрасли для внешнего капитала, повышение эффективности принимаемых инвестиционных решений новыми собственниками;
- создание системы управления надежностью функционирования энергетических систем для новых условий, обеспечивающей формирование целевых требований к развитию генерирующих и сетевых мощностей на среднесрочную перспективу;
- создание системы управления развитием, обеспечивающей реализацию данных целевых системных требований через координацию и стимулирование инвестиционной деятельности в дерегулированной, конкурентной среде.

Реальные сложности реформирования рынка, включая проблему формирования ценовых сигналов для инвестиций, привели к существенной корректировке целевой модели конкурентного рынка и динамики перехода к ней через *управляемое и постепенное расширение конкурентного сектора* (рис.1), за счет постепенной трансформации регулируемого сектора поставок в рынок свободных двусторонних договоров, увеличения состава участников и территориальных границ спотового рынка, создания балансирующего рынка.

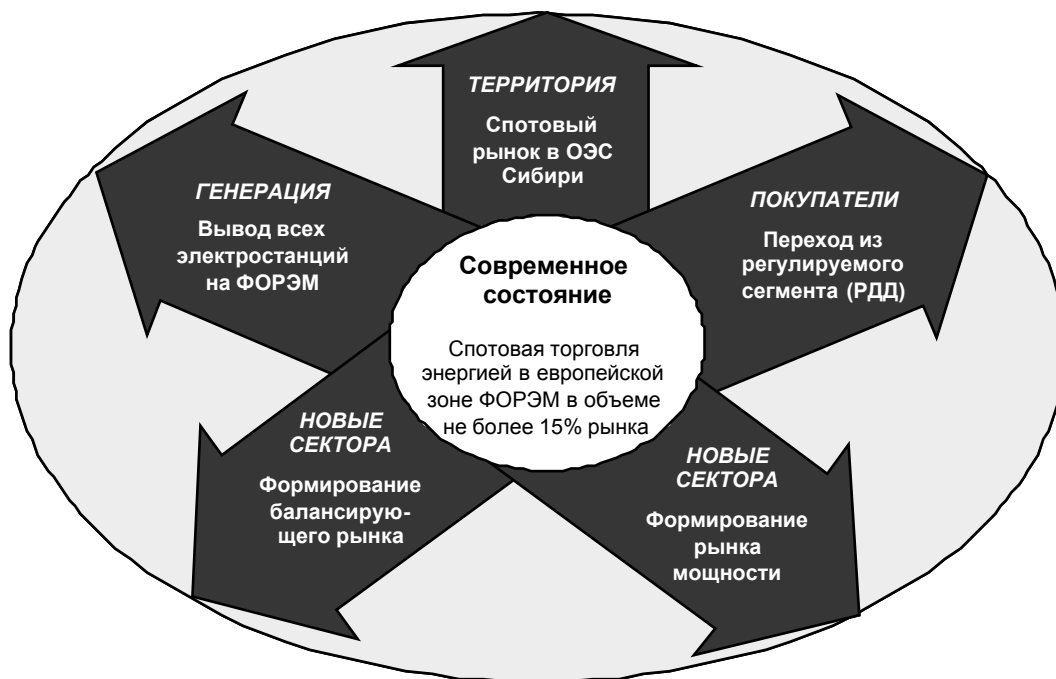


Рис. 1. Основные направления развития конкурентного сектора на рынке электроэнергии России

Вместе с тем, данные меры принципиально не могут преодолеть специфику краткосрочного характера спотовой торговли, который не обеспечивает необходимой заблаговременности ценовых сигналов для инвестиций с лагом в несколько лет. Из-за присущей ему «близорукости», спотовый рынок не может упреждать потенциальный дефицит мощностей и реагирует на необходимость инвестиций «по факту» - в виде кратного скачка цен.

Понимание этих рисков привело к дальнейшему развитию целевой модели рынка и необходимости создания *рынка мощности* как средства снижения волатильности цен и их повышения до уровня инвестиционной привлекательности. Однако существующие предложения по организации торговли мощностью на основе годовых контрактов с трехлетним лагом, возможно, решат проблему сохранения и поддержания действующих мощностей, но недостаточны для начала инвестирования в новые мощности.

В целом, вопросы оптимальной структуры конкурентного сегмента в электроэнергетике, позволяющей эффективно решать стратегическую задачу стимулирования инвестиций, остаются одними из наиболее актуальных на сегодняшний день, и поиск ответов на них невозможен без мощной и пока недос-

таточной модельной поддержки по имитации различных форм конкурентных отношений на новых рынках.

Проводимая параллельно **реформа хозяйственной структуры и структуры собственности в электроэнергетике** имеет стратегическую значимость для перевода инвестиционной деятельности в отрасли на традиционные, рыночные каналы финансирования, но также содержит ряд потенциально критических «точек риска»:

1). В течение переходного периода наиболее опасными тенденциями могут стать **снижение финансовой обеспеченности** отдельных видов деятельности из-за разделения вертикально-интегрированных АО-энерго, а также **ограничения по централизованному управлению инвестиционными ресурсами** в процессе создания новых компаний. Мониторинг текущего состояния и планов развития энергетических компаний, выполняемый в рамках скользящего среднесрочного планирования отрасли и Холдинга РАО «ЕЭС России», уже выявляет достаточно отчетливые признаки этих тенденций.

2). Изменения в структуре собственности приведут к доминированию интересов частных инвесторов в управлении генерирующими компаниями (за исключением ГЭС и АЭС). При этом появляется опасность **снижения инвестиционной активности** новых собственников из-за отсутствия интереса к развитию генерации как самостоятельного бизнес-направления и оптимизации состава мощностей, в основном, для обеспечения энергетических потребностей или рынка сбыта для основного бизнеса. Особенно высокими эти риски станут в случае, если реформирование рынка электроэнергии не обеспечит качественного изменения ценовой политики в отрасли и сбалансированности стоимости поставки электроэнергии потребителям с реальными затратами на ее производство, которые уже в ближайшие годы будут определяться обновляемыми и новыми электростанциями.

Все вышесказанное показывает **недостаточность «традиционных» составляющих реформы в электроэнергетике для решения инвестиционных проблем** отрасли. Конкурентный рынок и структурная реформа (включая реформу собственности) создают лишь благоприятную среду для инвестиций, но не формируют поток инвестиций, не снимают высоких рыночных и институциональных рисков, связанных с конфликтами между системными приоритетами развития отрасли и корпоративными бизнес-интересами развития отдельных компаний.

Именно поэтому в ходе реформирования требуется создание системы управления развитием для согласования долгосрочных приоритетов государства и бизнеса в дерегулированной среде, нацеленной на координацию и поддержку инвестиционной деятельности и обеспечение стратегической устойчивости энергоснабжения в условиях, когда почти все инвестиционные решения принимаются частными компаниями и должны быть коммерчески выгодными.

Для этого необходима комплексная проработка вопросов законодательного, институционального, финансового **обеспечения функций управления развитием**, механизмов финансово-экономического влияния на решения отдельных компаний. Дополнительная сложность заключается также в уникальности

и новизне такой системы для мировой практики реформирования. К сожалению, все эти вопросы пока не входят в «повестку дня» реформы, в отличие от создания новой системы управления надежностью в электроэнергетике, где уже приняты или прорабатываются решения по комплексному обеспечению функций диспетчерского управления в условиях конкуренции (рис.2).

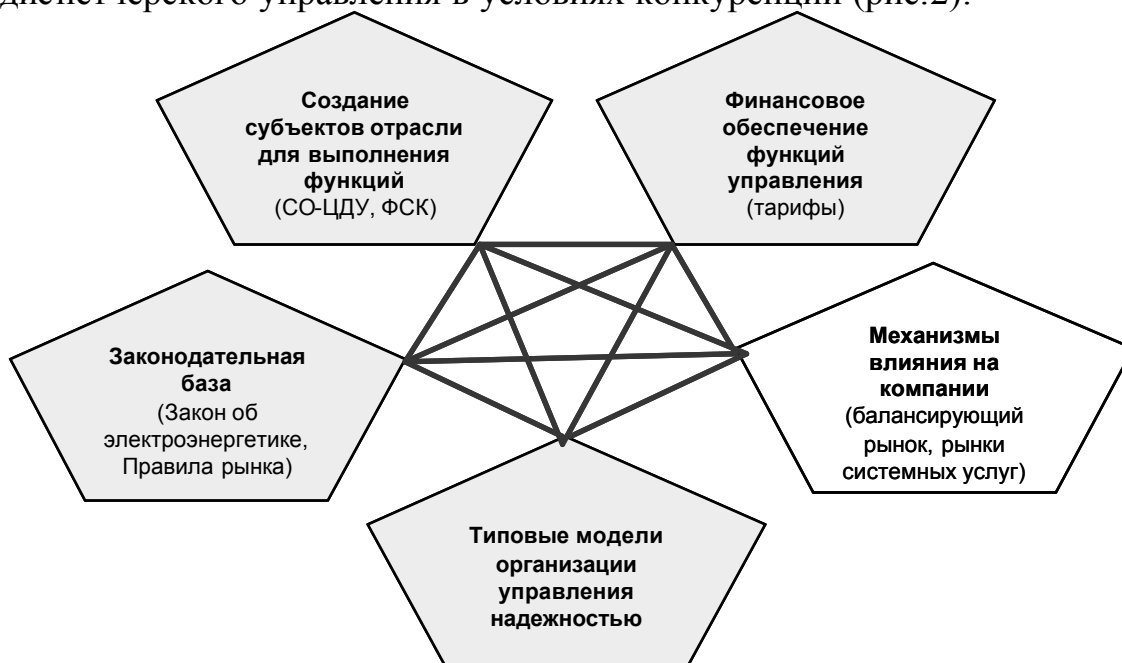


Рис.2. Основные компоненты формирования системы управления надежностью в условиях конкуренции

Тем не менее, первым существенным шагом в направлении реальной координации и стимулирования инвестиционной деятельности является запуск *механизма гарантирования инвестиций* в переходный период, до момента полномасштабного перехода к конкурентному рынку, включая рынок мощности (рис. 3).

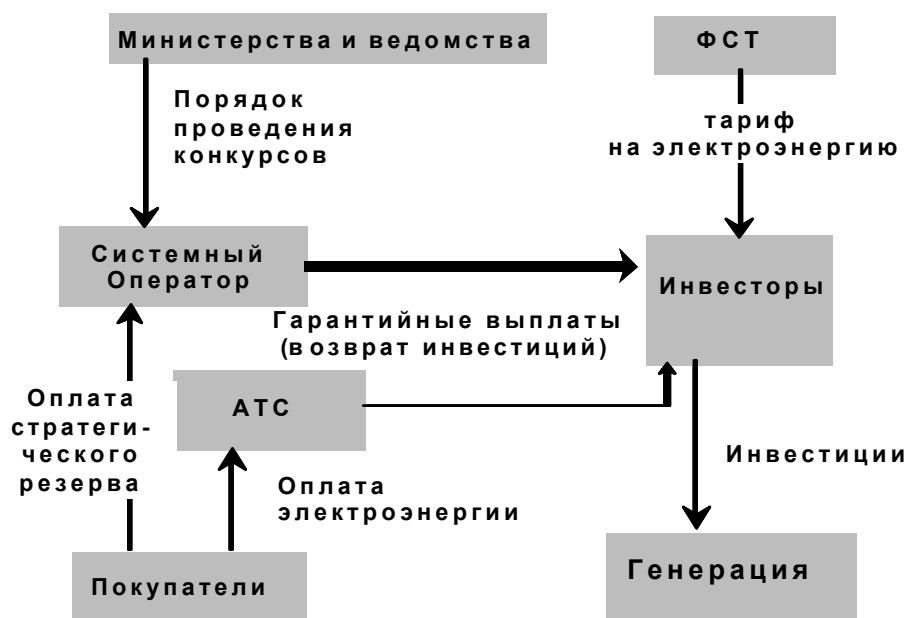


Рис. 3. Принципиальная схема функционирования механизма гарантирования инвестиций

Основным принципом данной схемы является централизованный конкурсный отбор инвестора для строительства и эксплуатации новых мощностей в соответствии с заданными требованиями по технологии и территориальному размещению в регионах потенциального дефицита мощностей. При этом на этапе эксплуатации инвестору, участвующему на конкурентном рынке, гарантирован установленный уровень цены производства, который при необходимости обеспечивается за счет оплаты услуг по поддержанию стратегического резерва мощностей (рис.3). Таким образом, в российской электроэнергетике впервые предполагается запустить механизм регулярного привлечения частного капитала в развитие отрасли, принципиально отличный от тарифного финансирования инвестиций.

Другим важным решением является *институционализация функций среднесрочного планирования* как составной части государственной системы управления в электроэнергетике. Значительная часть функций создаваемого Агентства по прогнозированию балансов электроэнергии напрямую связана с обоснованием балансовых требований к развитию генерирующих и сетевых мощностей, на базе которого могут приниматься решения по координации инвестиционной деятельности, в том числе - в рамках механизма гарантирования инвестиций или иных мер.

2. Методические особенности разработки инвестиционной политики в переходный период.

Децентрализация принятия инвестиционных решений, усиление их коммерческой мотивации, значимость финансовых ограничений в условиях высоких рыночных рисков на формирующемся конкурентном рынке – все эти факторы существенно усложняют задачу формирования параметров инвестиционной политики в электроэнергетике, которые должны определяться с учетом:

- системных балансовых требований, задаваемых ростом электропотребления и потребности в мощности;
- коммерческой эффективности проектов технического перевооружения и нового строительства;
- конкурентоспособности и эффективности продления действующих мощностей;
- финансовой обеспеченности инвестиционных проектов ресурсами отдельных компаний при различных вариантах ценовой политики.

Важность комплексной оценки проектов (по эффективности, финансовой обеспеченности, балансовой целесообразности) делает разработку инвестиционной программы центральной задачей всего среднесрочного прогнозирования в электроэнергетике.

Для этого разработана специальная *информационная технология* по анализу и отбору инвестиционных решений в увязке с параметрами среднесрочного прогноза (рис. 4), которая обеспечивает, в частности:

- аккумуляцию первичных и расчетных данных по инвестиционным проектам и программам генерирующих компаний в базе данных инвестиционных проектов и программ (БДИПП);
- формирование сопоставимых технико-экономических показателей инвестиционных проектов;
- унифицированные расчеты коммерческой эффективности при единых прогнозах внешних условий (цены топлива, электроэнергии) и допущениях.



Рис. 4. Схема организации работ по обоснованию развития генерирующих мощностей в рамках среднесрочного планирования в электроэнергетике

Полученные результаты используются для последующего *многофакторного анализа и отбора инвестиционных проектов* с учетом балансовых и финансово-экономических требований в процессе согласования динамической системы балансов мощности, энергии, топлива, финансовых потоков отдельных компаний. В рамках действующего в ИНЭИ РАН модельно-информационного комплекса EPOS¹ данное согласование выполняется в имитационном или оптимизационном режиме. При этом используется динамическая производственно-финансовая модель, обеспечивающая совместную оптимизацию по годам натуральных и финансовых балансов (рис. 5).

В итоге многоэтапной процедуры удастся сформировать *комплексный прогноз развития электроэнергетики на среднесрочную перспективу* (в настоящее время – 5 лет), включая производственную, инвестиционную программу, программу топливообеспечения, укрупненные финансовые планы отрасли и компаний.

¹ EPOS – Electric Power Optimization System

В то же время прогноз динамики, объема и территориального размещения вводов новой генерирующей мощности не может быть детерминированным и должен строиться, исходя из объективной неопределенности *условий формирования прогнозного баланса мощности*, включая:

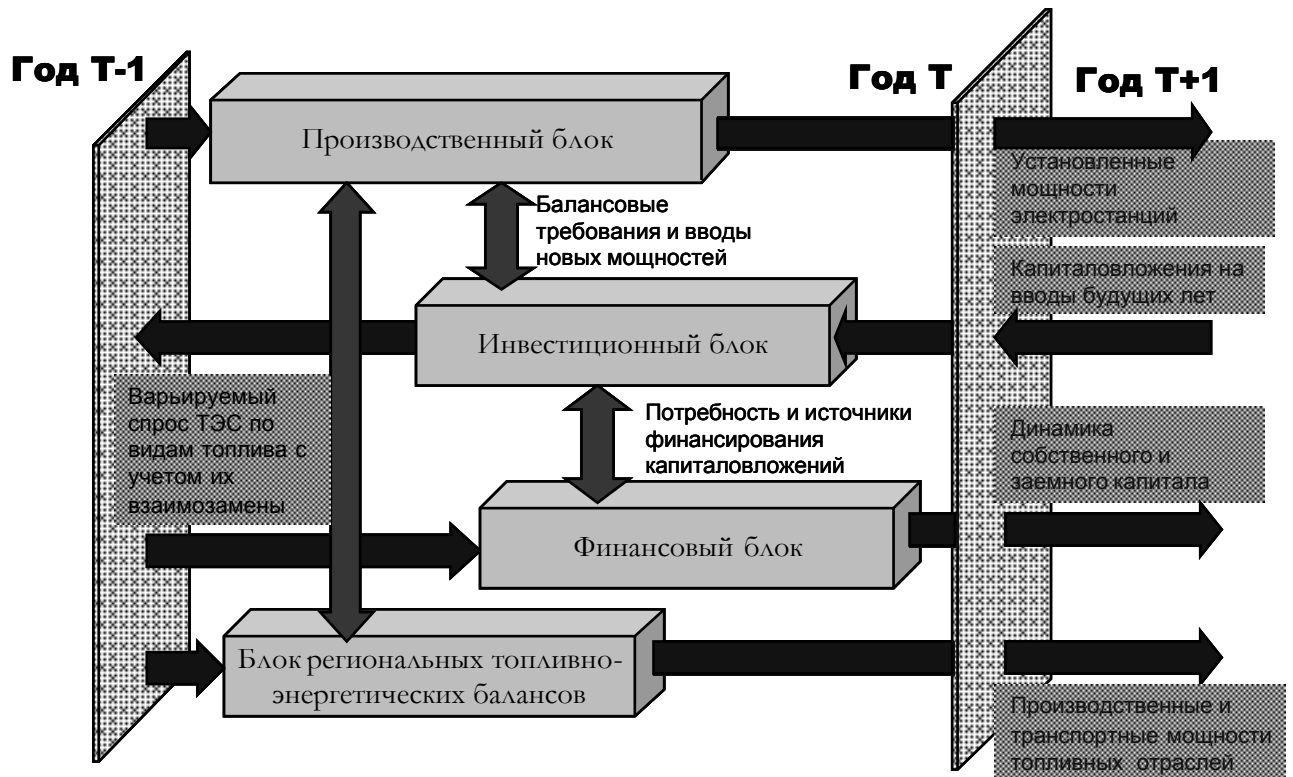


Рис. 5. Структура статического блока динамической оптимизационной модели развития электроэнергетики

- неопределенность потребности в установленной мощности электростанций;
- неопределенность установленной мощности действующих электростанций, увеличивающуюся с учетом новых рисков при запуске конкурентного рынка электроэнергии, и изменении ценовой политики на рынках топлива;
- неопределенность собственных финансовых возможностей энергокомпаний по обеспечению вводов на объектах генерации и условий привлечения внешних ресурсов в процессе реструктуризации отрасли и их работы на конкурентном рынке.

Таким образом, при обосновании инвестиционных решений необходимо рассматривать всю совокупность факторов, формирующих каждый из перечисленных видов неопределенностей, учитывая их вероятностный характер, разный масштаб и направленность действия на балансовую ситуацию.

Поэтому при формировании среднесрочной инвестиционной программы в электроэнергетике обоснована и решается задача *системного риск-анализа инвестиционных решений*, методология которого адаптирована (по сравнению с традиционным риск-анализом отдельных проектов) для целей определения

условий устойчивого развития такой сложной системы, как электроэнергетика России и предполагает четыре основных этапа исследования:

1). На первом этапе определяется состав вероятностных факторов, включаемых в риск-анализ в каждой ОЭС, и обосновываются прогнозные диапазоны изменения их значений. При этом вероятностные факторы определяются как для расходной (потребность в установленной мощности), так и для ресурсной (предложение генерирующих мощностей) частей баланса. На данном этапе требуется интеграция всей предшествующей прогнозно-аналитической работы, касающейся динамики внутреннего и экспортного спроса, действий с существующими мощностями (демонтаж, консервация, продление) и структуризации инвестиционных предложений (с учетом эффективности и финансовой обеспеченности).

2). На втором этапе проводится собственно вероятностный анализ совместного действия всех выделенных факторов, влияющих на условия формирования прогнозного баланса мощности. В результате полученных оценок интегральной вероятности и сопоставления с нормативом надежности перспективного баланса обосновываются *расчетные* (т.е. используемые для последующих балансовых расчетов) значения общей потребности в установленной мощности каждой ОЭС (района) и отрасли в целом, действующих и новых генерирующих мощностей.

3). На третьем этапе, исходя из требования сбалансированности по мощности всех ОЭС (районов), оптимизируется развитие новых генерирующих мощностей для расчетных балансовых условий, с учетом режимных требований и возможностей «межсистемных» перетоков, показателей эффективности и финансовых возможностей компаний. Это позволяет уточнить состав вводов «обоснованной» (по условиям эффективности и обеспеченности ресурсами) новой мощности энергокомпаний и определить необходимость, состав и размещение дополнительных новых генерирующих мощностей.

4). На четвертом, завершающем, этапе сверстывается *эффективная инвестиционная программа* электроэнергетики, и определяются *источники ее финансирования*. Нехватка на современном этапе собственных ресурсов и отсутствие «твердых» соглашений о привлечении внешних инвестиций служит обоснованием необходимости специальных механизмов инвестирования в отрасли (включая механизм гарантирования инвестиций).

Необходимо отметить, что практическое решение этих задач на среднесрочном горизонте планирования (5 лет) требует существенной детализации объекта исследования – фактически, возникает необходимость индивидуального рассмотрения отдельных инвестиционных проектов, электростанций, энергокомпаний. Это резко увеличивает объемы вычислений и повышает актуальность оптимизационного инструментария, возможности которого при современном уровне компьютерного и программного обеспечения обеспечивают работу с ЛП-задачами размерностью порядка 10^5 для уравнений и ограничений.

3. Основные параметры среднесрочной инвестиционной программы электроэнергетики на период 2005-2009 гг.

Рассмотренные выше подходы к формированию инвестиционной политики в электроэнергетике, обоснованию инвестиционной программы, обеспечивающей устойчивое энергоснабжение страны и отдельных регионов, и механизмов ее финансирования, активно используются в регулярной практике ежегодного «скользящего» среднесрочного планирования Холдинга РАО «ЕЭС России» на пятилетнюю перспективу.

Выполненный анализ состава инвестиционных предложений по техническому перевооружению и новому строительству электростанций на период 2005-2009 гг. (табл. 1) показывает, что суммарная мощность потенциально возможных вводов генерирующих мощностей составляет 16774 МВт, из них более 80% приходится на тепловые электростанции (ТЭС).

Таблица 1. Состав инвестиционных предложений на период 2005-2009 гг. (МВт)

	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005-2009 гг.
Всего	2163	2107	2244	2412	7847	16774
ТЭС	374	193	437	198	721	1883
АЭС	0	0	0	0	1000	1000
ТЭС, в т.ч.	1789	1914	1807	2214	6126	13891
на газе, из них	1185	1572	1336	1417	5289	10840
<i>ПГУ и ГТУ</i>	<i>835</i>	<i>1162</i>	<i>1028</i>	<i>1103</i>	<i>4963</i>	<i>9132</i>
на угле	604	342	471	797	837	3051
Включая ТЭС РАО ЕЭС «России»	1740	1730	1754	2101	6003	13329

Проведенная работа по структуризации более 100 инвестиционных предложений (для ТЭС Холдинга) позволила выделить ядро приоритетных инвестиционных проектов на основе унифицированной оценки их эффективности и прогнозной обеспеченности собственными и внешними инвестиционными ресурсами (рис. 6) и исследовать диапазоны его возможного изменения с учетом неопределенности внешних (прежде всего - ценовых) условий (рис. 7).



Рис. 6. Структуризация инвестиционных предложений по условиям эффективности и финансовой обеспеченности

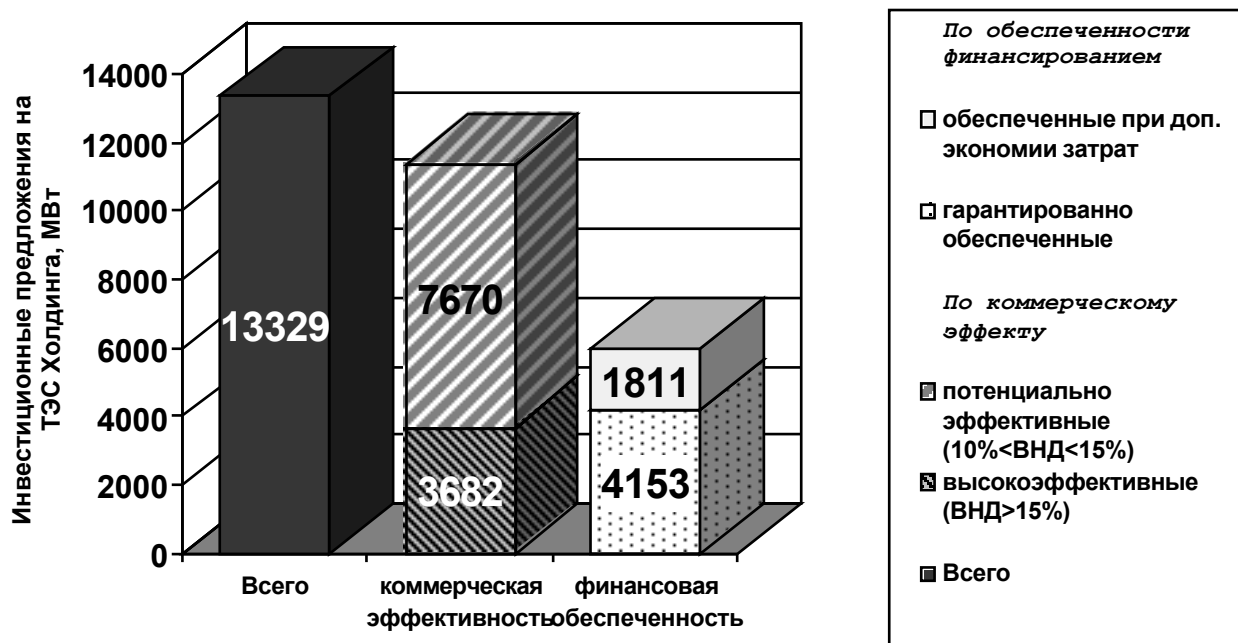


Рис. 7. Диапазоны варьирования ядра приоритетных инвестиционных предложений

Полученные результаты были включены в вероятностный анализ условий формирования перспективного баланса мощности по ЕЭС России и ОЭС и определении расчетных балансовых условий (табл. 2).

Проведенные расчеты показали, что объем эффективных вводов мощности на ТЭС, реализуемых энергокомпаниями Холдинга самостоятельно, составит около 4800 МВт, то есть всего 36% от первоначального объема предложенных мощностей. Поэтому выполнение расчетных балансовых условий, отвечающих заданному нормативу надежности энергоснабжения, потребует **дополнительных вводов генерирующих мощностей**.

При оптимизации состава новых мощностей в разрезе ОЭС необходимый объем таких вводов за 2005-2009 гг. (с учетом сетевых ограничений) в ОЭС Центра, Урала и Сибири был определен на уровне 4700 МВт. Сопоставимость этой величины с объемом вводов энергокомпаний показывает, что уже в следующем пятилетии при сохранении существующей ценовой политики электроэнергетика будет в состоянии самостоятельно обеспечить лишь половину необходимого обновления и роста генерирующих мощностей.

Финансовые характеристики среднесрочной инвестиционной программы по ТЭС Холдинга показывают, что из 365 млрд. рублей **суммарных инвестиций** не менее 40% необходимо направить на поддержание и продление существующего оборудования и прочие капиталовложения, не связанные с вводами мощности, а расходы на техническое перевооружение и новое строительство составят соответственно 28% и 32%.

В то же время, прогнозируемые **финансовые ресурсы компаний** Холдинга (амортизационные отчисления, прибыль и ограниченные кредиты) составят 247 млрд. рублей, то есть в полной мере обеспечат только расходы на продле-

ние и техперевооружение существующих электростанций. Таким образом, для сбалансированного развития в ЕЭС России в период до 2009 г. необходимо обеспечить привлечение до 100-120 млрд. рублей инвестиций из внешних источников в строительство новых электростанций.

Итоговые результаты разработки инвестиционной программы обосновывают необходимость существенной *корректировки направлений инвестиционной политики на уровне Холдинга РАО «ЕЭС России» и Правительства РФ* за счет активного внедрения новых мер поддержки инвестиционного процесса в электроэнергетике, дополняющих ограниченные возможности традиционного инвестирования за счет тарифа. Более того, они задают четкие и обоснованные (с балансовой и экономической точки зрения) параметры для этих мер (включая механизм гарантирования инвестиций), которые должны в течение пятилетия обеспечить:

- ввод до 4700 МВт новых, технологически прогрессивных мощностей для упреждения дефицитов мощности в ЕЭС России;
- отладку технологий масштабного привлечения внешнего финансирования в объеме до 3-4 млрд. долларов.

Таблица 2. Диапазоны вероятностных факторов и расчетные значения баланса мощности ЕЭС России на 2009 г.

Факторы неопределенности	Диапазон изменения		Принятое значение
	Нижняя граница	Верхняя граница	
1. Максимум нагрузки	151,3	157,7	156,4
2. Рост региональной нагрузки	0	2,2	1,8
3. Обязательный резерв мощности	20,9	21,8	21,6
4. Экспорт мощности	1,9	4,0	3,6
5. Простой мощностей при продлении ТЭС	3,4	4,4	3,7
6. Ограничение на использование мощности	22,7	23,7	23,0
Потребность в установленной мощности электростанций			210,1
7. Всего мощность действующих ЭС	194,7	200,9	199,2
8. Всего новая мощность ТЭС Холдинга, в т.ч.	2,5	6,1	4,9
за счет собственных ресурсов	2,5	4,7	4,1
за счет внешних источников	0	1,4	0,7
9. Новая мощность ГЭС Холдинга	0,7	1,9	1,9
10. Новая мощность независимых производителей	0,6	1,6	1,6
Всего генерирующая мощность			207,4
Сетевые ограничения			2,0
Всего необходимые дополнительные вводы мощности			4,7