

На правах рукописи

КОРНИЛОВ Александр Анатольевич

**ВЛИЯНИЕ РЕФОРМЫ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ
НА СТОИМОСТЬ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ
(МЕТОДИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ
АСПЕКТЫ РЕФОРМЫ)**

**Специальность – 08.00.10 – Финансы, денежное обращение
и кредит**

**Автореферат
диссертации на соискание учёной степени
кандидата экономических наук**

Новосибирск, 2008

Работа выполнена в Новосибирском государственном университете на кафедре экономической теории экономического факультета.

Научный руководитель:	доктор экономических наук Сулов Никита Иванович
Официальные оппоненты	доктор экономических наук, профессор Новиков Александр Владимирович кандидат экономических наук Бекарева Светлана Викторовна
Ведущая организация	Новосибирский государственный техни- ческий университет

Защита состоится 24 октября 2008 г. в 14 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д.003.001.02 при Институте экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН по адресу: 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 17, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН.

Автореферат разослан 24 сентября 2008 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
кандидат экономических наук



Ягольницер М.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Актуальность проблемы. Электроэнергетика является важнейшим сектором экономики России. Согласно данным ФСГС РФ, в 2007 г. вид деятельности по разделу Е. «Производство и распределение электроэнергии, газа и воды» обеспечивал около 11% выпуска промышленных видов деятельности, при этом на его долю приходилось более 30% основных фондов, 19,5% инвестиций в основной капитал и более 13% занятых промышленного производства. Продукция электроэнергетики является фактором стратегического значения, поскольку обеспечивает надёжность и развитие технологий, комфортность жизни людей, а также в больших объёмах используется в экспортном секторе экономики России, которая в значительной мере специализируется на производстве энергоёмкой продукции. По имеющимся данным в последнее десятилетие прошлого века страна косвенным образом – в экспортируемых товарах – вывозила за рубеж до 30% всей производимой электрической и тепловой энергии.

Дальнейшее развитие страны предъявляет особые требования к развитию электроэнергетики – сектора, во многом обеспечивающего надёжность функционирования экономики и научно-технический прогресс. Даже с учётом значительного снижения электроёмкости производства в ближайшие два-два с половиной десятилетия выпуск электроэнергии должен удвоиться, что потребует реализации масштабных инвестиционных программ по вводу новых мощностей, развитию транспортных и распределительных сетей, сбытовой инфраструктуры, повышению надёжности теплового хозяйства. Уход государства от прямого инвестирования экономики и энергетики усиливает актуальность повышения инвестиционной привлекательности электроэнергетического сектора России для частных инвесторов. Для последних важнейшим индикатором условий инвестирования является текущая и ожидаемая капитализация энергокомпаний. В свою очередь, капитализация указанных компаний зависит от успешности хода и завершения реформ, перспективной динамики тарифов на энергию.

Ключевой особенностью российского электроэнергетического сектора является тот факт, что он подвергся, пожалуй, самым масштабным реформенным преобразованиям за последние годы в России. На протяжении всего периода реформирования российской электроэнергетики и трансформации сложившихся институ-

тов в среде учёных, специалистов и практиков велись активные дебаты относительно необходимости проведения реформы, а также её перспектив и последствий. Начатая ещё в 1998 г. реформа электроэнергетики сегодня идёт полным ходом, захватив все сферы функционирования отрасли, и уже вошла в свой финальный цикл. В 2003 г. был принят Правительственный пакет законов о реформе отрасли, наметивший её ключевые направления и контуры целевой структуры сектора, а также определивший основные правила взаимоотношений между его агентами. С момента обострения проблемы дефицита мощности и вынужденного ввода ограничений потребления электроэнергии в ряде наиболее проблемных регионов зимой 2006 г. Правительство РФ объявило новый курс политики в электроэнергетике. Он акцентирован на решении проблемы привлечения инвестиций в сектор, который со всей большей очевидностью является «узким местом» развития российской экономики.

В то же время необходимо констатировать, что, несмотря на активную фазу реформирования электроэнергетики в России, ощущается некоторое отставание научных обоснований реформы с позиций её экономических последствий и финансовых результатов. Серьёзным пробелом при этом является практическое отсутствие каких-либо количественных оценок возможных последствий и эффектов реформирования данной сферы хозяйства. Идеологи реформы предпочитают лишь оглядываться на опыт других стран мира, главным образом, позитивный. Вместе с тем вряд ли приходится сомневаться, что её ход и результаты затрагивают многочисленные стороны экономической жизни страны – цены, доходы, инвестиции, научно-технический прогресс, экономический рост. В России уже создан и активно развивается сложнейший институт рынка электроэнергии – новый оптовый рынок электроэнергии (мощности) – не имеющий по своим масштабам аналогов ни в одной стране мира, готовятся шаги по его дальнейшей либерализации. Возникли совершенно новые субъекты хозяйственной жизни, коренным образом меняется система поставок и ценообразования в отрасли, привлечения и источников инвестиций.

Представляется, что одним из обобщающих показателей эффективности реформ в электроэнергетике является стоимость предприятий отрасли, отражающая не только текущее состояние компаний, но и формирующиеся ожидания инвесторов относительно их будущего развития, а следовательно, привлекательно-

сти для вложений. Показательно, что в конце 2007 г. стоимость генерирующего бизнеса России, исходя из рыночной капитализации публичных генерирующих компаний, была в 12 раз выше, чем в начале 2003 г., когда реформа реально стартовала: 600 долл. США за 1 кВт генерирующей мощности по сравнению с 50 долл. В других сегментах сектора (распределительные сети, магистральные сети, сбытовой сегмент) рост был скромнее, но также значимым. Возникает вопрос, какое воздействие на указанный рост оказала реформа и не объясняется ли он другими, возможно, конъюнктурными факторами?

Безусловно, подход оценки рыночной стоимости энергокомпаний – не единственно возможный в анализе последствий реформы электроэнергетики, поскольку есть ещё социальные, экологические и прочие последствия, которые очень трудно оценить на основе денежных потоков. Однако данный подход весьма показателен, поскольку стоимость бизнеса и капитализация компаний, являясь, по сути, оценкой текущей стоимости ожидаемой прибыли, сегодня всё шире входит в практику менеджмента. Указанные индикаторы становятся главным критерием работы предприятия с точки зрения его собственников, постепенно отодвигая на второй план такие более привычные для отечественных предпринимателей критерии, как рентабельность, прибыль и прочие финансовые показатели. Капитализация отражает независимый взгляд участников рынка на деятельность компаний. От величины этого показателя зависит стоимость привлекаемого компанией капитала. Наконец, рыночная стоимость российских энергокомпаний приобрела особую значимость в рамках реформы в связи с необходимостью привлечения инвестиционных ресурсов посредством продажи пакетов акций генерирующих компаний различным стратегическим инвесторам.

По этим причинам развитие и апробация методов оценки стоимости энергокомпаний в зависимости от условий реформирования сектора электроэнергетики приобрело, по нашему мнению, первостепенную важность.

Цель исследования – разработать методику анализа последствий реформирования российской электроэнергетики с позиций стоимостного подхода, и с помощью указанной методики дать количественную оценку влияния реформы на стоимость бизнеса реформируемых компаний.

Реализация цели предусматривает решение следующих задач:

- проанализировать существующие подходы к оценке бизнеса, в том числе с учётом специфики компаний электроэнергетики;
- проанализировать существующие методические подходы к моделированию рынка электроэнергии и прогнозированию цен;
- основываясь на специфических особенностях российского рынка электроэнергии, разработать методический аппарат для построения долгосрочных прогнозов рыночных цен на электроэнергию и на мощность;
- разработать методики оценки стоимости энергокомпаний с применением сценарных расчётов в зависимости от условий реализации реформы (сценарии «Нет реформы» и «Реформа»);
- провести оценку стоимости активов АО-энерго и АО-станций согласно двум сценариям на основе предложенных методик, и сопоставить результаты, оценив количественно влияние реформы на стоимость бизнеса компаний отрасли;
- провести факторный анализ изменения стоимости генерирующего бизнеса в результате реформы отрасли.

Объект исследования – российская электроэнергетика и составляющие ее компании: АО-энерго и АО-станции в их дореформенном состоянии, и компании сектора, образуемые в результате реформы – ОГК, ТГК, ГидроОГК, МРСК и РСК, Федеральная сетевая компания и МСК, а также энергосбытовые компании.

Предмет исследования – стоимость акционерного капитала (equity value) российских электроэнергетических компаний и методики оценки стоимости в системе их взаимосвязей.

Область исследования – 7.3 «Теоретические и методологические вопросы оценки рыночной стоимости фирмы» Паспорта номенклатуры специальностей научных работников (экономические науки).

Теоретической и методологической базой исследования явились работы ведущих отечественных и зарубежных специалистов в области оценки бизнеса, корпоративных финансов, экономики электроэнергетики, а также законодательные и нормативные акты, регулирующие деятельность электроэнергетики.

В основе предложенной автором модели DCF для оценки стоимости энергокомпаний согласно двум сценариям лежат работы А. Дамодарана (A. Damodaran) в части оценки стоимости биз-

неса, а также монография Дж. Тджя (J. Tjia), посвящённая моделированию и прогнозированию показателей финансовой деятельности компании. В частности, при построении моделей оценки стоимости российских энергокомпаний автор применил механизм корректировки бухгалтерского баланса, описанный в работе Tjia J. *Building financial models* и предусматривающий итерационный процесс выравнивания правой и левой частей баланса с учётом выполнения основного бухгалтерского тождества.

В части разработки модели рынка электроэнергии автор базировался на хорошо известной в мировой практике работе Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohm R.E. *Spot Pricing of Electricity*, одной из первых работ, посвящённых математическому описанию и моделированию спотовых цен с учётом основных технологических принципов функционирования отрасли на примере Англии и Уэльса. Изучение проблем моделирования рынков электроэнергии и цен за рубежом, представленное в сборнике *Modeling Prices in Competitive Electricity Market* под ред. Д. Бунна, оказалось также весьма полезным при разработке модели российского рынка и проведении практических расчётов на её основе.

В целом в своей работе автор опирался на подходы и методы оценки стоимости бизнеса, а также моделирования рынков электроэнергии отечественных (С. Валдайцев, А. Гамм, С. Гладкий, В. Горевой, А. Грехов, А. Грязнова, В. Есипов, Е. Иванов, В. Китушин, Н. Кожевников, Ю. Козырь, Н. Лисицын, М. Лычагин, Л. Меламед, Н. Мироносский, А. Мишура, В. Рутгайзер, А. Сербиновская, О. Сидорова, Н. Симионова, Р. Симионов, Н. Суслов, Г. Сычева, В. Титов, А. Тукунов, В. Царев, и др.) и зарубежных (С. Беннинга, Р. Брейли, Э. Бригхам, Д. Бунн, А. Вуд, Э. Галлон, Б. Грэм, А. Дамодаран, Д. Додд, Д. Киршен, С. Коттл, Т. Коупленд, Б. Криш, Ч. Ли, Дж. Маканси, Р. Мюррей, Б. Нидлс, К. Проктор, Ф. Рейлли, Дж. Тджя, Дж. Уайт, Дж. Уильямс, Дж. Финнерти, Д. Хелм, Э. Хоуп, У. Шарп, М. Шахидепур, Ф. Швейп, Н. Энтилл, Э. Эполар, и др.) экспертов.

Информационная базой исследования послужили данные годовой финансовой отчётности российских электроэнергетических компаний, а также Федеральной службы государственной статистики, Системного оператора ЕЭС России, Министерства энергетики РФ, Минэкономразвития РФ, аналитические материалы РАО «ЕЭС России», статистические данные ООН и Международного энергетического агентства.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Детально разработан методический подход для оценки стоимости российских электроэнергетических компаний как в зависимости от типа бизнеса (генерация, передача, распределение и сбыт), так и от сценария (без реформы отрасли и с реформой) с учётом особенностей реформы электроэнергетики в России.

2. Разработана балансовая динамическая модель рынка электроэнергии в России, позволяющая строить долгосрочные прогнозы динамики оптовых цен на электроэнергию с учётом влияния трёх факторов: изменение цен на топливо, динамика спроса и ввод (вывод) генерирующих мощностей. На основе модели проведены расчёты и построены прогнозы цен на электроэнергию на период до 2020 г. в разбивке по ОЭС.

3. Предложен методический аппарат, позволяющий оценить экономически обоснованную рыночную плату за мощность для проектов ОГК по строительству новых электростанций. На основе расчётов согласно методике определены размеры требуемой платы за мощность для всех 23 проектов новых станций ОГК.

4. Впервые получены количественные оценки влияния реформы электроэнергетики в России на агрегированную стоимость активов дореформенных энергокомпаний (АО-энерго и АО-станций).

5. Проведён детальный анализ факторов, повлекших рост стоимости генерирующего бизнеса в результате реформы отрасли.

Теоретическая значимость работы состоит: 1) в разработке методического аппарата оценки стоимости российских электроэнергетических компаний согласно двум различным сценариям («Нет реформы» и «Реформа»); 2) в разработке экономико-математической модели рынка электроэнергии в России, позволяющей строить долгосрочные прогнозы цен на электроэнергию.

Практическая значимость состоит в возможности применения предложенной методики оценки энергокомпаний в рамках процесса управления их стоимостью со стороны менеджмента электроэнергетических предприятий. Кроме того, разработанная в рамках исследования и опубликованная в работах автора модель отечественного рынка электроэнергии может быть использована менеджментом энергокомпаний, инвесторами, а также управляющими органами в электроэнергетике как инструмент прогнозирования динамики цен на электроэнергию на свободном рынке.

Апробация результатов исследования. Разработанная методика оценки стоимости российских электроэнергетических компаний применяется в работе Отдела аналитических исследований Управления рынков и акций ОАО «Альфа-Банк» (г. Москва) для оценки инвестиционной привлекательности акций предприятий отечественной электроэнергетики. К предложенной в работе модели рынка электроэнергии в настоящий момент проявляют серьёзный интерес российские генерирующие компании, а также стратегические инвесторы в российскую электроэнергетику.

Основные положения диссертации обсуждались на заседаниях межкафедрального научно-методического семинара, кафедр экономической теории и «Финансы и кредит» экономического факультета Новосибирского государственного университета, научного совета отдела анализа и прогнозирования развития отраслевых систем Института экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 3 печатные работы.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трёх глав основного текста, заключения и списка литературы, изложенных на 177 страницах машинописного текста, включающего 28 таблиц и 21 рисунок, а также восьми приложений. Список литературы включает 133 источника.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В **первой главе** «Методический аспект оценки российских электроэнергетических компаний в свете реформы отрасли» проводится обзор исследований в области оценки бизнеса, при этом внимание акцентируется на публикациях в части моделирования и оценки предприятий российской электроэнергетики в контексте реформирования отрасли. Также анализируются публикации, посвящённые моделированию рынка электроэнергии и прогнозированию спотовых цен. Во второй части главы обсуждаются особенности реформы российской электроэнергетики в текущий период времени.

К числу наиболее известных зарубежных исследователей в области оценки бизнеса можно отнести Б. Грэма, Д. Додда, Дж. Вильямса, А. Дамодарана, Т. Коупленда, в то время как среди отечественных авторов наиболее известны В. Рутгайзер, А. Грязнова, В. Царев, А. Канторович, и др. Несмотря на обширный охват про-

блем и объектов, глубину научных и практических результатов, указанные исследования до сих пор мало касались методических вопросов оценки электроэнергетических предприятий в России. Реформирование российской электроэнергетики обсуждается в литературе во многих аспектах и с различных сторон – как её идеологами, так и противниками. Затрагиваются и вопросы возможных последствий либерализации рынков, ухода государства от инвестирования, появления новых субъектов и правил хозяйствования. Вместе с тем модельно-методические вопросы такой оценки, доведение прогнозов до количественных характеристик не получают достаточного развития. Отсутствуют проработки как в части развития методического аппарата для оценки стоимости бизнеса компаний отечественной электроэнергетики, так и в части собственно получения оценок влияния реформы на финансовое положение компаний отрасли.

Особого внимания заслуживает методика построения долгосрочных прогнозов тарифов на электроэнергию, которые необходимы для построения адекватного инструментария для оценки энергокомпаний согласно сценарию «Реформа». Анализ проведённых исследований показал, что среди отечественных исследований основное внимание уделяется краткосрочному (до 1 года) прогнозированию рыночных цен на электроэнергию (см. работы Е. Иванова, Е. Калечица, С. Коморника, и др.), в то время как долгосрочным прогнозам внимания не уделяется. Однако зарубежные подходы в этой области (например, Д. Бунн, Ф. Швепп, М. Караманис, Р. Таборс, и пр.) не всегда применимы в России в силу специфики функционирования различных национальных рынков электроэнергии. В то же время в силу отсутствия рынка производных инструментов на оптовом рынке электроэнергии в России в отличие от более зрелых зарубежных рынков методический аппарат для построения долгосрочных прогнозов цен более востребован.

Анализ мирового опыта реформирования электроэнергетики позволяет выделить следующие ключевые элементы реформы: реорганизация, предусматривающая отделение конкурентных видов бизнеса (генерации и сбыта) от естественно-монопольных (передача и распределение), ключевое изменение принципов ценообразования, включая либерализацию рынка электроэнергии, а также переход на более эффективные методы тарифного регулирования для естественно-монопольных видов бизнеса.

Реформе электроэнергетики в России, стартовавшей де-факто в 2003 г., способствовали следующие предпосылки: высокая степень износа основных фондов (свыше 70%); исходно непрозрачная и непривлекательная для инвесторов структура отрасли; неэффективное государственное тарифообразование; перекрёстное субсидирование; а также ускорившийся рост потребления электроэнергии в России.

Реформа российской электроэнергетики, в целом заимствовавшая опыт либерализации электроэнергетической отрасли зарубежных стран, включает следующие элементы: реорганизация энергокомпаний (разделение вертикально-интегрированных АО-энерго, а также холдинга РАО «ЕЭС России» по видам бизнеса, с последующей горизонтальной интеграцией выделенных компаний в целевые компании отрасли); создание системы эффективных рыночных отношений (запуск либерализации рынка электроэнергии); обеспечение эффективной и прозрачной системы госрегулирования тарифов естественных монополий; обеспечение недискриминационного доступа к сетям.

В рамках текущего этапа реформы завершено формирование целевой структуры отрасли, запущен и функционирует свободный сегмент рынка электроэнергии (НОРЭМ); практически полностью завершён процесс приватизации ОГК и ТГК с привлечением предусмотренных инвестиционной программой отрасли средств для инвестиций; дан старт реализации масштабной инвестиционной программы отрасли в объёме 102 млрд долл. на срок до 2010 г.

Однако ряд проблем в рамках реформы ещё предстоит решить. К их числу относятся: запуск и развитие рынка мощности, запуск прочих субрынков на ОРЭМ (рынок системных услуг, рынок производных финансовых инструментов, рынок финансовых прав на передачу), смена тарифной парадигмы для сетевых компаний (переход на тарифообразование на основе нормы доходности на инвестированный капитал), либерализация розничных цен на электроэнергию для населения, а также подход к регулированию тарифов на тепло.

Вторая глава «Оценка стоимости энергокомпаний согласно сценарию «Нет реформы»» посвящена вопросам разработки методического подхода к оценке электроэнергетических компаний согласно первому сценарию, предполагающему, что компании сохраняют свою дореформенную структуру. При этом принципы

ценообразования остаются неизменными, т.е. реформа электроэнергетики полностью отсутствует. Далее на основе предложенной методики представлены результаты оценки рыночной стоимости активов дореформенных АО-энерго и АО-станций согласно сценарию «Нет реформы». Приведён пример оценки стоимости АО-энерго согласно предложенной методике на основе ОАО «Самараэнерго».

Среди существующих подходов к оценке бизнеса для оценки стоимости российских энергокомпаний согласно сценарию «Нет реформы» была разработана модель DCF (дисконтированных денежных потоков), поскольку именно этот подход позволяет оценить разницу в стоимости энергокомпаний, связанную с реформой отрасли, посредством отражения соответствующих изменений на моделируемых денежных потоках компаний. При этом в главе представлено формальное описание модели DCF для дореформенных энергокомпаний с учётом специфики отрасли.

Модель оценки энергокомпаний до реформы состоит из двух блоков: производственного и финансового. В производственном блоке моделируется динамика основных производственных показателей компании, включая производство и отпуск электро- и теплоэнергии, а результатом является прогнозная динамика выручки и себестоимости. Эти данные являются входными в финансовом блоке модели, где моделируются показатели отчёта о прибылях и убытках и бухгалтерского баланса энергокомпаний. При этом для построения прогнозного бухгалтерского баланса используется реализованный автором в MS Excel итерационный механизм корректировки баланса, подразумевающий выравнивание активной и пассивной частей баланса для соблюдения основного бухгалтерского тождества. Далее на основе построенных прогнозов отчёта о прибылях и убытках и бухгалтерского баланса рассчитываются свободные денежные потоки (FCF) энергокомпаний по следующей формуле:

$$FCFF_t = EBIT_t \cdot (1 - tax_t) + D_t - Capex_t - \Delta WC_t,$$

где $EBIT_t$ – операционный доход компании в году t ; tax_t – эффективная ставка налога на прибыль в году t ; D_t – размер амортизационных отчислений в году t ; $Capex_t$ – капитальные затраты в году t ; ΔWC_t – изменение рабочего капитала в году t по сравнению с годом $t-1$.

Сумма приведенной стоимости свободных денежных потоков в совокупности с постпрогнозной стоимостью составляет стоимость компании (EV). Вычитая величину чистого долга, можно получить оценку рыночной капитализации компании, или стоимости её акционерного капитала (equity).

Ключевыми предположениями для оценки российских энергокомпаний, согласно представленной методике оценки, являются следующие: темпы роста выработки и отпуска электроэнергии задаются равными прогнозируемым темпам роста потребления электроэнергии в соответствующих ОЭС; для ТЭЦ максимальный КИУМ (коэффициент использования установленной мощности, отражающий загрузку генерирующего оборудования в течение года по сравнению с максимально возможной выработкой электроэнергии) по электроэнергии ограничен 60%, для ГРЭС – 70%; темпы роста тарифов на электроэнергию и тепло, а также темпы роста основных статей затрат заданы на уровне инфляции; динамика основных средств заданна, исходя из предположения простого воспроизводства основных фондов предприятия; безрисковая процентная ставка определена на уровне 5,8% годовых; коэффициент β (бета-коэффициент, согласно финансовой теории являющийся мерой волатильности, или систематического риска заданного финансового инструмента в сравнении с рынком в целом) принят на уровне 1,3, в то время как премия за риск оценена на уровне 6,0%; постпрогнозный темп роста равнее 1,5%. Модель DCF строится для дореформенных АО-энерго и АО-станций на основе их отчётной информации за 2004 г., горизонт прогнозирования ограничен 2020 г., в то время как стоимость компании определяется на 1 января 2008 г.

В главе представлен пример оценки дореформенной компании на примере ОАО «Самараэнерго». В соответствии с предложенной методикой стоимость компании (EV) на начало 2008 г. в предположении отсутствия реформы отрасли определена на уровне 1,2 млн долл., что также подразумевает стоимость акционерного капитала на уровне 1,3 млн долл.

Аналогичным образом были проведены расчёты для оценки 94 дореформенных энергокомпаний (64 – АО-энерго и 30 – АО-станций). При этом те дореформенные компании, которые реформа электроэнергетики не затронула (к их числу относятся изолированные энергосистемы – Магаданэнерго, Камчатскэнерго, Сахалинэнерго, Якутскэнерго, Янтарьэнерго, а также бывшие

АО-энерго Дальнего Востока, консолидированные в ОАО «ДЭК»), были исключены из анализа. Логика заключается в том, что институциональная среда для них не изменилась, а как следствие не изменились и факторы, влияющие на их стоимость. Тем самым теоретически стоимость этих энергокомпаний не изменилась в результате реформы электроэнергетики, которая их не затронула.

Совокупная стоимость электроэнергетических компаний (EV) согласно сценарию «Нет реформы» составляет 69,4 млн долл., что соответствует совокупной рыночной капитализации отрасли на уровне 67,0 млн долл.

В **третьей главе** «Оценка стоимости энергокомпаний согласно сценарию «Реформа»» представлено развёрнутое описание балансовой динамической модели рынка электроэнергии, разработанной автором для построения долгосрочных прогнозов цен на электроэнергию, которые далее используются в оценке стоимости генерирующего бизнеса согласно сценарию «Реформа». Согласно расчётам на основе данной модели, а также базы данных участников рынка, созданной автором с использованием публичной информации, представлены долгосрочные прогнозы среднегодовых цен на электроэнергию в разбивке по ОЭС. В главе также предложена методика оценки стоимости электроэнергетических компаний согласно сценарию «Реформа», предполагающей оценку уже постреформенных целевых компаний отрасли в соответствии со всеми канонами реформы. На основе предложенной методики представлены результаты оценки стоимости активов, рассматривавшихся работе АО-энерго и АО-станций согласно сценарию «Реформа». Результаты оценки согласно двум сценариям («Реформа» и «Нет реформы») сопоставлены друг с другом, результатом чего является количественная оценка влияния реформы отрасли на стоимости активов реформируемых энергокомпаний. Отдельно в главе также представлен детальный анализ факторов, повлекших рост стоимости генерирующего бизнеса, а также предложена методика определения рыночной платы за мощность для текущих инвестиционных проектов ОГК на основе NPV-моделей и требуемой ставки IRR.

В рамках диссертации автором разработан экономико-математический аппарат, названный *моделью рынка электроэнергии*, который позволяет строить долгосрочные прогнозы оптовых цен на электроэнергию на отечественном рынке, учитывая влияние

трёх основных факторов: рост потребления, рост цен на топливо и ввод (вывод) генерирующей мощности (появление новых участников). В основе методики прогнозирования лежит балансовая динамическая модель, основанная на уравнениях равновесия спроса и предложения в динамике. Кроме того, модель основана на принципе маржинального ценообразования, который в настоящий момент реализован в действующей модели рынка электроэнергии в России. В модели выделяются два основных блока – предложения и спроса. Моделирование спроса основано на предположении абсолютной неэластичности. В свою очередь, предложение разбивается на две части – «ценопринимающее» и «ценоопределяющее» предложение, при этом каждая часть моделируется по отдельности. В модели учитываются различные режимы работы тепловых электростанций, а также особенности функционирования ГЭС и АЭС.

На основе модели были проведены расчёты, базирующиеся на обширной эмпирической базе данных по участникам рынка, созданной автором на основе публичной информации. В результате получены прогнозы темпов роста цен на электроэнергию в разбивке по ОЭС, которые затем были использованы для построения DCF-моделей для оценки стоимости генерирующих компаний в соответствии со сценарием «Реформа». Ключевым выводом является то, что, несмотря на рост цен на топливо и спроса, прогнозируемые темпы роста цен на электроэнергию оказываются существенно ниже ожидаемого темпа роста цен на топливо. Это объясняется проектируемым сегодняшними участниками рынка массивным вводом новой мощности, приходящимся в основном на период 2009–2012 гг. Прогнозируемая в рамках исследования динамика цен на электроэнергию на основе проведенных расчетов согласно модели рынка электроэнергии представлены в табл. 1.

Для целей оценки энергокомпаний согласно сценарию «Реформа» рассматриваются уже компании целевой структуры отрасли, т.е. созданные в результате реформы новые энергокомпании, но на базе активов рассматриваемых в главе 2 АО-энерго и АО-станций. При этом методика оценки согласно сценарию «Реформа» рассматривается отдельно для генерирующего, магистрально-сетевого, распределительно-сетевого и сбытового сегментов электроэнергетического бизнеса.

Результаты расчётов цен на основе модели рынка электроэнергии (руб./МВтч)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Центр														
Цена	570	675	637	741	839	1027	1134	1276	1372	1425	1472	1516	1577	1624
Темп роста	н/п	1.18	0.94	1.16	1.13	1.22	1.10	1.13	1.08	1.04	1.03	1.03	1.04	1.03
Северо-Запад														
Цена	530	626	623	751	857	1055	1192	1143	1301	1343	1372	1376	1431	1474
Темп роста	н/п	1.18	0.99	1.21	1.14	1.23	1.13	0.96	1.14	1.03	1.02	1.00	1.04	1.03
Средняя Волга														
Цена	535	683	786	922	1034	1203	1352	1437	1487	1555	1595	1643	1692	1743
Темп роста	н/п	1.28	1.15	1.17	1.12	1.16	1.12	1.06	1.04	1.05	1.03	1.03	1.03	1.03
Юг														
Цена	585	746	899	1099	1023	1256	1419	1525	1525	1571	1618	1666	1716	1768
Темп роста	н/п	1.28	1.20	1.22	0.93	1.23	1.13	1.07	1.00	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Урал														
Цена	564	680	759	783	891	1076	1226	1305	1427	1489	1566	1595	1645	1695
Темп роста	н/п	1.21	1.12	1.03	1.14	1.21	1.14	1.06	1.09	1.04	1.05	1.02	1.03	1.03
Сибирь														
Цена	290	450	508	572	632	701	763	839	914	988	1057	1109	1165	1200
Темп роста	н/п	1.14	1.13	1.13	1.11	1.11	1.09	1.10	1.09	1.08	1.07	1.05	1.05	1.03

Для оценки генерирующих компаний (ОГК, ТГК и Гидро-ОГК) построены модели DCF (дисконтированных денежных потоков) по аналогии с методикой, описанной в главе 2, но с существенными корректировками: модели строились с выделением отдельных станций, используя в качестве входных данных выходные данные из модели рынка электроэнергии (в первую очередь технико-экономические показатели электростанций); в модели были включены новые электростанции, строительство и запуск которых подразумеваются инвестиционными программами компаний; в динамику затрат был заложен так называемый «efficiency gain», отражающий рост операционной эффективности компаний; отдельно рассматривается динамика рыночной платы за мощность.

Для определения уровня возможной рыночной платы за мощность для новых генерирующих объектов ОГК в условиях отсутствия адекватных ценовых сигналов с рынка мощности предложена методика, позволяющая оценить требуемый уровень платы за мощность. Для этого строятся модели NPV (чистая текущая стоимость) для всех 23 проектов, реализуемых сегодня ОГК. В модель денежных потоков каждого проекта включены те прогнозы цен на электроэнергию (без учёта мощности), которые получены из модели рынка электроэнергии. Затем подбором параметра определяется та требуемая плата за мощность, которая обеспечивает как минимум 13% IRR (internal rate of return) по каждому проекту. В результате сделан вывод о том, что ряд проектов выглядят очень рискованными для ОГК, поскольку экономически оправданная для них плата за мощность в текущих ценах значительно высока, превышая текущий уровень среднего регулируемого тарифа на мощность в России в 4 раза. В моделях оценки генерирующих компаний максимальная плата за мощность ограничена уровнем 250 тыс. руб./МВт в месяц (в ценах 2008 г.), отражая риски завышения оценки платы за мощность, и, как следствие, оценки генкомпаний, в случае если рыночные сигналы окажутся ниже ожиданий. Результаты оценки экономически обоснованной платы за мощность для новых проектов ОГК представлены в табл. 2.

Совокупная оценка стоимости генерирующего бизнеса согласно сценарию «Реформа» составляет 72,9 млн долл., что соответствует совокупной рыночной стоимости акционерного капитала генерирующих компаний в 76,3 млн долл.

Таблица 2

**Минимальная требуемая плата
за мощность для инвестиционных проектов ОГК (расчёты автора)**

Название проекта	Компания	ОЭС	Требуемая плата за мощность (IRR = 13%), руб./МВт/месяц (цена 2008 г.)	NPV/кВт, долл./кВт
Южноуральская ГРЭС – угольный блок	ОГК-3	Урала	486,2	331
Южноуральская ПГУ	ОГК-3	Урала	476,2	300
Черепетская ГРЭС - 2 угольные турбины	ОГК-3	Центра	466,1	283
Уренгойская газовая турбина	ОГК-1	Урала	422,8	330
Верхнетагильская ПГУ	ОГК-1	Урала	376,9	184
Новочеркасская ГРЭС – угольный блок	ОГК-6	Юга	358,7	247
Череповецкая ГРЭС – угольный блок	ОГК-6	Центра	358,0	197
Троицкая ГРЭС – угольный блок	ОГК-2	Урала	338,7	259
Шатурская ПГУ	ОГК-4	Центра	314,9	215
Яйвинская ПГУ	ОГК-4	Урала	304,3	222
Среднеуральская ПГУ	ОГК-5	Урала	296,4	223
Костромская ПГУ	ОГК-3	Центра	251,7	165
Харанорская ГРЭС – угольная турбина	ОГК-3	Сибири	244,6	247
Сургутские ПГУ (x2)	ОГК-4	Урала	234,7	211
Каширская ГРЭС – угольный блок	ОГК-1	Центра	217,6	128
Ставропольская ПГУ	ОГК-2	Юга	152,1	167
Киришская ПГУ	ОГК-6	Северо-Запада	142,4	127
Невинномысская ПГУ	ОГК-5	Юга	121,0	192
Пермская ПГУ	ОГК-1	Урала	119,3	109
Нижневартовская ПГУ -1	ОГК-1	Урала	98,9	162
Нижневартовская ПГУ -2	ОГК-1	Урала	92,3	112
Березовская ГРЭС – угольная турбина	ОГК-4	Сибири	43,0	133
ГРЭС-24 ПГУ	ОГК-6	Центра	12,6	54

Для оценки стоимости сетевых компаний применение метода дисконтированных денежных потоков в настоящий момент не представляется возможным в силу отсутствия ясности правил тарифного регулирования этих компаний на основе метода доходности на инвестированный капитал. В результате для оценки компаний предложено использование двух подходов: затратного и сравнительного. Затратный подход даёт возможность отразить в оценке потенциальную рыночную стоимость инвестированного капитала, на основе которого будут рассчитаны тарифы для сетевых компаний согласно новой методике тарифообразования. Сравнительный метод позволяет получить некий целевой уровень

стоимости российских сетевых компаний на основе стоимостных мультипликаторов зарубежных сетевых компаний, регулируемых на основе доходности на инвестированный капитал.

Оценка совокупной стоимости распределительных сетевых компаний (EV) согласно сценарию «Реформа» составляет 29,8 млн долл., в то время как рыночная капитализация – 29,1 млн долл. Аналогичная оценка совокупной EV магистральных сетей составляет 4,7 млн долл., капитализации – 4,6 млн долл.

Для оценки сбытовых компаний использован метод сравнительных коэффициентов, основанный на результатах сделок по продаже энергосбытовых активов РАО «ЕЭС». Итоговая оценка совокупной стоимости энергосбытовых активов бывших АО-энерго составляет 3,0 млн долл., что соответствует совокупной стоимости акционерного капитала этих компаний в 2,9 млн долл.

В рамках исследования были также оценены так называемые «независимые» АО-энерго, которые пока сохранили свою вертикально-интегрированную структуру, однако подвержены целиком и полностью реформенным преобразованиям в части ценообразования. Эти компании оценивались как сумма составных частей различных направлений их бизнеса – генерации, передачи, распределения и сбыта, основываясь на соответствующих методиках оценки этих видов бизнеса.

Итоговая оценка стоимости четырёх интегрированных АО-энерго согласно сценарию «Реформа» составляет 13,8 млн долл., рыночная капитализация – 13,6 млн долл.

Сравнительный анализ оценки стоимости активов АО-энерго и АО-станций согласно двум антагонистическим сценариям, без реформы и с реформой, показывает очевидный рост совокупной стоимости энергокомпаний в результате реформы – совокупная капитализация компаний превышает капитализацию компаний в случае отсутствия реформы на 89% (126,5 млрд долл. против 67,0 млрд долл.). Идея сопоставления стоимости активов АО-энерго и АО-станций согласно двум сценариям для наглядности проиллюстрирована на рис. 1. Эффект влияния реформы на стоимость компаний представлен на рис. 2.

На основе анализа факторов прироста стоимости сделан вывод, что удельная стоимость 1 кВт мощности генерирующего бизнеса возрастает благодаря реформе почти в 3 раза (на 190%). Среди основных причин такого прироста можно выделить следующие: рост операционной рентабельности в результате, во-



Рис 1. Два подхода к оценке стоимости энергокомпаний

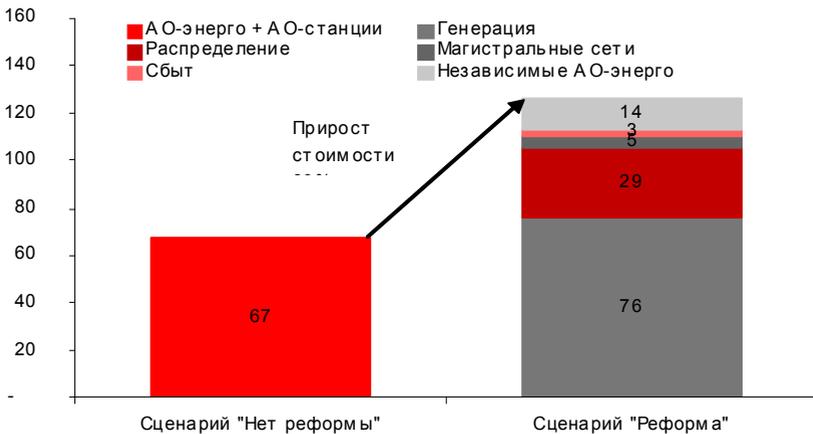


Рис. 2. Сопоставление результатов двух сценариев, млрд долл.

первых, либерализации рынка электроэнергии и возможности продавать электроэнергию по свободным ценам, определяемым наименее эффективным генератором, и, во-вторых, роста операционной эффективности и стимулов к сокращению затрат; запуск новых объектов генерации в результате реализации инвестиционной программы, что приводит к существенному росту EBITDA генерирующей компании; синергетический эффект в результате консолидации отдельных АО-станций в единые операционные генерирующие компании. Количественная оценка синергетического эффекта была оставлена за рамками настоящего исследования. Оценить количественно эффект реформы отрасли на стоимость сетевых

го, а также сбытового бизнеса не представляется возможным, поскольку отсутствуют сопоставимые компании до реформы. И передача, и распределение, и сбыт являлись частью вертикально-интегрированных АО-энерго, которые не предоставляли своей дивизиональной отчётности, что, в свою очередь, делает невозможным оценку составляющих бизнесов АО-энерго по отдельности.

В рамках проведённых исследований получены следующие **основные результаты и выводы.**

1. Проведённый анализ литературы в области оценки стоимости бизнеса показал, что она недостаточно акцентирована на модельно-методических вопросах. Отсутствуют проработки как в части развития методического аппарата для оценки стоимости бизнеса компаний отечественной электроэнергетики, так и в части собственно получения оценок влияния реформы на финансовое положение компаний отрасли.

2. Анализ существующих исследований в области моделирования отечественного рынка электроэнергии и методики построения долгосрочных прогнозов цен показывает, что этой проблематике также уделяется недостаточное внимание, что может объясняться относительной молодостью российского рынка электроэнергии. Отсутствие рынка производных финансовых инструментов делает разработку такого методического аппарата крайне востребованным, в частности, для оценки стоимости пост реформенных генерирующих компаний.

3. Разработанная с учётом изученных особенностей российского рынка электроэнергии балансовая динамическая модель рынка позволила построить долгосрочные прогнозы цен на электроэнергию на основе анализа взаимодействия спроса и предложения с учётом трёх основных влияющих факторов: изменение цен на топливо, динамика спроса и ввод (вывод) генерирующей мощности.

Предложенная методика оценки требуемой экономически обоснованной платы за мощность, базирующаяся на анализе NPV проектов по строительству новых блоков электростанций с учётом требуемой ставки IRR, дала возможность оценить размеры требуемой рыночной платы за мощность для 23 реализуемых в настоящий момент проектов ОГК. Расчёты показали, что ряд проектов являются высокорискованными для акционеров ОГК в силу чрезмерно высокой требуемой платы за мощность для окупаемости проекта.

4. Анализ существующих подходов к оценке стоимости бизнеса, а также принятых решений Правительства в части измене-

ния ценообразования в электроэнергетике позволил разработать методический аппарат для оценки стоимости бизнеса российских энергокомпаний в зависимости от условий реализации реформы (сценарии «Нет реформы» и «Реформа»).

5. Предложенный методический подход к оценке стоимости бизнеса энергокомпаний позволил оценить агрегированную стоимость бизнеса отечественных АО-энерго и АО-станций, подвергшихся реформе, согласно двум различным сценариям – «Нет реформы» и «Реформа». Это, в свою очередь, дало возможность оценить количественно эффект влияния реформы российской электроэнергетики на стоимость бизнеса компаний: агрегированная оценка стоимость акционерного капитала (equity value) дореформенных компаний изменяется в результате реформы с 67 млрд долл. до 126,5 млрд долл., что предполагает рост на 89%.

6. Сравнительный анализ удельной оценки 1 кВт мощности генерирующего бизнеса (EV/кВт) при двух сценариях оценки показал её рост на 190% (504 долл./кВт против 174 долл./кВт) в результате реформы электроэнергетики. Проведённый на основе расчётов анализ позволяет выделить следующие основные факторы, обуславливающие такой рост: увеличение операционной рентабельности генерирующего бизнеса; запуск новых объектов генерации в рамках инвестиционных программ; синергетический эффект в результате консолидации АО-станций в ОГК.

Оценить количественно эффект реформы отрасли на стоимость сетевого, а также сбытового бизнесов невозможно, поскольку отсутствуют сопоставимые компании-аналоги до реформы (в отличие от АО-станций и ОГК).

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Корнилов А.А.** Влияние реформы электроэнергетики на стоимость энергокомпаний: методологический аспект // Вестник НГУ: Серия: Социально-экономические науки. – Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2008. Т. 6. Вып. 2. – С. 83–98.

2. **Корнилов А.А.** Инвестиционная привлекательность акций распределительных сетевых компаний // Рынок ценных бумаг. – 2007. – № 6 (333). – С. 52–55.

3. **Корнилов А.А.** Перспективы инвестиций в российские распределительные сети // ЭКО. – 2007. – № 12. – С. 18–31.

Подписано в печать 18 сентября 2008 г.
Формат бумаги $60 \times 84^{1/16}$. Гарнитура «Таймс». Объем 1,25 п.л.
Уч.-изд. л. 1,25. Тираж 100 экз. Заказ № 106.

Издательство ИЭОПП СО РАН.
Участок оперативной полиграфии Института экономики
и организации промышленного производства СО РАН.
630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, 17.