

УДК 338.2  
ББК 65.05.3

## УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПОРТФЕЛЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ: СЦЕНАРНЫЙ ПОДХОД<sup>1</sup>

Ратнер С. В.<sup>2</sup>,  
(ФГБУН Институт проблем управления  
им. В.А. Трапезникова РАН, Москва)

*В настоящей работе на основе имитационного моделирования динамики прибыли энергетической компании/энергетического кластера в зависимости от различных стратегий инвестирования в традиционные и альтернативные технологии генерации энергии, а также в зависимости от различных сценариев роста рентабельности альтернативных технологий исследуется вопрос об оптимальном времени перехода к широкому внедрению альтернативных технологий в производственную деятельность. Рассматриваются сценарии роста эффективности технологий альтернативной энергетики, соответствующие начальному и завершающему периоду технологического разрыва.*

Ключевые слова: энергетика, технологический разрыв, технологический портфель, имитационная модель, возобновляемые источники, сценарии роста.

### 1. Введение

С начала 2000-х годов в мировой энергетике наметилась устойчивая тенденция к росту доли возобновляемых источников в общем объеме производства и потребления энергии [12]. Этот

---

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, проект №13-06-00169 «Моделирование стратегий развития энергетических кластеров в ситуации технологического разрыва».

<sup>2</sup> Светлана Валерьевна Ратнер, доктор экономических наук (laparat@mail.ru, тел. (495) 334-79-00).

рост происходит в основном за счет расширения использования в технологически развитых и быстроразвивающихся экономиках таких возобновляемых источников, как ветер, солнце и биомасса [4]. В качестве основных причин для сохранения и укрепления указанных тенденций в странах ЕС и США традиционно выделяют борьбу с глобальными климатическими изменениями, улучшение общей экологической ситуации, создание новых рабочих мест в высокотехнологичных секторах экономики и достижение энергетической независимости от стран – крупнейших экспортеров углеводородов. Однако еще одной важной причиной развития альтернативной энергетики, о которой не так часто говорится в официальных документах, несомненно, является завоевание устойчивого технологического лидерства в условиях формирования нового технологического уклада. Именно эта причина побуждает такие мощные транснациональные энергетические концерны как Shell, Eni S.p.A., E.ON и другие активно инвестировать средства в разработку новых технологий возобновляемой энергетики и диверсифицировать свои проектные портфели.

Одновременно с инвестициями в исследования и разработки западные энергетические концерны активно наращивают долю возобновляемых источников энергии в своем бизнес-портфолио. Так, Shell через совместные предприятия с другими компаниями уже владеет 10 ветропарками мощностью 550 МВт, из которых 8 расположены в США и 2 – в Европе<sup>1</sup>. Итальянский концерн Eni S.p.A. с конца 2012 года реализует инновационный проект по производству биотоплива (Honeywell Green Diesel) на рафинировочном заводе в Венеции совместно с компанией UOP LLC (технология UOP/Eni Ecofining). Производство начнется в 2014 году (100 млн. галлонов ежегодно)<sup>2</sup>. E.ON является одним из признанных лидеров ветровой энергетики. Например, в Великобритании он имеет 20 наземных и 3 офшорных (шельфовых) ветропарков общей мощностью 474,30 МВт и две крупные

---

<sup>1</sup> По данным, представленным на официальном сайте компании: <http://www.shell.com>.

<sup>2</sup> По данным, представленным на официальном сайте компании <http://www.uop.com>.

биогазовые станции мощностью 44 МВт. И хотя на настоящий момент доля возобновляемых источников энергии в портфеле компании составляет 10,29% от генерируемой электрической энергии и 3,07% от тепловой, она постоянно увеличивается, что отражено в стратегии развития компании.<sup>1</sup>

Крупнейшие российские энергетические компании также начинают уделять внимание развитию технологий альтернативной энергетики, однако примеров успешной диверсификации проектных портфелей пока единицы [2]. Энергетическая стратегия России до 2020 года также не предусматривает кардинальных изменений в структуре энергобаланса страны, планируя увеличить долю возобновляемых источников энергии всего до 4–5%.

Частично это объясняется трудностью выбора между долгосрочными и среднесрочными стратегическими целями в условиях ограниченности ресурсов, а также высокой неопределенностью относительно будущего развития технологий нового уклада. Поэтому проблема прогнозирования последствий принятия решений относительно распределения инвестиционных ресурсов энергетических компаний в условиях технологического разрыва является актуальной как с теоретической, так и с практической точки зрения.

Настоящая работа является развитием подхода к моделированию инвестиционной стратегии энергетической компании, предложенного в [3] и основанного на методах системной динамики. Объектом исследования является энергетическая компания или региональный энергетический кластер, реализующие такие направления деятельности, как добыча и/или переработка и/или транспортировка нефти и/или газа, генерация электроэнергии. В России примером такой компании может быть ОАО «Лукойл», который, помимо хорошо известных направлений своей деятельности, в 2010 году создал совместное предприятие с итальянской энергетической компанией «ERG Renew», называемое «LUKERG Renew». «LUKERG Renew» в июне 2012 г. приобрел ветропарк «Черга» (Болгария) мощностью 40 МВт, а с

---

<sup>1</sup> По данным, представленным на официальном сайте компании <http://www.eonenergy.com>.

января 2013 года работает над строительством в Румынии ветропарка Inergia мощностью 84 МВт.

Основным моделируемым параметром является прибыль энергетического концерна, которая зависит от выбора стратегии инвестирования, коэффициента реинвестирования, характера и уровня снижения спроса на традиционные энергоносители, характера и уровня повышения рентабельности технологий возобновляемой энергетики. Коэффициент реинвестирования и доля инвестиционных ресурсов, направляемых на развитие инновационных технологий добычи и переработки углеводородов и технологий возобновляемой энергетики, задаются исследователем (в модели данная возможность будет предусмотрена на каждом шаге имитационного цикла).

В модели [3] рассматривается процесс параллельной реализации двух последовательностей нескольких различных проектов, в каждой из которых проекты относятся к одному технологическому классу и схожи по срокам окупаемости и средней норме рентабельности. Индивидуальные особенности проектов, принадлежащих одной и той же последовательности, никак не учитываются, а все процессы деятельности компании описываются в терминах накопителей, потоков и информации, которая определяет величину этих потоков.

Особенностью данного класса моделей является необходимость предварительного сбора, накопления и анализа больших объемов эмпирических данных о моделируемых процессах и объектах для построения уравнений перехода системы из одного состояния в другое. Прогнозирование динамики спроса на традиционные виды продукции энергетических компаний (нефть, природный газ, нефтепродукты) осуществляется в модели на основе сценария BLUE MAP Мирового энергетического агентства до 2050 года [9]. Коммерческая эффективность проектов по развитию инновационных технологий добычи, переработки и транспортировки углеводородов<sup>1</sup> оценена по пилотным результатам инновационной стратегии ОАО «Газпром»

---

<sup>1</sup> За исключением проектов по добыче сланцевого газа, битумной и конвенционной нефти, данные по рентабельности которых нуждаются в подтверждении.

за 2011–2013 гг. [5], которую можно принять за верхнюю оценку в силу отрицательной динамики рентабельности продукции добывающих компаний в целом по отрасли [7]. Коммерческая эффективность проектов по развитию альтернативной энергетики (в данном случае выбрана наиболее технологически зрелая отрасль возобновляемой энергетики – ветровая) оценена по динамике снижения бонусных тарифов на электроэнергию, получаемую ветропарками, заложенной в стратегии развития возобновляемой энергетики Германии до 2025 года (Renewable Energy Sources Act) [10].

Первый вариант имитационной модели был построен в предположении о линейном характере снижения цены на природный газ и нефтепродукты и динамике роста рентабельности технологий возобновляемой энергетики. Данный вариант был откалиброван на основании имеющихся эмпирических данных и показал свою работоспособность в ходе ряда численных экспериментов [3]. Однако линейные тренды не отражают реального характера роста эффективности новых технологий по мере приближения их к технологическому пределу и могут использоваться на практике лишь для получения достаточно грубых прогнозных оценок. Более точные прогнозы можно получить на основе использования логистической кривой, которая вполне адекватно отражает наиболее общие закономерности динамики поступательно-циклических процессов [1]. Рассматривая динамику формирования технологического уклада более детально, можно выделить пологие участки логистической кривой – начало и конец жизненного цикла базовых технологических нововведений, которые характеризуются относительно низкой отдачей вложений в их развитие, и участок крутого подъема кривой, на котором небольшие затраты начинают приносить значительный коммерческий эффект. В связи с этим прогнозные значения прибыли энергетической компании будут достаточно сильно различаться в зависимости от того, на каком этапе жизненного цикла находится кластер базовых технологий: на начальном (до точки перегиба логистической кривой, который может быть представлен экспоненциальным трендом) или на завершающем (после точки перегиба, моделируемый логарифмической кривой).

На основе результатов имитационного моделирования разработаны сценарии развития российских энергетических компаний (или региональных энергетических кластеров, включающих как добывающие и/или перерабатывающие компании, так и генерирующие электроэнергию) при использовании ими различных инвестиционных стратегий на различных стадиях жизненного цикла кластера базовых технологий нового технологического уклада; определены зависимости между сценариями роста рентабельности технологий альтернативной энергетики и интенсивностью инвестирования; исследованы вопросы об оптимальном времени расширения проектного портфеля за счет включения в него технологий альтернативной (ветровой) энергетики.

## **2. Имитационная модель развития энергетической компании и ее программная реализация: возможности и ограничения**

Имитационное моделирование является практически единственным возможным способом построения прогноза развития сложной системы в том случае, когда известны (точно или приблизительно) лишь закономерности перехода ее из одного состояния в другое. В таком случае, задавая набор экзогенных для изучаемой системы параметров на «входе» модели и представляя последовательность изменения эндогенных параметров в виде определенного алгоритма действий по преобразованию эндогенных и экзогенных параметров на каждом шаге имитационного цикла, можно рассчитать значения интересующих исследователя параметров системы на «выходе». Множественность вычислений, проводимых при имитации поведения сложной системы, обуславливает необходимость использования компьютерных технологий и программирования.

Вопросы моделирования динамики развития энергетических рынков в зависимости от поведения основных игроков и мер, предпринимаемых национальными и международными регуляторами, в настоящее время привлекают внимание как отечественных, так и зарубежных исследователей. При этом в большинстве исследований основное внимание уделяется влия-

нию на решение инвестора относительно реализации того или иного проекта различного рода неопределенностей. В отличие от работ [6, 8, 11], в которых исследуется вопрос оптимального инвестиционного выбора в условиях, когда экономические параметры всех возможных технологий генерации энергии известны, а цены на различные источники энергии могут изменяться случайным образом в связи с неопределенностью экономической политики государства или международных регулирующих структур, в настоящей работе ставится в некотором смысле обратная задача: динамика цен предполагается известной (заданной определенными сценариями развития мировой экономики), в то время как технико-экономические параметры доступных технологий колеблются в пределах определенного интервала. Кроме того, в отличие от вышеперечисленных работ, в которых ресурсы различных инвесторов предполагаются неограниченными в связи со множественностью потенциальных участников рынка, в данной работе объем инвестиционного ресурса, которым располагает компания/кластер в каждый момент времени зависит от объема инвестиционного ресурса в предыдущие моменты времени и того, насколько успешным оказался инвестиционный выбор компании на всех предыдущих шагах имитационного цикла. Поэтому традиционный в случае моделирования различных видов неопределенностей метод Монте-Карло, используемый в [6, 8, 11], для решения данной задачи неприменим.

Состояние системы (энергетической компании или регионального энергетического кластера) предлагается описывать с помощью трех параметров: 1) объема прибыли, полученной за счет продажи традиционной углеводородной продукции и продукции (электроэнергии), произведенной на основе технологий ветровой энергетики; 2) доли прибыли, направляемой на развитие инновационных технологий всех групп (коэффициент интенсивности инвестирования); 3) доли инвестиционных ресурсов, направляемой на развитие технологий каждой группы.

Используем следующие уравнения перехода [3]:

$$(1) \quad \Pi(i) = (P_g(i) - A) \cdot V_g + (P_o(i) - B) \cdot V_o + \text{ПП}(i) + \Pi\_ITT(i),$$

$$(2) \quad I(i) = k \cdot \Pi(i-1) = ITT(i) + IAT(i),$$

$$(3) \quad ITT(i) = k_1 \cdot I(i), \quad LAT(i) = k_2 \cdot I(i),$$

$$(4) \quad \Pi_{-ITT}(i) = RIT(i) = 2,4 \cdot ITT(i - 3),$$

$$(5) \quad \Pi(i) = (0,2 + 0,073 \cdot (i - 1)) \cdot IAT(i),$$

где

$P_g(i), P_o(i)$  - цена на природный газ и нефтепродукты соответственно на  $i$ -м шаге имитационного цикла (имитационный цикл – весь период работы модели, определяемый исследователем; один шаг приблизительно равен одному году);

$A, B$  – их текущая себестоимость;

$V_g, V_o$  - объем производства газа и нефтепродуктов соответственно, для простоты принятые константами, соответствующими текущему уровню объемов производства той или иной компании;

$\Pi\Pi(i)$  - потенциальная прибыль от внедрения технологий нового технологического уклада на  $i$ -м шаге имитационного цикла;

$\Pi\Pi_{-ITT} = \Delta A \cdot V_g + \Delta B \cdot V_o$  – прибыль от инвестиций в разработку инновационных решений по технологиям традиционной энергетики;

$I(i)$  – инвестиции компании на  $i$ -м шаге имитационного цикла;

$k$  – коэффициент интенсивности реинвестирования (доля прибыли, направляемой на развитие инновационных технологий всех рассматриваемых типов);

$k_1$  – доля инвестиционных ресурсов, направляемая на реализацию проектов на основе инновационных технологий углеводородной энергетики;

$k_2$  – доля инвестиционных ресурсов, направляемая на реализацию проектов на основе инновационных технологий возобновляемой (ветровой) энергетики;

$ITT(i)$  – инвестиции компании в разработку и внедрение технологий традиционной энергетики на  $i$ -м шаге имитационного цикла;

$LAT(i)$  – инвестиции компании в разработку и внедрение технологий возобновляемой (ветровой) энергетики на  $i$ -м шаге имитационного цикла.



Формула (5) задает динамику роста рентабельности технологий возобновляемой энергетики и в представленном виде соответствует линейному тренду. Однако, как уже было отмечено, линейный тренд не всегда адекватно отражает характер изменения эффективности (в частности, рентабельности) технологий. На начальной стадии жизненного цикла более точные результаты дает экспоненциальный тренд, тогда как на завершающей – логарифмический. Построение экспоненциального и логарифмического трендов, удовлетворяющих верхним и нижним ограничениям рентабельности, выведенным на основе анализа сценария развития возобновляемой энергетики Германии, выполнено на основе решения систем алгебраических уравнений.

В результате уравнение перехода (5) в случае, если настоящий момент можно считать начальным этапом жизненного цикла технологий возобновляемой (ветровой) энергетики, принимает следующий вид:

$$(5') \text{ПП}(i) = 0,187133 \exp(0,0665 \cdot i) \cdot \text{IAT}(i).$$

В том же случае, если настоящий начальный шаг имитационного цикла приходится на завершающую стадию жизненного цикла технологий возобновляемой энергетики (их эффективность приближается в технологическому пределу), то уравнение (5) должно быть заменено на следующее:

$$(5'') \text{ПП}(i) = (0,815131 \ln i + 0,2) \cdot \text{IAT}(i).$$

Формулы (1)-(5) полностью задают алгоритм преобразований эндогенных и экзогенных параметров модели при переходе от одного ее состояния к другому. Программная реализация модели выполнена на языке FPK Object Pascal. Программный комплекс состоит из программы-установщика и основной программы.

Основная программа производит расчет прогнозных оценок прибыли концерна в динамике при использовании инвестиционных стратегий различного типа - традиционной, альтернативной или комбинированной, которые определяются по отношению инвестиционных ресурсов, направляемых на развитие традиционных технологий добычи и переработки углеводородов и альтернативных энергетических технологий (95/5,

80/20, 50/50). Пользователь задает значение коэффициента реинвестирования и выбирает сценарий развития отрасли: линейный, экспоненциальный или логарифмический рост рентабельности технологий альтернативной энергетики (рис. 1).

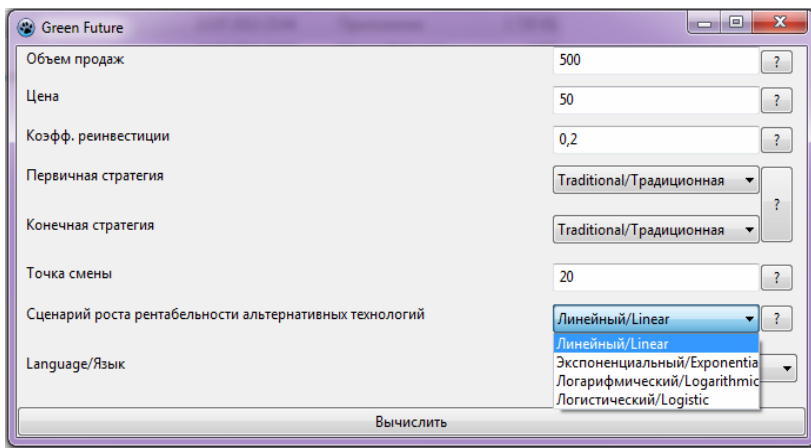


Рис. 1. Фрагмент работы программного модуля

Кроме того, программа позволяет осуществить переход от изначально избранной стратегии инвестирования к некоторой другой на определенном (также задаваемом пользователем) шаге имитационного цикла.

Доля нераспределенной прибыли, инвестируемой в разработку технологий всех типов (коэффициент интенсивности реинвестирования  $k$ ,  $0 < k \leq 1$ ), может варьироваться на «входе модели», но сохраняется постоянной на протяжении всего периода имитации. Теоретически компания может инвестировать всю прибыль в развитие, однако, исходя из анализа эмпирических данных, представленных в отчетности крупных нефтегазовых компаний, значение коэффициента интенсивности реинвестирования больше 0,5 маловероятно.

Следует отметить, что модель позволяет определить качественные закономерности развития компаний и оценить относительные показатели роста в динамике, но не их абсолютные величины. Результаты, полученные на «выходе», нуждаются в

осторожной интерпретации: полученные количественные оценки имеют смысл лишь в сравнении с их первоначальными значениями (на первом шаге имитационного цикла).

### **3. Анализ чувствительности модели к сценариям роста рентабельности альтернативных технологий**

Результаты имитационного моделирования полностью подтвердили авторскую гипотезу о зависимости как динамики (рис. 2-3), так и величины общей за период моделирования прибыли энергетической компании от сценария роста эффективности технологий возобновляемой энергетики даже *при одинаковых* нижнем и верхнем порогах рентабельности (определенным приблизительно по имеющимся эмпирическим данным) (рис. 4).

Как и при линейном сценарии роста рентабельности альтернативных технологий, резкий скачок показателей прибыли компании на интервале между 3 и 5-м шагом имитационного цикла с момента осуществления первоначальных инвестиций связан с достижением периода окупаемости инновационных решений, принадлежащих группе технологий традиционной энергетики. Подобные, но менее резкие скачки, также наблюдаются между 8–9-м и 12–13-м шагами с момента осуществления первоначальных инвестиций. В последующий период происходит медленное снижение показателей прибыли при традиционной и комбинированной стратегиях инвестирования за счет снижения спроса на ископаемые источники энергии и цены на продукцию компании.

Сравнивая общую прибыль компании за весь имитационный цикл, можно сделать вывод о том, что экспоненциальный рост, соответствующий начальной стадии жизненного цикла кластера технологий, является наименее предпочтительным с точки зрения максимизации прибыли компании за весь период моделирования, а логарифмический – наиболее предпочтительным. При этом разница между значениями общей прибыли, полученной по различным сценариям роста, тем существенней,

чем больше коэффициент реинвестирования и чем большая доля инвестиционных ресурсов направляется на проекты по развитию технологий возобновляемой энергетики (рис. 4).

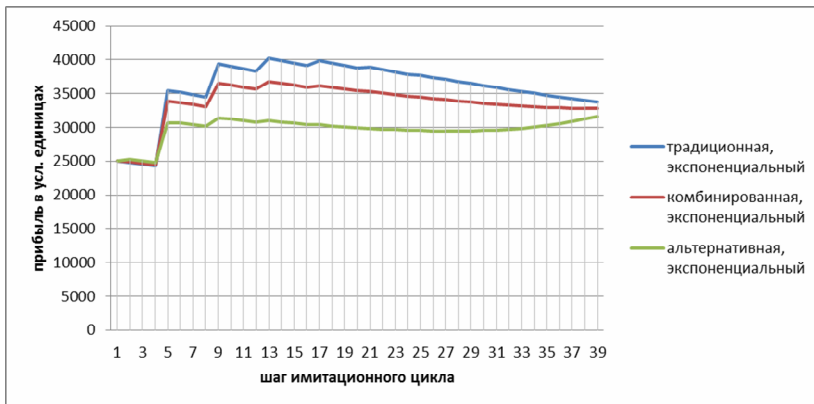


Рис. 2. Динамика общей прибыли при экспоненциальном сценарии роста рентабельности альтернативных технологий (коэффициент  $k = 0,2$ )

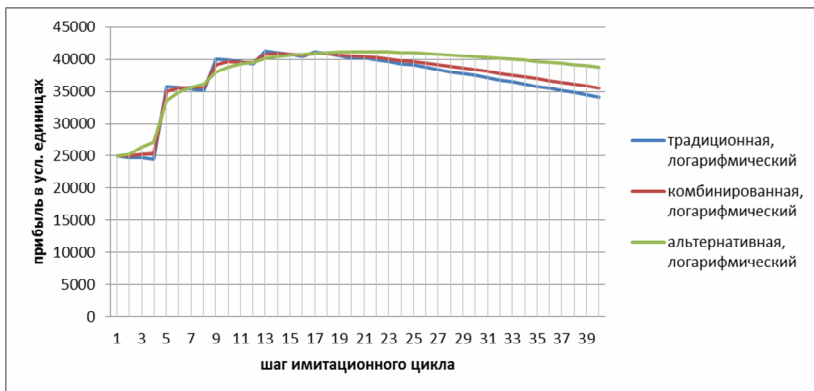


Рис. 3. Динамика общей прибыли при логарифмическом сценарии роста рентабельности альтернативных технологий ( $k = 0,2$ )

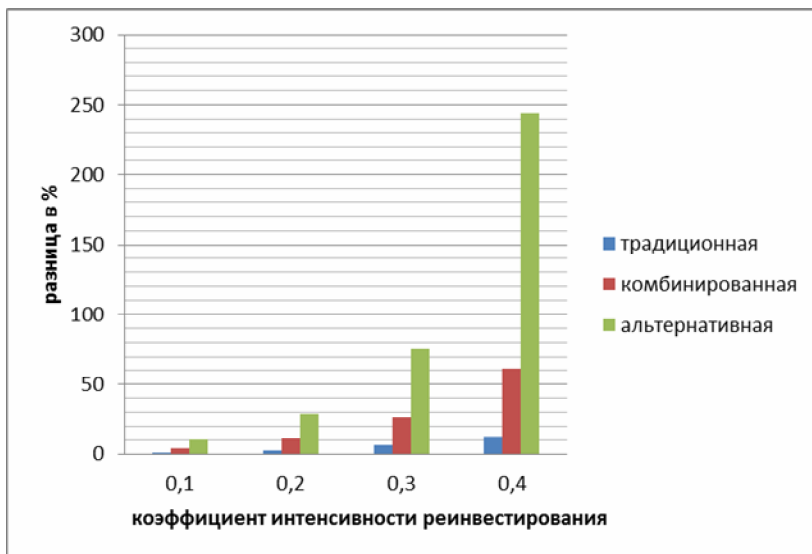


Рис. 4. Разница (в процентах) между общей прибылью компании при экспоненциальном и логарифмическом сценариях роста рентабельности технологий возобновляемой энергетики

Такой результат моделирования объясняется тем, что при традиционной стратегии инвестирования, когда основная доля инвестиционных ресурсов направляется на реализацию проектов по внедрению инновационных технологий углеводородной энергетики, прибыль компании в большей степени зависит от рентабельности данных технологий (которая принята в модели постоянной на всем протяжении имитационного цикла) и спроса на углеводороды (который линейным образом снижается в соответствии с прогнозами сценария BLUE MAP). По мере того как вклад альтернативных технологий в общую прибыль компании возрастает (при использовании комбинированной и альтернативной стратегий инвестирования), возрастает и чувствительность основного моделируемого параметра (прибыли компании) к характеру роста рентабельности этих технологий.

Аналогичным образом объясняется чувствительность прибыли к значению коэффициента интенсивности

реинвестирования. При низких значениях коэффициента интенсивности реинвестирования основная доля прибыли компании формируется за счет продажи углеводородной продукции, а, следовательно, в большей степени зависит от спроса на нее, нежели от других параметров. При увеличении коэффициента интенсивности реинвестирования все более существенная доля прибыли формируется за счет внедрения инновационных технологий, как углеводородной, так и возобновимой энергетики), рентабельность которых становится все более значимым фактором.

На рис. 3 показана динамика прибыли компании при различных сценариях роста рентабельности технологий возобновляемой энергетики в случае использования альтернативной стратегии инвестирования на всем протяжении имитационного цикла и при значении коэффициента интенсивности инвестирования 0,3. Нетрудно заметить, что потеря прибыли компании при экспоненциальном сценарии относительно линейного и логарифмического сценариев происходит в основном за счет первой фазы имитационного цикла (шаги 1-17).

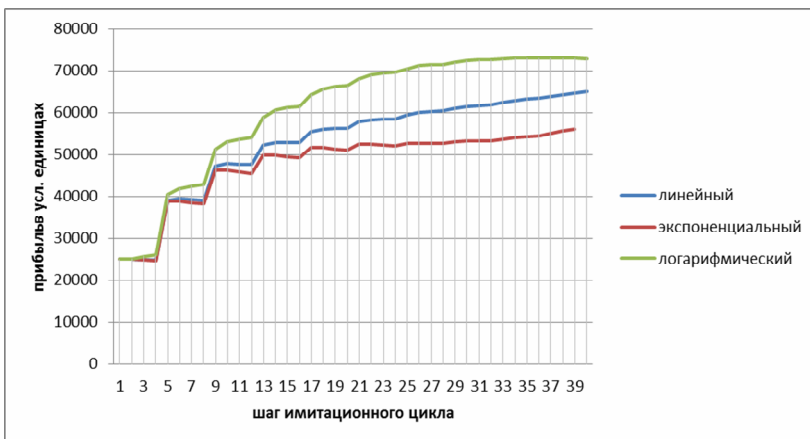


Рис. 5. Динамика прибыли энергетической компании при различных сценариях роста рентабельности технологий возобновляемой энергетики (альтернативная стратегия,  $k = 0,3$ )

Это свидетельствует о том, что по мере приближения кластера новых технологий к его предполагаемому технологическому пределу освоение данных технологий «с нуля» обходится компаниям все дороже.

Следует заметить, что данный результат свидетельствует о правильности калибровки модели и, следовательно, о корректности ее работы, а также о том, что ее можно использовать для построения прогнозов развития компаний.

#### **4. Выбор стратегии инвестирования в зависимости от сценария роста рентабельности альтернативных технологий**

Серия численных экспериментов, описанная в работе работе [3] и проведенная в предположении о линейном характере роста рентабельности альтернативных технологий, показала, что несмотря на явную предпочтительность динамики изменений прибыли при альтернативной стратегии инвестирования (прибыль компании не снижается по сравнению с первоначальными значениями), суммарная прибыль за исследуемый период остается наибольшей при использовании традиционной стратегии инвестирования. С увеличением коэффициента интенсивности реинвестирования сначала разница между суммарной прибылью компании при традиционной стратегии инвестирования и суммарной прибылью при альтернативной стратегии инвестирования увеличивается, а потом, наоборот, сокращается. Так, разница между значениями суммарной за период прибыли традиционной и комбинированной стратегиями при коэффициенте интенсивности реинвестирования  $k = 0,3$  составляет 5,68%, а между традиционной и альтернативной – более 14%. При  $k = 0,4$  традиционная стратегия превосходит комбинированную по суммарному значению прибыли за период на 7,8%, а альтернативную – почти на 17,5%.

При коэффициенте интенсивности реинвестирования  $k = 0,5$  разница между значениями суммарной за период прибыли традиционной и комбинированной стратегией составляет 5,9%, а между традиционной и альтернативной – 7,5%. И только при

увеличении коэффициента интенсивности реинвестиций до 0,6 суммарное значение прибыли за период при традиционной стратегии инвестирования уступает аналогичному показателю при комбинированной стратегии на 2,5%, а при альтернативной стратегии – на 35% (рис. 6).

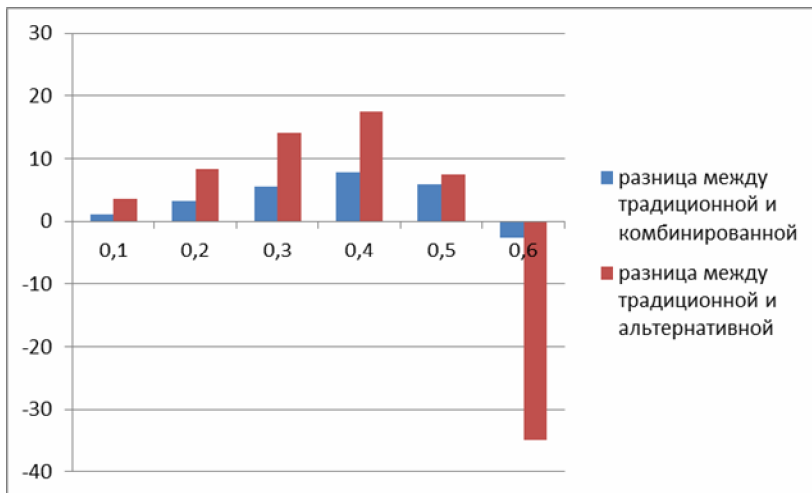
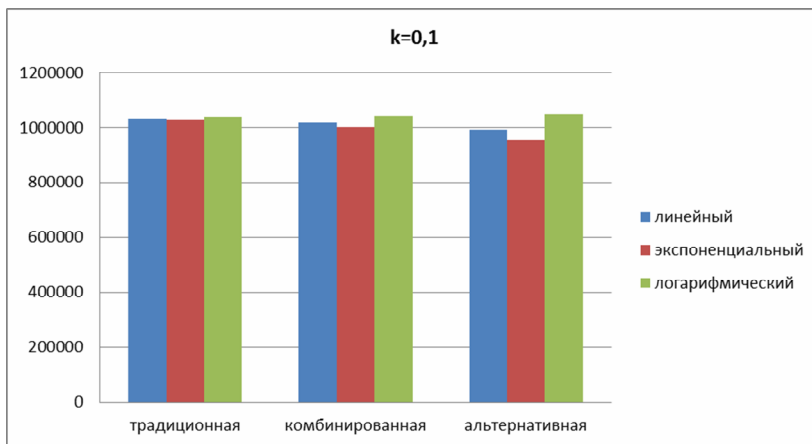


Рис. 6. Разница в значениях суммарной за период прибыли между традиционной, комбинированной и альтернативной стратегиями

Изменяя характер роста рентабельности альтернативных технологий, получим результаты, достаточно сильно отличающиеся от предыдущих. Так, даже при низких значениях коэффициента интенсивности реинвестирования при логарифмическом сценарии роста рентабельности альтернативных технологий, комбинированная и альтернативная стратегии инвестирования по показателю суммарной прибыли за весь имитационный цикл становятся более предпочтительными, нежели традиционная (рис. 7). Однако при экспоненциальном сценарии потеря в общей прибыли компании за весь имитационный цикл при использовании данных стратегий будет также более существенной.





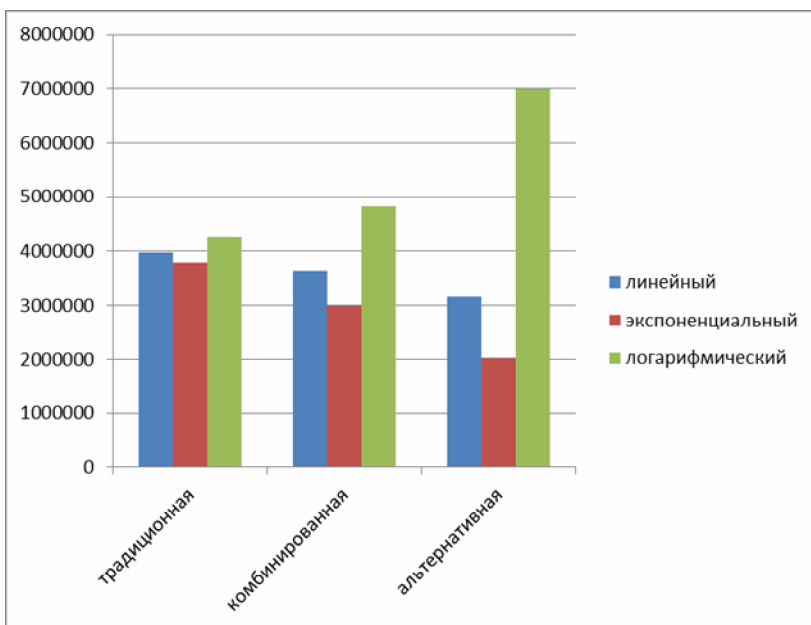
*Рис. 7. Суммарная прибыль компании при использовании различных стратегий инвестирования в условиях реализации исследуемых сценариев роста рентабельности альтернативных технологий ( $k = 0,1$ )*

Таким образом можно утверждать, что на стадии жизненного цикла кластера альтернативных технологий, описываемой логарифмическим сценарием роста эффективности, распределение инвестиционных ресурсов между технологиями углеводородной энергетики и технологиями альтернативной энергетики в отношении 50/50 является заведомо более предпочтительным, нежели в отношении 95/5 или 80/20 даже при относительно низких объемах инвестиций.

С увеличением значения коэффициента интенсивности реинвестирования, как было показано в предыдущем параграфе, чувствительность основного моделируемого параметра к характеру роста рентабельности альтернативных технологий возрастает. На рис. 8 представлены значения общей прибыли компании за весь имитационный цикл в условиях реализации линейного, экспоненциального и логарифмического сценариев роста эффективности технологий возобновляемой энергетики при использовании различных стратегий инвестирования в

случае, когда коэффициент интенсивности реинвестирования равен 0,4.

В силу того, что логарифмический и экспоненциальный характер роста эффективности альтернативных технологий гораздо более вероятны на практике, нежели линейный, энергетическим компаниям следует иметь в виду тот факт, что чем больший объем ресурсов компания направляет на развитие инновационных технологий, тем более существенны ее потери (упущенная выгода) в случае неверного выбора стратегии инвестирования.



*Рис. 8. Суммарная прибыль компании при использовании различных стратегий инвестирования в условиях реализации исследуемых сценариев роста рентабельности альтернативных технологий ( $k = 0,4$ )*

## **5. Выбор временного интервала для смены инвестиционной стратегии**

Анализ динамики прибыли компании при использовании различных стратегий инвестирования в условиях реализации линейного сценария роста эффективности альтернативных технологий, проведенный в работе [3], позволил выдвинуть гипотезу о том, что добиться максимальных значений суммарной за период прибыли компании возможно путем смены инвестиционной стратегии от традиционной или комбинированной к альтернативной на определенном шаге имитационного цикла. Проверка данного предположения путем проведения серии численных экспериментов показала, что при небольших значениях коэффициента интенсивности реинвестиций оптимальным временем перехода компании от традиционной инвестиционной стратегии к альтернативной является 20–30 шаг от начала имитационного периода, что соответствует 2030–2040 году.

При более высоких значениях коэффициента интенсивности реинвестирования оптимальное время перехода к альтернативной инвестиционной стратегии достаточно резко смещается ближе к началу имитационного периода. Так, при  $k = 0,5$  переход к альтернативной стратегии позднее 8-го шага (что соответствует 2018 году) приводит к резкому увеличению упущенной выгоды (потерь в значениях суммарной прибыли).

Изменяя сценарий роста эффективности кластера новых технологий на экспоненциальный при  $k = 0,1$ , получим смещение оптимального времени перехода к альтернативной инвестиционной стратегии к самому концу имитационного цикла, что соответствует 2050 году (рис. 9).

При логарифмическом сценарии роста и том же значении коэффициента интенсивности реинвестирования оптимальное время смены стратегии инвестирования с традиционной на альтернативную смещается к 16–17-м шагам имитационного цикла, что соответствует 2028–2030 гг. (рис. 10).

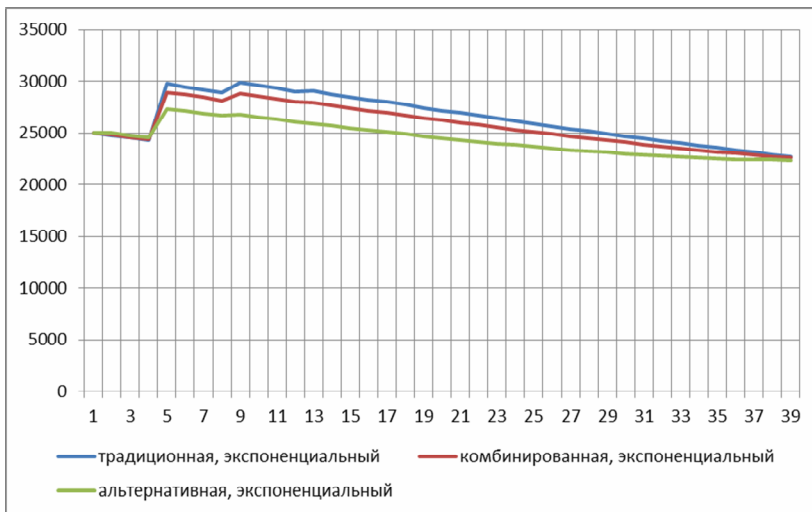


Рис. 9. Динамика прибыли компании при экспоненциальном сценарии роста эффективности альтернативных технологий ( $k = 0,1$ )

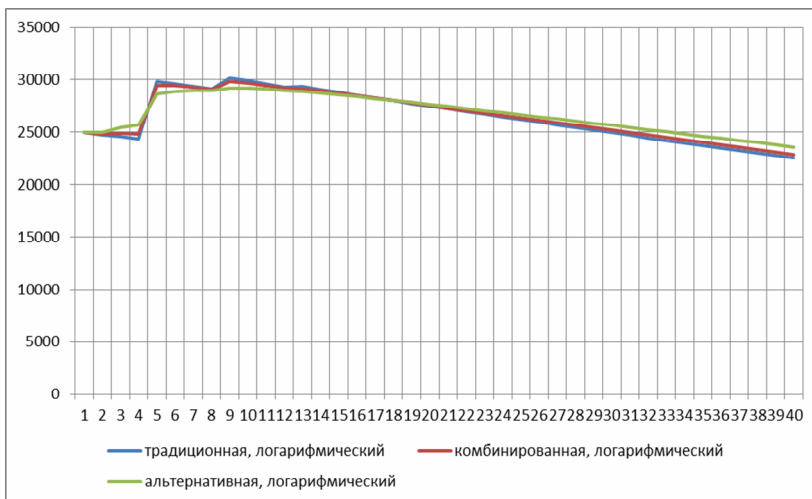


Рис. 10. Динамика прибыли компании при логарифмическом сценарии роста рентабельности альтернативных технологий ( $k = 0,1$ )

При  $k = 0,2$  и экспоненциальном сценарии роста рентабельности альтернативных технологий время смены стратегии инвестирования с традиционной на альтернативную смещается за пределы исследуемого периода (рис. 2), так как на всем протяжении имитационного цикла традиционная и комбинированная стратегии инвестирования, несмотря на непрерывное снижение общей прибыли начиная с 17-го шага, предпочтительнее, нежели альтернативная. При логарифмическом сценарии роста альтернативная стратегия становится явно предпочтительнее, начиная с 17-го шага (рис. 3). Для того чтобы определить, какая из трех стратегий является предпочтительнее на начальных шагах имитационного цикла, рассчитаем суммарную прибыль компании за первые 16 шагов (рис. 11).

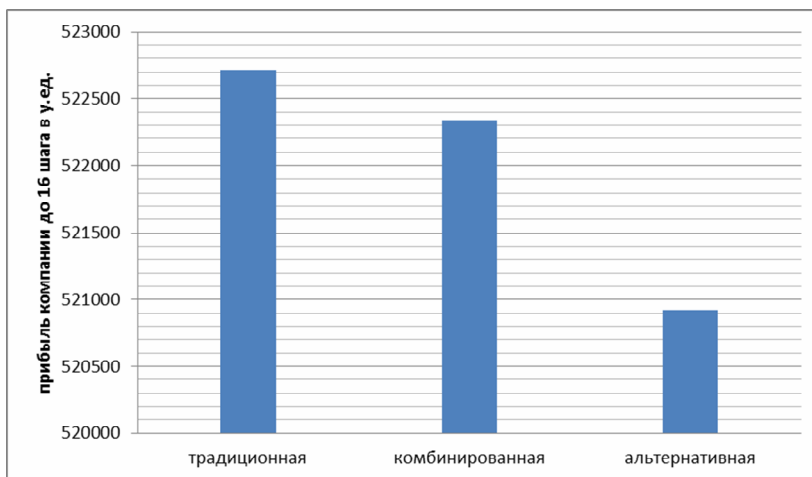


Рис. 11. Сравнение общей прибыли компании за первые 16 шагов имитационного цикла при логарифмическом сценарии ( $k = 0,2$ )

Из диаграммы, представленной на рис. 11 видно, что до 16-го шага имитационного цикла более предпочтительной является традиционная стратегия инвестирования. Таким образом, при  $k = 0,2$  и логарифмическом сценарии оптимальным временем перехода от традиционной стратегии к альтернативной

является 16-й шаг имитационного цикла, что соответствует 2028 году.

При дальнейшем увеличении коэффициента интенсивности реинвестирования смена стратегий на протяжении всего имитационного цикла при нелинейном характере роста рентабельности альтернативных технологий не дает увеличения общей прибыли компании за весь период моделирования. При экспоненциальном сценарии роста эффективности кластера новых технологий традиционная стратегия является однозначно более предпочтительной на всем протяжении имитационного цикла. При логарифмическом сценарии роста более предпочтительной однозначно является альтернативная стратегия инвестирования.

## **6. Заключение**

В настоящее время энергетические компании всего мира (в том числе и нефтегазовые) находятся в ситуации так называемого «технологического разрыва». Существующие технологии, основанные на использовании в качестве первичных источников энергии топливно-энергетических полезных ископаемых (технологии *замещаемой* группы), все меньше удовлетворяют растущим требованиям восполнения общественных потребностей с минимальными издержками по затратам и ресурсам, снижения негативного воздействия на окружающую среду и сохранения целостности экосистем. Однако для большинства новых технологий возобновляемой энергетики (технологии *замещающей* группы) коммерческий потенциал еще до конца не ясен, а стоимость перехода на новые технологии чрезвычайно высока. Определение оптимального времени перехода на замещающие технологии является фундаментальной научной проблемой, решение которой позволяет энергетическим компаниям и региональным энергетическим кластерам повысить свою конкурентоспособность в будущем за счет достижения высокого уровня технологической сложности своих производственных процессов, выхода на новые рынки и установления своего лидерства на них, в том числе и посредством введения новых стандартов энергоэффективности.

Для определения оптимальной степени диверсификации проектного портфеля энергетических компаний/региональных энергетических кластеров и необходимой для будущего технико-технологического развития доли проектов, направленных на внедрение технологий возобновляемой энергетики, в настоящей работе проведено исследование на основе имитационного моделирования. Отличительной особенностью построенной имитационной модели от предложенной ранее является то, что в ней предусмотрена возможность выбора сценария роста эффективности технологий замещающей группы: линейный, экспоненциальный (соответствующий начальной фазе жизненного цикла технологий замещающей группы) или логарифмический (соответствующий завершающей фазе жизненного цикла замещающих технологий, когда их эффективность приближается к технологическому пределу).

В результате проведенного исследования получены следующие основные выводы:

1. Как динамика, так и величина общей за период моделирования прибыли энергетической компании существенно зависят от сценария роста эффективности технологий возобновляемой энергетики даже *при одинаковых* нижнем и верхнем порогах рентабельности.

2. Сравнивая общую прибыль компании за весь имитационный цикл, можно сделать вывод о том, что экспоненциальный рост, соответствующий начальной стадии жизненного цикла кластера технологий, является наименее предпочтительным с точки зрения максимизации прибыли компании за весь период моделирования, а логарифмический - наиболее. При этом разница между значениями общей прибыли, полученной по различным сценариям роста, тем существенней, чем больше коэффициент реинвестирования и чем большая доля инвестиционных ресурсов направляется на проекты по развитию технологий возобновляемой энергетики.

3. При низких значениях коэффициента интенсивности реинвестирования ( $k = 0,1$  и  $k = 0,2$ ) добиться максимальных значений суммарной за период прибыли компании возможно путем смены инвестиционной стратегии от традиционной или комби-

нированной к альтернативной на определенном шаге имитационного цикла.

4. В условиях реализации экспоненциального сценария роста эффективности технологий замещающей группы при  $k = 0,1$  оптимальное время перехода от альтернативной инвестиционной стратегии наступает к самому концу имитационного цикла, что соответствует 2050 году. При логарифмическом сценарии роста и том же значении коэффициента интенсивности реинвестирования оптимальное время смены стратегии инвестирования с традиционной на альтернативную смещается к 16–17-м шагам имитационного цикла, что соответствует 2028–2030 гг.

5. При  $k = 0,2$  и экспоненциальном сценарии роста рентабельности альтернативных технологий время смены стратегии инвестирования с традиционной на альтернативную смещается за пределы исследуемого периода. При  $k = 0,2$  и логарифмическом сценарии оптимальным временем перехода от традиционной стратегии к альтернативной является 16-й шаг имитационного цикла, что соответствует 2028 году.

6. При увеличении коэффициента интенсивности реинвестирования и нелинейном характере роста эффективности замещающих технологий смена стратегий инвестирования не дает эффекта увеличения общей прибыли компании. При экспоненциальном сценарии роста эффективности кластера новых технологий традиционная стратегия инвестирования является однозначно более предпочтительной на всем протяжении имитационного цикла, в то время как при логарифмическом сценарии более предпочтительной является альтернативная стратегия.

7. Полученные результаты свидетельствуют о том, что, несмотря на достаточно прозрачную логику процесса смены технологических укладов, даже при известных технологических пределах замещаемой и замещающей групп технологий выбор оптимальной стратегии инвестирования, позволяющей максимизировать суммарную прибыль компании за весь исследуемый период, является сложным, а простого алгоритма принятия правильного решения не существует. Необходимость учета на практике многих факторов, таких как доля нераспределенной



прибыли, направляемой на технологическое развитие, структура распределения инвестиционных ресурсов, характер роста эффективности технологий замещающей группы и технологические пределы технологий каждой из групп, актуализирует разработку специализированных программных инструментов для моделирования реальной ситуации и построения прогнозов развития компании.

8. Дальнейшим направлением исследований может быть уточнение значений верхнего и нижнего порога рентабельности технологий обеих групп (традиционной и альтернативной энергетики) по данным о реализации новых проектов, а также введение поправочных коэффициентов для учета таких социально-экономических эффектов, оказывающих влияние на рентабельность, как эффект обучения, эффект масштаба и эффект технологического спilloвера.

### **Литература**

1. НИЖЕГОРОДЦЕВ Р.М. *Основы теории инноваций*. – М.: Доброе слово, 2011. – 88 с.
2. РАТНЕР С.В., МИХАЙЛОВ В.О. *Диверсификация проектного портфеля нефтегазовых корпораций как способ поддержания стратегической конкурентоспособности* // Экономический анализ: теория и практика. - 2012. - №13(268). - С. 11-20.
3. РАТНЕР С.В., МИХАЙЛОВ В.О. *Управление развитием энергетических компаний в ситуации технологического разрыва* // Управление большими системами. – 2012. - №37. - С. 180-207.
4. *Регулирование возобновляемой энергетики*. - ERA, 2011. – 113 с. [Электронный ресурс]. – URL: [http://www.fstrf.ru/about/activity/inter/2/erra/2/RES\\_textbook\\_FINAL\\_rus.pdf](http://www.fstrf.ru/about/activity/inter/2/erra/2/RES_textbook_FINAL_rus.pdf) (дата обращения: 08.09.2013).
5. ФЕДОРЧУК А.А. *Моделируемые и немоделируемые риски энергетической компании* // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. - 2012. - №9. - С. 42-47.

6. FRAYER J., ULUDERE N.Z. *What Is It Worth? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets* // The Electricity Journal. – 2011. - Vol. 14, №8. - P. 40-51.
7. GUILFORD H., CLEVELAND C. *A New Long Term Assessment of Energy Return on Investment (EROI) for U.S. Oil and Gas Discovery and Production* // Sustainability. - 2011. - №3. - P. 1866-1887.
8. LUNDMARK R., PETTERSON F. *The Economic of Power Generation Technology Choice and Investment Timing in the Presence of Policy Uncertainty* // Low Carbon Economy. – 2012. - Vol. 3, №1. - P. 1-10.
9. *The Perspectives of Energy Technologies: Strategies and Scenario until 2050*. - Russian Translation. International Energy Agency. – Paris, France, 2010. - 25 p.
10. *The Wind Energy Industry in Germany* // Germany Trade and Invest. – Issue 2010/2011. – Berlin, 2010. — 16 p.
11. YANG M., BLYTH W., BRADLEY R. et al. *Evaluating the Power Investment Options with Uncertainty in Climate Policy* // Energy Economics. – 2008. - Vol. 30, №4. - P. 1933-1950.
12. *2011 Renewable Energy Data Book*. - U.S. Department of Energy, 2011. - 128 p.

## **MANAGEMENT OF TECHNOLOGICAL PORTFOLIO OF ENERGY COMPANIES: SCENARIO APPROACH**

**Svetlana Ratner**, Institute of Control Science, RAS, Moscow,  
Doctor of Science (lanarat@mail.ru).

*Abstract: On an example of an energy company we study the optimal timing for the company to widely implement alternative technologies to production activity. We employ the method of simulation of the energy company profit with respect to different strategies of investment into traditional and alternative energy technologies to test the hypothesis of profit dependence on the scenario of alternative technologies' profitability dynamics. We consider the scenarios of alternative energy technology efficiency growth corresponding to the initial and the final stage of a technological gap.*

**Keywords:** energy industry, technology gap, technology portfolio, simulation model, renewables, growth scenarios.

*Статья представлена к публикации  
членом редакционной коллегии Р.М. Нижегородцевым*

*Поступила в редакцию 19.07.2013.  
Опубликована 30.09.2013.*