

2001 г. Содержание ^{137}Cs в русле в 1972 г. составляло 5300 ГБк, ^{60}Co — 1800 ГБк, ^{65}Zn — 4800 ГБк. Исследованы особенности миграции радионуклидов в воде Енисея, в частности, их распределение между твердой и жидкой фазой. Показано преимущество использования параметра f — доли радионуклидов во взвеси для характеристики фазового состояния радионуклидов в природных водах по сравнению с традиционно используемым коэффициентом распределения взвесь—вода.

Анализируя перенос ^{137}Cs на участке русла протяженностью около 600 км, оценили постоянную, характеризующую способность русла к самоочищению (среднюю за все сезоны года) от техногенной примеси. Для консервативной примеси она составляет примерно $0,19 \text{ год}^{-1}$, что соответствует периоду полураспада 3,6 года.

В 2001 г. работа проводилась при финансовой поддержке МНТЦ (проект 1404).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Nelson J., Perkins R., Nielsen J., Haushild W. Reactions of radionuclides from Hanford reactors with Columbia river sediments. — In: Proc. Symp. IAEA on Disposal of Radioactive Wastes into Seas, Oceans and Surface Waters. 16—20 May 1966. Vienna: IAEA, 1966, p. 11—32.
2. Silker W., Perkins R., Rieck H. A sampler for concentration from large volum samples. — Ocean Engng, 1971, v. 2, № 2, p. 49—55.
3. Тертышник Э.Г., Никитин А.И., Кабанов А.И., Птахин В.И. Комплекс приборов для отделения взвесей из проб воды. — Труды Института экспериментальной метеорологии, 1980, вып. 5(94), с. 65—68.
4. Методические рекомендации по определению радиоактивного загрязнения водных объектов. Под ред. С.М. Вакуловского. М.: Гидрометеиздат, 1986. 76 с.
5. Тертышник Э.Г. Распределение радионуклидов между твердой и жидкой фазами в реках и водохранилище. — В кн.: Исследования, расчеты и прогнозы речного стока. Труды УкрНИГМИ, вып. 240. М.: Гидрометеиздат, 1991, с. 136—141.
6. Анисеев В.В., Христианова А.А. Коэффициенты распределения радиоизотопов между твердой и жидкой фазами в водоемах. М.: Атомиздат, 1976. 16 с.
7. Кузнецов Ю.В., Ревенко Ю.А., Легин В.К. и др. К оценке вклада реки Енисей в общую радиоактивную загрязненность Карского моря. — Радиохимия, 1994, т. 36, вып. 6, с. 546—559.
8. Тертышник Э.Г. Загрязнение радионуклидами р. Енисей в 1972—2001 гг. Дис. на соиск. ученой степ. канд. геогр. наук. Обнинск, 2007. 147 с. (НПО «Тайфун»).
9. Бочков Л.П., Вакуловский С.М., Никитин А.И. и др. О содержании цезия-137 в поверхностных водах суши. — Метеорология и гидрология, 1983, № 8, с. 79—83.

Поступила в Редакцию 16.07.08

УДК 621.039.33

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОУСТАНОВОК НА ОСНОВЕ МОДУЛЬНОГО ГЕЛИЕВОГО РЕАКТОРА

Кархов А.Н. (ИБРАЭ, г. Москва)

В последние годы разрабатывается проект высокотемпературного модульного гелиевого реактора (МГР), который при работе с газовой турбиной может вырабатывать электроэнергию с высоким к.п.д. (проекты ГТ-МГР [1] и GT-MHR [2]). Использование этого реактора для производства водорода позволит создать установку МГР-Т для получения экологически чистого моторного топлива. Применение в инвестиционных проектах ГТ-МГР и МГР-Т инновационных решений создает предпосылки получения высоких технико-экономических показателей. Реальная экономическая эффективность проектантам на сравнении показателей удельных приведенных (дисконтированных) затрат (нормативных цен) [3] и чистого дисконтированного дохода [4]. Но при одновременном использовании этих методик могут быть получены проти-

вов может быть установлена посредством определения их конкурентоспособности в условиях энергетического рынка, на котором неизбежно будут представлены наиболее эффективные энергетические технологии, потребляющие в качестве топлива природный газ. Непосредственным конкурентом проекта ГТ-МГР сегодня является газотурбинная парогазовая электростанция, проекта МГР-Т — паровая конверсия метана.

В настоящее время экономическую эффективность инвестиционных проектов оценивают по двум различным методикам (моделям), основывающиеся на получении результатов для одного и того же проекта [5]. Поэтому на практике в каждом конкретном случае обычно выбирается какая-либо одна из этих методик. В научной литературе чаще применяется методика приведенных (дис-

континированных) затрат, особенно если привлекаются экономико-математические модели. Вместе с тем в указанных методиках могут быть допущены существенные неточности оценок вследствие некорректного использования дисконтирования и положений экономической динамики. Поэтому прежде чем приступить к рассмотрению конкретных инвестиционных проектов, приведем краткое описание динамической балансовой методики (модели) и установим соотношение этой методики с методиками приведенных (дисконтированных) затрат и чистого дисконтированного дохода.

Динамическая методика оценки эффективности инвестиционных проектов. В отличие от классической микроэкономической теории [6], ориентированной на максимизацию прибыли, в теории экономической динамики [7, 8] предполагается, что прибыль от продажи произведенной продукции инвестируется в развитие данного производства. Это приводит в действие закон экономической динамики, выражаемый в виде динамической цены продукции:

$$P = C + kY, \quad (1)$$

где C — стоимость продукции (удельные производственные затраты); $k = K/H$ — удельные затраты (инвестиции) в развитие производства; K — удельная стоимость создания проекта; H — годовое число часов использования установленной мощности; Y — темп роста производства. Фактически формула (1) выражает действие закона Ньютона в экономике, в котором произведение kY определяется удельной прибылью $(P - C)$, необходимой для развития проекта (технологии) с темпом Y .

В общем случае стоимость продукции определяется выражением

$$C = kr + c_a + c, \quad (2)$$

где r — норматив дисконтирования, 1/год; c_a — амортизационные отчисления; c — непосредственно производственные затраты, включающие эксплуатационную и топливную составляющие. Анализ выражения (2) показывает, что норматив дисконтирования не следует однозначно отождествлять с процентом на капитал (процентной ставкой) E . Норматив дисконтирования определяет темп морального износа, являющегося прямым следствием научно-технического прогресса. Составляющая стоимости kr в выражении (2)

определяет средства, которые должны потребляться для получения заданного темпа научно-технического прогресса. С учетом морального износа эффективный срок службы проекта (технологии) составит

$$T_{\text{эф}} = [1 - \exp(-rT)]/r,$$

где T — срок службы основных фондов до физического износа. По окончании срока службы $T_{\text{эф}}$ данная технология окажется морально изношенной (устаревшей), причем эффективный срок службы всегда меньше срока службы до физического износа. В энергетике норматив дисконтирования обычно оказывается существенно ниже коммерческого процента на капитал. Например, при сроке морального износа энергетической технологии $T_{\text{эф}} \approx 30$ лет норматив дисконтирования составит $r \approx 3\%$ в год, тогда как процент на привлекаемые инвестиции может достигать $E \approx 10\text{—}15\%$ в год.

На основании закона экономической динамики (динамических цен) и законов сохранения (балансов) запишем динамическую балансовую модель развития энергосистемы из n технологий, включающую:

динамические цены технологий $P_i = C_i + k_i Y_i$ ($i = 1, 2, \dots, n$);

баланс производства $\sum S_i = 1$, где S_i — доля i -й технологии (в момент времени t);

баланс темпов роста производства $Y_S = \sum S_i Y_i$, где Y_S — темп роста производства энергосистемы; Y_i — индивидуальный темп роста производства каждой из n технологий. В процессе развития энергосистемы в любой момент времени должно выполняться равенство спроса и предложения продукции. На продукцию, в частности, электроэнергию рынок устанавливает единую цену производства и потребления, т.е. всегда должно выполняться условие равновесия: $P_e = P_1 = \dots = P_n$. В этом случае динамическая балансовая модель имеет единственное решение, определяющее равновесную (рыночную) цену и индивидуальные темпы роста производства каждой из n технологий:

$$P_e = (Y_S + \sum^n S_i C_i / k_i) / \sum S_i / k_i; \quad (3)$$

$$Y_i = (P_e - C_i) / k_i. \quad (4)$$

Выражение равновесной цены (3) в каждый момент времени включает два слагаемых, первое определяется темпом роста производства при $Y_S \neq 0$, который регулируется в соответствии

с предполагаемым изменением спроса на продукцию, второе зависит от экономических показателей C_i и k_i конкурирующих технологий и их доли S_i участия в энергосистеме. Указанные доли изменяются со временем по мере перехода от использования традиционной технологии к более эффективной (инновационной).

Прибыль от продажи единицы продукции $Pr(Y_S)$ определяется произведением $k_i Y_i$. В прибыли также имеются две составляющие. Первая составляющая при $Y_S \neq 0$ связана с количественными изменениями в энергосистеме (инвестициями), отражающими влияние изменяющегося количественно спроса на продукцию, вторая $Pr(0)$ не связана непосредственно с темпами роста производства Y_S и определяется при $Y_S = 0$ качественными характеристиками технологий. В частном случае, когда энергосистема развивается посредством строительства одинаковых объектов (блоков) по одной и той же технологии и поэтому $C_i = C$, $k_i = k$, $P_e = C + kY_S$, т.е. все объекты этой технологии будут иметь одинаковую удельную прибыль, зависящую от темпа роста производства энергосистемы.

Методики приведенных (дисконтированных) затрат и чистого дисконтированного дохода фактически являются некоторыми частными случаями динамической балансовой методики. Показатель приведенных затрат P_E следует из выражения динамической цены (1), если положить $r = 0$, $Y = E$. Последнее означает, что в анализе пренебрегается влиянием научно-технического прогресса и темпы роста производства всех технологий полагаются равными проценту на капитал E . При этом удельные приведенные затраты оказываются различными и технологии не могут рассматриваться как единая рыночная система.

Показатель дисконтированных затрат C_E рассчитывается по выражению динамической цены (1) при $r = E$, $Y = 0$, т.е. фактически путем превращения формулы (1) в формулу (2). Поскольку при этом показатели приведенных и дисконтированных затрат по виду и значению совпадают ($P_E \equiv C_E$), принято считать, что в методике используется единый показатель приведенных (дисконтированных) затрат. По сути, такое объединение некорректно, поскольку показатель P_E определяет цену, тогда как C_E — стоимость продукции.

При использовании вместо динамических цен удельных приведенных (дисконтированных) затрат в динамической модели уравнение баланса темпов роста превращается в тождество ($Y_S \equiv E$) и теряет смысл. Как правило, в энергосистеме из n технологий находится лишь одна с минимальными удельными приведенными (дисконтированными) затратами и именно только эту технологию методика рекомендует развивать. Подобная однозначность решения противоречит опыту и поэтому вынужденно устраняется использованием либо имитационных моделей путем экспертной фиксации долей S_i , либо моделей линейного программирования с физическими ограничениями, накладываемыми на развитие лучших технологий. Поскольку в рыночной экономике не существует никаких ограничений, кроме ценовых, модели линейного программирования не отвечают условиям рыночной экономики.

Для сравнения инвестиционных проектов в методике [4] предлагается использовать показатель чистого дисконтированного дохода NPV [5], определяемый суммарной прибылью технологии:

$$NPV_i = (P - C_i)q_i T_{\text{эф}i},$$

где P — некоторая рыночная цена; C_i — стоимость продукции; q_i — годовой выпуск продукции; $T_{\text{эф}i}$ — эффективный срок службы i -й технологии. Если рыночную цену P определить по выражению (3) и использовать выражение (4), то показатель NPV строго определяется динамической балансовой моделью. Таким образом, оценки инвестиционных проектов с помощью методики приведенных (дисконтированных) затрат и посредством чистого дисконтированного дохода являются некоторыми частными случаями динамической балансовой модели.

Оценки экономической эффективности проекта ГТ-МГР. Исходные данные рассматриваемого проекта GT-MHR таковы [2]:

Число блоков . . .	4
Мощность, МВт:	
тепловая . . .	2400
электрическая . . .	1145
Термодинамический к.п.д., % . . .	47,7
КИУМ, % . . .	90
Коммерческий срок службы, лет . . .	40
Срок строительства четырех блоков, лет . . .	5
Обогащение топлива 1-й загрузкой и при перегрузках, % . . .	15,5
Число твэлов:	

при первой загрузке . . .	1020
при перегрузках . . .	510
Интервал между перегрузками, лет . . .	1,5

В качестве конкурента этому проекту выбрана парогазовая электростанция (CCGT) и определены удельные приведенные (дисконтированные при $r = 10\%$ /год) затраты: GT-MHR — 30,9 дол./((МВт·ч), CCGT — 64,5 дол./((МВт·ч) при цене природного газа ≈ 150 дол./1000 м³. Оцененные стоимостные показатели при $r = 3$ вместо $r = 10\%$ в год таковы:

	CCGT	GT-MHR
Удельные инвестиции, дол./кВт* . . .	410	1550
КИУМ, % . . .	80	90
Затраты на развитие, дол. год/((МВт·ч) . . .	58,5	196,6
Отчисления на НИОКР, дол./((МВт·ч)** . . .	1,76	5,9
Амортизация, дол./ ((МВт·ч) . . .	0,76	2,52
Топливная составляющая, дол./((МВт·ч) . . .	0,36 P_g ***	7,4****
Эксплуатационная составляющая, дол./((МВт·ч) . . .	4,13	3,34
Затраты на вывод из эксплуатации, дол./((МВт·ч) . . .	0	0,07
Стоимость электроэнергии, дол./((МВт·ч) . . .	6,59 + 0,36 P_g	19,23

* С учетом процента на капитал 10% в год за время строительства [3].

** При норме дисконта $r = 3\%$ /год [9].

*** Цена газа P_g в дол./1000 м³.

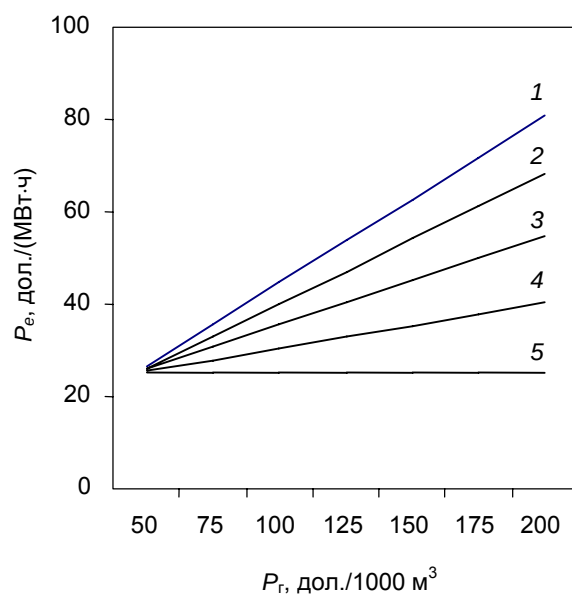
**** При цене природного урана 31,2 дол./кг [3].

Капиталовложения (инвестиции) включают прямые проектные затраты, дополнительные в процессе строительства, а также стоимость первой загрузки блоков. Топливная составляющая стоимости электроэнергии CCGT записывается для разной цены природного газа. Далее эти параметры использованы при определении равновесных цен и индивидуальных темпов развития технологий в условиях рынка, регулируемого посредством задания некоторого темпа роста производства.

Исследуется конкуренция ядерной и тепловой технологии, которые образуют некоторую

условную энергосистему, развивающуюся при разных ценах природного газа. Варианты начальных условий определяются заданием соотношения долей S_T и S_A в энергосистеме при $S_T + S_A = 1$. Условие $S_A = 0$, $S_T = 1$ означает появление в системе некоторой виртуальной ядерной технологии, конкурирующей с традиционной технологией на органическом топливе (природном газе). В этом случае динамическая балансовая модель определяет возможность масштабного внедрения ядерной технологии и постепенного вытеснения традиционной технологии из энергосистемы. При $S_A = 0$, $S_T = 1$ рыночная цена электроэнергии определяется ценой потребляемого природного газа (рис. 1). При высокой цене газа стоимость электроэнергии, отпускаемой АЭС с GT-MHR, оказывается ниже, чем CCGT. В этом случае АЭС получает конкурентную прибыль, имеет возможность развиваться и вытеснять с рынка CCGT.

С возрастанием доли ядерной технологии $0 < S_A < 1$ условия конкуренции меняются. Как видно на рис. 1, по мере вытеснения CCGT с рынка цена электроэнергии снижается и зависимость от цены газа уменьшается. Вместе с тем обнаруживается присущее рынку свойство способствовать инновациям, проявляющееся в том, что рыночная цена снижается существенно медленнее возрастания рыночной доли S_A инновационной технологии.

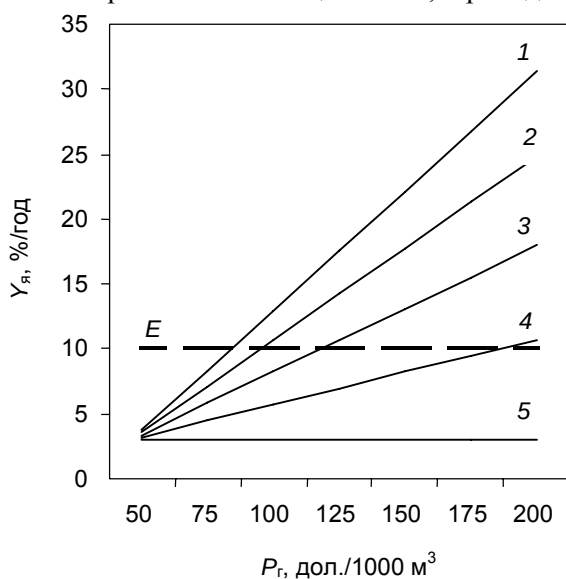


Р и с. 1. Зависимость равновесной цены электроэнергии от цены природного газа в системе с темпом роста производства 3%/год при рыночной доле GT-MHR 0 (1), 0,5 (2), 0,75 (3), 0,9 (4), 1 (5)

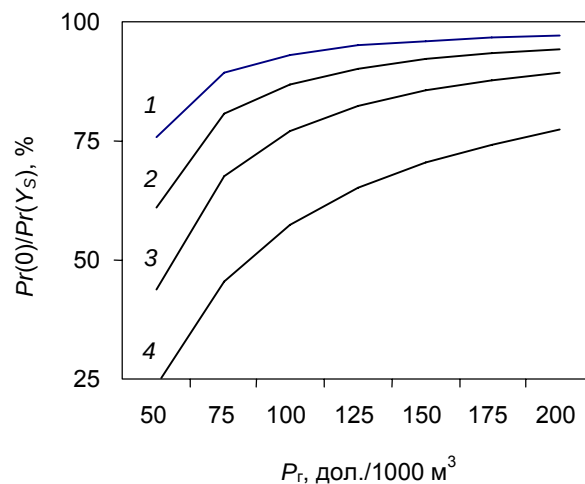
На рис. 2 показана зависимость прибыли инновационной технологии от цены газа для тех же, что и на рис. 1, вариантов начальных условий. При $S_{\gamma} = 0$ GT-MHR не могут развиваться за счет самофинансирования. В этом случае развитие возможно только за счет инвестиций, привлекаемых под некоторый процент E , например, 10%/год. В данном случае первоначальные инвестиции становятся доступными (обеспечивают получение $Y_{\gamma} \geq E$) только при цене газа более ~ 80 дол./1000 м³. В случае, когда цена газа выше, GT-MHR получает возможность накапливать собственный капитал, переходя в дальнейшем на самофинансирование.

Как показано на рис. 2, с приближением доли GT-MHR к единице, в частности, при $S_{\gamma} \geq 0,9$ индивидуальный темп роста Y_{γ} стремится к Y_S . В этом случае (при $Y_S < E$ и представленной на рис. 2 цене газа) развитие посредством привлекаемых под процент инвестиций оказывается невозможным. Возможность развития посредством самофинансирования сохраняется, причем GT-MHR остается конкурентоспособным до цены на газ 50 дол./1000 м³ ($Y_{\gamma} > Y_S$).

Как видно на рис. 3, доля инновационной составляющей в полной прибыли увеличивается с ростом цены газа и уменьшается с повышением доли GT-MHR в энергосистеме. Последнее происходит потому, что по мере вытеснения CCGT влияние конкурентных преимуществ GT-MHR снижается. Этот эффект, особенно заметный при небольшой цене газа, приводит к



Р и с. 2. Зависимость индивидуального темпа роста GT-MHR от цены природного газа и рыночной доли (обозначения кривых см. на рис. 1)

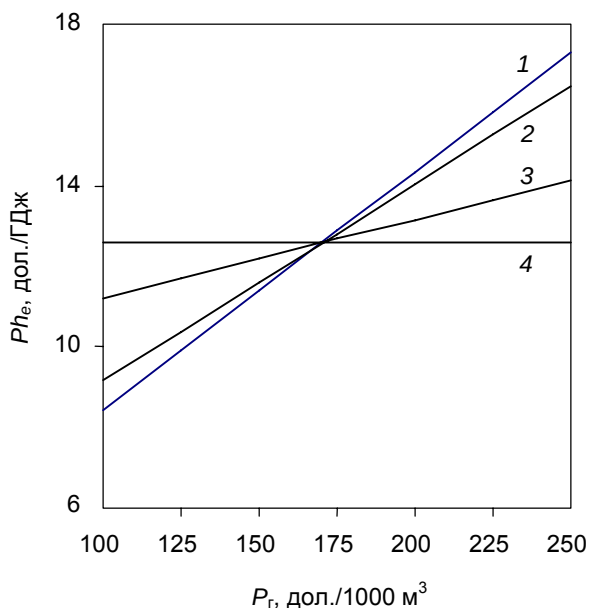


Р и с. 3. Зависимость отношения прибыли от инноваций к полной прибыли GT-MHR от цены природного газа и рыночной доли (обозначения кривых см. на рис. 1)

тому, что при полном завоевании рынка ($S_{\gamma} = 1$) инновационная составляющая прибыли исчезает.

Оценки экономической эффективности проекта МГР-Т. В работе [2] приведены показатели производства водорода как посредством высокотемпературного термохимического процесса, использующего энергию четырех блоков модульных гелиевых ядерных реакторов (РН-MHR) суммарной электрической мощностью в этом режиме 1008 МВт и к.п.д. 42%, так и паровой конверсии метана. Удельные приведенные затраты на производство водорода путем паровой конверсии метана составляют 11,55 дол./ГДж при цене природного газа ~ 150 дол./1000 м³, посредством высокотемпературного термохимического процесса — 15,11 дол./ГДж, т.е. при такой цене газа ядерная технология далека от эффективности. Данные производства водорода из работы [2] (при $r = 3\%$ /год) использованы для исследования рыночной конкуренции технологий в системе, развивающейся с темпом Y_S , при различной цене природного газа.

Как видно на рис. 4, производство водорода в гелиевых реакторах может стать эффективным при цене газа больше ~ 170 дол./1000 м³. На рис. 4, как и рис. 1, показано присущее рынку свойство способствовать внедрению инноваций, проявляющееся в том, что снижение рыночной цены происходит медленнее возрастания рыночной доли таких реакторов. Даже при $S_{RH} = 0,9$ равновесная цена все еще существенно зависит от цены газа, и только лишь при $S_{RH} = 1$ эта зависимость отсутствует.



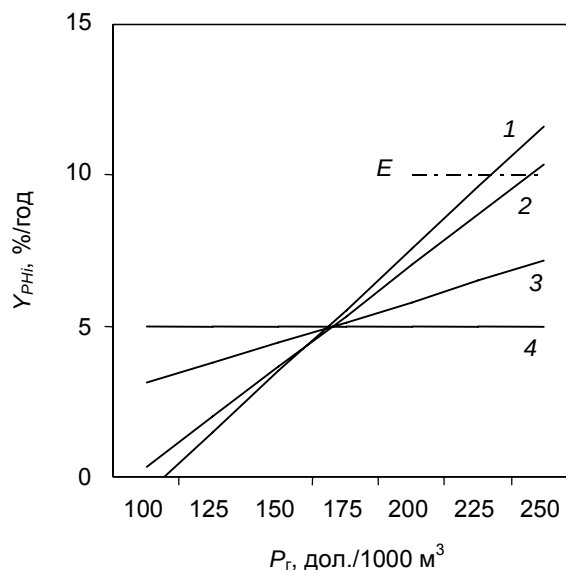
Р и с. 4. Зависимость равновесной цены водорода от цены природного газа и рыночной доли PH-MHR в системе его производства 0 (1), 0,5 (2), 0,9 (3), 1 (4) при темпе роста 5%/год

С увеличением цены газа индивидуальные темпы роста повышаются, причем эти зависимости тем круче, чем меньше доля гелиевых реакторов в системе (рис. 5). Только при полном завоевании рынка и вытеснении химической технологии зависимость от цены газа исчезает и $Y_{PH} = Y_S$. На рис. 5 показано, что первоначальное привлечение инвестиций в реакторную технологию под процент $E = 10\%/год$ возможно только в том случае, если цена природного газа превысит ~ 230 дол./1000 м³.

Таким образом, оценки экономической эффективности ядерной и химической технологии производства электроэнергии и водорода, полученные с помощью динамической модели, показывают, что международный проект на основе модульного гелиевого реактора может оказаться экономически эффективным по сравнению с производствами, основанными на использовании возрастающего в цене природного газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Костин В.И., Митенков Ф.М., Петрунин В.В. и др. Реакторные установки разработки ОКБМ в развитии атомной промышленности, энергетики и флота России. — Атомная энергия, 2007, т. 102, вып. 1, с. 3—21.
2. Rothwell G., Bertel E., Williams K. Can Nuclear Power Complete in the Hydrogen Economy? Third Information Exchange Meeting on the Nuclear Production of Hydrogen. Oarai, Japan, 2005.



Р и с. 5. Зависимость индивидуального темпа роста PH-MHR от цены природного газа (обозначения кривых см. на рис. 4)

3. Клименко А.В. Экономико-математический анализ ядерного топливно-энергетического комплекса. — В кн.: Экономика ядерной энергетики. М., МИФИ, 2004, с. 84—103.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. М.: Экономика, 2000.
5. Кархов А.Н. Проблемы оценки эффективности инвестиционных проектов АЭС и ТЭС. — Известия РАН. Энергетика, 2005, № 5, с. 85—95.
6. Интрилигатор М. Математические методы оптимизации и экономическая теория. М.: Прогресс, 1975.
7. Кархов А.Н. Экономическая эффективность АЭС и ТЭС в условиях рынка. — Известия РАН. Энергетика, 2003, № 6, с. 69—85.
8. Кархов А.Н. Методика равновесного динамического ценообразования в энергетике и оценки экономической эффективности АЭС и ТЭС в условиях рынка. — В кн.: Экономика ядерной энергетики. М., МИФИ, 2004, с. 174—199.
9. Кархов А.Н. О методологии оценок конкурентоспособности проектов АЭС и ТЭС. — Известия РАН. Энергетика, 2008, № 4, с. 12—23.

Поступила в Редакцию 27.06.08