

ОБРАЩЕНИЕ С РАО И ЭКОНОМИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

А. Н. Кархов

Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, Москва

Статья поступила в редакцию 8 ноября 2019 г.

Разработанная в ИБРАЭ РАН модель рынка электроэнергии позволяет оценивать влияние обращения с радиоактивными отходами (РАО) на рыночную конкуренцию используемых технологий. В статье определяется влияние РАО на цену товарного рынка и составляющие капитализации на фондовом рынке. На основе данных проекта «Прорыв» выполнены оценки влияния обращения с РАО на капитализацию АЭС и на весь рынок электроэнергии.

Ключевые слова: радиоактивные отходы, ядерная энергетика, модель рынка электроэнергии, система обращения с радиоактивными отходами, атомные электростанции, капитализация АЭС.

Развитие атомной энергетики наиболее эффективно при экологически обоснованном и экономически эффективном решении проблемы обращения с радиоактивными отходами (РАО). Международный опыт организации системы обращения с РАО сегодня является предметом активного изучения и практической реализации. В настоящее время развивается процесс создания единой государственной системы обращения с РАО, изучаются возможности безопасного захоронения РАО при наименьших затратах. Вместе с тем предлагаемые методики анализа бизнес-процессов посредством использования «приведенных затрат» (в частности, методика в работе [1]), не позволяют обоснованно решать проблемы рынка, возникающие при выполнении АЭС требований обеспечить финансирование обращения с РАО.

Вопросы экономической оптимизации управленческих решений по обращению с РАО в условиях энергетического рынка являются одними из ключевых в государственной политике и народном хозяйстве [2, 3]. Поэтому далее для

анализа рыночных процессов в электроэнергетике с участием АЭС используются модели, основанные на общих законах сохранения и экономической динамики. Определяются рыночные цены и темпы роста энергетических технологий на товарном рынке, их капитализация на фондовом рынке при инвестировании в развитие производства электроэнергии определенной части получаемой рыночной прибыли. Рассматриваются рыночные процессы, заметную роль в которых играют затраты на обращение с РАО, оценивается важность поиска более эффективных в техническом и финансовом отношении подходов к таким затратам.

В качестве примеров применения предлагаемых моделей далее рассматривается влияние стоимости обращения с РАО на состояние рынка в зависимости от прогнозируемых цен органического топлива (прежде всего газа) [4]. Определяются рыночные цены и показатели капитализации энергетических технологий: парогазовых установок (ПГУ), конденсационных электростанций (КЭС) на угле и АЭС с тепловыми реакторами ВВЭР-1000

(например, ВВЭР-ТОИ). Определяются также инвестиционная и инновационная составляющие капитализации АЭС при двух ориентировочных значениях затрат на обращение с РАО и различных прогнозах цен газа, потребляемого ПГУ. Решение поставленной задачи начинается с описания основных законов рыночной экономики.

Закон экономической динамики и формула цены

В дальнейших экономических оценках полагается, что определенная часть прибыли («чистая» прибыль), получаемой от продажи произведенной электроэнергии, направляется на развитие производства с целью удовлетворения возрастающего спроса [5]. Возможный рост производства при реинвестировании получаемой «чистой» прибыли определяется законом экономической динамики в виде:

$$dq/dt = \eta \cdot (P - C) \cdot q/k, \quad (1)$$

где q — производство электроэнергии (МВт·ч/год); dq/dt — ускорение производства электроэнергии (МВт·ч/год²);

C — стоимость и P — рыночная цена электроэнергии (руб./МВт·ч);

$(P - C)$ — прибыль от продажи единицы продукции (руб./МВт·ч);

$k = K/q$ — удельные инвестиции в развитие производства (руб./год/МВт·ч), где K — суммарные инвестиции в производство продукции (руб.).

В выражение (1) введен также «коэффициент инвестирования» $\eta \approx 0,7$, с помощью которого учитывается налог на прибыль, определяющий величину «чистой» прибыли, превращаемой в инвестиции. Переходя к определению эффективных удельных инвестиций $R = k/\eta$, выражение (1) можно представить в виде:

$$P = C + R \cdot Y, \quad (2)$$

где $Y = (dq/dt)/q$ — темп роста производства (1/год). Выражение (2) по смыслу является законом экономической динамики (аналогом закона динамики Ньютона), где прибыль $(P - C)$ является «движущей силой», R — мера инерции производства («масса»), темп роста Y — относительное ускорение производства («вторая производная»).

Закон сохранения и регулируемый рынок

Конкурирующие на энергетическом рынке n технологий, обычно газовая, угольная и атомная, ($i \leq n = 3$), вырабатывая по некоторому определенному количеству электроэнергии q_i (МВт·ч/год), обеспечивают суммарную выработку:

$$q = \sum q_i, \quad (3)$$

Дифференцируя по времени и деля правую и левую части выражения (3) на q , получаем закон сохранения темпов роста («ускорения») производства в виде:

$$Y_m = \sum S_i \cdot Y_i, \quad (4)$$

где $Y_m = (dq/dt)/q$ — темп роста производства всего рынка (1/год); $S_i = q_i/q$ — доли рынка (всегда $\sum S_i = 1$); $Y_i = (dq_i/dt)/q_i$ — темпы роста участников данного рынка (1/год). Рынок является «регулируемым», если темп роста Y_m задается в соответствии с прогнозом спроса на электроэнергию.

В условиях рынка электроэнергии конкурируют различные участники («инвестиционные проекты»), имеющие стоимости производства C_i и удельные инвестиции R_i . Устанавливается равновесная (рыночная) цена электроэнергии P_m (руб./МВт·ч), посредством которой развитие всех участников рынка происходит с индивидуальными темпами Y_i , определяемыми, согласно закону экономической динамики (2), системой уравнений:

$$Y_i = (P_m - C_i)/R_i. \quad (5)$$

Подстановка выражений вида (5) в закон сохранения (4) приводит к определению рыночной цены P_m в виде:

$$P_m = C_m + R_m \cdot Y_m, \quad (6)$$

где $R_m = 1/\sum (S_i/R_i)$ — индикатор инвестиций; $C_m = R_m \cdot \sum (S_i \cdot C_i/R_i)$ — индикатор стоимости. Диапазоны возможных изменений индикаторов R_m и C_m определяются минимальными и максимальными значениями соответствующих показателей R_i и C_i при заданном числе конкурирующих участников рынка.

Инновационная и инвестиционная составляющие рыночной прибыли

Подстановка выражения (6) в выражения темпов вида (5) приводит к определению состава рыночной прибыли каждого участника рынка в виде:

$$R_i \cdot Y_i = (C_m - C_i) + R_m \cdot Y_m. \quad (7)$$

Из выражения (7) следует, что в общем случае (при $C_m \neq C_i$) в прибыли участников рынка имеются две составляющие. Первая составляющая $(C_m - C_i)$ оказывается положительной у участников рынка со стоимостью электроэнергии $C_i < C_m$. Таковыми, очевидно, являются инвестиционные проекты, в основу которых закладываются новые результаты, приводящие к снижению стоимости электроэнергии. Поэтому первое слагаемое в выражении (7) по смыслу есть

инновационная составляющая прибыли. На конкурентном рынке также обязательно присутствуют участники, у которых оказывается $C_i > C_m$. Поэтому у этих участников инновационная составляющая прибыли оказывается отрицательной, однако и при этом рыночная прибыль (7) может оставаться положительной при наличии достаточного спроса.

Второе слагаемое $R_m \cdot Y_m$ в выражении (7) определяет инвестиционную составляющую прибыли, которая в любой момент времени оказывается одинаковой у всех участников, образующих «регулируемый» рынок. При темпах $Y_m > 0$ инвестиционная составляющая прибыли всегда будет положительной.

Выражение (7) позволяет «устанавливать статус» каждого участника на регулируемом рынке: участники, имеющие $Y_i > Y_m$, захватывают рынок, со временем вытесняя тех участников, у которых $Y_i < Y_m$, или даже вообще удаляя их с рынка, если случается $Y_i < 0$. Таким образом, инновационная составляющая прибыли, определяемая относительным уровнем инноваций (обычно появляющихся в результате выполненных передовых научных и конструкторских работ), оказывает решающее влияние на характер рыночных процессов, тогда как инвестиционная составляющая влияет на скорость протекания этих процессов.

Определение капитализации активов фондовым рынком

Конкурирующие участники рынка обычно стремятся получать максимальную прибыль и увеличивать свои основные фонды (активы). Фондовый рынок («биржа») определяет капитализацию (относительную оценку основных фондов) каждого участника рынка («технологии») суммой начальных инвестиций в основные производственные фонды $K_i = k_i \cdot q_i$ и возможной «чистой» прибылью, которую предполагается получить на товарном рынке. «Чистая» прибыль за эффективный срок службы T_i [5] каждого i -го участника рынка определяется суммированием активов в пределах $(0, T_i)$ и, согласно выражению (1), имеет вид:

$$Pr_i = \sum \eta_i \cdot (P_m - C_i) \cdot q_i = \sum k_i \cdot q_i \cdot Y_i = K_i \cdot Y_i \cdot T_i. \quad (8)$$

Капитализация (K_{api}) активов каждого участника рынка определяется суммой начальных инвестиций в проект и «чистой» прибыли:

$$K_{api} = K_i + Pr_i = K_i \cdot (1 + Y_i \cdot T_i). \quad (9)$$

Переходя к относительному показателю основных фондов (принимая $K_i = 100\%$),

выражениями (7) и (9) определим относительную капитализацию каждого участника рынка выражением вида:

$$K_{api} = 100 \cdot \{1 + (C_m - C_i) \cdot T_i / R_i + R_m \cdot Y_m \cdot T_i / R_i\} (\%), \quad (10)$$

где определяется инновационная составляющая капитализации:

$$K_{api} (in) = 100 \cdot (C_m - C_i) \cdot T_i / R_i (\%) \quad (11)$$

и также инвестиционная составляющая капитализации:

$$K_{api} (iv) = 100 \cdot R_m \cdot Y_m \cdot T_i / R_i (\%). \quad (12)$$

Величина капитализации определяет привлекательность акций соответствующих технологий, выставляемых для продажи на фондовом рынке. Капитализация в виде (10) позволяет сравнивать относительную эффективность инвестирования в различные проекты («технологии»). При этом инновационная составляющая (11) определяет долю капитализации, возникающую вследствие внедрения инноваций, тогда как инвестиционная составляющая (12) выражает долю капитализации, определяемую темпом роста рыночного спроса.

Составляющие прибыли и развитие производства

Получаемую технологиями в условиях рынка «чистую» прибыль предполагается инвестировать в развитие ряда производств, обеспечивающих строительство и эксплуатацию энергетических технологий. Также посредством этой прибыли необходимо развивать производство топлива, совершенствовать организацию обращения с РАО, покрывать затраты АЭС на последующий вывод из эксплуатации (ВЭ). Согласно выражению (2), для определения соответствующей прибыли необходимо знать сумму удельных инвестиций, участвующих в определении рыночной цены. Однако поскольку такая сугубо рыночная методика оценки всех показателей еще не применяется и показатели R_i в соответствующей рыночной информации обычно отсутствуют, далее величины R_i определяются затратами на развитие топливной и производственной базы энергетических технологий. В случае АЭС в R_i должны включаться также затраты на обращение с РАО и последующий вывод из эксплуатации (ВЭ). Поскольку обычно в составе показателей технологий указываются только стоимости, а величины R_i отсутствуют, продемонстрируем, как можно их оценивать и использовать.

Затраты на производство электроэнергии непосредственно включают стоимость потребляемого топлива C_f в виде:

$$C_f = K_f / (q_{tf} \cdot T_f) + c_f \text{ (руб./ед. прод.)}, \quad (13)$$

где K_f — инвестиции в топливные основные фонды (руб.);

q_{tf} — производимое и потребляемое топливо в год t (ед. топлива/год);

T_f — срок амортизации топливных основных фондов (год);

c_f — затраты непосредственно на производство топлива (руб./ед. топлива).

Используя в (13) определение $k_f = K_f / q_{tf}$ имеем: $k_f = (C_f - c_f) \cdot T_f$. Переходя к «чистой» прибыли при $\eta_f < 1$, получаем показатель развития производства топлива в виде $R_f = k_f / \eta_f = (C_f - c_f) \cdot T_f / \eta_f$. Вводя обозначение $L_f = (1 - c_f / C_f) / \eta_f$, приходим к выражению $R_f = L_f \cdot C_f \cdot T_f$. В частности, при $c_f / C_f = 0,3$ и $\eta_f = 0,7$, оказывается $L_f = 1$ и $R_f = C_f \cdot T_f$.

При определении рыночной цены электроэнергии должна учитываться величина прибыли $R_f \cdot Y_p$, которая потребуется для развития производства топлива с темпом Y_p равным рыночному темпу роста. В этом случае затраты на потребляемое топливо в условиях развивающегося рынка электроэнергии составят:

$$P_f = C_f + L_f \cdot C_f \cdot T_f \cdot Y_p \equiv C_f \cdot (1 + L_f \cdot T_f \cdot Y_p), \quad (14)$$

где $L_f \cdot C_f \cdot T_f \cdot Y_p$ — прибыль, необходимая для развития производства топлива. Срок службы топливных основных фондов T_f может отличаться от срока службы самой АЭС [5]. Следовательно, значения T_f , C_f и c_f должны быть согласованы в процессе расчета затрат на топливо и правильно оценены реальные величины R_f . В общем случае аналогично должны определяться также рыночные цены топлива, потребляемого парогазовыми (ПГУ) и угольными (КЭС) электростанциями.

Затраты на обращение с РАО и состояние энергетического рынка

Развитие атомной энергетики существенно зависит от безопасного и экономически эффективного ядерного топливного цикла, и в том числе от обращения с РАО. Далее представлены оценки влияния обращения с РАО на экономические показатели АЭС с ВВЭР и в результате — на весь предполагаемый рынок электроэнергии. В этих оценках используются данные по внутренним ценам газа (два варианта) и угля [3], представленные в табл. 1, и технико-экономические показатели ПГУ, КЭС и АЭС, приведенные в работе [5] и в проекте «Прорыв».

Соответственно, удельные инвестиции приняты равными (в долл./кВт): в АЭС с ВВЭР — 2880, в ПГУ — 1200, в КЭС — 2000. Эксплуатационные затраты приняты (в долл./МВт·ч): для ПГУ — 6, для КЭС — 7, для АЭС с ВВЭР — 8,8.

Темпы роста производства электроэнергии в 2020—2040 гг. предполагаются $Y_m = 0,5\%$ /год. Цены вырабатываемой ПГУ, КЭС и АЭС электроэнергии определяются методами, которые подробно представлены в работе [5].

Таблица 1. Прогнозируемые цены газа и угля [4]

| Год | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. | 2035 г. | 2040 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|
| P_{gaz1} (долл./тыс. м ³) | 115 | 137 | 163 | 195 | 234 |
| P_{gaz2} (долл./тыс. м ³) | 95 | 106 | 119 | 135 | 154 |
| P_{coal} (долл./тыс. м ³) | 92,5 | 106 | 113,5 | 121 | 128 |

Общая топливная составляющая стоимости электроэнергии АЭС с ВВЭР для 2020 г. принимается равной 8,75 долл./МВт·ч и распределяется по двум стадиям топливного цикла (табл. 2). Начальная стадия (добыча природного урана, конверсия, обогащение и изготовление топлива) первоначально будет стоить $C_{f1} = 5,625$ долл./МВт·ч, конечная стадия (обращение с РАО) будет стоить $C_{f2} = 3,125$ долл./МВт·ч. В дальнейшем из-за возрастания затрат на добычу урана стоимость начальной стадии топливного цикла будет возрастать, тогда как стоимость конечной стадии не будет изменяться. Поскольку производство топлива и обращение с РАО должны развиваться в соответствии с увеличением суммарной мощности АЭС, определяются соответствующие показатели прибыли Pr_{f1} и Pr_{f2} в составе цены электроэнергии работающих АЭС (табл. 2), инвестируемые соответственно в развитие начальной и конечной стадий топливного цикла.

Таблица 2. Прогнозируемые зависимости от времени цен начальной P_{fc1} (долл./МВт·ч) и конечной P_{fc2} (долл./МВт·ч) стадий топливного цикла АЭС

| Год | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. | 2035 г. | 2040 г. |
|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| C_{f1} (долл./МВт·ч) | 5,625 | 6,521 | 7,56 | 8,764 | 10,159 |
| $P_{fc1} = P_{f1} + C_{f1}$ | 6,049 | 7,207 | 8,586 | 10,257 | 12,264 |
| C_{f2} (долл./МВт·ч) | 3,125 | 3,125 | 3,125 | 3,125 | 3,125 |
| $P_{fc2} = P_{f2} + C_{f2}$ | 4,302 | 4,769 | 5,247 | 5,788 | 6,361 |
| $P_{fc} = P_{fc1} + P_{fc2}$ | 10,351 | 11,976 | 13,833 | 16,045 | 18,625 |

Предполагается, что из прибыли всех участников рынка изымается 30% (налоги и прочие расходы, т. е. $\eta = 0,7$). Также АЭС страхуются от

аварии (с вероятностью $2 \cdot 10^{-4}$ /год), приводящей к полной потере всех основных фондов (активов) АЭС, однако без каких-либо потерь в окружающей среде вследствие наличия соответствующих защитных оболочек.

Для оценки воздействия показателей конечной стадии топливного цикла на параметры энергетического рынка определялось влияние на показатели рыночной цены снижения стоимости обращения с РАО от $C_{f2} = 3,125$ долл./МВт·ч до $C_{f3} = 0,3125$ долл./МВт·ч (табл. 3). Как видно, при этом могут происходить лишь относительно небольшие изменения рыночной цены.

Таблица 3. Прогнозируемые зависимости во времени рыночной цены P_m (долл./МВт·ч) от стоимости C_{f2} или C_{f3} (долл./МВт·ч) обращения с РАО

| Год | 2020 г. | 2025 г. | 2030 г. | 2035 г. | 2040 г. |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| $P_{m1} (C_{f2} = 3,125)$ | 39,857 | 43,822 | 48,164 | 53,307 | 59,227 |
| $P_{m2} (C_{f3} = 0,3125)$ | 39,293 | 43,152 | 47,35 | 52,282 | 57,9 |
| $\Delta P_m = P_{m1} - P_{m2}$ | 0,564 | 0,67 | 0,814 | 1,025 | 1,327 |
| $(\Delta P_m / P_{m1}) \cdot 100\%$ | 1,42 | 1,53 | 1,69 | 1,92 | 2,24 |

Получаемые в этих условиях показатели рыночной капитализации технологий ПГУ, КЭС и АЭС представлены на рис. 1. Здесь и далее сроки амортизации производства ядерного топлива (T_{f1}) и оборудования для обращения с РАО (T_{f23}) принимаются равными 50 годам. Соответствующие расчеты показали, что изменение этих сроков слабо влияет на окончательные результаты получаемых оценок.

Капитализация ПГУ со временем снижается и к 2040 г. может оказаться менее 100 %, что означает начало вытеснения технологии ПГУ с рынка (рис. 1).

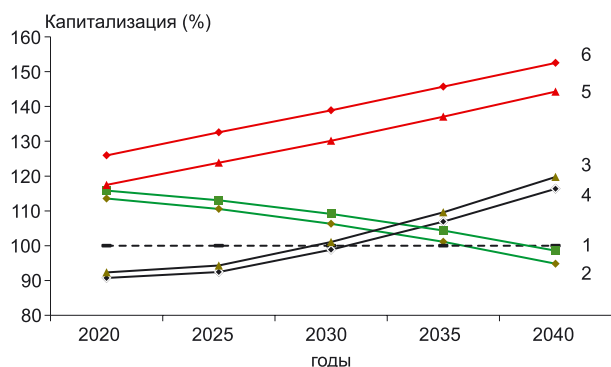


Рис. 1. Зависимости капитализации ПГУ, КЭС и АЭС с ВВЭР от времени при стоимости ядерного топлива C_{f2} (3,125 долл./МВт·ч), C_{f3} (0,3125 долл./МВт·ч) и газа P_{gaz1} (115–234 долл./тыс. м³):

- 1, 2 – капитализация ПГУ при C_{f2} и C_{f3} соответственно;
- 3, 4 – капитализация КЭС при C_{f2} и C_{f3} соответственно;
- 5, 6 – капитализация АЭС при C_{f2} и C_{f3} соответственно

Капитализация КЭС до 2030 г. оказывается ниже 100 %, и они не смогут самостоятельно развиваться в рыночных условиях. Однако после 2030 г. положение может существенно измениться, и КЭС смогут вытеснить с рынка ПГУ. Капитализация АЭС оказывается более 100 % и со временем может существенно превосходить капитализацию ПГУ и КЭС. Как показано на рис. 1, изменение величины необходимого финансирования обращения с РАО (замена C_{f2} на C_{f3}) вызовет изменение капитализации у всех участников рынка, однако для АЭС такое изменение оказывается более существенным. Например, снижение стоимости обращения с РАО от C_{f2} до C_{f3} может привести в 2040 г. к изменению капитализации ПГУ на $\approx -3,8\%$ и КЭС на $\approx -3,4\%$, тогда как капитализация АЭС может возрасти на $\approx 8,3\%$.

Изменение стоимости обращения с РАО при переходе от C_{f2} к C_{f3} также приводит к изменению инновационной и инвестиционной составляющих капитализации АЭС, что показано на рис. 2, где инновационная составляющая в основном существенно превосходит инвестиционную составляющую.

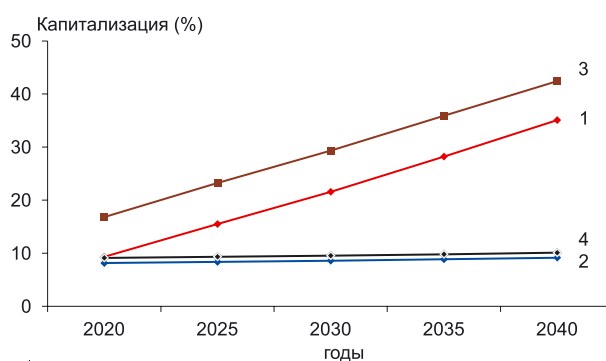


Рис. 2. Зависимости инновационной (1, 3) и инвестиционной (2, 4) составляющих капитализации АЭС с ВВЭР при стоимости ядерного топлива C_{f2} , C_{f3} и газа $P_{gaz1} = (115–234)$ долл./тыс. м³):

- 1 – инновационная,
- 2 – инвестиционная при $C_{f2} = 3,125$ долл./МВт·ч;
- 3 – инновационная,
- 4 – инвестиционная при $C_{f3} = 0,3125$ долл./МВт·ч

При снижении стоимости обращения с РАО от C_{f2} до C_{f3} инновационная составляющая капитализации возрастет на $\approx 7,4\%$, тогда как инвестиционная составляющая при этом увеличивается только на $\approx 0,96\%$. В результате общая оценка изменения капитализации АЭС составляет $\approx 8,3\%$.

Возрастание стоимости обращения с РАО C_{f2} до еще больших значений, чем представлено в табл. 2, будет приводить к еще более заметному ухудшению положения АЭС на энергетическом рынке, чем показано на рис. 1.

В случае если цены газа будут более низкими (как P_{gaz2} в табл. 1), состояние всего рынка электроэнергетики изменится. Значения получаемых в этом случае величин капитализации ПГУ, КЭС и АЭС представлены на рис. 3. Как и следовало ожидать, в этом случае капитализация ПГУ будет снижаться со временем медленнее и к 2040 г. может оказаться вполне положительной, тогда как КЭС с капитализацией ~ 85% окажутся вытесняемыми с рынка.

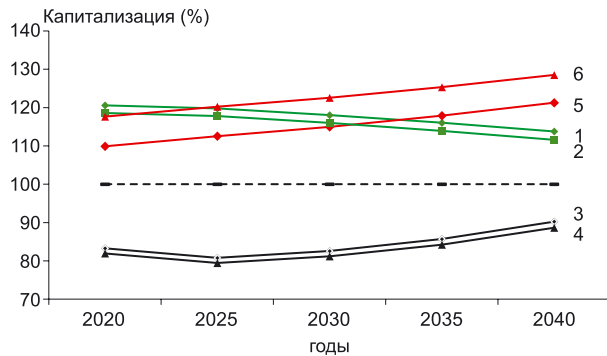


Рис. 3. Зависимости капитализации ПГУ, КЭС и АЭС с ВВЭР от времени при стоимости ядерного топлива C_{f2} (3,125 долл./МВт·ч), C_{f3} (0,3125 долл./МВт·ч) и газа $P_{gaz2} = (95-154)$ долл./тыс. м³:
1, 2 — капитализация ПГУ при C_{f2} и C_{f3} соответственно;
3, 4 — капитализация КЭС при C_{f2} и C_{f3} соответственно;
5, 6 — капитализация АЭС при C_{f2} и C_{f3} соответственно.

При стоимости обращения с РАО, равной C_{f2} , первоначально (до 2030 г.) капитализация АЭС окажется ниже капитализации ПГУ, т. е. АЭС смогут развиваться на рынке, однако медленнее ПГУ. Только лишь после 2033 г. АЭС смогут начать обгонять ПГУ в развитии. Если же стоимость обращения с РАО снизить до величины C_{f3} , АЭС смогут конкурировать с ПГУ уже с 2025 г.

Представленное на рис. 4 изменение стоимости обращения с РАО (переход от C_{f2} к C_{f3}) приводит к изменению инновационной и инвестиционной составляющих капитализации АЭС, аналогично показанному на рис. 2. Однако в данном случае инновационная составляющая капитализации будет превосходить инвестиционную лишь при стоимости C_{f3} обращения с РАО. При стоимости обращения с РАО, равной C_{f2} , инновационная составляющая капитализации АЭС в течение 2020—2030 гг. оказывается ниже инвестиционной составляющей капитализации. Однако при этом инновационная составляющая капитализации АЭС будет положительной, что означает наличие влияния науки на состояние рынка.

При снижении стоимости обращения с РАО от C_{f2} до C_{f3} инновационная составляющая капитализации возрастает на ~ 6,6%, тогда как

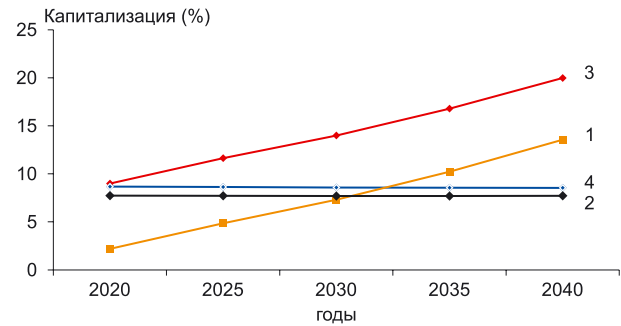


Рис. 4. Зависимости инновационной (1, 3) и инвестиционной (2, 4) составляющих капитализации АЭС с ВВЭР при стоимости ядерного топлива C_{f2} , C_{f3} и газа P_{gaz2} (95–154 долл./тыс. м³):
1 — инновационная,
2 — инвестиционная при $C_{f2} = 3,125$ долл./МВт·ч;
3 — инновационная,
4 — инвестиционная при $C_{f3} = 0,3125$ долл./МВт·ч

инвестиционная составляющая при этом увеличивается только на ~ 0,9%. В итоге общее изменение капитализации АЭС может составить ~ 7,5%, что лишь на ~ 0,8% ниже, чем при ценах газа, равных P_{gaz1} (табл. 3).

Заключение

Представлены результаты анализа рынка электроэнергии с использованием парогазовых установок (ПГУ), конденсационных электростанций (КЭС) на угле и АЭС с тепловыми реакторами ВВЭР-ТОИ. Полученные результаты явно указывают на то, что необходимо проведение исследований обращения с РАО с целью определения эффективности АЭС в условиях рыночной экономики. Показано, как для этого в методику оценки развивающегося рынка вводится анализ затрат на обращение с РАО.

Рассмотрены два связанных рынка — товарный рынок (рынок продукции) и фондовый рынок (рынок активов или биржа). Товарным рынком устанавливается рыночная цена продукции и определяется прибыль каждого участника рынка. Фондовым рынком определяется капитализация, т. е. эффективность инвестирования в используемые активы, и в первую очередь в инновационные проекты АЭС.

Представлено влияние обращения с РАО на развитие товарного и фондового рынков. Получены зависимости рыночных цен и капитализации АЭС в условиях, когда стоимости обращения с РАО, цены газа и угля будут существенно изменяться. Показано, что при этом наблюдается относительно слабое влияние стоимости обращения с РАО на рыночную цену электроэнергии и заметное влияние на капитализацию АЭС.

Литература

1. Единые отраслевые методические рекомендации по определению показателя LCOE и предельной стоимости сооружения АЭС в России. Утв. приказом Госкорпорации «Росатом» от 26.01.2015 № 1/42-П.
2. Большов Л. А. О задачах журнала // Радиоактивные отходы. 2017. № 1. С. 9–10.
3. Синяк Ю. В., Некрасов А. С., Воронина С. А., Семикашев В. В., Колтаков А. Ю. Топливо-энергетический

комплекс России: возможности и перспективы // Проблемы прогнозирования. 2013. № 1(136). С. 4–21.

4. Абрамов А. А., Дорофеев А. Н., Дерябин С. А. Развитие ЕГС РАО в рамках работ по федеральной целевой программе обеспечения ядерной и радиационной безопасности // Радиоактивные отходы. 2019. № 1 (6). С. 8–24.

5. Кархов А. Н. Перспективы развития атомной энергетики в условиях рынка // Проблемы прогнозирования. 2014. № 4. С. 26–37.

Информация об авторах

Кархов Алексей Николаевич, доктор экономических наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН (115404, Москва, Б. Тульская ул., 52), e-mail: ank@ibrae.ac.ru.

Библиографическое описание статьи

Кархов А. Н. Обращение с РАО и экономика электроэнергетики // Радиоактивные отходы. 2019. № 4 (9). С. 32–38. DOI: 10.25283/2587-9707-2019-4-32-38.

RW MANAGEMENT AND ECONOMY OF ELECTRICITY PRODUCTION

Karkhov A. N.

Nuclear Safety Institute of the Russia Academy of Sciences, Moscow, Russia

Article received on November 8, 2019

Electricity market model developed at IBRAE RAN provides assessment of the effect of radioactive waste management on the market competition between the available energy production technologies. RW effect on the cost at the product market and capitalization components are assessed. Assessment of RW management on overall NPP capitalization and electricity market was performed based on the data of project "Proryv".

Keywords: radioactive waste, nuclear power, electricity market model, radioactive waste management system, nuclear power plant, NPP capitalization.

References

1. Edinye otraslevye metodicheskie rekomendacii po opredeleniyu pokazatelya LCOE i predel'noj stoimosti sooruzheniya AES v Rossii [Unified industry guidelines for determining the LCOE and marginal cost of nuclear power plant construction in Russia]. Utv. prikazom Goskorporacii "Rosatom" 26.01.2015 № 1/42-P).
2. Bolshov L. A. O zadachah zhurnala [The mission of the journal] // *Radioaktivnye othody – Radioactive Waste*, 2017, no. 1, pp. 9–10.
3. Sinyak Y. V., Nekrasov A. S., Voronina S. A., Semikashev V. V., Kolpakov A. Y. Toplivno-energeticheskij kompleks Rossii: vozmozhnosti i perspektivy [Russia's energy systems: Opportunities and prospects] //

Problemy prognozirovaniya – Studies on Russian Economic Development, 2013, no.1 (136), pp. 4–21.

4. Abramov A. A., Dorofeev A. N., Deryabin S. A. Razvitie EGS RAO v ramkah rabot po federal'noj celevoj programme obespecheniya yadernoj i radiacionnoj bezopasnosti [Development of USS RW in the Framework of Federal Targeted Program of Nuclear and Radiation Safety Assurance] // *Radioaktivnye othody – Radioactive Waste*, 2019, no.1 (6), pp. 8–24.

5. Karkhov A. N. Perspektivy razvitiya atomnoj energetiki v usloviyakh rynka [Prospects for development of atomic power engineering in market conditions] // *Problemy prognozirovaniya – Studies on Russian Economic Development*. 2014. № 4. С. 26–37.

Information about the authors

Karkhov Aleksey Nikolaevich, Doctor of Economics, Leading Researcher, Nuclear Safety Institute of RAS (52, Bolshaya Tulsкая St., Moscow, Russia, 115191), e-mail: ank@ibrae.ac.ru.

Bibliographic description

Karkhov A. N. RW management and economy of electricity production, 2019, no.4(9), pp. 32–38. DOI: 10.25283/2587-9707-2019-4-32-38. (In Russian).