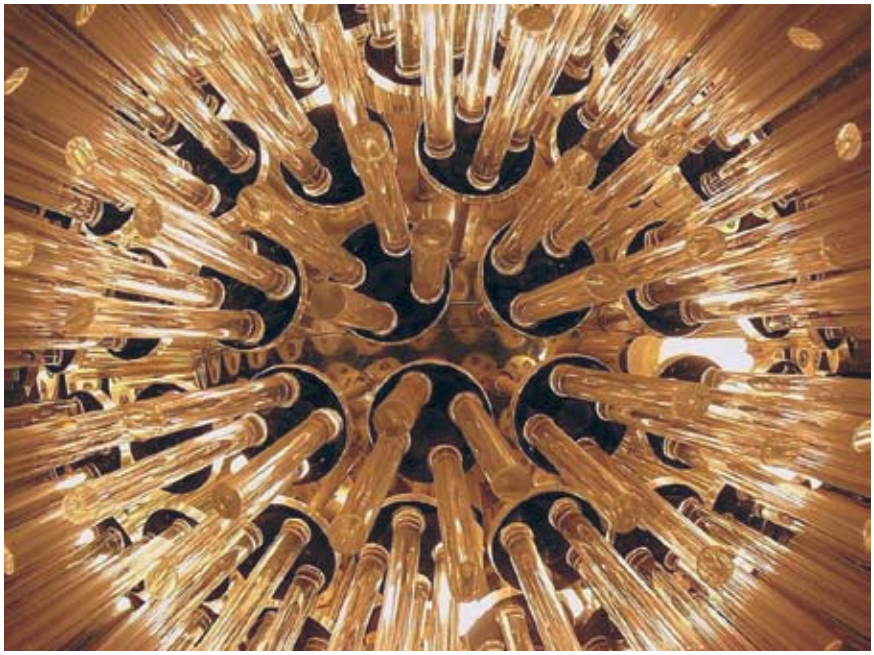


Аналитическая модель стратегии саморазвития ядерной энергетики

Харитонов Владимир Витальевич — директор Экономико-аналитического института Национального исследовательского ядерного университета «МИФИ», доктор физико-математических наук, профессор.
Молоканов Николай Анатольевич — начальник отдела технико-экономического анализа ОАО «НИКИЭТ».

Окончание. Начало см. в № 5/2012

Эффективность инвестиций в ядерную энергетику

Рентабельность производства и продажи электроэнергии

Продуктом деятельности электростанции является электроэнергия, реализация (продажа) которой на рынке формирует ежегодный *доход* (выручку) электростанции R_t в году t. Разность $R_t - I_t \equiv \equiv П_t$ между ежегодными *доходами* и расходами (*инвестициями*) $I_t = K_t + Y_t$ на производство и сбыт электроэнергии называют *прибылью*. Именно чистая прибыль служит источником производственного, научно-технического и социального развития.

Обозначим через E_t годовое производство электроэнергии на электростанции (кВт·ч/год) в году t, через $Ц_t$ — цену (тариф) на отпускаемую электроэнергию, руб/кВт·ч (не путать с себестоимостью, см. далее). Тогда годовой доход электростанции (руб/год) составит $R_t = E_t \times Ц_t$. Обычно производство электроэнергии E_t за год ($\Delta t = 8760$ ч/год) на одном блоке выражают через его установленную мощность W_1 (кВт) и коэффициент использования установленной мощности $КИУМ_t$:

$$E_t = W_1 \times \Delta t \times КИУМ_t = \\ = 8760 \times КИУМ_t \times W_1; \\ R_t = E_t \times Ц_t. \qquad (20)$$

Все величины, отмеченные индексом t, могут изменяться с течением времени. Однако для упрощения математических выкладок будем считать в дальнейшем эти величины не зависящими от времени, поэтому индекс t опустим.

С величиной годовой прибыли $П \equiv R - Y$ связано понятие *рентабельности* (*rentabel* — доходный, полезный, прибыльный) — одного из важных показателей экономической эффективнос-

ти. Рентабельность (или коэффициент рентабельности) рассчитывается как отношение *прибыли* к *активам*, ресурсам или потокам, ее формирующим. Для наших целей удобнее пользоваться рентабельностью продаж $r = П/R$, показывающей долю чистой *прибыли* в каждом заработанном рубле (в объеме продаж за тот же период). Заметим, что величины $П$ и R могут быть отнесены не к одной электростанции или реакторному блоку, а к отрасли в целом путем сложения по всем электростанциям и предприятиям.

Так, по данным отчета холдинга «Атомэнергопром», выручка в 2010 г. составила чуть менее 400 млрд руб., а чистая прибыль $П \approx 51$ млрд руб., то есть рентабельность продаж $r \approx 12\%$ в текущих ценах. В отчете за 2010 г. генерирующей компании ОАО «Концерн Росэнергоатом», в состав которой входят все десять АЭС России, приводятся такие данные: выручка $R \approx 210$ млрд руб/год, выработка электроэнергии $E \approx 170$ млрд кВт·ч/год, чистая прибыль $П \approx 21{,}7$ млрд руб/год, то есть рентабельность продаж электроэнергии АЭС около $r \approx 10\%$. Часто приводимая рентабельность по EBITDA (для АЭС около 58% в 2010 г.) рассчитывается как отношение прибыли до вычета расходов по процентам, уплаты налогов и амортизационных отчислений к выручке от продаж компании, то есть она больше рентабельности продаж при учете чистой прибыли почти в шесть раз. В теплоэнергетических компаниях рентабельность продаж колеблется в пределах 5–30%, в среднем около 12%. По различным данным в электроэнергетике величина рентабельности продаж составляет 10–20%.

Динамика дисконтированной прибыли проекта АЭС

Для определения прибыли проекта в интерпретации UNIDO вернемся к формуле (8) (см. «ЭС» № 5/2012) [1]) для *NPV*, величина которой и определяет дисконтированную прибыль на всем горизонте планирования энерготехнологии (проекта). Рассмотрим вначале динамику *NPV* как функцию времени в процессе реализации проекта с учетом того, что капитальные затраты K_t (руб/год) учитываются только в процессе строительства АЭС длительностью $T_С$, а доходы от продажи электроэнергии поступают только в течение периода эксплуатации АЭС длительностью $T_Э$, то есть с момента окончания строительства $t = T_С$ до окончания проекта $t = T \equiv T_С + T_Э$. В этот же промежуток времени производятся и эксплуатационные расходы. Заменяя верхний предел интегрирования в (8) на текущее время t и учитывая, что полные капитальные затраты (руб.) при равномерном финансировании строительства составляют $K = K_t \times T_С$, получаем:

$$NPV(t) = -\frac{K}{pT_c}\left(1 - e^{-pt}\right) \quad \text{при } 0 \le t \le T_c;$$
$$NPV(t) = NPV(T_c) + \frac{R - Y}{p}\left(e^{-pT_c} - e^{-pt}\right) \quad \text{при } T_c \le t \le T = T_c + T_э. \qquad (21)$$

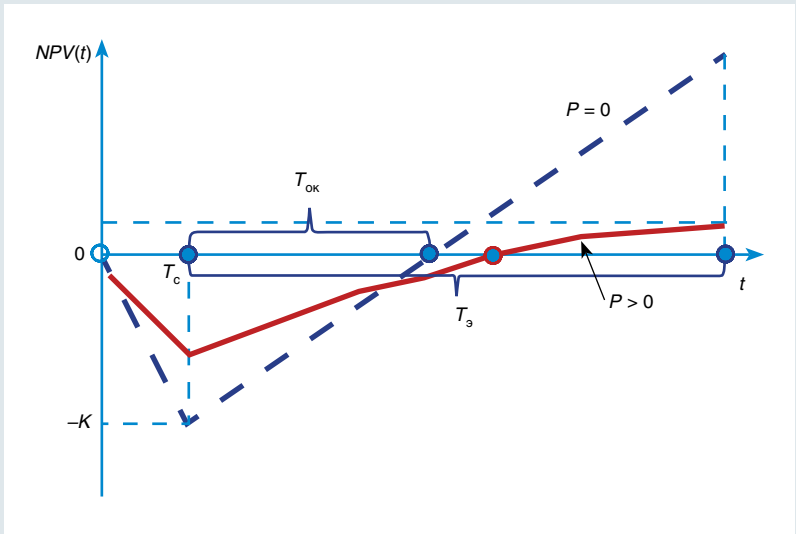
Здесь через $NPV(T_С)$ обозначена наибольшая отрицательная величина чистого дисконтированного дохода — «глубина финансовой ямы», достигаемая к моменту окончания строительства энергообъекта (*рис. 10*) и равная

$$NPV(T_c) = -K + \frac{1 - e^{-pT_c}}{pT_c}. \qquad (22)$$

Как следует из выражений (21) и *рис. 10*, отрицательная величина $NPV(t)$ с начала строительства энергообъекта увеличивается за счет капитальных вложений (инвестиций) и достигает «отрицательного максимума» (22) при $t = T_С$. Затем при $t > T_С$ отрицательная величина *NPV* уменьшается за счет прекращения капитальных вложений и поступления доходов от продажи электроэнергии и в момент времени $T_{ОК}$, отсчитываемого от момента окончания строительства (= момента пуска в эксплуатацию), $NPV = 0$. Это момент (точка) *окупаемости проекта*. Если величина периода окупаемости $T_{ОК}$ меньше срока эксплуатации энергообъекта $T_Э$, то растущая положительная величина *NPV* при $t > T_С + T_{ОК}$ свидетельствует о привлекательности проекта.

Рисунок 10

Динамика чистого дисконтированного дохода *NPV(t)* в процессе реализации проекта АЭС при двух значениях ставки дисконтирования: *p* = 0 (синяя штриховая линия) и *p* > 0 (сплошная красная линия)



В предельном случае $p = 0$ (отсутствует дисконтирование денежных потоков) график $NPV(t)$ описывает чистый денежный поток нарастающим итогом и образован из двух отрезков прямых линий: ниспадающей прямой линии (строительство) и возрастающей прямой (эксплуатация). Глубина финансовой ямы в этом случае в точности равна величине капитальных затрат K (руб.). Дисконтирование приводит (по сравнению со случаем $p = 0$) к уменьшению глубины финансовой ямы, увеличению срока окупаемости проекта и существенному снижению положительной величины NPV по сравнению с предельной величиной $(R - Y) \times T_Э$. В наиболее интересном предельном случае, когда срок строительства мал ($pT_С << 1$), а срок эксплуатации велик ($pT_Э >> 1$), уровень NPV ограничен сверху величиной

$$NPV = \frac{R}{p} - \left(K + \frac{Y}{p}\right) = -K + \frac{R-Y}{p}, \quad (23)$$

где выражение в скобках есть приведенные затраты Z (см. [1]). Так, для реактора электрической мощностью 1 ГВт и $КИУМ = 0{,}8$ годовая выработка электроэнергии составит $E = 7$ млрд кВт·ч/год, что при цене электроэнергии $Ц = 3$ руб/кВт·ч и рентабельности продаж 15% дает ежегодный доход $R = 21$ млрд руб/год и чистую прибыль $П = 3{,}15$ млрд руб/год. За 50 лет эксплуатации реактор приносит $П \times T_Э = 157$ млрд руб. прибыли. Если капитальные затраты на реактор $K = 50$ млрд руб., то чистая суммарная прибыль составит $П \times T_Э - K = 107$ млрд руб., а дисконтированная прибыль, согласно (23), при ставке дисконтирования $p = 5\%$/год составит $NPV = 13$ млрд руб., что почти на порядок меньше.

Из выражения (23) следует, что чистый дисконтированный доход удобно выражать в единицах капитальных затрат:

$$\frac{NPV}{K} = -1 + \frac{R-Y}{pK} = \frac{IRR}{p} - 1. \quad (24)$$

Мы получили очень важное соотношение (24), показывающее, что *предел чистого дисконтированного дохода (в единицах капитальных затрат) определяется только отношением внутренней нормы доходности IRR к ставке дисконтирования*. Причем, внутренняя норма доходности, которая ограничивает сверху ставку дисконтирования (напомним требование: $IRR > p > \beta$, где β — банковский процент на депозит), определяется отношением годовой прибыли от продажи электроэнергии к капитальным затратам на строительство АЭС:

$$IRR = \frac{R-Y}{K} = \frac{rR}{K}. \quad (25)$$

Это выражение следует непосредственно из (23) при $NPV = 0$ и $p = IRR$ согласно определению (12) (см. «ЭС» № 5/2012) [1]. Правая часть выражения (25), как мы покажем ниже, есть не что иное, как *темп роста саморазвивающейся ядерной энергетики. Иначе говоря, внутренняя норма доходности и вместе с ней NPV проекта АЭС лимитируются задаваемым темпом развития ядерной энергетики.*

Например, согласно принятой программе развития ядерной энергетики России, темп наращивания ее мощностей должен быть около 4% в год, то есть $IRR \approx 0{,}04$ 1/год. Тогда, согласно (23), проект АЭС будет выгоден для инвестора ($NPV > 0$) при ставках дисконтирования менее 0,04 1/год, что проблематично при существующих экономических и финансовых рисках. При гипотетической ставке дисконтирования $p = 2\%$ в год (невероятно низкой для российской действительности) величина NPV, согласно (24), достигнет значения, равного капитальным затратам: $NPV = K$. *Низкие темпы раз-*

Именно чистая прибыль служит источником производственного, научно-технического и социального развития.

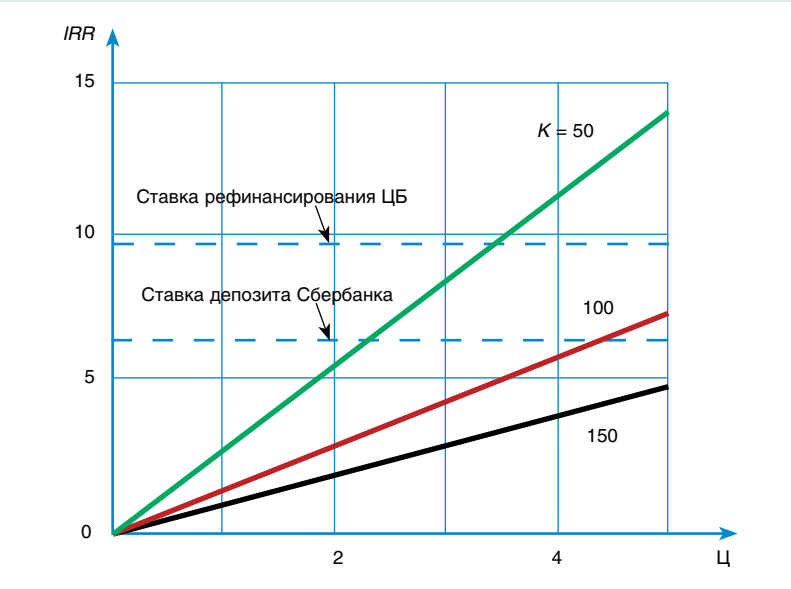
вития ядерной энергетики и, соответственно, низкая величина внутренней нормы доходности обусловливают «малый запас» (IRR – p) эффективности и устойчивости инвестиций. Иначе говоря, инвестиции в ядерную энергетику выгодны при высоких темпах ее развития.

Ранее отмечалось, что инвестиционный проект обладает тем большим запасом устойчивости (меньшими рисками), чем больше разность $IRR - p$. Выражение (25), полученное в приближении «быстрое строительство» и «длительная эксплуатация», дает наибольшую величину *IRR*. Увеличение срока строительства АЭС и сокращение срока ее эксплуатации снижают величину *IRR* по сравнению с предельным значением (25). Так, при длительности строительства $T_С = 6$ лет и длительности эксплуатации $T_Э = 60$ лет величина *IRR* составляет 78% от ее максимального значения $(R - Y)/K = 0{,}1$ 1/год.

Из выражения (25) следует также, что внутренняя норма доходности обратно пропорциональна капитальным затратам *K* и линейно зависит от тарифа (цены) *Ц* на электроэнергию. Как следует из *рис. 11*, при тарифе на электроэнергию менее 3 руб/кВт·ч инвестиции в АЭС неэффективны (*IRR* меньше ставки рефинансирования и процента на депозит), если капитальные затраты превышают 100 млрд руб. на блок.

Рисунок 11

Зависимость внутренней нормы доходности *IRR* (% в год) проекта АЭС от цены на электроэнергию *Ц* (руб/кВт·ч) и капитальных затрат на один блок АЭС *K* (млрд руб.) при постоянной рентабельности продаж *r* = 20% (электрическая мощность 1 ГВт, *КИУМ* = 0,8). Штриховые линии — ставка рефинансирования ЦБ России на 21.02.12 и ставка депозита Сбербанка России



Дисконтированный период окупаемости проекта

Учитывая разновременность расходов и доходов, из (13) (см. «ЭС» № 5/2012) [1] можно получить взаимосвязь периода окупаемости $T_{ОК}$, отсчитываемого от начала эксплуатации АЭС, с капитальными затратами, ежегодной прибылью $П = R - Y$, дисконтом и сроком строительства. В приближении «быстрое строительство» ($pT_С << 1$) получаем минимальный срок окупаемости проекта АЭС:

$$T_{ок} = \frac{1}{p}\ln\left(\frac{П}{П - pK}\right) = \frac{1}{p}\ln\left(\frac{IRR}{IRR - p}\right). \qquad (26)$$

Как видно, при заданных *p* и *K* чем меньше ежегодная прибыль $П = R - Y$, тем меньше запас устойчивости проекта $IRR - p$, тем больше выражение в скобках и тем больше срок окупаемости проекта. В предельном случае малой ставки дисконтирования ($p \to 0$) и, следовательно, наибольшего запаса устойчивости проекта из (26) следует выражение для минимально возможного срока его окупаемости

$$T_{ок} = \frac{K}{П} = \frac{1}{IRR}. \qquad (27)$$

Как видно, срок окупаемости обратно пропорционален внутренней норме доходности проекта, которая, в свою очередь, задается темпом саморазвития ядерной энергетики. При низких темпах развития, когда $IRR \le 4$%/год, дисконтированный срок окупаемости «неприлично высок»: $T_{ОК} \ge 25$ лет. Если выразить прибыль через рентабельность продаж $r = П/ЕЦ$ и зафиксировать *r* и цену на электроэнергию, то из (27) следует прямая пропорциональность дисконтированного срока окупаемости инвестиций и их величины *K* (штриховые прямые на *рис. 12*). Как следует из *рис. 12*, срок окупаемости превышает 10–15 лет при цене за электроэнергию ниже 4 руб/кВт·ч. При дисконте $p = 5$%/год срок окупаемости больше, чем при $p = 0$, и неограниченно возрастает, если капитальные затраты приближаются к асимптоте $K = П/p$.

Приведенная стоимость электроэнергии

Дисконтированная себестоимость электроэнергии

Рассмотрим зависимость дисконтированной (приведенной) себестоимости электроэнергии (15) (см. «ЭС» № 5/2012) [1] от основных параметров инвестиционного проекта. Для упрощения анали-

Рисунок 12

Зависимость срока окупаемости проекта АЭС от капитальных затрат *К* (млрд руб.) на один блок, цены за электричество *Ц* (руб/кВт·ч) и ставки дисконтирования *p* = 0 (штриховые линии) и *p* = 5%/год (сплошные линии) при заданной рентабельности продаж *r* = 20%, мощности блока 1 ГВт и *КИУМ* = 0,8. Вертикальными штрихпунктирными линиями обозначены асимптоты *К* = 56 млрд руб. (при *Ц* = 2 руб/кВт·ч) и *К* = 112 млрд руб. (при *Ц* = 4 руб/кВт·ч)

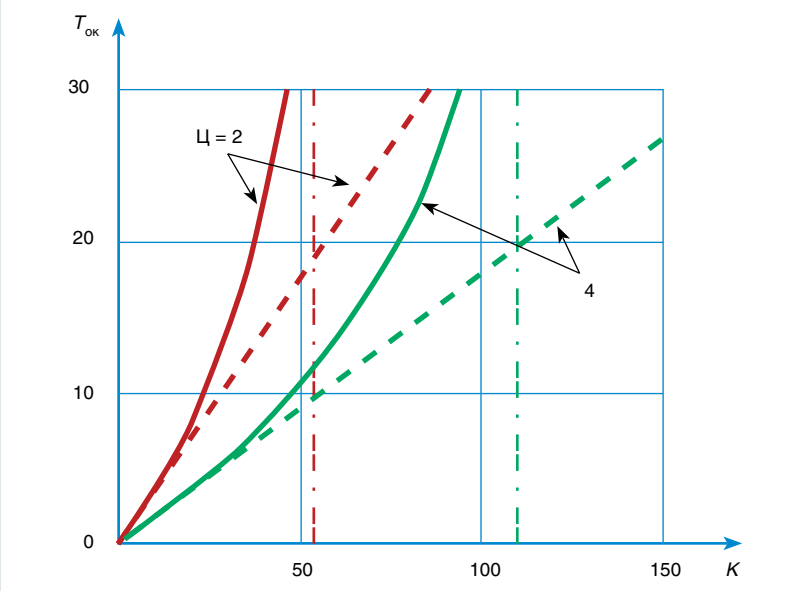
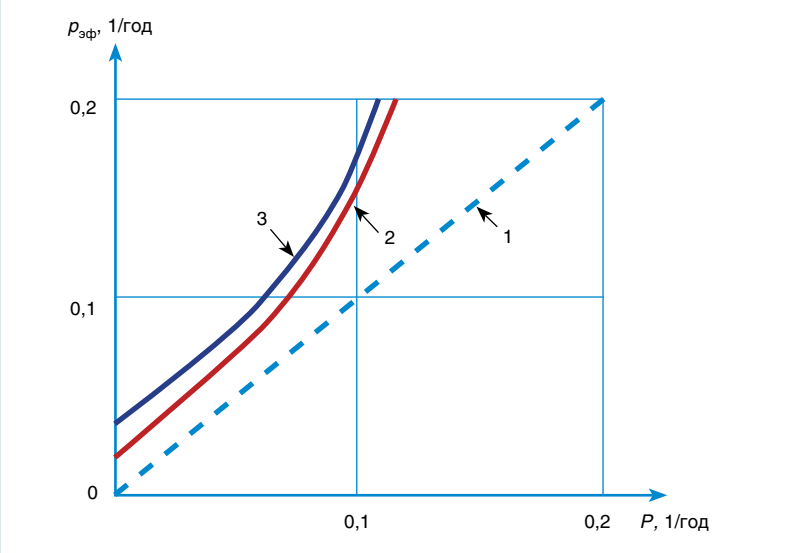


Рисунок 13

Зависимость дисконтированной нормы амортизации от ставки дисконтирования при «мгновенном строительстве» (*ТС* = 0) и длительной эксплуатации реактора (*ТЭ* → ∞, штриховая линия 1); при *ТС* = 10 лет и *ТЭ* = 50 лет (2); при *ТС* = 10 лет и *ТЭ* = 30 лет (3)



за полагаем, как и прежде, величины E_t, C_{lev} и I_t неизменными во времени, поэтому индекс t в дальнейшем опускаем. Однако важно обратить внимание на *отличие ежегодной выручки* R_t, а также *ежегодных эксплуатационных издержек* Y_t, учитываемых в расчете дисконтированной себестоимости, от аналогичных величин, учитываемых в расчете *NPV* и *IRR*. Это отличие связано с разными ценами на электроэнергию и, следовательно, ежегодными налогами на прибыль, которые мы включаем в текущие издержки Y_t. Будем отмечать указанное отличие индексом 0 при Y_0 и $R_0 = E \times C_{lev}$ в формулах для себестоимости. Итак, выполняя интегрирование в (15), по аналогии с (16) получаем выражение для себестоимости электроэнергии

$$C_{lev} = \frac{p_{эф}K + Y_0}{E}. \qquad (28)$$

Здесь величина $p_{эф}$ (1/год) имеет смысл эффективной (дисконтированной) нормы амортизации электростанции (*rate of plant depreciation*; амортизация — перенос стоимости основных фондов на стоимость продукции по мере их износа), а произведение $p_{эф}K$ представляет собой ежегодные амортизационные отчисления (руб/год). Величина $p_{эф}$ зависит от ставки дисконтирования и физических сроков строительства и эксплуатации электростанции:

$$p_{эф} = \frac{1}{T_c} \cdot \frac{\exp(pT_c) - 1}{1 - \exp(-pT_э)}. \qquad (29)$$

Как следует из *рис. 13*, величина $p_{эф}$ всегда больше ставки дисконтирования и тем больше, чем больше срок строительства АЭС и меньше срок ее эксплуатации.

Величину $T_{эф} = 1/p_{эф}$, обратную норме амортизации, называют эффективным периодом амортизации, который всегда меньше физического срока эксплуатации электростанции $T_э$. В предельном случае $p = 0$ период амортизации равен сроку службы (эксплуатации) электростанции $T_{эф} = T_э$. В наиболее интересном для анализа случае коротких сроков строительства и длительных сроков эксплуатации электростанции ($pT_C \ll 1$, $pT_э \gg 1$) из формул (28) и (29) следуют простые выражения для эффективного периода амортизации $T_{эф} = 1/p$ и себестоимости электроэнергии:

$$C_{lev} = \frac{pK + Y_0}{E} = \frac{pZ_0}{E}, \qquad (30)$$

где $Z_0 = K + Y_0/p$ – приведенные (дисконтированные) затраты (см. [1]). Как видно, себестоимость электроэнергии определяется амортизационной (капитальной) составляющей pK/E и эксплуатационной Y_0/E. При высоких ставках дисконтирования вклад капитальной составляющей себестоимости велик, что может привести к ухудшению конкурентоспособности АЭС, капитальные затраты которых в 2–3 раза больше, а эксплуатационные издержки приблизительно в 2–3 раза меньше по сравнению с ТЭС. В США в период кризиса (с 16 декабря 2008 г. по настоящее время) ставка рефинансирования ФРС, фактически лимитирующая банковский процент и ставку дисконтирования, снижена до 0,25%/год, что делает выгодным инвестиции в долгосрочные капиталоемкие проекты. В России ставка рефинансирования ЦБ в тот же период варьировалась в диапазоне 13–8%/год, что существенно затрудняет промышленное и инновационное развитие.

Анализируя стоимость производства электроэнергии, важно отметить принципиальную разницу между дисконтированной себестоимостью электроэнергии C_{lev} (по методике МАГАТЭ) и ценой (тариф) на отпускаемую электроэнергию *Ц*, определяющую ежегодную выручку и прибыль АЭС. Себестоимость C_{lev} определяется как такая цена электроэнергии, при которой $NPV = 0$ в конце жизненного цикла проекта, в то время как ожидаемая рыночная цена электроэнергии *Ц* определяет привлекательность (эффективность) инвестиционного проекта с наибольшей положительной величиной $NPV > 0$. Аналогично для определения внутренней нормы доходности проекта *IRR* разыскивается такая ставка дисконтирования $p = IRR$, при которой величина чистого дисконтированного дохода также равна нулю, но при рыночной цене (тарифе) *Ц* на отпускаемую электроэнергию.

Согласно (30), ежегодная прибыль электростанции от продажи электроэнергии по цене, равной дисконтированной себестоимости, пропорциональна ставке дисконтирования и капитальным затратам: $П_0 \equiv R_0 - Y_0 = pK$. Если рентабельность продаж принять одинаковой при расчетах себестоимости и *NPV* ($r = П_0/R_0 = П/R$), то подстановка $K = П_0/p$ в (23) и (24) дает

$$NPV = \left(\frac{Ц}{C_{lev}} - 1\right)K; \qquad \frac{IRR}{p} = \frac{Ц}{C_{lev}}. \qquad (31)$$

Как видно, при постоянной рентабельности продаж *чистый дисконтированный доход и запас устойчивости инвестиционного проекта в энергетике напрямую связаны с отношением рыночной цены и дисконтированной себестоимости отпускаемой электроэнергии.*

Компьютерная 3D-компоновка АЭС с реактором ABWR

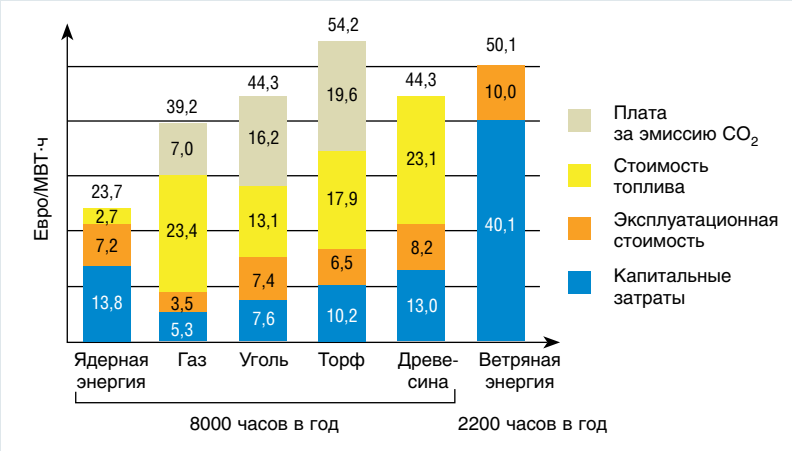
В методике МАГАТЭ ежегодные эксплуатационные издержки (затраты) Y_0 рассматриваются в виде суммы затрат на эксплуатационное и техническое обслуживание M_0 (*Operationand Maintenance — O&M,* в нашем случае включая налоги) и на топливный цикл *F* (*Fuel*), включая в общем случае и затраты по хранению и обращению с отработавшим ядерным топливом. Поэтому приведенную себестоимость электроэнергии (30) удобно определять в виде трех слагаемых, соответствующих трем основным компонентам ежегодных затрат:

$$C_{lev} = \frac{pK}{E} + \frac{F}{E} + \frac{M_0}{E}, \qquad (32)$$

где pK/E, F/E и M_0/E — соответственно капитальная (амортизационная), топливная и эксплуатационная (обслуживание) удельные составляющие себестоимости электроэнергии (руб/кВт·ч). Топливная составляющая себестоимости электроэнергии АЭС обычно около 20% от C_{lev}, а капитальная — до 70%. Поэтому увеличение стоимости ядерного топлива (или стоимости урана) в два раза приводит к росту себестоимости электроэнергии АЭС всего на 20%. В теплоэнергетике, наоборот, топливная составляющая достигает 70% и более от себестоимости электроэнергии ТЭС. Поэтому увеличение стоимости углеводородного топлива вдвое приведет к росту себестоимости электроэнергии ТЭС более чем на 70%. Как следует из *рис. 14*, себестоимость электроэнергии АЭС с реактором типа EPR (Франция) C_{lev} = 23,7 евро/МВт·ч, оцененная в соответствии с (32) при p = 5%/год, $q \equiv K/W_1$ = 2434 евро/кВт, оказалась ниже, чем для других энерготехнологий [2].Эксплуатационные издержки в этом случае для реактора с электрической мощностью 1630 МВт и капитальной стоимостью K = 4 млрд евро составляют $Y_0 = F + M_0$ = 141 млн евро в год.

Рисунок 14

Составляющие приведенной себестоимости электроэнергии (евро/МВт·ч) для разных энерготехнологий в ценах 2003 г. в Финляндии [2]. В каждом столбце снизу вверх: капитальная составляющая, эксплуатационная, топливная, плата за эмиссию CO_2. Для ядерных реакторов принято *КИУМ* = 91%, *q* = 2434 евро/кВт, *K* = 4 млрд евро, $T_э$ = 40 лет, *p* = 5%/год



Амортизация и научно-технический прогресс

Амортизационные отчисления $p_{ЭФ}K$ в (28) производятся ежегодно и аккумулируются на специальном счете так, что через период времени $T_{ЭФ} = 1/p_{ЭФ}$ на этом счете накопится сумма, равная первоначальной стоимости основных фондов, в нашем случае величине *K*. После этого момента времени, близкого к периоду окупаемости инвестиций, реакторы работают как cashmachines, увеличивая дисконтированную прибыль.

Итак, за счет амортизационных отчислений создается амортизационный фонд, предназначенный для замены оборудования после его полного износа. Как было отмечено ранее, при низких ставках дисконтирования ($p \to 0$) период амортизации близок к сроку эксплуатации технологии ($T_{ЭФ} \to T_Э$), то есть при $p \to 0$ существует только «физический износ» технологии (оборудования) [2, 3]. В идеальном случае неограниченно большого срока эксплуатации ($pT_Э >> 1$) можно сказать, что физический износ оборудования отсутствует и, следовательно, период амортизации $T_{ЭФ} = 1/p$ определяется только «моральным износом» (при коротких сроках строительства, $pT_C << 1$). В этом смысле ставка дисконтирования связывается и с моральным износом оборудования, что, в свою очередь, обусловлено научно-техническим прогрессом, как впервые отмечено в [3, 4].

Действительно, благодаря научно-техническим достижениям появляется такое же оборудование, но продаваемое по более низкой цене, вследствие чего амортизационные отчисления могли бы быть меньшими (моральный износ 1-го рода) [5]. Либо на рынке появляется новое оборудование того же назначения, но с улучшенными технико-экономическими показателями (например, с меньшим удельным расходом энергии или материалов на единицу продукции), вследствие чего его применение сократило бы эксплуатационные расходы и т.п. (моральный износ 2-го рода) [5]. И то и другое требует ускорения амортизации. Как следует из *рис. 15*, с ростом ставки дисконтирования эффективный период амортизации быстро уменьшается по сравнению с физическим сроком эксплуатации $T_Э$, а эффективная норма амортизации растет (см. *рис. 13*). Однако из соображений устойчивости инвестиционного проекта ($p < IRR$) следует, что *период амортизации должен быть больше величины 1/IRR, обратной внутренней норме доходности и определяемой, как отмечалось выше, темпом развития энергетики. Соответственно, эффективная норма амортизации* (29) *должна быть меньше IRR.* Поскольку величина *IRR* прямо пропорциональна годовой прибыли, согласно (25), то независимо от того, куда включают затраты на НИОКР (влияющие на темпы морального старения оборудования) — в себестоимость электроэнергии или в прибыль, — это ведет к снижению прибыли и величины *IRR* и вместе с ней к ухудшению всех критериев эффективности инвестиционного проекта.

Мы пришли, таким образом, *к парадоксальному выводу: в рамках критериев эффективности инвестиционного проекта затраты на НИОКР (как, впрочем, и любые другие затраты) вредны данному проекту,* несмотря на то, что сам проект может быть нацелен на решение какой-то задачи, важной для бизнеса в энергетике. Природа этого парадокса заключена в том, что рассмотренные выше методики UNIDO и МАГАТЭ можно назвать статическими, так как они оценивают экономическую эффективность инвестиционных проектов без учета необходимых темпов развития и совершенствования энергетики, то есть не отвечают на вопрос: *какова эффективность использования прибыли инвестиционного проекта*? Иначе говоря, не затрагивают вопросов об интенсивной или экстенсивной стратегии развития, об экономической динамике, о роли НИОКР в инновационном обновлении инженерно-экономических характеристик энергоустановок.

Условие саморазвития ядерной энергетики

Стратегию развития, основанную на совершенствовании внутрен-

них механизмов отрасли и использовании собственных ресурсов, называют стратегией *саморазвития* (*интенсивного развития*) в отличие от *экстенсивного*, когда развитие осуществляется за счет внешних (например, бюджетных) источников. Рассмотрим вначале динамику развития ядерной энергетики, учитывая скорости ввода новых реакторов и вывода из эксплуатации старых реакторов в так называемом релаксационном приближении:

$$\frac{dN}{dt} = \lambda N - \frac{N}{T_э} = kN. \qquad (33)$$

Здесь dN/dt — скорость изменения числа действующих реакторов (блоков АЭС в год); λN — скорость ввода новых реакторов с темпом ввода λ (1/год), практически равным ежегодному относительному приросту новых блоков (≈ мощностей); $N/T_э$ — скорость вывода из эксплуатации реакторов, проработавших срок $T_э$ (лет); $k = \lambda - 1/T_э$ — темп развития ядерной энергетики (ежегодное относительное увеличение числа действующих блоков).

Так, если из соображений развития народного хозяйства задан темп развития ядерной энергетики $k = 4\%$/год, то при сроке эксплуатации реакторов $T_э = 50$ лет, которому соответствует темп их вывода $1/T_э = 2\%$/год, темп ввода новых ядерных мощностей должен быть $\lambda = 6\%$/год. Эти цифры означают, что при нынешнем количестве реакторов в России $N = 32$ скорость ввода новых блоков должна быть в среднем $\lambda N \approx 2$ блока в год, а скорость снятия с эксплуатации в среднем $N/T_э \approx 0{,}64$ блока в год, или один блок за каждые 19 месяцев. Если эти условия не выполняются, то ядерная энергетика стагнирует ($dN/dt \approx 0$ при $\lambda T_э \approx 1$), либо деградирует ($dN/dt < 0$ при $\lambda T_э < 1$).

Поскольку на ввод новых реакторов требуются капитальные затраты в объеме K (руб. на блок) и на снятие с эксплуатации требуются расходы в количестве $K_{СЭ}$ (руб. на блок), то в нашей упрощенной модели с «мгновенными капитальными вложениями» как на ввод, так и на вывод реакторов условием интенсивного развития (саморазвития) отрасли служит неравенство

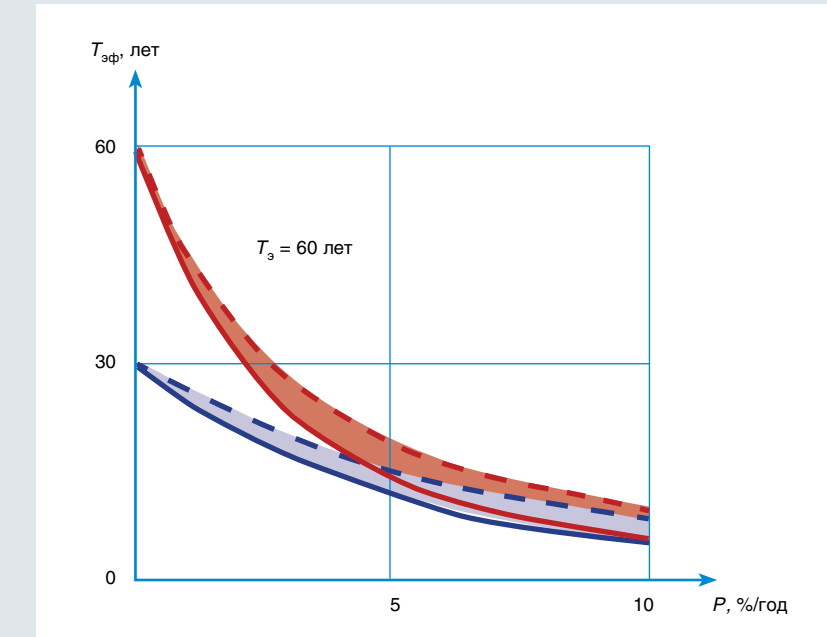
$$\Pi \cdot N \geq K\lambda N + K_в \frac{N}{T_э}$$
$$\text{или } \frac{\Pi}{K} \geq \lambda + \frac{K_в}{KT_э}. \qquad (34)$$

Оно означает, что чистая ежегодная прибыль $\Pi = R - Y$ от работы N реакторов должна превышать сумму ежегодных капитальных затрат на ввод новых блоков и вывод старых. Знак неравенства напоминает, что заработанная отраслью ежегодная прибыль должна расходоваться не только на ввод и вывод мощностей, но и *на разработку инновационных реакторов и ядерных топливных циклов и другие НИОКР, повышающие конкурентоспособность и общественную приемлемость ядерной энергетики*. В этом смысле равенство в уравнении (34) дает максимально возможную скорость ввода энергетических мощностей *за счет собственных доходов отрасли как бизнес-структуры*.

Важно подчеркнуть, что отношение Π/K (1/год или %/год) имеет смысл *параметра динамической эффективности (или темпа) экономического развития отрасли*. Так, для рассмотренного выше примера ($T_э = 50$ лет, $\lambda = 6\%$/год) и при затратах на снятие с эксплуатации старых реакторов втрое меньших капитальных затрат на строительство новых ($K_{СЭ}/K = 1/3$) из (34) находим необходимый темп экономического развития отрасли $\Pi/K \geq 6{,}7\%$/год, что представляется трудно достижимым. Если выразить прибыль через рентабельность продаж $r = \Pi/E \times Ц$, а годовое производство электроэнергии E (кВт·ч/год) на единичном блоке через его установленную мощность W_1 (кВт) и коэффициент использования установленной мощности *КИУМ*, согласно (20), то получим ограничение сверху на величину капитальных затрат на строительство АЭС (в расчете на один блок) *в условиях саморазвития*:

Рисунок 15

Зависимость периода амортизации капиталовложений от ставки дисконтирования для срока эксплуатации реактора 60 лет и 30 лет при сроке строительства *ТС* = 0 (штриховые линии) и *ТС* = 10 лет (сплошные линии)



$$K \le \frac{\Pi}{0{,}067} = 1{,}3 \cdot 10^5\, КИУМ \cdot W_1 \cdot Ц$$
$$\text{или } q \equiv \frac{K}{W_1} \le 1{,}3 \cdot 10^5\, КИУМ\, r \cdot Ц. \quad (35)$$

Здесь $q = K/W_1$ — удельные капитальные затраты, руб/кВт. Так, при рентабельности продаж $r = 0{,}15$ (15%), электрической мощности блока $W_1 = 1$ ГВт $= 10^6$ кВт, $КИУМ = 0{,}8$ и тарифе $Ц = 3$ руб/кВт·ч получаем $K \le 47$ млрд руб. ≈ = 1,5 млрд долл. или $q \le 47$ тыс. руб/кВт ≈ 1500 долл/кВт. Такой величины капитальные вложения были более десяти лет тому назад. С тех пор объем капитальных затрат увеличился до 3–5 млрд долл. за блок с установленной мощностью около 1 ГВт (см. *рис. 6–8*, «ЭС» № 5/2012) [1]. При таких капитальных затратах саморазвитие отрасли возможно только при вдвое-втрое меньших темпах (то есть менее 2–3% в год) и при более высоких тарифах и рентабельности продаж электроэнергии. Однако повышение тарифа упирается в платежеспособность населения и промышленности, а снижение темпа ввода ядерных мощностей не позволяет обеспечить занятость работников отрасли и сократить расходы углеводородов в электроэнергетике.

Для обеспечения саморазвития остается *один путь — кардинально снижать капитальные затраты и эксплуатационные издержки (в 2–3 раза), о которых подробно говорилось в предыдущих разделах. Такой путь возможен только при одном условии — форсированном развитии эффективных НИОКР и их скорейшем внедрении в промышленное производство для обеспечения конкурентоспособности саморазвивающейся ядерной энергетики.* Требования к величине отчислений на НИОКР и скорости внедрения их результатов для обеспечения конкурентоспособности и саморазвития отрасли будут рассмотрены в другой работе.

Модель энергетической эффективности отрасли

Ядерная отрасль как сфера материального производства обменивается ресурсами, материалами и энергией с окружающей средой (другими отраслями народного хозяйства). Рассмотрим простейшую модель развития (эволюции) отрасли с точки зрения потребления энергии и производства полезной работы, используя наглядный подход, примененный в [6]. Систематически этот подход изложен в [7], где приведены оценки полных затрат энергии на производство электроэнергии различными энерготехнологиями, то есть приведен «энергетический тариф» (не денежный) на электроэнергию.

По различным данным, в электроэнергетике величина рентабельности продаж составляет 10–20%.

Итак, если все совокупное производство отрасли рассматривать как совершение некоторой полезной работы A (выраженной в энергетических единицах), то критерием прогрессивного социально-экономического развития (отрасли, региона, страны и т.д.) будет являться увеличение полезной работы во времени (производство все большего полезного продукта, включая электроэнергию и тепло):

$$dA/dt > 0. \quad (36)$$

Здесь мы отвлекаемся от финансовых механизмов, зная эмпирический факт: «при хорошей энергетике может быть плохая экономика, но при плохой энергетике не может быть хорошей экономики» [8]. Отношение полезной работы A к полной энергии Q, попадающей в отрасль извне (включая затраты энергии на производство материалов, используемых в ядерных технологиях и оборудовании), отражает энергетическую эффективность отрасли (или коэффициент полезного действия — КПД; не путать с термодинамическим КПД цикла): $\eta = A/Q$. Дифференцируя выражение $A = \eta Q$ по времени, согласно (36), получаем

$$dA/dt = \eta(dQ/dt) + Q(d\eta/dt) > 0. \quad (37)$$

Как видно, для эволюции системы есть две принципиально разные стратегии: 1) либо на основе увеличения внешнего потока энергии, когда $dQ/dt > 0$, $d\eta/dt = 0$; 2) либо на основе роста КПД (эффективности), когда $d\eta/dt > 0$, $dQ/dt = 0$. В общем случае ни одна из производных в (37) не равна нулю.

В первом случае имеет место экстенсивное развитие системы (отрасли) — эволюция только за счет освоения внешних ресурсов. При этом системе нет нужды совершенствовать внутренние механизмы их использования, так как и без этого обеспечивается ее развитие: «истощилось пастбище — перешли на другое, истощилась скважина — пробурили новую» [6]. Однако в реальных системах любой поток энергии и материалов конечен (не только из-за ограниченности ресурса, но и за счет межотраслевой конкуренции) и ограничена доля затрат на энергетические ресурсы в глобальной экономике (в глобальном ВВП). Как показано в [8], если эта доля превышает приблизительно 10%, то возникают острые кризисные явления. Более того, к настоящему времени сложилась ситуация, когда свободных ресурсов для роста экономик развивающегося мира недостаточно и начинается болезненное перераспределение на мировом рынке имеющихся.

Во втором случае ($d\eta/dt > 0$, $dQ/dt = 0$) система может продолжить развитие, но уже по принципиально иной стратегии, совершенствуя внутренние механизмы использования энергии и повышая энергетический КПД. Эта

стратегия развития получила название интенсивной. Интенсивный тип развития может обеспечивать рост полезной работы даже в условиях ограниченного или уменьшающегося внешнего ресурсного потока. Условием продолжения развития становится осознание конечности ресурсов, поиск ресурсо- и энергосберегающих технологий, совершенствование системы использования энергии.

Ядерной отрасли «повезло» в том смысле, что энергетический КПД в отличие от КПД термодинамического цикла не ограничен КПД цикла Карно благодаря возможности развития реакторов-бридеров, в которых новое топливо (плутоний-239 или уран-233) можно воспроизводить в большем количестве, чем сгорает исходного природного топлива — урана-235 (его в природе всего 0,7% от добываемого природного урана). Такого рода «везением» не обладает ни одна известная энерготехнология, хотя резервы повышения эффективности преобразования энергии не исчерпаны и там. Включение в ядерную энергетику сравнительно больших запасов урана-238 и тория-232 с помощью реакторов-бридеров можно рассматривать и как развитие за счет нового ресурса и за счет повышения эффективности его использования.

Безопасность и экономика АЭС

Безопасность и экономика являются основополагающими факторами, определяющими возможность дальнейшего широкого использования АЭС. В результате тяжелой аварии могут возникать значительные финансовые потери в случае, когда экономика АЭС и энергетический рынок оказываются к ним неподготовленными. В работе А.Н. Кархова [9] впервые показано, как можно учесть влияние тяжелых аварий на состояние энергетического рынка, оценить эффективность инвестиций в безопасность и снижение рисков. Мы лишь кратко коснемся этой темы.

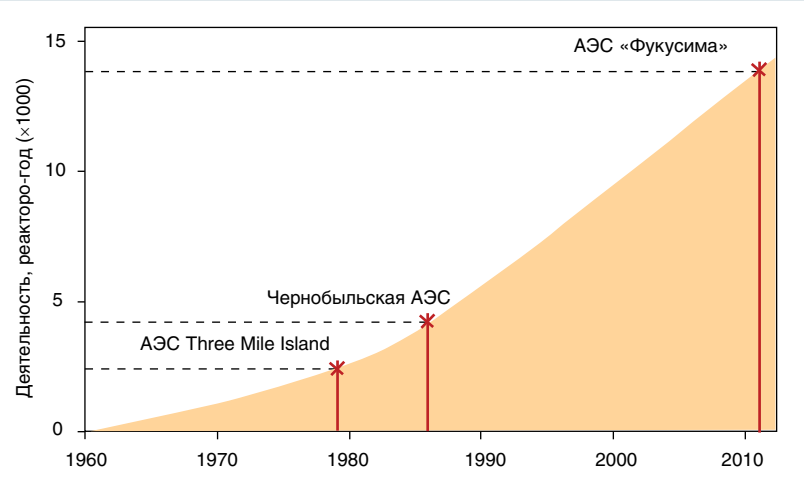
Крупные аварии на АЭС

К настоящему времени известны три крупные аварии на энергетических реакторах: в США на втором блоке АЭС «Three Mile Island» (28 марта 1979 г.), в СССР на четвертом блоке Чернобыльской АЭС (26 апреля 1986 г.) и в Японии одновременно на четырех блоках АЭС «Фукусима-1» (11 марта 2011 г.) [9–11]. Авария на АЭС «Three Mile Island» привела к выходу из строя только самого блока АЭС, не нанеся какого-либо ущерба окружающей среде. Авария на одном реакторе ЧАЭС привела к полному разрушению реактора, выбросу значительного количества радионуклидов в окружающую среду и крупному ущербу на площадке и вне площадки ЧАЭС, связанному, в том числе, с выводом из эксплуатации нормально работавших реакторов ЧАЭС. В результате аварии на АЭС «Фукусима-1» (одной из крупнейших в мире), вызванной цунами после сильнейшего землетрясения, разрушены четыре реактора, в окружающую среду выброшено большое количество радионуклидов, из структуры производства электроэнергии выпали шесть блоков суммарной мощностью 4696 МВт и нанесен значительный экономический ущерб, многократно превышающий потери только на площадке АЭС.

Аварии на АЭС произошли в трех странах, но их последствия так или иначе повлияли на развитие ядерной энергетики во всем мире. Поэтому оценивать вероятность аварии на АЭС имеет смысл исходя из мирового опыта эксплуатации АЭС. За все время существования ядерной энергетики накоплен большой опыт эксплуатации энергетических реакторов — наработано более 14 000 реактор · лет (*рис. 16*, [12]). Три крупные аварии, происшедшие за это время, привели к полной потере шести блоков АЭС. Таким образом, на сегодня оценка вероятности аварии на АЭС составляет $B = 6/14000 \approx 4{,}3 \times 10^{-4}$(1/год), то есть около 2333 лет безаварийной работы в расчете на один блок. Величину экономического ущерба $У$ (руб.) при аварии можно определять, как и в [9], суммой «внутренних» затрат (непосредственно на площадке АЭС, включая потери капитализации) и «внешних» затрат, которые могут возникнуть в результате аварии вне площадки АЭС (ком-

Рисунок 16

Динамика мирового опыта эксплуатации энергетических ядерных реакторов в единицах «реакторо-год». На начало 2012 г. наработано свыше 14 000 реакторо-лет



пенсация потребности в электроэнергии, дезактивация загрязненной радионуклидами территории, переселение людей, строительство нового жилья для них, разработка новых систем безопасности реакторов и др.).

Все затраты на ликвидацию последствий от предполагаемой аварии на одном блоке АЭС удобно оценивать относительно величины капитальных затрат K на его строительство: $У = D \times K$, где D можно назвать коэффициентом потерь [9].Так, после аварии на АЭС «Three Mile Island» работы по устранению ее последствий были начаты в августе 1979 г. и официально завершены в декабре 1993 г. Они обошлись в 975 млн долл. Была проведена дезактивация территории станции, топливо было выгружено из реактора, активная зона тщательно исследована. Энергоблок закрыт навсегда и находится под постоянным наблюдением. Другими словами, для аварии на АЭС «Three Mile Island» величина коэффициента потерь приблизительно $D \approx 2$, а для АЭС «Фукусима-1», по разным предварительным оценкам, $D \approx 30–40$ при капитальных затратах на утраченные реакторы около 6–8 млрд долл.

Влияние показателей аварийности АЭС на цену электроэнергии

Экономические потери от аварии на АЭС можно компенсировать, если заранее создать соответствующие страховые фонды. Чтобы иметь возможность использовать сумму средств $У$ непосредственно после аварии, необходимо накапливать эти средства в течение определенного (достаточно длительного) периода времени до аварии. Процедура страхования осуществляется посредством включения в стоимость электроэнергии страховых выплат такой величины, чтобы за предполагаемое время между двумя возможными тяжелыми авариями накапливалась сумма средств, равная ожидаемому ущербу $У$. Если вероятность тяжелой аварии составляет B (1/год), то в течение каждого года работы АЭС должны накапливаться страховые средства $B \times У = B \times D \times K$ (руб/год). С учетом этих дополнительных затрат дисконтированная себестоимость электроэнергии увеличится согласно (30) и станет равной

$$C_{lev} = \frac{pK + BY + Y_0}{E} = \frac{(p + BD)K + Y_0}{E}. \quad (38)$$

Если принять $B \le 4{,}3 \times 10^{-4}$ 1/год и $D \approx 2$, то $BD \le 0{,}0009$ 1/год, и при ставке дисконтирования $p = 0{,}05$ 1/год ежегодные страховые выплаты составляют менее 1,7% от капитальной составляющей стоимости электроэнергии. Иначе говоря, в условиях локальных аварий ($D \approx 1–3$) экономическая эффективность АЭС в значительной степени сохраняется, если вероятность аварии не превышает 10^{-3} 1/год. При такой и меньшей вероятности потери конкурентоспособности АЭС на рынке оказываются вполне приемлемыми с учетом возможности возмещения потерь от аварии за счет создания соответствующих страховых накоплений [9]. При крупной аварии, когда $D \approx 30$, как на «Фукусиме-1», величина $BD \approx 0{,}013$ 1/год, вследствие чего страховые выплаты достигают 26% от капитальной составляющей стоимости электроэнергии, ухудшая конкурентоспособность АЭС, но не катастрофически.

Таким образом, показатели B и D аварийности АЭС оказывают влияние на эффективность и конкурентоспособность АЭС на энергетическом рынке через изменение себестоимости электроэнергии и, следовательно, прибыли и темпов роста ядерной энергетики.

Необходимо отметить, однако, что требуемая сумма для компенсации ущерба $У$ от аварии одной АЭС при ежегодных отчислениях в страховой фонд каждой из N работающих АЭС в количестве $B \cdot У$ будет накоплена всеми АЭС мира за период $T_у = 1/B \times N$ независимо от величины ущерба. Так, при $B \le 4{,}3 \times 10^{-4}$ (1/год) и действующем числе реакторов в мире $N \approx 440$ период накопления страховой суммы составит $T_у \approx 5$ лет. В связи с этим целесообразно создание «всемирного пула страхования АЭС».

Аварии на АЭС обусловили крупномасштабную аналитическую работу, интенсивный международный обмен информацией

и в целом привели к всестороннему пересмотру подходов к их безопасности. Перед компаниями, занимающимися сооружением АЭС, стоит задача: обеспечить полное *соответствие современных АЭС международным требованиям безопасности ядерных реакторов*. Сегодня требования таковы: вероятность аварий с разрушением активной зоны на новых станциях не должна быть более одного раза в 100 тыс. лет на один реактор (вероятность 10^{-5} 1/реактор·год), а вероятность крупных аварий с выбросами радиоактивности за пределы АЭС не должна превышать одного раза в 1 млн лет на реактор (10^{-6} 1/реактор·год). На рынке ядерной энергетики в настоящее время фигурируют около десяти современных проектов реакторов новейших поколений 3 и 3+, удовлетворяющих вышеперечисленным (и некоторым другим) требованиям. Еще более жесткие

требования к реакторам поколения 4, разрабатываемым в рамках международных проектов GIF-IV и INPRO, сформулированы следующим образом: разработать и внедрить к 2030 г. одну или несколько конкурентоспособных ядерных систем энергоснабжения, в которых будут решены проблемы эксплуатационной безопасности, обращения с радиоактивными отходами, нераспространения ядерных материалов, что позволит получить общественную поддержку для широкого развития ядерной энергетики. Реакторы 4-го поколения должны работать на таком топливном цикле, который сводит к минимуму производство долго живущих отходов и при этом экономно использует урановые запасы. Следует отметить, что все эти принципы реакторов 4-го поколения сформулированы впервые в монографии [13].

* * *

1. В работе рассмотрены аналитические модели саморазвития ядерной энергетики, основанные на фундаментальных принципах инвестиционной экономики. Под саморазвитием мы понимаем такую «настройку» ее технологий и экономики, при которой реализуется устойчивый рост числа действующих реакторов АЭС в целях обеспечения народного хозяйства *заданным темпом производства электроэнергии без привлечения иных финансовых ресурсов, кроме доходов от деятельности самой ядерной отрасли как эффективной бизнес-системы*.

2. Рассмотренные в работе требования к инвестиционным параметрам энерготехнологий основаны на широко применяемых критериях UNIDO. Все приведенные здесь результаты получены путем строгих выводов из фундаментальных положений инвестиционной экономики без привнесения каких-либо волюнтаристских искусственных гипотез. Применены лишь вполне обоснованные упрощения, позволяющие придать наглядность математическим формулировкам и обеспечить быструю проверяемость численных оценок. Изложенные здесь подходы могут быть развиты для уточнения взаимосвязей параметров саморазвития отрасли с учетом инфляции, рисков и т.п. реальностей.

3. Критерии UNIDO (NPV, IRR и период окупаемости) являются критериями коммерческой эффективности инвестиционного проекта, то есть отражают интерес инвестора, направленный на достижение максимальной прибыли в наиболее короткие сроки. Иными словами, предпочтителен тот проект, для которого значение чистого дисконтированного дохода NPV > 0 и максимально, а период окупаемости минимален. Эта цель достигается снижением затрат и повышением цены продукции.

4. Проанализирован также критерий МАГАТЭ — приведенная себестоимость электроэнергии, определяемая как тариф безубыточности. В отличие от критериев UNIDO критерий МАГАТЭ оценивает общественную эффективность проекта, так как *ориентирован на потребителя, заинтересованного в снижении тарифа на электроэнергию*. То есть предпочтителен тот проект, для которого значение приведенной (дисконтированной) себестоимости электроэнергии C_{lev} минимально.

5. Таким образом, *в интересах* как инвестора, так и потребителя *снижать затраты* проекта (производства). Тем не менее затраты на строительство и эксплуатацию электростанций эволюционируют в сторону увеличения, причем в несколько раз за последние 10–15 лет. По нашему мнению,

причина этого *роста затрат обусловлена не только ростом цен на материалы и затратами на обеспечение безопасности, но и интересами исполнителя проекта*, естественно заинтересованного в доходах, которые одновременно являются затратами для инвестора и потребителя. Отметим также, что из всех участников

рынка — инвестора, потребителя и исполнителя — *наиболее квалифицированным в энерготехнологии является исполнитель, который зачастую и диктует величину затрат на ее развитие*. Поэтому важно задать исполнителю макроэкономические ограничения на ряд инженерно-экономических и инвестиционных параметров энергетических установок и их топливных циклов, приемлемых с точки зрения эффективного саморазвития энергетического бизнеса. Именно эту задачу мы и пытались решить в данной работе в упрощенной и легко проверяемой постановке.

6. В условиях, когда оценки приведенных затрат (или себестоимости электроэнергии и т.п.) для разных энерготехнологий близки и с учетом естественных погрешностей отличаются в пределах примерно ±(25–50%), формировать решение об эффективности инвестиций в ту или иную энерготехнологию будут скорее краткосрочные политические (традиционные) предпочтения, а не стратегические или народно-хозяйственные. Для принятия экономически обоснованных стратегических решений различие в приведенных затратах должны составлять разы, а не десятки процентов, поскольку «капитал устремляется туда, где видит скачок эффективности». Поэтому *для новых ядерных энерготехнологий, включая реакторы на быстрых нейтронах с замкнутым ядерным топливным циклом, необходимо обосновать и обеспечить снижение капитальных затрат примерно в 2–3 раза и текущих (эксплуатационных) затрат в 2 раза по сравнению с ныне действующими без потери безопасности, чтобы ядерная энергетика получила бесспорное преимущество в стратегии развития энергетики*.

7. Вышеприведенные модели позволяют оценить горизонт планирования инвестиций с учетом дисконтирования денежных потоков. *При норме дисконтирования $p < 0{,}1$/год горизонт планирования инвестиций должен превышать 50 лет*. В [14] для оптимального планирования развития отрасли принимается горизонт планирования $T = 100–150$ лет. Очевидно, что в настоящее время точных знаний о денежных потоках (годовых расходах и доходах), которые будут через десятилетия в будущем, нет. Но это обстоятельство никоим образом не отрицает необходимости «вспоминать о будущем» и требует непрерывного мониторинга (анализа) эффективности инвестиций.

8. Основные критерии эффективности инвестиционного проекта — внутренняя норма доходности *IRR* и вместе с ней чистый дисконтированный доход *NPV* проекта АЭС — лимитируются задаваемым темпом развития ядерной энергетики. Низкие темпы развития ядерной энергетики и, соответственно, низкая величина внутренней нормы доходности обусловливают «малый запас» ($IRR - p$) эффективности и устойчивости инвестиций. Иначе говоря, инвестиции в ядерную энергетику выгодны при высоких темпах ее развития. Показано также, что чистый дисконтированный доход и запас устойчивости инвестиционного проекта в энергетике прямо пропорциональны разности рыночной цены и себестоимости отпускаемой электроэнергии.

9. Из соображений устойчивости инвестиционного проекта ($p < IRR$) следует, что эффективная норма амортизации (29) должна быть меньше внутренней нормы доходности *IRR* (а период амортизации должен быть больше величины $1/IRR$), определяемой, как отмечалось выше, темпом развития энергетики. Поскольку величина *IRR* прямо пропорциональна годовой прибыли согласно (25), то независимо от того, куда включают затраты на НИОКР (влияющие на темпы морального старения оборудования) — в себестоимость электроэнергии или прибыль, — это ведет к снижению прибыли и величины *IRR* и вместе с ней к ухудшению всех критериев эффективности инвестиционного проекта. Мы пришли, таким *образом к парадоксальному выводу: в рамках критериев эффективности инвестиционного проекта затраты на НИОКР вредны дан-*

ному проекту, несмотря на то, что сам проект может быть нацелен на решение какой-то очень важной задачи для бизнеса в энергетике. Природа этого парадокса заключена в том, что рассмотренные выше методики UNIDO и МАГАТЭ можно назвать статическими, так как они оценивают экономическую эффективность инвестиционных проектов без учета необходимых темпов развития и совершенствования энергетики, то есть не отвечают на вопрос: какова эффективность использования прибыли инвестиционного проекта?

10. Предложенная в работе динамическая модель развития отрасли в «релаксационном приближении» (33) позволила сформулировать новый критерий (34) в виде отношения чистой годовой прибыли к величине капиталовложений в новые блоки АЭС *П/К* (год$^{-1}$ или %/год), которое имеет смысл *параметра динамической эффективности (или темпа) экономического саморазвития отрасли.* Условие саморазвития (34) выполняется, когда отношение ежегодной прибыли к капитальным затратам на новый блок АЭС превышает заданный (директивный и т.п.) темп развития, то есть при $П/К \geq 0{,}69/T_2$, где T_2 — заданный (директивный и т.п.) период удвоения ядерных мощностей.

11. Рассмотрено влияние уровня безопасности (показателей аварийности) АЭС на себестоимость электроэнергии. Вероятность аварии сказывается на экономике АЭС через необходимые отчисления в страховые фонды. Использование в оценках общемирового показателя этой вероятности показывает, что современное состояние ядерной энергетики не является критическим и вполне возможно накопление страховых средства для возмещения ущербов, превышающих в десятки раз потери самой АЭС. В частности, потери от аварии на АЭС «Фукусима-1», превышающие инвестиции в АЭС примерно в 30 раз, вполне могли бы быть компенсированы, если бы заранее были созданы соответствующие страховые фонды. По-видимому, целесообразно создание «всемирного пула страхования АЭС».

12. Приведенные модели в условиях ряда приемлемых допущений дают наглядные и легко проверяемые результаты в отличие от сложных имитационных и иных численных моделей с огромным числом исходных параметров и их взаимосвязей. Более того, приведенные здесь аналитические модели полезны для верификации полномасштабных моделей, которые незаменимы в качестве электронных тренажеров для принятия инженерно-экономических решений. Предложенные нами модели развития позволяют оперировать свойствами целостности отрасли как бизнес-системы, а не замыкаться на частностях, допуская в то же время необходимые для более строго анализа усложнения (учет инфляции, рисков, паритета покупательной способности и др.).

Парадоксальный вывод: в рамках критериев эффективности инвестиционного проекта затраты на НИОКР (как, впрочем, и любые другие затраты) вредны данному проекту.

ПЭС 12048/15.03.2012

Литература

1. Харитонов В.В., Молоканов Н.А. Аналитическая модель стратегии саморазвития ядерной энергетики. Часть 1 // Экономические стратегии. 2012. № 5. С. 88–98.

2. The Economics of Nuclear Power. http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html.

3. Кархов А.Н. Методика равновесного динамического ценообразования в энергетике и оценки экономической эффективности АЭС и ТЭС в условиях рынка. Экономика ядерной энергетики: Конспект лекций / Под ред. проф. В.В. Харитонова. М.: МИФИ, 2004. С. 174–199.

4. Кархов А.Н. Инновационная энергетика в условиях рынка. http://www.ibrae.ac.ru/images/stories/ibrae/directions/innovac_energetika_v_usl_rinka_karhov.pdf.

5. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. В 3 т. Т. 2. Экономика и управление энергообъектами. В 3 кн. Кн. 3 / Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. М.: Изд-во МЭИ, 1998. 264 с.

6. Методика оценки энергетической и экологической эффективности экономики России / А.С. Мартынов, В.В. Артюхов. М.: Интерфакс, 2010. 101 с.

7. Взрывная дейтериевая энергетика / Г.А. Иванов, Н.П. Волошин, А.С. Ганеев, Ф.П. Крупин, С.Ю. Кузьминых, Б.В. Литвинов, А.И. Свалухин, Л.И. Шибаршов. Снежинск: Изд-во РФЯЦ-ВНИИТФ, 2004. 288 с.

8. Энергетика в экономике XXI века / Е.П. Велихов, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин, В.Ф. Цибульский. М.: ИздАт, 2010. 176 с.

9. Кархов А.Н. Безопасность и экономика атомной энергетики. http://www.ibrae.ac.ru/images/stories/ibrae/directions/bezopasnost_ekonomika_aes_karhov.pdf.

10. Ядерная энергетика. Проблемы. Решения / Под ред. М.Н. Стриханова. Монография в 2 ч. М.: ЦСПиМ, 2011. Ч. 1. С. 16–129.

11. Болятко В.В., Ксенофонтов А.И., Харитонов В.В. Экология ядерной и возобновляемой энергетики: Учеб. пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2010. 296 с.

12. http://www.world-nuclear.org/info/inf06.html.

13. Белая книга ядерной энергетики / Под общ. ред. проф. Е.О. Адамова. М.: Изд-во ГУП НИКИЭТ, 2001. 270 с.

14. Клименко А.В. Математическая модель оптимизации энергосистемы и ее применение: Монография. М.: НИЯУ МИФИ, 2010. 292 с.