



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».

О стратегии саморазвития

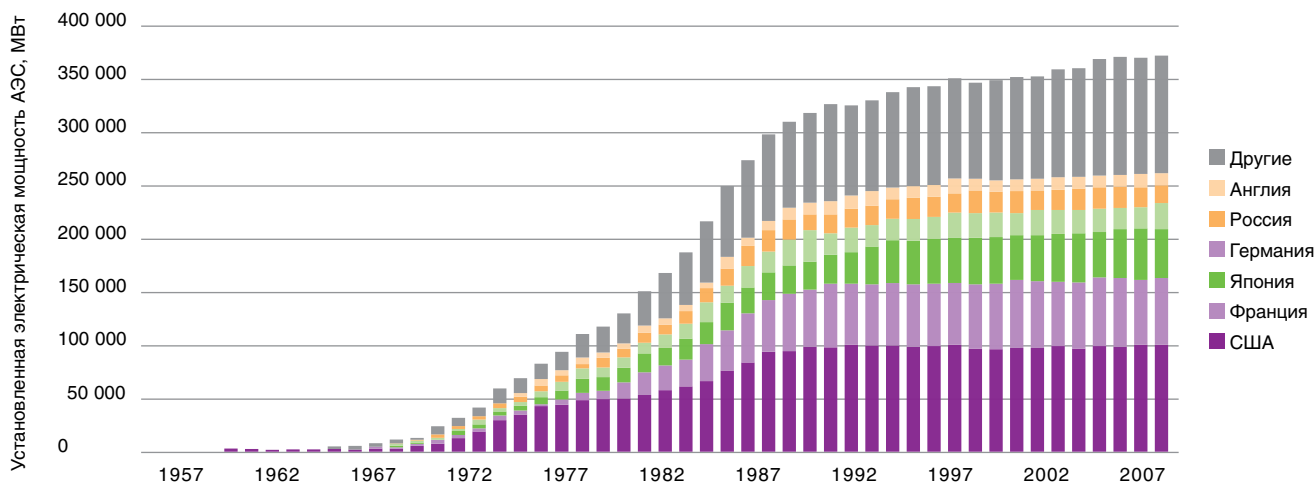
На саммите тысячелетия президент России выдвинул инициативу разработки международного проекта под эгидой МАГАТЭ, направленного на развитие такой технологии производства ядерной энергии, в рамках которой не вырабатываются ядерные материалы военного назначения и предусмотрено сжигание долгоживущих отходов отработавшего ядерного топлива и ядерного оружия. Этот проект впоследствии получил наименование INPRO. В мае 2000 г. Правительством РФ одобрена стратегия развития ядерной энергетики в первой половине XXI в. По инициативе США в том же 2000 г. стартовала международная программа «Generation-IV», нацеленная на разработку нового поколения ядерно-энергетических систем — реакторов IV поколения и топливных циклов, коммерциализация которых может начаться не позднее 2030 г. Мир заговорил о «ядерном Ренессансе».

В настоящее время в 30 странах, где проживает две трети населения планеты, работает более 440 коммерческих ядерных реакторов общей установленной мощностью около 370 ГВт (эл.) (рис. 1) [1–3]. Они производят около 16% электроэнергии, а в ряде стран их доля в производстве электроэнергии достигает 50–80% (рис. 2). Больше всего энергетических ядерных реакторов работает в США, Франции, Японии и России (рис. 3).

Таким образом, всего за полвека мощность ядерной энергетики в мире возросла с 5 МВт (первая АЭС в Обнинске) до 370 ГВт. В ближайшие 15 лет планируется ввести в строй в разных странах до 130 ядерных блоков, а десятки блоков, выработавших ресурс, вывести из эксплуатации. При этом общая мощность АЭС достигнет 430 ГВт. Доля ядерной энергетики в мировом производстве электроэнергии может повыситься с нынешних 16 до 30%.

Рисунок 1

Вклад ведущих стран в мировую ядерную энергетическую мощность в динамике 1957–2008 гг.



В марте 2011 г. начался новый период развития ядерной энергетики. Для него характерны «давление» факторов, связанных с аварией на АЭС «Фукусима» (Япония), пересмотр некоторыми странами (например, Германией) политики в области ядерной энергетики, растущая вероятность замедления (рецессии) глобальной экономики. Тем не менее авария в Японии вряд ли повлияет на фундаментальные факторы роста спроса на ядерную электроэнергию в среднесрочной и долгосрочной перспективе, поскольку серьезной альтернативы ядерной энергетике пока нет.

В нашей стране проведены тест-контрольные мероприятия на всех АЭС для повышения их безопасности, и программа развития практически не изменена. В то время как население России составляет 2% от населения Земли, российская ядерная энергетика дает 5% мирового производства электроэнергии на АЭС, 15% мирового рынка реакторостроения, 45% мирового рынка обогащения урана, 15% мирового рынка переработки отработавшего топлива и 8% мировой добычи природного урана. Энергетической стратегией России предусмотрен рост установленной мощности АЭС с 23 ГВт (эл.) в 2010 г. до 52–62 ГВт (эл.) к 2030 г.

[4], правительство выделяет на развитие ядерной энергетики большие бюджетные средства.

В связи с этим возникает вопрос: может ли ядерная энергетика

стать «рентабельным саморазвивающимся бизнесом»? Под *саморазвитием* ядерной энергетики (как и любой энерготехнологии) мы понимаем такую «настройку» ее технологий и экономики, при

Рисунок 2

Доля «ядерного электричества» в странах мира на начало 2011 г.

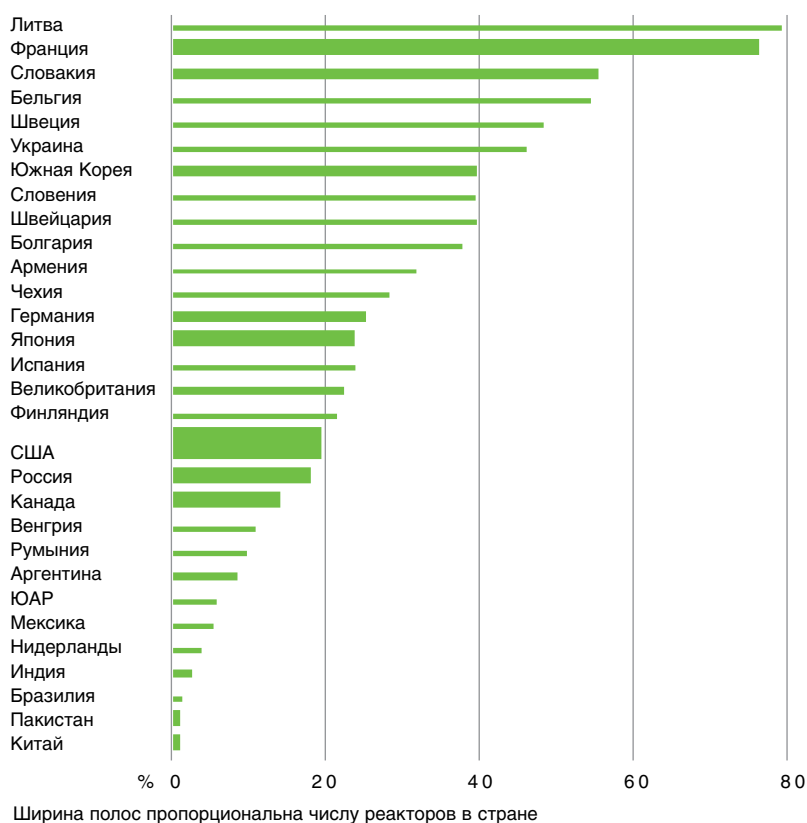
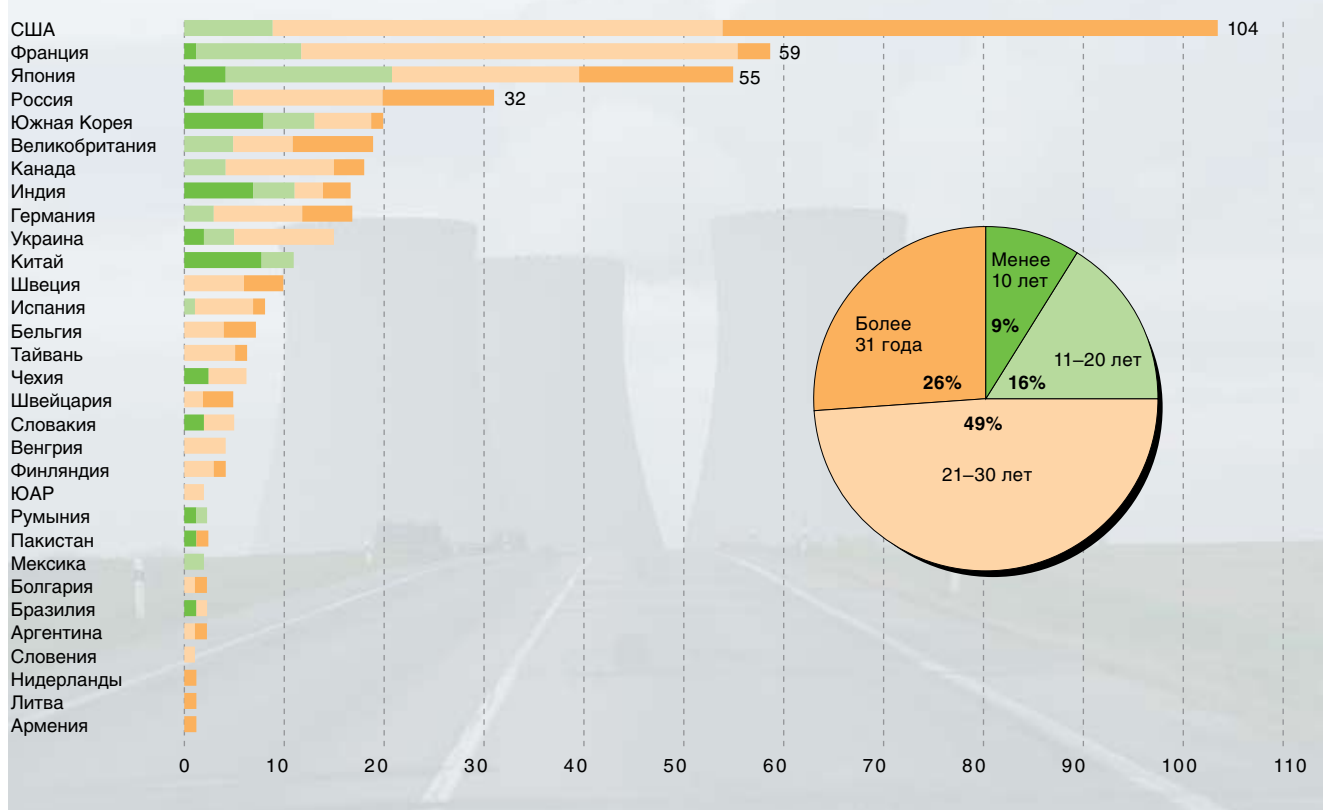


Рисунок 3

Число и возраст энергетических ядерных реакторов в странах мира на начало 2011 г.



которой реализуется устойчивый (экспоненциальный) 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. Иными словами, саморазвивающаяся отрасль олицетворяет эффективный высокорентабельный бизнес; она не только не использует средства государственного бюджета, но и пополняет его за счет налоговых отчислений.

Ниже представлена аналитическая модель развития, позволяющая получить наглядные и проверяемые результаты для оценки важнейших инженерно-экономических параметров ядерной энергетики на основе фундаментальных положений рыночной экономики [5].

Закономерности экспоненциального роста

В экономике часто встречаются экспоненциальные зависимости. Например, такие важные характеристики мировой экономики, как добыча и потребление невозобновляемых природных ресурсов, производство электроэнергии или продуктов питания, индустриализация, загрязнение окружающей среды и др., имеют тренды, возрастающие практически по экспоненциальному закону, то есть приблизительно с неизменными ежегодными относительными приростами в течение десятилетий и даже столетий [1, 6, 7].

Напомним некоторые важные закономерности экспоненциального роста. Обозначим через $W_{\text{уст}}$ установленную суммарную мощность (Watt, или Вт) энергетических установок (в мире, в отдельной стране или регионе). Если скорость

наращивания мощностей dW/dt пропорциональна установленной в данный момент времени t мощности $W(t)$, то дифференциальное уравнение, описывающее изменение установленной мощности с течением времени, будет иметь вид:

$$\frac{dW}{dt} = kW = \frac{W}{\tau}, \quad (1)$$

где k — темп роста; $\tau = 1/k$ — характерное время (период времени, постоянная времени), в течение которого установленная мощность энергоустановок увеличивается в $e \approx 2,72$ раза.

Темп роста $k = 1/\tau$ называют также эффективностью развития энергетики (экономики), поскольку чем больше величина k , тем быстрее растет величина $W(t)$. Пусть в начальный момент времени ($t = 0$) установленная мощность равнялась W_0 . После интегриро-

вания уравнения (1) получим экспоненциальный закон изменения установленной мощности с течением времени:

$$W(t) = W_0 \exp(kt) = W_0 e^{kt}. \quad (2)$$

Для выявления формы (закона) изменения производства энергии, ВВП и т.п. с течением времени удобнее представлять статистические (эмпирические) данные в «полулогарифмических координатах» (рис. 4), где экспоненциальная зависимость выглядит линейной: $\ln W(t) = \ln W_0 + kt$.

Отсюда следует, что темп k экспоненциального роста определяется по тангенсу угла между «полулогарифмической прямой» и осью абсцисс t (осью времени).

Часто в экономической литературе встречаются такие важные параметры роста, как время (или период) удвоения T_2 и относительный ежегодный прирост $\Delta W/W$, где ΔW — изменение (увеличение) установленной мощности за период времени Δt , в данном случае $\Delta t = 1$ год.

Период удвоения T_2 — это такой период времени, за который установленная мощность электростанций (ВВП или др.) возрастает в 2 раза, то есть $W(t + T_2) = 2W(t)$.

Между параметрами T_2 , $\Delta W/W$ и k существуют следующие взаимосвязи:

$$T_2 = \frac{\ln 2}{k}; \quad (3)$$

$$\frac{\Delta W}{W} = \exp(k \cdot \Delta t) - 1 \approx k \cdot \Delta t.$$

Как видно, относительный прирост не зависит от текущего момента времени t , а только от периода Δt наблюдения за изменением, как и в случае роста по закону геометрической прогрессии. В выражениях (3) последнее соотношение $\Delta W/W \approx k \cdot \Delta t$ справедливо при $\Delta W/W \ll 1$, что обычно и наблюдается. Если относительный прирост измерять в процентах, то

это справедливо при $\Delta W/W \leq 15\%$ с погрешностью менее 6%. Из первого и последнего соотношений (1,3) с учетом того, что $\ln 2 \approx 0,69$, следует удобное соотношение между периодом удвоения и относительным ежегодным приростом (когда $\Delta t = 1$ год):

$$(\Delta W/W) T_2 \approx 69 \text{ (\% год)}. \quad (4)$$

Иначе говоря, с хорошим приближением можно считать, что *произведение среднегодового темпа роста (среднегодового относительного прироста в процентах) и времени удвоения (в годах) составляет постоянную величину* 69. Так, при ежегодном приросте $\Delta W/W = 1\%$ период удвоения $T_2 = 69$ лет, при $\Delta W/W = 10\%$ в год получаем $T_2 = 6,9$ года. Периоду удвоения 10 лет соответствует ежегодный прирост $\approx 7\%$. Отметим, что соотношение типа (4) между ежегодным приростом ВВП и периодом его удвоения эмпирически установил советский ученый Побиск Кузнецов (1924–2000), известный как один из основоположников альтернативного подхода к экономическим системам (физической экономики).

Потребление энергии (в частности, электроэнергии) на душу населения служит одним из важнейших индикаторов экономического развития. Мировое потребление энергии устойчиво растет на протяжении многих десятилетий в среднем на 1,5–2% в год. По различным оценкам, к 2030 г. (за

20 лет) мировой ВВП увеличится на $\approx 100\%$ и производство электроэнергии — на $\approx 35\%$. Иначе говоря, ожидается, что период удвоения мирового ВВП составит $T_2 = 20$ лет, а его осредненный ежегодный прирост $\Delta W/W \approx 3,5\%$. Соответственно, ежегодный прирост производства электроэнергии ожидается на уровне 1,5% при периоде удвоения около 46 лет. Как видно, *на 1% прироста ВВП прирост потребления электроэнергии составляет 0,3–0,4%*. В России ежегодные темпы роста производства электроэнергии ожидаются на уровне около 2%.

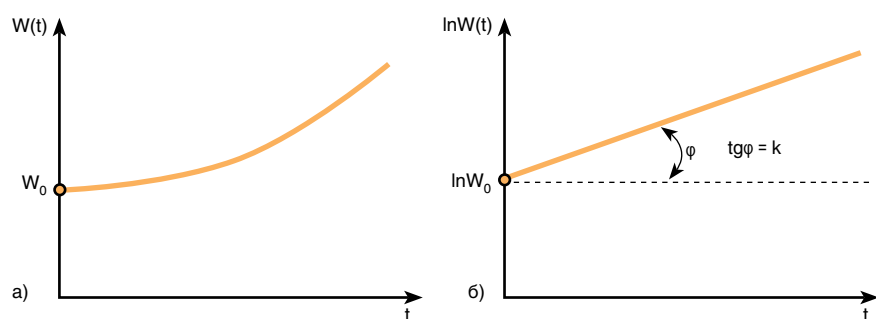
Как отмечено выше, энергетической стратегией России предусмотрено увеличение установленной мощности АЭС от 23 ГВт в 2010 г. до 52–62 ГВт к 2030 г. Подставляя эти данные в формулы (2)–(4), получим осредненные за этот период значения параметров развития ядерной энергетики: $k \approx 0,04\text{--}0,05$ в год⁻¹, $\Delta W/W \approx 4\text{--}5\%$ в год, $T_2 \approx 14\text{--}17$ лет. Соответственно, доля АЭС в общем объеме производства электроэнергии в стране должна составить к 2030 г. более 20% (в настоящее время около 16%).

Критерии эффективности инвестиций в энерготехнологии

Для оценки и сравнения эффективности инвестиционных проектов, предназначенных для получения дохода (продукта), общепринятой является методология UNIDO (United Nations Industrial

Рисунок 4

Графики экспоненциальной функции в линейном (а) и полулогарифмическом (б) масштабах



Development Organization — Организация Объединенных Наций по промышленному развитию, ЮНИДО). В качестве количественных критериев эффективности инвестиционных проектов чаще всего используются три критерия [8, 9, 11]: 1) чистый дисконтированный доход (ЧДД, или в оригинале *Net Present Value, NPV*), 2) внутренняя норма доходности (ВНД, или *Internal Rate of Return, IRR*) и 3) дисконтированный период окупаемости (*Discounted Payback Period, DPB*).

В электроэнергетике широко используется также методика МАГАТЭ для оценки минимального тарифа на электроэнергию, основанная на подходе UNIDO.

Дисконтирование денежных потоков. Остановимся на определении важного понятия дисконтирования. *Дисконтирование* (Discounting, от английского discount — скидка) — метод оценки современной стоимости суммы денег, которая будет получена в будущем. Метод дисконтирования денежных потоков инвестиционных проектов является ключевым в современ-

ном финансовом анализе. Под инвестиционным проектом понимают любое инвестирование денег, генерирующее денежные потоки в будущем: помещение денег на банковский депозит, покупка высокодоходных ценных бумаг или оборудования, строительство АЭС или нового завода, прокладка железной дороги и т.п.

Рассмотрим метод математического дисконтирования на примере банковских депозитов. Обозначим символом p процентную ставку для периода капитализации (обычно 1 год). Если D — это начальный капитал, положенный в банк при процентной ставке p , то в конце периода капитализации (через год) наращенная сумма составит $D \cdot (1 + p)$, через два года $D \cdot (1 + p)^2$ и т.д.

Обозначим сумму, наращенную за n периодов капитализации (n лет), символом S . Очевидно,

$$S = D (1 + p)^n. \quad (5)$$

Здесь коэффициент $(1 + p)^n$ показывает, во сколько раз начальный капитал возрастает за n периодов

капитализации. Из формулы (5) вытекает важное соотношение:

$$D = \frac{S}{(1 + p)^n}, \quad (6)$$

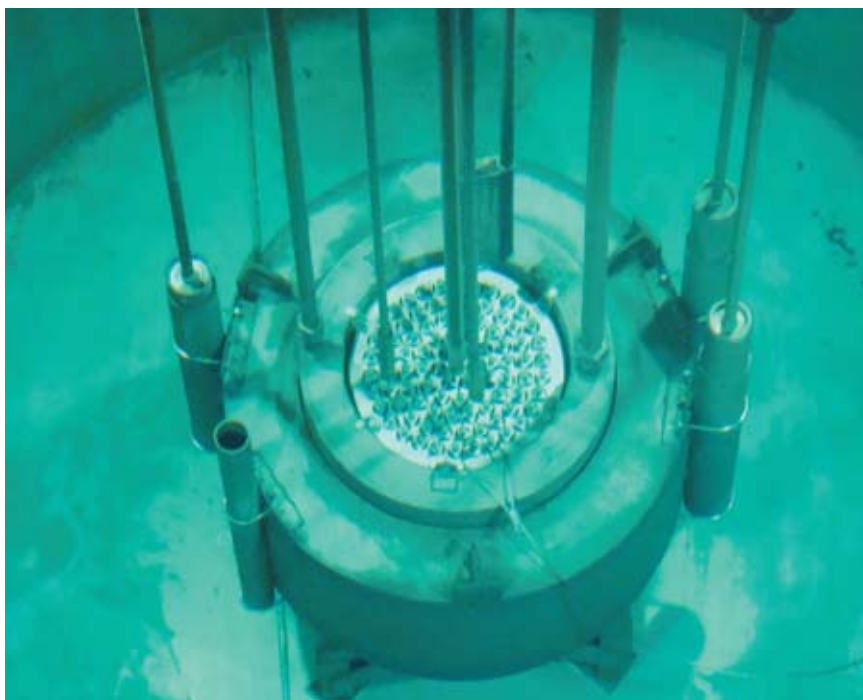
означающее, что для того, чтобы сумма, наращенная через n периодов капитализации, составила S денежных единиц, нужно положить в банк $S / (1 + p)^n$ или $S \cdot (1 + p)^{-n}$ денежных единиц в начале срока капитализации. Такой начальный капитал D называется *текущей* (или *приведенной* к начальному моменту) *ценностью будущей суммы денег* S и обычно обозначается символом PV (present value), а величину p называют *ставкой*, или *нормой дисконтирования* (discount rate).

Например, чтобы за 5 лет наращенная сумма составила $S = 1000$ денежных единиц при процентной ставке $p = 12\%$ в год, нужно в начале срока положить в банк $PV = 1000 / (1 + 0,12)^5 \approx 567$ денежных единиц.

Процесс нахождения текущей (нынешней) ценности будущих денежных потоков называется *дисконтированием*, а коэффициент $(1 + p)^{-n}$ — *коэффициентом дисконтирования*. Из (6) следует, что чем больше ставка дисконтирования, тем меньше сегодняшняя ценность будущих доходов.

Далее будут даны дополнительные разъяснения смысла дисконтирования и ставки дисконтирования, которая в разных публикациях обозначается символами i , r , d и др.

Чистый дисконтированный доход в разных публикациях называют чистым приведенным доходом, чистой текущей стоимостью, чистой дисконтированной стоимостью, общим финансовым итогом от реализации проекта, текущей стоимостью. Итак, *чистый дисконтированный доход* — это накопленная дисконтированная прибыль, или приведенная к начальному моменту времени стои-



мость будущих денежных потоков инвестиционного проекта (нарастающим итогом), рассчитанная путем суммирования ежегодных доходов (выручки — receipts) R_t (руб/год) в году t за вычетом расходов (затрат, инвестиций — Investments) I_t (руб/год) в том же году t с учетом дисконтирования:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{R_t - I_t}{(1+p)^t}, \quad (7)$$

где p — ставка дисконтирования; T — год окончания экономического срока проекта, срока службы оборудования (горизонт планирования).

При прочих равных условиях *предпочтительными являются инвестиции с наибольшим чистым дисконтированным доходом (не отрицательным)*, поскольку «капитал устремляется туда, где видит скачок эффективности». Считается, что при положительном значении NPV данное вложение капитала является эффективным, а при отрицательном NPV — неэффективным. Иначе говоря, величина NPV показывает инвестору доход или убыток от вложений средств в проект по сравнению с доходом от хранения денег в банке. Если $NPV > 0$, то инвестиции принесут больше дохода, нежели аналогичный вклад в банке.

Как справедливо отмечается в [10], формула (7) математически некорректна и практически неудобна для аналитических расчетов. Поэтому, следуя методологии [10], заменяем функцию дисконтирования $(1+p)^{-t}$ экспонентой $\exp(-pt)$, а суммирование — интегрированием по времени. Тогда выражение (7) принимает удобную для анализа и математически корректную форму

$$NPV = \int_{t=0}^T (R_t - I_t) e^{-pt} dt. \quad (8)$$

Здесь норма (ставка) дисконтирования p имеет размерность год⁻¹,

обратную времени ($p = 1/\tau^*$, где τ^* — некоторый характерный период времени). Обычно в расчетах принимают $p \leq 0,2$ год⁻¹ или 20%/год ($\tau^* > 5$ лет).

Выражение (8) есть разность двух интегралов: первый (9) представляет собой дисконтированные доходы, а второй (10) — дисконтированные затраты:

$$PV = \int_0^T R_t \cdot e^{-pt} dt. \quad (9)$$

$$Z = \int_0^T I_t e^{-pt} dt. \quad (10)$$

По существу формулы (7)–(10) выражают *фундаментальный закон экономики: «купить дешевле, продать дороже»*, не зависящий ни от экономической формации в обществе, ни от политической структуры власти. Сложность его применения в том, что покупка (затраты) и продажа (доходы) растянуты во времени и поэтому не всегда точно прогнозируемы. Что касается распределения прибыли — это совсем другое дело, существенно зависящее от интересов и политики инвестора.

Вклад в NPV отдаленных от настоящего момента времени расходов и доходов вследствие дисконтирования денежных потоков с помощью функций дисконтирования $(1+p)^{-t}$ или $\exp(-pt)$ относительно мал, поэтому величина NPV имеет конечный предел, несмотря на неограниченный срок работы энергоустановки. Чем выше ставка дисконтирования, тем в меньшей степени «будущее» влияет на принятие решения об эффективности инвестиций. Функции дисконтирования $(1+p)^{-t}$ или $\exp(-pt)$ нивелируют факторы будущего в функционалах (7)–(10) [10, 12]. Например, достаточно большие затраты на вывод АЭС из эксплуатации после окончания срока ее эксплуатации (около 60 лет) дают малый вклад в приведенные затраты (см. далее).

Для выявления особенностей и смысла NPV рассмотрим упрощенную задачу: если вложить сегодня (мгновенно) $Z_0 = 5$ млн долл. в основной капитал, то можно построить завод по производству приборов для АЭС и в течение будущих $T = 10$ лет получать ежегодно $R_t = 600$ тыс. долл. дохода. Выгодный ли это инвестиционный проект? «Мгновенное» инвестирование означает, что функция $I_t(t) = Z_0 \cdot \delta(t)$, где $\delta(t)$ — дельта-функция. В итоге из (8) получаем (индекс t при R опускаем)

$$NPV = -Z_0 + PV, \\ PV = \frac{R}{p} (1 - e^{-pT}). \quad (11)$$

Знак «минус» перед Z_0 означает, что это затраты. Просчитаем два варианта: 1) ставка дисконтирования составляет $p = 2\%$ /год, 2) $p = 5\%$ /год. За 10 лет работы мы ожидаем получить $R \cdot T = 6$ млн долл. как сумму потока ежегодных доходов по 600 тыс. долл. от продажи приборов. Каждая из этих «порций» доходов (по 600 тыс. долл. в год) будет получена в будущем, то есть через 1 год, затем через 2 года и т.д. в течение 10 лет. Приведенная (дисконтированная) стоимость этих доходов при первом варианте согласно (11) составляет $PV \approx 5,44$ млн долл., а при втором $PV \approx 4,72$ млн долл.

Как видно, в первом случае чистый дисконтированный доход $NPV = 0,44$ млн долл. положителен, то есть дисконтированная величина будущих доходов превышает сегодняшние затраты (мгновенные инвестиции). Во втором случае ценность будущих доходов ($PV \approx 4,72$ млн долл.) меньше инвестиций и $NPV = -0,28$ млн долл., то есть при большей ставке дисконтирования проект оказался убыточным (отрицательным) по сравнению с вложением в банк под тот же процент. Иначе говоря, величина NPV показывает, на сколько денежных единиц данный проект требует меньше начальных инвестиций, чем банковский депозит с тем же ожида-

емым ежегодным доходом проекта R .

Формула дисконтирования (11) показывает также, что чем ниже ставка дисконтирования и больше длительность эксплуатации завода (величина T), тем выше дисконтированная величина будущих доходов, то есть тем выше их ценность сегодня.

Внутренняя норма доходности (IRR) — это такая ставка дисконтирования, при которой суммарный чистый дисконтированный доход от осуществляемых инвестиций равен нулю. Иначе говоря, при $p = IRR$ величина $NPV = 0$, или, другими словами, затраты на проект равны его доходам на всем горизонте планирования.

Экономический смысл данного показателя заключается в том, что он показывает максимальную норму доходности (рентабельность инвестиций) или максимально допустимый уровень инвестиционных затрат в оцениваемый проект. Внутренняя норма доходности определяет максимальную стоимость привлекаемого капитала, при которой инвестиционный проект остается выгодным. При дисконте $p > IRR$ эффект проекта отрицателен ($NPV < 0$), при меньших ставках дисконтирования — положителен.

Внутренняя норма доходности определяет максимально приемлемую ставку дисконта, при которой можно инвестировать средства без потерь для собственника. В другой формулировке IRR — это средний годовой доход на вложенный капитал (процент в год), обеспечиваемый данным инвестиционным проектом, то есть эффективность вложений капитала в данный проект равна эффективности инвестирования под IRR процентов в какой-либо финансовый инструмент с равноммерным доходом. Иначе говоря, если инвестиционный проект использует кредит, то при плате за кредит более чем IRR % годовых

проект будет убыточным. Иными словами, IRR как минимум должен превышать банковский процент. Считается, что *чем больше положительная разница $IRR - p$, тем устойчивее данный проект*.

Значение IRR можно определить из следующего уравнения:

$$\int_{t=0}^T (R_t - I_t) e^{-pt} dt = 0 \text{ при } p = IRR. \quad (12)$$

Величина нормы (ставки) дисконтирования p относится к числу наиболее дискутируемых параметров. В качестве естественной альтернативы техническому проекту инвестор рассматривает вложения своих средств в банк под определенный процент β (% в год). Именно из этих соображений он обычно устанавливает норму дисконтирования, которая должна превышать банковский процент β и учитывать темп инфляции и риски. Другими словами, должны иметь место неравенства $\beta < p < IRR$. В ряде работ развивается идея о взаимосвязи ставки дисконтирования с моральным износом оборудования и, следовательно, с темпом научно-технического прогресса, обеспечивающего компенсацию морального износа энерготехнологий [13].

Дисконтированный период окупаемости — это время T_{OK} , требуемое для покрытия инвестиций за счет чистого денежного потока, генерируемого инвестициями. Этот критерий определяется последовательным расчетом NPV как функции времени. Точка на оси времени, в которой $NPV = 0$, будет являться точкой окупаемости. В интегральном представлении период окупаемости капиталовложений T_{OK} определяется уравнением:

$$\int_{t=0}^{T_{OK}} (R_t - I_t) e^{-pt} dt = 0. \quad (13)$$

В соответствии с этим критерием наилучшими являются инвести-

ции, которые имеют наименьший период возврата (окупаемости).

Рассмотренные выше критерии UNIDO эффективности инвестиционных проектов являются *критериями коммерческой эффективности*, то есть *отражают интерес инвестора*, направленный на достижение максимальной прибыли в наиболее короткие сроки.

Приведенная стоимость электроэнергии. Широко применяемая в электроэнергетике методика МАГАТЭ рекомендована для оценки минимального тарифа на электроэнергию и изложена в Техническом докладе МАГАТЭ [14]. Приведенная стоимость электроэнергии (*levelized discounted electricity generation costs* — LDEGC, или просто *levelized cost*) C_{lev} — это такой тариф (руб/кВт·ч), который следует взysкивать за каждую единицу электроэнергии, чтобы полностью возместить расходы, возникающие на всем жизненном цикле электростанции с учетом временной стоимости денег. По существу эта методика конкретизирует методологию UNIDO применительно к электроэнергетической установке, *но ориентируется на интересы потребителя* электроэнергии. Приведенная (дисконтированная) стоимость электроэнергии C_{lev} рассчитывается из следующих условий: сумма дисконтированных доходов от продажи электроэнергии равна сумме дисконтированных расходов на строительство и эксплуатацию электростанции. Иными словами, C_{lev} — это такой тариф, при котором $NPV = 0$ и отсутствует прибыль. Тариф в отсутствие прибыли имеет смысл *себестоимости производства электроэнергии*.

Используя выражение для NPV в интегральном виде (8) и учитывая, что годовой доход (выручка) от продажи электроэнергии в году t составляет $R_t = E_t \cdot C_{lev}$, где E_t — годовое производство электроэнергии (кВт·ч/год), причем t начинается с момента T_C оконча-

ния строительства и начала эксплуатации АЭС (то есть $t \geq T_C$), получаем интегральное уравнение для расчета приведенной стоимости электроэнергии:

$$\int_{t=T_C}^T E_t \cdot C_{lev} \cdot e^{-pt} dt = \int_{t=0}^T I_t e^{-pt} dt. \quad (14)$$

Обычно полагают тариф постоянным, поэтому его величина определяется отношением приведенных затрат к приведенному количеству произведенной электроэнергии за время жизненного цикла электростанции:

$$C_{lev} = \int_{t=0}^T I_t e^{-pt} dt / \int_{t=T_C}^T E_t e^{-pt} dt. \quad (15)$$

Критерий МАГАТЭ, определяемый как *тариф безубыточности*, в отличие от критериев UNIDO оценивает общественную эффективность проекта, так как *ориентирован на потребителя*, заинтересованного в снижении тарифа на электроэнергию. Предпочтителен тот проект, для которого значение C_{lev} минимально, *то есть минимальна себестоимость производства электроэнергии*.

Модель приведенных затрат на строительство электростанций

Практически во всех методиках экономического расчета ежегодные затраты делят для удобства анализа на капитальные K_t и текущие Y_t (или эксплуатационные, включая топливные): $I_t = K_t + Y_t$. Для аналитических оценок естественно допустить, что капитальные затраты действуют только во время строительства объекта (например, реактора) в период времени длительностью T_C , то есть от $t = 0$ до $t = T_C$, а эксплуатационные затраты — только в процессе эксплуатации продолжительностью $T_Э \gg T_C$, то есть с момента времени $t = T_C$ до $t = T = T_C + T_Э$. Напомним, что проектный срок эксплуатации современных АЭС поколений «3» и «3+» составляет около $T_Э \approx 60$ лет.

Рассмотрим далее простейший случай, когда ежегодные капитальные и эксплуатационные затраты постоянны во времени. Тогда для полных приведенных (дисконтированных) затрат согласно (8) и (10) получим выражение:

$$Z = \int_{t=0}^T (K_t + Y_t) e^{-pt} dt = \int_{t=0}^{T_C} K_t e^{-pt} dt + \int_{t=T_C}^{T_C+T_Э} Y_t e^{-pt} dt = K \cdot f_k + \frac{Y_t}{p} \cdot f_y. \quad (16)$$

В правой части этого выражения обозначено $K = K_t \cdot T_C$ — полные капитальные затраты (руб.) за время строительства, а безразмерные коэффициенты имеют вид:

$$f_k = \frac{1 - \exp(-pT_C)}{pT_C};$$

$$f_y = \exp(-pT_C) \cdot (1 - \exp(-pT_Э)). \quad (17)$$

Эти коэффициенты отражают влияние дисконтирования и времени строительства и эксплуатации электростанции на приведенные затраты. В наиболее интересном предельном случае, когда срок строительства мал ($pT_C \ll 1$), а срок эксплуатации велик ($pT_Э \gg 1$), имеем $f_k \approx 1$ и $f_y \approx 1$, что дает из (16) известное выражение для полных приведенных затрат (индекс t опускаем)

$$Z = K + \frac{Y}{p} = K + Y\tau^*. \quad (18)$$

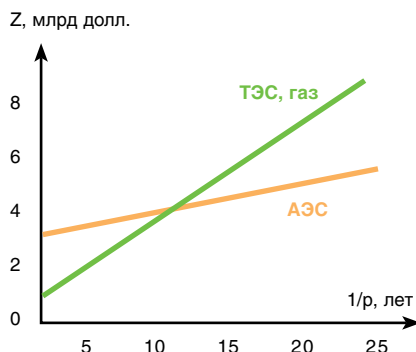
Здесь $\tau^* = 1/p$ некоторый характерный период времени. В ряде публикаций в качестве τ^* произвольно используют срок окупаемости капитальных вложений, в других — срок эксплуатации установки. Важно отметить, что, несмотря на длительный период эксплуатации и связанных с этим большие суммарные эксплуатационные расходы, равные $Y \cdot T_Э \rightarrow \infty$ при $T_Э \rightarrow \infty$, вклад эксплуатационных затрат в приведенные затраты ограничен и равен $Y/p = Y\tau^*$. Иначе говоря, в полные приведенные затраты Z входят эксплуатационные затраты *не за весь срок эксплуатации, а только за τ^* лет*. Это эффект дисконтирования затрат.

При выборе той или иной энерготехнологии предпочтение отдается тому варианту, который имеет *минимум приведенных затрат, поскольку они дают максимум чистого приведенного дохода NPV*. Часто сравнивают «удельные приведенные затраты», отнесенные к единице установленной мощности: $\zeta = Z/W$, руб./Вт. Например, при капитальных затратах $K = 3$ млрд долл и текущих издержках $Y = 0,1$ млрд долл/год, характерных для АЭС с реактором установленной мощностью $W = 1$ ГВт (эл.), и при ставке дисконтирования $p = 0,1$ год⁻¹ имеем: $Z = 4$ млрд долл.; $\zeta = Z/W = 4$ млрд долл./ГВт = 4000 долл./кВт = 4 долл./Вт. При ставке дис-



Рисунок 5

Влияние ставки дисконтирования p (1/год) на величину приведенных затрат Z (млрд долл.) для АЭС и ТЭС на газе



В расчете принято: капитальные затраты и текущие издержки для АЭС $K = 3$ млрд долл. и $Y = 0,1$ млрд долл/год, для ТЭС $K = 1$ млрд долл. и $Y = 0,3$ млрд долл/год

контирования $p = 6,7\%$ /год ($\tau = 1/p = 15$ лет) из (18) следует $Z \approx 4,5$ млрд долл, из которых $2/3$ составляют капитальные затраты и $1/3$ — приведенные текущие расходы.

Из определения (18) приведенных затрат следует, что чем меньше ставка дисконтирования p , тем меньше вклад капитальных затрат в приведенные затраты.

В пределе $p \rightarrow 0$ приведенные затраты определяются преимущественно эксплуатационными затратами, включающими топливную составляющую электростанций, которая для ТЭС примерно в 2–3 раза выше, чем для АЭС. Поскольку АЭС отличаются высокими капитальными затратами, то преимущество АЭС на конкурентном рынке энерготехнологий реализуется при низких ставках дисконтирования. Расчеты показывают (рис. 5), что при $p < 10\%$ в год ($1/p > 10$ лет) выгодно вводить в эксплуатацию АЭС [14]. При высоких ставках дисконтирования $p > 15\%$ /год ($1/p < 6,7$ года) и при столь высоких капитальных затратах 3–6 млрд долл/блок, которые наблюдаются в последние годы (рис. 6–8), АЭС могут проигрывать ТЭС по приведенным затратам. Отметим, что за последние 10 лет, как следует из рис. 6 и 8, капитальные затраты на АЭС росли более высокими темпами, нежели других энерготехнологий.

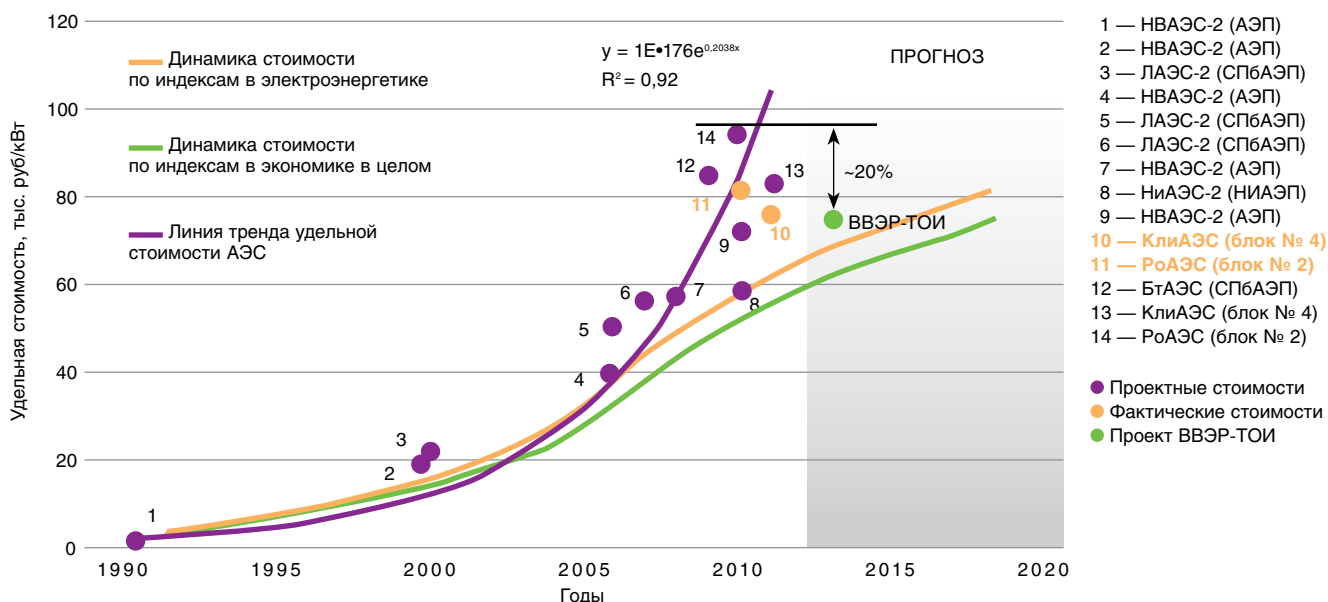
В условиях, когда оценки приведенных затрат для разных энерготехнологий близки и с учетом естественных погрешностей отличаются в пределах примерно

$\pm (25–30\%)$, определять принятие решения об эффективности инвестиций в ту или иную энерготехнологию будут скорее краткосрочные политические предпочтения, а не стратегические или народно-хозяйственные. Для принятия экономически обоснованных стратегических решений различие в приведенных затратах должно составлять разы, а не десятки процентов. Поэтому для новых ядерных энерготехнологий необходимо обосновать и обеспечить снижение капитальных затрат примерно в 3 раза и текущих (эксплуатационных) затрат в 2 раза по сравнению с ныне действующими, чтобы ядерная энергетика получила бесспорное преимущество в стратегии развития энергетики.

Модель приведенных затрат в виде (16)–(18) проста и удобна. Выражение (18) для приведенных затрат учитывает капитальные затраты на сооружение установки (электростанции) K (руб.) и текущие ежегодные расходы (эксплуатационные издержки) Y (руб/год). Разделение затрат на капитальные и текущие — это не более чем формулирование удобной для

Рисунок 6

Динамика удельной стоимости (удельных капитальных затрат) строительства АЭС в текущих ценах



оценок экономической модели. В этой модели конкретная установка (система установок и т.п.) создается «мгновенно» посредством капиталовложений K , то есть «импульсных затрат», и затем длительное время работает в неизменном режиме, требуя теперь уже длящихся (не импульсных, а текущих) затрат. Капитальные вложения нужны для создания установки, эксплуатационные затраты — для поддержания ее работы.

В плановой экономике ставку дисконтирования $p = 1/\tau^*$ называли нормативным коэффициентом эффективности капитальных вложений, величина которого устанавливалась законодательно как один из регуляторов народного хозяйства страны на уровне $p = 1/\tau^* = 0,12 \text{ год}^{-1}$ (или $\tau^* = 8,33$ года) и уточнялась во времени [12]. Это означает, что законодательно запрещалось строить и вводить в эксплуатацию хозяйственные объекты (например, электростанции), которые в состоянии были давать ежегодную прибыль менее нормативной, то есть менее 12% в год. Более подробная информация об использовании метода приведенных затрат для

Рисунок 7

Диапазон капитальных затрат на новые АЭС в регионах мира

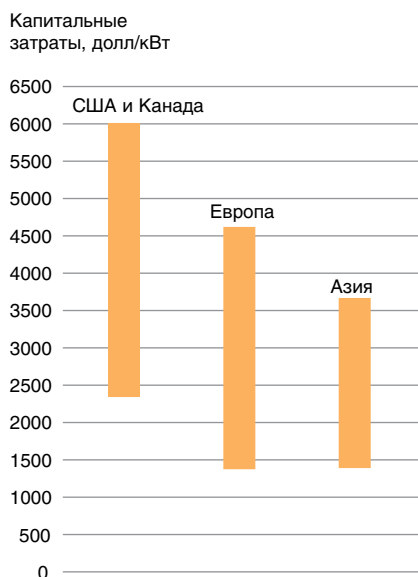
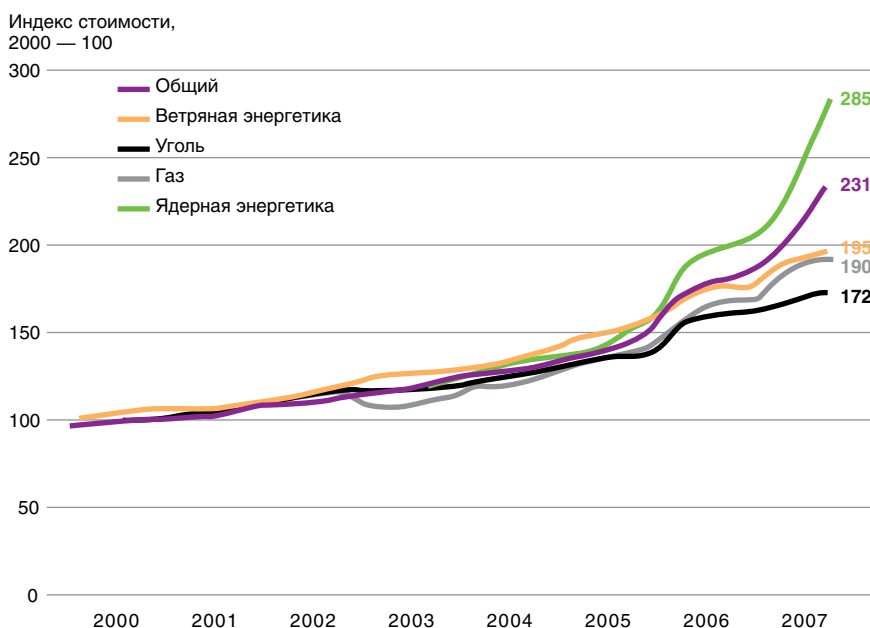


Рисунок 8

Динамика роста капитальных затрат на строительство электростанций на основе разных энерготехнологий (ветер, уголь, газ, ядерная)



Капитальные затраты в 2000 г. приняты за 100%. Капитальные затраты АЭС выросли за 7 лет почти в 3 раза (на 285%)

сравнения различных энерготехнологий содержится в фундаментальных монографиях [10–12].

Горизонт планирования инвестиций. Насколько далеко необходимо планировать развитие ядерных энерготехнологий? С учетом сроков проектирования АЭС (до 3–5 лет), сроков строительства (до 4–7 лет), сроков эксплуатации (до 60 лет) и сроков вывода из эксплуатации (до нескольких десятков лет) появляется необходимость «заглянуть в будущее» более чем на 100 лет.

Вышеприведенные модели позволяют оценить горизонт планирования инвестиций с учетом дисконтирования денежных потоков, то есть с учетом будущих расходов и доходов. Влияние будущих расходов на приведенные затраты описывается функцией $(Y_t/p) \times f(pT_{\Sigma})$ в (16), которая с ростом времени эксплуатации энергоустановки уменьшается от $Y_t T_{\Sigma}$ при $pT_{\Sigma} \rightarrow 1$ до Y_t/p при $pT_{\Sigma} \ll 1$ (в случае коротких сроков стро-

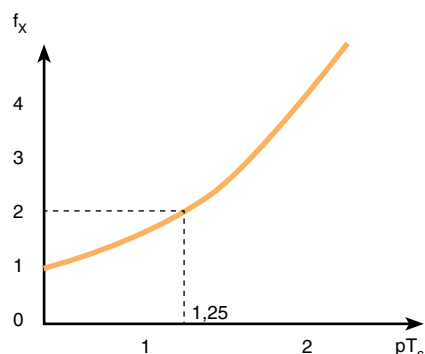
ительства $pT_{\Sigma} \ll 1$). Предел Y_t/p при $pT_{\Sigma} \rightarrow \infty$ отличается от текущего значения $(Y_t/p) \cdot f(pT_{\Sigma})$ менее чем на 1% при $pT_{\Sigma} > 5$.

Иначе говоря, при норме дисконтирования $p < 0,1/\text{год}$ горизонт планирования инвестиций $T = T_C + T_{\Sigma}$ должен превышать $5/p = 50$ лет. В многоагентной модели ядерной энергетики [12] для оптимального планирования развития отрасли принимается горизонт планирования $T = 100–150$ лет. Очевидно, что в настоящее время нет точных знаний о денежных потоках (годовых расходах и доходах), которые будут через десятилетия. Но это обстоятельство никоим образом не отрицает необходимости «вспоминать о будущем» и требует непрерывного мониторинга (анализа) эффективности инвестиций.

Влияние сроков строительства на приведенные затраты. Выражение (16) позволяет оценить влияние длительности строительства на приведенные за-

Рисунок 9

Влияние сроков строительства энергоблока на отношение дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат



траты. Рассмотрим отношение полных дисконтированных капитальных затрат Kf_k к полным дисконтированным эксплуатационным затратам $Y_t T_{\Phi} f_y$:

$$\chi = \frac{Kf_k}{Y_t T_{\Phi} f_y} = \frac{pK}{Y_t} f_x;$$

$$f_x = \frac{\exp(pT_c) - 1}{pT_c}. \quad (19)$$

Безразмерный коэффициент f_x при коротких периодах строительства, когда $pT_c \rightarrow 0$, практически равен 1 и величина $\chi \approx pK/Y$, как это следует из (18), которое соответствует «мгновенному строительству». При длительном строительстве, когда $pT_c > 1$, коэффициент f_x практически экспоненциально растет с ростом T_c тем самым как бы увеличивая капитальную составляющую затрат, которая для АЭС и так велика, что резко ухудшает конкурентоспособность АЭС на рынке энерготехнологий.

Так, уже при $pT_c = 1,25$ коэффициент $f_x = 2$ (рис. 9). Иными словами, удвоение капитальной составляющей приведенных затрат (по сравнению с «мгновенным строительством») происходит уже при сроках строительства $T_c = 12,5$ года (при $p = 10\%/год$) или 8,3 года (при $p = 15\%/год$).

Таким образом, для повышения конкурентоспособности АЭС не-

обходимо сокращать сроки строительства до уровня $T_c < 1,25/p$. Причем в выражении (19) учитывается только влияние эффекта дисконтирования доходов, которые будут позже поступать из-за затяжки строительства. Дополнительные расходы могут быть связаны с выплатой процентов на кредиты, неустойку и т.д.

ПЭС 12048/15.03.2012

Окончание следует

Литература

1. Харитонов В.В. Энергетика. Техничко-экономические основы: Учеб. пособие. М.: МИФИ, 2007. 328 с.
2. Ядерная энергетика. Проблемы. Решения: Монография / Под ред. М.Н. Стриханова: в 2 ч. Ч. 1. М.: ЦСПИМ, 2011. С. 16–129.
3. Энергетика в экономике XXI века / Е.П. Велихов, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин, В.Ф. Цибельский. М.: ИздАт, 2010. 176 с.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г.



5. Экономико-аналитические модели динамики развития ядерной энергетики: Монография / Под ред. В.В. Харитонova. М.: НИЯУ МИФИ, 2012. 76 с.

6. Медоуз Д.Х., Медоуз Д.Л., Рэндерс Й., Беренс В. Пределы роста / Пер. с англ.; Под ред. Г.А. Ягодина. М.: Изд-во МГУ, 1991. 207 с.

7. Медоуз Д.Х., Рэндерс Й., Медоуз Д.Л. Пределы роста. 30 лет спустя / Пер. с англ.; Под ред. Г.А. Ягодина и Н.М. Тарасовой. М.: Академкнига, 2008. 344 с.

8. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция) / Рук. авт. коллектива: В.В. Косов, В.Н. Лифшиц, А.Г. Шахназаров. М.: Экономика, 2000. 421 с.

9. Боляtko В.В., Ксенофонов А.И., Харитонов В.В. Экология ядерной и возобновляемой энергетики: Учеб. пособие. М.: НИЯУ МИФИ, 2010. 296 с.

10. Шевелев Я.В., Клименко А.В. Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. М.: РГГУ, 1996. 736 с.

11. Эффективность ядерной энерготехнологии: системные критерии и направления развития / Рачков В.И., Тюрин А.В., Усанов В.И., Воцинин А.П. М.: ЦНИИАТОМИНФОРМ, 2008. 228 с.

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

13. Кархов А.Н. Методики оценки эффективности инновационных проектов в энергетике // Атомная энергия. 2009. Т. 107. Вып. 6. С. 303–307; 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. Харитонova. М.: МИФИ, 2004. С. 174–199.

14. Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants. Technical Reports, Series No 396, IAEA, Vienna, 2000. (Серия технических отчетов № 396. Экономическая оценка тендерных предложений в отношении атомных электростанций. МАГАТЭ, Вена, 2000.)