

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Свидетельство 2014660392** о регистрации программы для ЭВМ, Российская Федерация [Электронный ресурс]. ТРОЙКА / Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В., Лысов Д.А. и др. Регистрация 07.10.2014. Официальный сайт ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=ec1e32c90a67ff17ab7c82f522d05957> (дата обращения 10.10.2023).
2. **Свидетельство 2014660396** о регистрации программы для ЭВМ, Российская Федерация [Электронный ресурс]. POLARIS / Дружинин В.Е., Шмонин Ю.В., Лысов Д.А. и др. Регистрация 07.10.2014. Официальный сайт ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=0b2d2163e1d150bb60b41e0e4457b2cd> (дата обращения 10.10.2023).
3. **Свидетельство 2013611553** о регистрации программы для ЭВМ, Российская Федерация [Электронный ресурс]. Программный комплекс SADCO / Рождественский М.И., Алимов Ю.В., Давыдов В.К. и др. Регистрация 24.01.2013. Официальный сайт ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://www.fips.ru/iiss/>
4. **Свидетельство 2019612584** о регистрации программы для ЭВМ, Российская Федерация [Электронный ресурс]. STEPAN/КОВРА-2 / Краюшкин А.В., Ковалишин А.А., Бабайцев В.Н. и др. Регистрация 22.02.2019. Официальный сайт ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://www.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=542ce584fbc33678374bf1b486e0908a> (дата обращения 10.10.2023).
5. **Аттестационный паспорт** программного средства 430 от 27.02.2018, Российская Федерация [Электронный ресурс]. MCU-RBMK с банком данных MDB650 (с каналом подготовки исходных данных КДМК): программа для электронных вычислительных машин. Официальный сайт ФБУ «НТЦ ЯРБ». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://clck.ru/39qBmq> (дата обращения 10.10.2023).
6. **Плеханов Р.В., Прохоров И.А., Лысов Д.А., Дружинин В.Е.** Неопределенность прогноза нейтронно-физических характеристик реактора РБМК, обусловленная выбором схемы ремонта графитовой кладки. — Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов, 2023, № 5, с. 10—17.

Поступила в Редакцию 18.10.23

УДК 621.039.003:338.27:338.31

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ПЕРЕРАБОТКУ ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

Кожокарь И.А., Харитонов В.В. (НИЯУ МИФИ, г. Москва)

e-mail: vvkharitonov@mephi.ru

На стратегической сессии Росатома, состоявшейся в июне прошлого года в Радиовом институте, была сформулирована задача «остановить накопление отработавшего ядерного топлива» (ОЯТ) и определить оптимальный способ обращения с младшими актинидами — самыми токсичными и долгоживущими составляющими такого топлива, «минимизировать объем радиоактивных отходов, подлежащих окончательному захоронению» [1]. К началу 2023 года в мире уже накоплено около 400 кт отработавшего ядерного топлива со средней массовой долей урана-238 около 93%, продуктов деления около 5%, младших актинидов до 0,1%, делящихся нуклидов около 1,5—2,0%

(доля урана-235 в природном уране — 0,711%) [2, 3]. Переработка ядерного топлива тепловых реакторов позволяет сэкономить около 30% природного урана и сократить почти в 20 раз радиоактивные отходы для захоронения, поскольку ему подлежат только продукты деления, масса которых обычно не превышает 5—6% такого топлива. С учетом размеров контейнеров общий объем захораниваемых отходов сократится в несколько раз. Однако с энергетической (ресурсной) точки зрения до 2040 года необходимости в переработке отработавшего топлива с целью его производства для реакторов на тепловых нейтронах нет [4]. До этого времени хватит запасов урана в освоенных место-

рождениях и богатых отвалах разделительных заводов. Для сухого хранения всего накопленного в мире отработавшего ядерного топлива (около 400 кт) в течение нескольких десятков лет в современных транспортно-упаковочных контейнерах, вмещающих каждый по 20 отработавших тепловыделяющих сборок, потребуется площадка размером 1 км².

Актуальность переработки такого топлива обусловлена в большей степени необходимостью, во-первых, сократить массу высокорadioактивных отходов, подлежащих окончательному захоронению, во-вторых, повысить конкурентоспособность АЭС на мировом рынке за счет комплексного предложения услуг по поставке топлива с его переработкой и утилизацией накопленного плутония посредством сжигания в тепловых реакторах, в-третьих, освоить крупномасштабные технологии промышленной переработки топлива для экономически приемлемого замкнутого ядерного топливного цикла с целью создания двухкомпонентной ядерной энергетики с возрастающей ролью реакторов на быстрых нейтронах [3—5]. Текущие коммерческие мощности по переработке ядерного топлива в мире составляют около 2 кт тяжелых металлов в год (табл. 1), тогда как за это же время

образуется более 11 кт. С запуском японского завода в Роккасе мощность увеличится на 800 т в год, но и этого недостаточно для сокращения накопления. К сожалению, для прогнозирования развития предприятий по переработке отработавшего ядерного топлива отсутствуют надежные данные об инженерно-экономических характеристиках перерабатывающих заводов и методики их расчетов. Сведения об экономических параметрах таких заводов представлены в ограниченном количестве источников [6—8] и характеризуются большим разбросом значений (табл. 2). Частично это связано с различием в технологии переработки. Относительно критериев (индикаторов) эффективности инвестиционных проектов стоит отметить, что во многих публикациях не учитывается иерархия микро-, мезо-, макро- и мега-уровней оценки проектов (принцип матрешки [9]). Первичным ядром системы критериев инвестиционных проектов является комплекс микроэкономических параметров, отражающий окупаемость или прибыльность проекта [10]. Если она гарантирована на микроэкономическом уровне, то только тогда проекты допускаются к рассмотрению, поскольку убыточные проекты не позволяют достичь целей вышестоящих уровней.

Таблица 1. Годовой объем переработки отработавшего ядерного топлива, т [2]

Местонахождение завода по переработке топлива реакторов							
водо-водяных				газоохлаждаемых и тяжеловодных			Итого
Ла-Аг, Франция	Озерск, Россия (ПО «Маяк»)	Роккасе, Япония	Всего	Селлафилд, Великобритания (Магнокс)	4 завода, Индия (PHWR)	Всего	
1700	400	800*	2100	1500	260	1760	3860
*При вводе завода в эксплуатацию.							

Таблица 2. Оценка затрат на переработку отработавшего ядерного топлива [6—8]

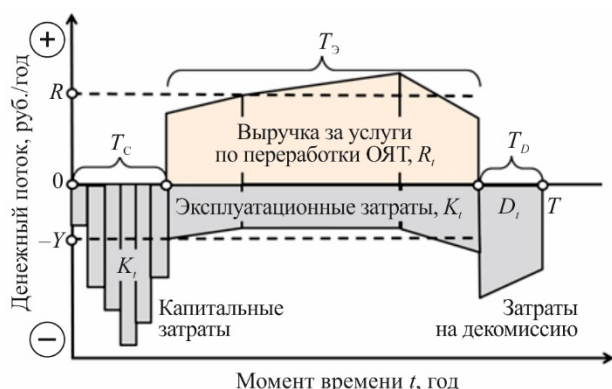
Номер п/п	Местонахождение перерабатывающего завода	Годовой объем переработки, т	Затраты, млрд долл.		
			Капитальные	Эксплуатационные в год	Декомиссионные
1	Роккасе, Япония	800	21,8	1,5	15 (69)
2	Ла-Аг, Франция	1600	24	0,96	5,3 (22)
3	Селлафилд, Великобритания	900	6,8—7,8	0,55	2,3 (29—34)
4	США (проект Бостонской консалтинговой группы)	2500	16	0,9	—
5	Китай (проект)	200—800	3,2—9,6	0,19—0,58	0,8—2,4 (25)
Примечание. Суммы даны в ценах 2014 года. В скобках указана доля от объема капитальных затрат в процентах.					

Поэтому построить экономико-аналитическую модель для вариантных оценок микроэкономи-

ческих критериев эффективности инвестиций в проекты заводов по переработке

отработавшего ядерного топлива при заданных капитальных, эксплуатационных и декомиссионных затратах и ожидаемых сроках реализации проекта на основе фундаментальных рекомендаций ЮНИДО по анализу инвестиционных проектов и было целью настоящей работы.

Экономико-математическая модель для оценки эффективности инвестиций в переработку топлива. Инвестиционный анализ начинается с прогнозирования денежного потока (притока и оттока денежных средств) на протяжении всего жизненного цикла проекта длительностью T , включающего три основных периода T_C , $T_Э$, T_D в деятельности перерабатывающего завода: сооружение C , эксплуатацию $Э$ и декомиссию D . Положительный денежный поток R_t (приток, выручка, Revenue) возникает только на стадии эксплуатации благодаря выручке за услуги по переработке топлива или продажу МОКС- или РЕМИКС-топлива в каждый год t работы завода от начала проекта. На всех стадиях жизненного цикла возникает отрицательный денежный поток C_t (отток, Costs), который для названных периодов обозначен как капитальные K_t , эксплуатационные Y_t и декомиссионные D_t затраты, то есть затраты на вывод завода из эксплуатации в соответствующем году t от начала проекта (рис. 1).



Р и с. 1. Схема ожидаемых ежегодных денежных потоков инвестиционного проекта сооружения, эксплуатации и вывода из эксплуатации завода по переработке ОЯТ

После построения графика денежных потоков легко определить суммарные капитальные затраты K и затраты на декомиссию D в виде

сумм или интегралов (по ценам в руб., например, на конец сооружения завода):

$$K = \int_{t=0}^{T_C} K_t dt; D = \int_{T_C+T_Э}^T D_t dt. \quad (1)$$

Аналогично можно определить среднегодовые выручку R и эксплуатационные затраты Y (например, в руб./год) по формулам

$$R = \frac{1}{T_Э} \int_{T_C}^{T_C+T_Э} R_t dt; Y = \frac{1}{T_Э} \int_{T_C}^{T_C+T_Э} Y_t dt. \quad (2)$$

Главным микроэкономическим критерием эффективности (прибыльности) инвестиционного проекта служит чистый дисконтированный доход NPV (Net Present Value) — это приведенная к некоторому времени T_0 чистая дисконтированная прибыль, накопленная (суммированная) за весь период жизненного цикла (на стадиях сооружения и декомиссии прибыль отрицательна) [10, 11]. Задачей инвестиционного анализа является нахождение параметров проекта, при которых чистый дисконтированный доход имеет максимальное положительное значение, то есть больше нуля, что означает гарантированную прибыльность. Если NPV меньше нуля, проект убыточен. В аналитической методике расчета NPV и вытекающих из него трех вспомогательных критериев эффективности: внутренней нормы доходности, приведенной стоимости единицы продукции, периода окупаемости инвестиций — использована степенная функция дисконтирования $(1+r)^{-r(t-T_0)}$, характеризующая дискретные денежные потоки за каждый финансовый год, где r — ставка дисконтирования, %/год; t — время от начала сооружения завода, год [10]. В данной статье используется экспоненциальная функция $e^{-r(t-T_0)}$, характеризующая непрерывные денежные потоки, более соответствующие действительности [10—12]. Временем приведения T_0 денежных потоков в энергетических проектах обычно принимают начало эксплуатации объекта: $T_0 = T_C$. В этом случае выражение для опре-

деления чистого дисконтированного дохода принимает вид

$$NPV = \int_{t=0}^T (R_t - C_t) e^{-r(t-T_C)} dt = -I + (R - Y)T_R - Dec, \quad (3)$$

где I — приведенные инвестиции в сооружение завода, руб.; T_R — дисконтированный период накопления положительной прибыли, год; Dec — приведенные затраты на вывод завода из эксплуатации, руб. Три слагаемых в правой части формулы (3) получены при разбиении пределов интегрирования от 0 до T на три части в соответствии с тремя периодами жизненного цикла проекта (см. рис. 1). Первое слагаемое I определяется выражением

$$I = K\varphi_C;$$

$$\text{где } \varphi_C = \frac{1}{K} \int_{t=0}^{T_C} K_t e^{-r(t-T_C)} dt \approx \frac{e^{rT_C} - 1}{rT_C}. \quad (4)$$

Второе слагаемое $(R - Y)T_R$ в формуле (3) — приведенная накопленная прибыль за период эксплуатации при среднегодовой выручке R и эксплуатационных затратах Y , где T_R определяется выражением

$$T_R = \frac{\varphi_3}{r}; \text{ где } \varphi_3 = \int_{T_C}^{T_C+T_3} \frac{R_t - Y_t}{R - Y} e^{-r(t-T_C)} r dt \approx 1 - e^{-rT_3}. \quad (5)$$

Третье слагаемое Dec в формуле (3) выражается как

$$Dec = D\varphi_D; \text{ где } \varphi_D = \frac{1}{D} \int_{T_C+T_3}^T D_t e^{-r(t-T_C)} dt \approx e^{-rT_3} \frac{1 - e^{-rT_D}}{rT_D}. \quad (6)$$

Безразмерные коэффициенты φ_C , φ_3 и φ_D — коэффициенты приведения [10], которые учитывают эффект дисконтирования денежных потоков на каждом периоде жизненного цикла. Правые части выражений (4)–(6) получены в предположении, что денежные потоки в каждом периоде жизненного цикла постоянны, то есть $K_t = K/T_C$, $R_t - Y_t = R - Y$, $D_t = D/T_D$. Например, при T_C , T_3 и T_D , равных 5, 50 и 20 годам соответственно, и r ,

равной 7%/год, получаем $\varphi_C = 1,2$, $\varphi_3 = 0,97$, $\varphi_D = 0,016$ и $T_R = 14$ лет. Коэффициенты приведения φ_C и φ_3 не сильно отличаются от единицы, в то время как коэффициент φ_D существенно меньше ее, то есть даже при высоких суммарных затратах на декомиссию их вклад в NPV может быть мал в связи с сильным дисконтированием отдаленных денежных потоков. Стоит отметить, что коэффициенты приведения для дискретных и непрерывных денежных потоков отличаются незначительно. Так, коэффициенты приведения капитальных затрат и годовой прибыли при дискретном дисконтировании, в отличие от формул (2) и (3), имеют вид [10]

$$\varphi_C = \frac{(1+p)^{T_C} - 1}{pT_C}; \quad \varphi_3 = 1 - (1+p)^{-T_3},$$

где учтено, что соотношение между ставками p и r в дискретном и непрерывном дисконтировании имеет вид $r = \ln(1+p)$.

В правой части формулы (3) можно сгруппировать отдельно положительные и отрицательные слагаемые: $NPV = RT_R - Z$, где RT_R — приведенная выручка (приведенный доход), руб.; $Z = I + YT_R + Dec$ — приведенные затраты, руб. Чем меньше Z , часто используемый критерий эффективности инвестиций, тем успешнее проект (при NPV больше нуля).

В идеале, когда быстро строим и долго эксплуатируем объект ($T_C \rightarrow 0$, $T_3 \rightarrow \infty$), имеем $\varphi_C = \varphi_3 = 1$ и $Dec = 0$ независимо от ставки дисконтирования. В этом случае достигается наивысший чистый дисконтированный доход при заданных инженерно-экономических параметрах завода — капитальных затратах K , эксплуатационных затратах Y и выручке R от продажи продукции, а также ставки дисконтирования r :

$$NPV = -K + \frac{R - Y}{r} = \frac{R}{r} - \left(K + \frac{Y}{r}\right). \quad (7)$$

С ростом ставки дисконтирования значение NPV снижается вследствие уменьшения дисконтированного периода накопления прибыли: $T_R = 1/r$, а при некотором значении r , называемом внутренней нормой доходности, NPV равен нулю. Для внутренней нормы доходности IRR_0 идеального проекта, ограничивающей сверху

ставку дисконтирования, из формулы (5) легко получить выражение

$$r < IRR < IRR_0 = (R - Y)/K. \quad (8)$$

Чем выше внутренняя норма доходности, тем устойчивее проект и больше возможностей найти необходимое число кредитных предложений на рынке. Например, в отчете Бостонской консалтинговой группы рассмотрен завод в США, способный перерабатывать в год 2500 т отработавшего ядерного топлива, стоимостью 16 млрд долл. и с эксплуатационными затратами 0,9 млрд долл./год [7]. При цене переработки 1000 долл. за килограмм такого топлива годовая выручка составила бы 2,5 млрд долл. Подстановка этих значений в формулу (6) дает внутреннюю норму доходности 10% в год. Столь невысокое значение даже в идеальном случае характерно для капиталоемких проектов.

Входящая в выражение (7) среднегодовая выручка R определяется суммой контрактов на переработку различных видов отработавшего ядерного топлива разных реакторов, что обуславливает различную цену переработки. Производственная мощность M перерабатывающего завода определяется массой тяжелых металлов в топливе, переработанных за год (т т. м./год), а цена переработки Π (руб./т т. м.) рассматривается как средневзвешенная цена переработки разных видов отработавшего ядерного топлива. В этом случае годовая выручка завода составит $R = M\Pi$. Подстановка этого выражения в формулу (1) позволяет определить линейную зависимость чистого дисконтированного дохода от цены переработки. Минимальная ее цена, при которой NPV равен нулю, то есть проект окупается только в конце своего жизненного цикла, называется приведенной стоимостью переработки $LCOR$ (Levelized Costs of Reprocessing), которая согласно формуле (3) определяется выражением

$$LCOR = \frac{Z}{MT_R} = \frac{AK + Y + \delta D}{M} > \frac{rK + Y}{M}, \quad (9)$$

где $A = r\varphi_C/\varphi_3$ — норма амортизации капитальных затрат, год⁻¹, $\delta = r\varphi_D/\varphi_3$ — норма амортизации затрат на вывод завода из эксплуатации,

год⁻¹. Иначе говоря, AK/M и $\delta D/M$ представляют соответственно перенос стоимости основных фондов и декомиссии на стоимость переработки отработавшего ядерного топлива. Так, для приведенного примера ($T_C = 5$ лет, $T_3 = 50$ лет, $T_D = 20$ лет, $r = 7\%$ /год, $\varphi_C = 1,2$, $\varphi_3 = 0,97$, $\varphi_D = 0,016$) получаем $A = 8,7\%$ /год и $\delta = 0,11\%$ /год. Если контрактная стоимость переработки ниже приведенной (минимальной) стоимости, то чистый дисконтированный доход принимает отрицательное значение и инвестиционный проект становится убыточным. Из выражения (9) следует, что проекты с высокими капитальными затратами могут быть эффективными при низких ставках дисконтирования, т. е. при низкой стоимости кредитных ресурсов, что обеспечивает минимальную амортизацию капитальных затрат AK .

Дисконтированный период Θ окупаемости инвестиций в перерабатывающий завод целесообразно иметь наименьшим как в интересах инвестора, так и для повышения конкурентоспособности продукции. Период Θ , отсчитываемый от начала эксплуатации завода, определяется последовательным расчетом $NPV(t)$ как функции времени. В момент времени $t = T_C + \Theta$ кривая $NPV(t)$ проходит через нуль и становится положительной, а проект прибыльным. Заменяя в выражении (5) период T_3 , входящий в коэффициент приведения φ_3 , на Θ и приравнявая чистый дисконтированный доход к нулю, находим аналитическую взаимосвязь периода окупаемости завода с его технико-экономическими параметрами:

$$\Theta = -\frac{1}{r} \ln \left[1 - \frac{r\varphi_C}{IRR_0} \right]. \quad (10)$$

Например, для $r = 7\%$ /год менее $IRR_0 = 10\%$ /год период окупаемости составит 26 лет от начала эксплуатации завода, а при меньшей ставке дисконтирования ($r = 3\%$ /год) получим $\varphi_C = 1,079$ и сокращение вдвое периода окупаемости до 13 лет.

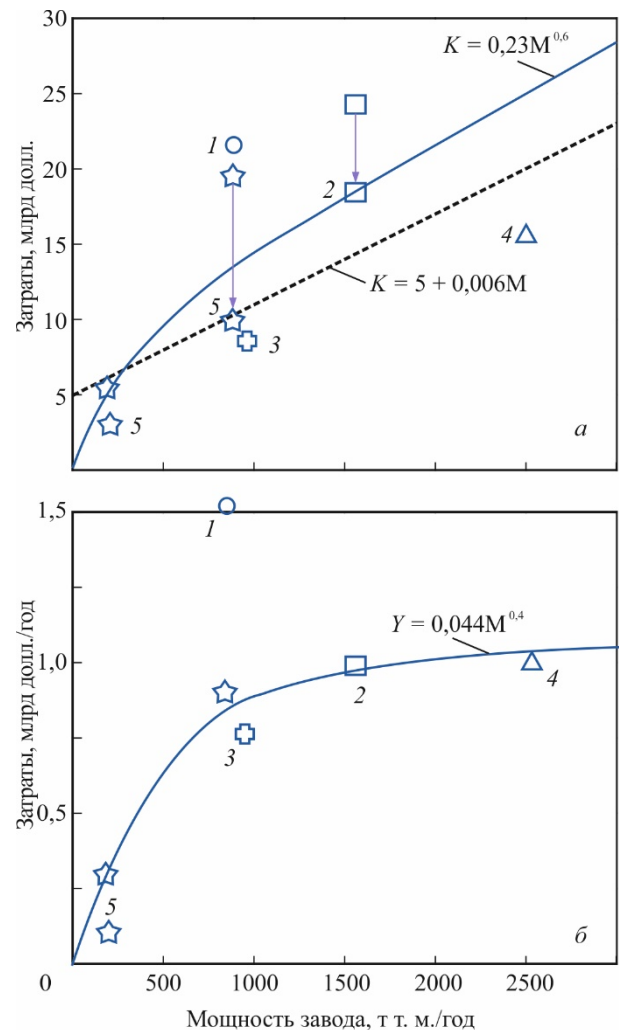
Таким образом, выражения (1)—(10) представляют экономико-аналитическую модель для вариантных оценок критериев эффективности инвестиций в завод по переработке отработавшего ядерного топлива при задаваемых капитальных, эксплуатационных и декомиссионных затратах

и ожидаемых сроках реализации проекта. Выражения (1)—(10) позволяют решить обратную задачу — определить требования к параметрам завода из критериев эффективности инвестиций.

Составляющие приведенной стоимости переработки топлива в зависимости от мощности завода. Из выражения (9) следует, что приведенная стоимость переработки отработавшего ядерного топлива имеет три разные составляющие: капитальную AK/M , эксплуатационную Y/M и декомиссионную $\delta D/M$. Капитальные затраты включают стоимость земли, зданий, оборудования, фонд оплаты труда строителей и наладчиков оборудования, затраты на проектирование — все виды затрат при создании производственных фондов «под ключ». Эксплуатационными затратами считают затраты на потребляемую энергию (тепло и электричество), воду и другие расходные материалы, ремонт оборудования, обращение с радиоактивными отходами, включая их захоронение, транспортные услуги, фонд оплаты труда, налоги, страхование — все, что необходимо для функционирования завода с высоким коэффициентом использования установленной мощности (около 80%). Как капитальные, так и эксплуатационные затраты зависят от вида продукции завода: производят только регенераты урана и плутония в той или иной химической форме или готовое МОКС- и РЕМИКС-топливо. Затраты на вывод завода из эксплуатации включают фонд оплаты труда и затраты на утилизацию радиоактивного оборудования и зданий, в том числе при проектировании процесса декомиссии. В свою очередь, все три перечисленные составляющие, а также сроки сооружения, эксплуатации и декомиссии зависят от мощности перерабатывающего завода. К сожалению, информация о зависимости перечисленных параметров от мощности завода весьма ограничена (см. табл. 2). Иногда затраты на декомиссию относят к капитальным затратам, что некорректно и вносит неопределенность, показанную на рис. 2 (а) стрелками [6—8]. В работе [8] предложена аппроксимация (масштабная инвариантность, скейлинг) при мощности завода от 700 до 2500 т т. м./год:

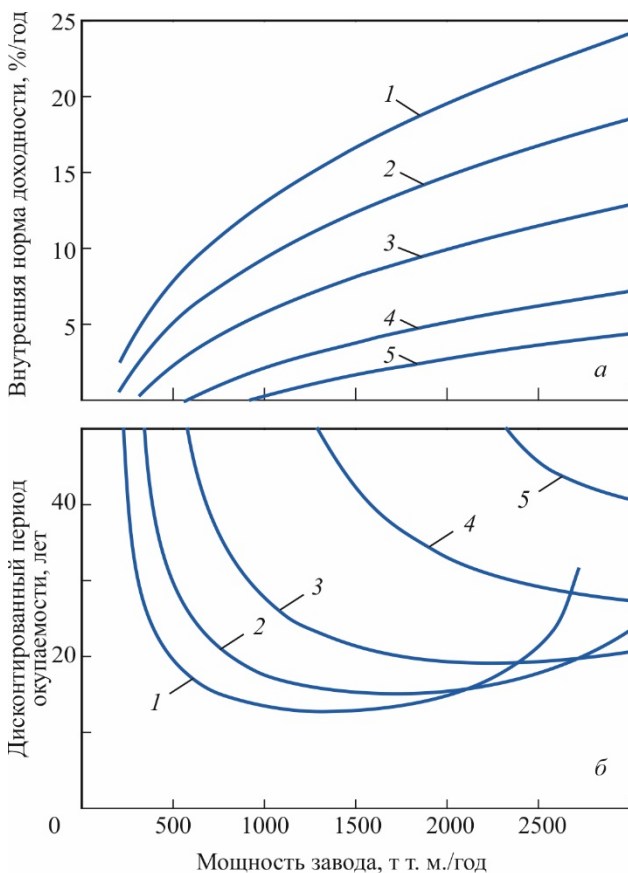
$$K = 0,23M^{0,6}; Y = 0,044M^{0,4}. \quad (11)$$

Затраты D на вывод перерабатывающих заводов из эксплуатации оцениваются в широких пределах — примерно от 0,2 до 0,7 K . Поскольку практически нет данных о сроках сооружения, эксплуатации и декомиссии перерабатывающих заводов, для дальнейшей оценки принято, что период сооружения завода линейно возрастает с его мощностью: $T_c = 3 + 0,003M$, период эксплуатации — 50 лет, период вывода из него — 25 лет, затраты на декомиссию — $0,3K$, т. е. завод мощностью 800 т т. м./год строится 5,4 года, а 2500 т т. м./год — 10,5 лет. В действительности первые заводы строились дольше. Однако накопленные знания позволяют надеяться на более сжатые сроки строительства.



Р и с. 2. Изменение капитальных (а) и эксплуатационных затрат (б), полученное расчетом по формулам (11), в зависимости от мощности завода по переработке ОЯТ, где точки 1—5 соответствуют строкам табл. 2

Учитывая коэффициенты приведения (4)—(6), по формулам (8) и (12) оценим внутреннюю норму доходности, ограничивающую сверху допустимую ставку дисконтирования, при отпускной цене на продукцию перерабатывающего завода от 500 до 2500 долл./кг в зависимости от мощности завода в соответствии с аппроксимациями (11) для капитальных и эксплуатационных затрат (рис. 3).



Р и с. 3. Изменение внутренней нормы доходности (а) и дисконтированного периода окупаемости (б) в зависимости от мощности перерабатывающего завода и отпускной цены переработки ОЯТ: 2500 (1), 2000 (2), 1500 (3), 1000 (4), 750 долл./кг (5)

В идеальном случае при цене переработки топлива менее 1000 долл./кг внутренняя норма доходности становится положительной только при мощности завода более 600—800 т. т. м./год и не превышает 5%/год, что ограничивает возможности кредитования проекта, если банковские ставки на кредиты высоки (см. рис. 3, б). Если принять ставку дисконтирования в два раза меньше внутренней нормы доходности ($r = IRR_0 / 2$), то даже в этих условиях дисконтированный период окупаемости, рассчитанный по формуле (10), превышает 15 лет и резко

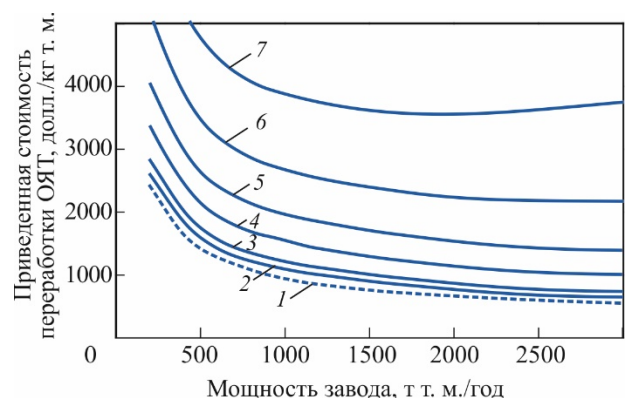
возрастает с уменьшением мощности завода и отпускной цены переработки отработавшего ядерного топлива (см. рис. 3, б). При цене переработки выше 1500 долл./кг и мощности завода более 1500 т. т. м./год период окупаемости начинает расти с повышением мощности, что связано с возрастанием коэффициента приведения Φ_C из формулы (4) за счет увеличения как ставки дисконтирования ($r = IRR_0 / 2$), так и срока сооружения завода. Иначе говоря, рост ставки дисконтирования и срока сооружения завода увеличивает приведенные инвестиции: $I = K\Phi_C$, что сказывается на увеличении дисконтированного периода окупаемости.

Подстановка выражений (11) в формулу (9) дает искомую зависимость приведенной стоимости переработки топлива от рассмотренных технико-экономических показателей перерабатывающего завода и его мощности в виде

$$LCOR = 2,3 \frac{A + 0,3\delta}{M^{0,4}} + \frac{44}{M^{0,6}}. \quad (12)$$

В формуле (12) нормы амортизации капитальных затрат A и затрат на вывод завода из эксплуатации δ выражены в %/год, а $LCOR$ — в тыс. долл./кг.

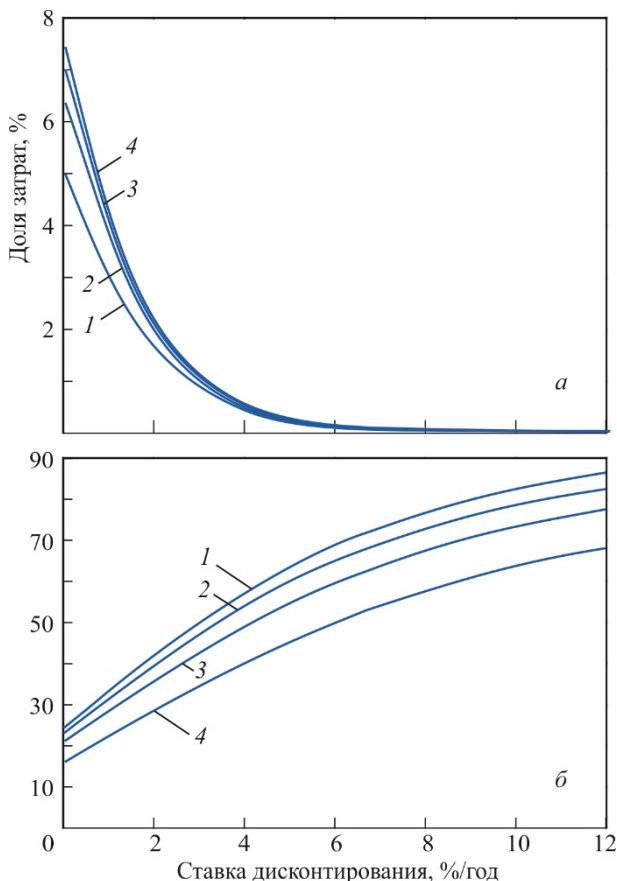
Приведенная стоимость переработки отработавшего ядерного топлива резко возрастает при мощности завода менее 800 т. т. м./год (рис. 4).



Р и с. 4. Изменение приведенной стоимости переработки ОЯТ, полученное по формуле (12), в зависимости от мощности завода и ставки дисконтирования: 0 (1), 2 (2), 3 (3), 5 (4), 7 (5), 10 (6), 14 %/год (7)

С ростом мощности завода выше 1000 т. т. м./год стоимость переработки слабо снижается. Гораздо большее влияние на нее оказывает ставка

дисконтирования, отражающая стоимость кредитов на сооружение завода. Стоимость переработки может быть менее 2000 долл./кг при мощности завода более 1000 т т. м./год и годовой ставке дисконтирования меньше 7%. При высокой ставке дисконтирования наблюдается некоторый рост приведенной стоимости переработки топлива при увеличении мощности завода. Происходит это за счет изменения срока строительства, который линейно возрастает с увеличением масштаба предприятия, повышая коэффициент приведения ϕ_c из формулы (4). С ростом ставки дисконтирования увеличивается вклад капитальной и резко снижается вклад декомиссионной составляющей, т. е. отчисления в фонд вывода из эксплуатации завода не превышают 7% от стоимости переработки топлива (рис. 5).

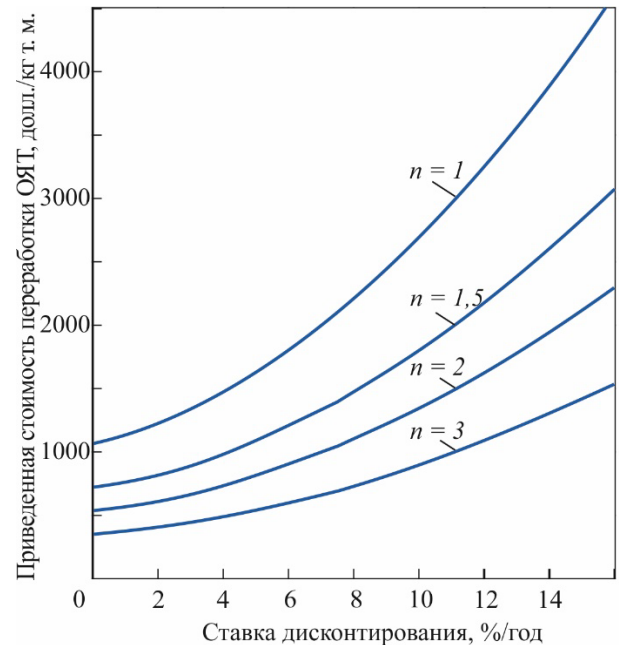


Р и с. 5. Изменение декомиссионной (а) и капитальной (б) составляющих приведенной стоимости переработки ОЯТ в зависимости от ставки дисконтирования и мощности завода: 3000 (1), 2000 (2), 1000 (3) и 200 т т. м./год (4)

Малый вклад довольно дорогой декомиссии (см. табл. 2) в приведенную стоимость переработки топлива означает, что можно за период эксплуатации

завода накопить необходимые средства для вывода его из эксплуатации, если ежегодно сумму δD инвестировать с доходностью не ниже ставки дисконтирования проекта.

Снижение стоимости переработки топлива ниже 1000 долл./кг возможно только при уменьшении капитальных и эксплуатационных затрат при неизменной мощности перерабатывающего завода (рис. 6).



Р и с. 6. Изменение приведенной стоимости переработки ОЯТ в зависимости от ставки дисконтирования и сокращения в n раз капитальных, эксплуатационных и декомиссионных затрат по сравнению с аппроксимацией (11) при $M = 1000$ т т. м./год, $D = 0,3K$, $T_c = 6$ лет, $T_o = 50$ лет, $T_D = 20$ лет

Закключение. Предлагаемая экономико-аналитическая модель в виде соотношений (1)—(10), вытекающих из фундаментальных рекомендаций ЮНИДО по анализу инвестиционных проектов, позволяет проводить варианты оценки критериев эффективности инвестиций в отраслевые проекты, включая заводы по переработке отработавшего ядерного топлива, при заданных капитальных, эксплуатационных и декомиссионных затратах и ожидаемых сроках реализации проекта, а также определять требования к параметрам из критериев эффективности инвестиций.

Полученные оценки внутренней нормы доходности, дисконтированного периода окупаемости и приведенной стоимости переработки

топлива при высоких инвестициях и эксплуатационных затратах показали, что проекты перерабатывающих заводов могут быть эффективными при низких ставках дисконтирования, низкой стоимости кредитных ресурсов и высокой мощности заводов (более 2000 т т. м./год). Для полной загрузки такого завода потребуются заказы на переработку топлива примерно ста энергоблоков электрической мощностью по 1000 МВт при годовой потребности каждого энергоблока в топливе около 20 т. Оценки показывают, что для уменьшения стоимости переработки топлива до 1000 долл./кг при мощности завода около 1000 т т. м./год требуется снижение капитальных и эксплуатационных затрат не менее чем вдвое по сравнению с данными табл. 2. Высокие затраты на вывод перерабатывающего завода из длительной эксплуатации (около 50 лет) оказывают слабое влияние на приведенную стоимость переработки в связи с сильным дисконтированием отдаленных денежных потоков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Росатом обсудил в Радиовом институте стратегические перспективы развития российской атомной радиохимии [Электронный ресурс]. Научно-деловой портал «Атомная энергия 2.0». Режим доступа: в открытом доступе. URL: <https://www.atomic-energy.ru/news/2023/07/11/137058?ysclid=lo32oxcb9v322576049> (дата обращения 21.10.2023).
2. **Processing** of used nuclear fuel [Electronic resource]. Website of World Nuclear Association. Access mode: in free access. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx> (date of the application 21.10.2023).
3. Адамов Е.О., Ганев И.Х. Экологически безупречная ядерная энергетика. М.: НИКИЭТ, 2007, 145 с.
4. Соловьева А.П., Ульянин Ю.А., Харитонов В.В., Юршина Д.Ю. О ценности ОЯТ как сырья для топлива реакторов на тепловых нейтронах. — Изв. вузов. Ядерная энергетика, 2019, № 2, с. 140—150.
5. Петров А.Ю., Шутиков А.В., Пономарев-Степной Н.Н. и др. Перспективы создания двухкомпонентной ядерной энергетической системы. — Там же, 2019, № 2, с. 5—15.
6. Bunn M., Zhang H., Kang L. The cost of reprocessing in China. Cambridge, UK: Harvard Kennedy School, 2016, 96 p.
7. Peters R., Seshadri P., Aubert G. e. a. Economic assessment of used nuclear fuel management in the United States. Boston, USA: The Boston Consulting Group, 2006, 95 p.
8. Forsstrom H. The economics of the back end of the nuclear fuel cycle. Paris, France: OECD, 2013, 193 p.
9. Путилов А.В., Черняховская Ю.В. Коммерциализация технологий и промышленные инновации. Учебное пос. СПб: Лань, 2018, 324 с.
10. Харитонов В.В., Косолапова Н.В., Ульянин Ю.А. Прогнозирование эффективности инвестиций в многоблочные электростанции. — Вестник НИЯУ МИФИ, 2018, т. 7, № 6, с. 545—562.
11. Lorenczik S., Keppler J.H. Projected costs of generating electricity. Paris, France: OECD, 2020, 220 p.
12. Korinny A., Phillips J. INPRO methodology for sustainability assessment of nuclear energy systems: safety of nuclear reactors. INPRO manual. Vienna, Austria: IAEA, 2020, 112 p.

Поступила в Редакцию 27.10.23

УДК 621.039.58

ПОДХОД К ВЕРОЯТНОСТНОМУ ОБОСНОВАНИЮ УСЛОВИЯ ТЕЧИ ПЕРЕД РАЗРУШЕНИЕМ И ИСКЛЮЧЕНИЯ РАЗРЫВА ТРУБОПРОВОДОВ ВТОРОГО КОНТУРА РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ ВВЭР

Алексеев А.Т., Алексеев П.В., Лоскутов О.Д., Тутнов А.А. (НИЦ «Курчатовский институт», г. Москва)
e-mail: andtaraleks@gmail.com

Подходы к обоснованию безопасности эксплуатации ядерных энергетических установок постоянно совершенствуются. В последнее время немалое внимание уделяется проблематике вероятностного подхода к обоснованию безопасности

и известной концепции строительства — течь перед разрушением (ТПР). В Российской Федерации это привело к введению соответствующих норм [1], в которых разработка документации по вероятностному анализу безопасности значится как