

ОБ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ПРОГРАММУ ЦИФРОВИЗАЦИИ БИЗНЕС- ПРОЦЕССОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ АЭС

Д.Ю. Семёнова, В.В. Харитонов

*Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»
115409, Москва, Каширское шоссе, 31*



Наблюдаемое в последние годы внимание к «цифровой трансформации» связано с задачами цифровизации бизнес-процессов, в которых в отличие от давно оцифрованных физических процессов большую роль играют интересы и поведение людей. Однако к числу наименее исследованных проблем в области цифровизации реального сектора экономики, включая ядерную энергетику, относится оценка экономической эффективности инвестиций в цифровизацию бизнес-процессов. Инвестиции в цифровизацию взаимосвязаны со стоимостью электроэнергии АЭС и другими критериями конкурентоспособности АЭС. В качестве критерия для оценки эффективности инвестиций в цифровизацию проектирования и сооружения АЭС предложено считать снижение стоимости и сроков сооружения АЭС, в наибольшей степени влияющих на конкурентоспособность проектов АЭС на глобальном рынке. Приведены результаты расчетов критериев эффективности инвестиций в проекты АЭС: чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности, периода окупаемости и приведенной стоимости электроэнергии. Приведенные данные показывают, в какой мере увеличение и сокращение сроков и стоимости сооружения энергоблоков АЭС влияют на перечисленные критерии эффективности инвестиций. На основе обобщения литературных данных приведен систематизированный перечень движущих факторов (драйверов), возможных направлений и ожидаемых эффектов цифровизации бизнес-процессов для снижения стоимости и длительности сооружения новых АЭС.

Ключевые слова: АЭС, эффективность инвестиций, стоимость и сроки сооружения, цифровизация проектирования и сооружения АЭС.

ВВЕДЕНИЕ

В 2020 г. исполнилось 75 лет ядерной отрасли России. Без преувеличения можно сказать, что развитие ядерно-энергетических установок в значительной степени способствовало зарождению и становлению информационных (цифровых) технологий. Исследования нейтронно-физических, теплогидравлических, прочностных, физико-химических, технологических и других процессов нуждались в математическом моделировании (имитации) и во множестве численных экспериментов, что требовало развития численных методов, а затем и их автоматизации [1], т.е. цифровизация физических (объектив-

© Д.Ю. Семенова, В.В. Харитонов, 2021

ных) процессов состоялась давно и продолжает развиваться. В настоящее время феноменальное внимание к «цифровой трансформации» связано с задачами цифровизации бизнес-процессов, в которых в отличие от физических процессов большую роль играют интересы и поведение людей. Импульс цифровизации бизнес-процессов задан Всемирным экономическим форумом в Давосе, где были озвучены идеи работ [2, 3] о четвертой промышленной революции и влиянии информационно-коммуникационных технологий на развитие инноваций, повышение производительности и конкурентоспособности, способствующих повышению уровня жизни людей. Согласно результатам исследования [3], Россия занимает 41-е место по готовности к цифровой экономике со значительным отрывом от десятки лидирующих стран. В этих условиях выглядит актуальной реакция руководства страны – распоряжением Правительства РФ от 28 июля 2017 г. № 1632-р утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации». В Госкорпорации «Росатом» разработана Единая цифровая стратегия как важнейший шаг к ускорению цифровой трансформации отрасли, обеспечению импортозамещения, выполнению обязательств перед государством в рамках реализации национальной программы «Цифровая экономика РФ» и разработке продукции гражданского назначения предприятиями ОПК [4 – 6]. Одним из приоритетных направлений цифровой стратегии отрасли является «внутренняя цифровизация», нацеленная на повышение операционной эффективности компании и конкурентоспособности основного бизнеса – сооружение АЭС, включая исполнение контрактных обязательств в установленные сроки, стоимость и качество [4]. Как показано в работе [7], авторы которой обследовали 1471 проект в области информационных технологий (ИТ-технологий), стоимость таких проектов может составлять несколько сотен миллионов долларов. Однако к числу наименее исследованных проблем в области цифровизации реального сектора экономики, включая ядерную энергетику, относится оценка экономической эффективности инвестиций в цифровизацию бизнес-процессов.

В работе предпринята попытка определить критерии для оценки эффективности инвестиций в цифровизацию проектирования и сооружения АЭС, в частности, через сокращение капитальных затрат и сроков сооружения, в наибольшей степени влияющих на конкурентоспособность проектов АЭС на глобальном рынке. Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС может служить необходимым инструментом измерения, контроля и управления по отношению к цифровой трансформации процессов проектирования и сооружения АЭС.

ПОКАЗАТЕЛИ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Под конкурентоспособностью проекта понимается наличие явных преимуществ по отношению к другим проектам. Главным микроэкономическим критерием конкурентоспособности (прибыльности) инвестиционных проектов, к которым относятся и проекты АЭС, является критерий NPV – чистый дисконтированный доход (прибыль) за весь период жизненного цикла. Величина NPV должна быть положительна. Существуют еще критерии мезоуровня (отраслевой, региональный), макро- (государственный) и даже мега- (глобальный, международный). Однако проект должен быть прибыльным на микроуровне для его рассмотрения на следующих уровнях. Поэтому в данной работе мы ограничимся анализом микроэкономических критериев в виде, представленном в работе [8]. Для расчета NPV требуется сначала спрогнозировать денежные потоки от начала сооружения (проектирования) установки ($t = 0$) до вывода ее из эксплуатации ($T = T_C + T_3$), как это схематично показано на рис. 1.

Суммированием всех затрат (капитальных K_t и эксплуатационных Y_t) и доходов (выручки) R_t с учетом их *разновременности* получена наглядная рабочая формула для расчета NPV при неизменной ставке дисконтирования r в следующем виде [8]:

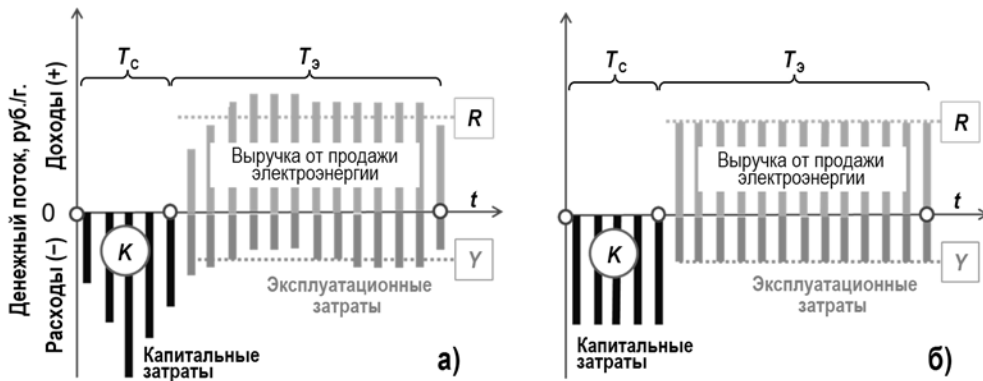


Рис. 1. Схема денежных потоков инвестиционного проекта АЭС: а) – переменные затраты и выручка; б) – постоянные затраты и выручка (базовый проект)

$$NPV = -\sum_{t=1}^{T_c} \frac{K_t}{(1+r)^{t-T_c}} + \sum_{t=T_c+1}^{T_c+T_3} \frac{R_t - Y_t}{(1+r)^{t-T_c}} = -K\varphi_c + \frac{R-Y}{r}\varphi_3, \quad K = \sum_{t=1}^{T_c} K_t. \quad (1)$$

Обозначения: K – суммарные капитальные затраты (руб.), называемые в зарубежной литературе «overnightcost» (мгновенные затраты); R и Y – среднегодовые (за все время эксплуатации) выручка и эксплуатационные затраты (руб./г.). Выручка $R = EC$ есть произведение среднегодового производства электроэнергии E (кВт·ч/г.) на среднегодовую стоимость отпускаемой электроэнергии C , руб./кВт·ч. Величину $I = K\varphi_c$ называют приведенными инвестициями. Безразмерные коэффициенты приведения φ_c и φ_3 , введенные авторами [8], учитывают соответственно сроки сооружения T_c и эксплуатации T_3 установки и определяются формулами, вытекающими из определения средневзвешенной величины с учетом приведения денежных потоков к началу эксплуатации реактора:

$$\varphi_c = \frac{1}{K} \sum_{t=1}^{T_c} \frac{K_t}{(1+r)^{t-T_c}} \approx \frac{(1+r)^{T_c} - 1}{rT_c}; \quad (2)$$

$$\varphi_3 = \frac{r}{R-Y} \sum_{t=T_c+1}^{T_c+T_3} \frac{R_t - Y_t}{(1+r)^{t-T_c}} \approx 1 - (1+r)^{-T_3}. \quad (3)$$

В этих формулах K_t/K – доля капитальных затрат в году $t \leq T_c$. Левые части выражений (2), (3) соответствуют исходному общему определению NPV , а правые части – базовому варианту, когда постоянны ежегодные затраты и выручка, как на рис. 1б (так называемый аннуитетный денежный поток). Обычно $\varphi_c \geq 1$ и $\varphi_3 \leq 1$. При $rT_c \ll 1$ и $rT_3 \gg 1$ (быстро строим и долго эксплуатируем) получаем $\varphi_c = \varphi_3 = 1$, что соответствует по терминологии [8] «идеальному проекту», т.е. коэффициенты приведения указывают на отличие реального проекта от «идеального», для которого $\varphi_c = \varphi_3 = 1$. Например, при $T_c = 6$ лет, $T_3 = 60$ лет и $r = 0,05$ г.⁻¹ (5%/г.) получаем $\varphi_c = 1.134$ и $\varphi_3 = 0.946$.

Из математического определения NPV вытекают три вспомогательных, но популярных и важных для анализа критерия конкурентоспособности: внутренняя норма доходности IRR , приведенная стоимость электроэнергии $LCOE$ и период окупаемости Θ . Величина IRR служит ограничением сверху на ставку дисконтирования (доходность проекта $r < IRR$) и, соответственно, на процентную ставку привлеченных финансовых ресурсов (кредита) и определяется выражением

$$IRR \frac{\varphi_c(r = IRR)}{\varphi_3(r = IRR)} = IRR_0, \quad IRR_0 = \frac{R-Y}{K} = \frac{C - C_v}{K/E}, \quad (4)$$

где $C_Y = Y/E$ – себестоимость производства электроэнергии (\$/кВт·ч). Чем выше IRR , тем устойчивее проект и тем больше возможностей найти необходимое количество кредитных предложений на рынке. Наибольшее значение IRR при заданных параметрах установки соответствует «идеальному проекту» IRR_0 , когда коэффициенты приведения $\varphi_C = \varphi_3 = 1$. Согласно (4), IRR тем больше, чем больше выручка R . Поскольку выручка $R = EC$, то с ростом E и C величина IRR растет (рис. 2).

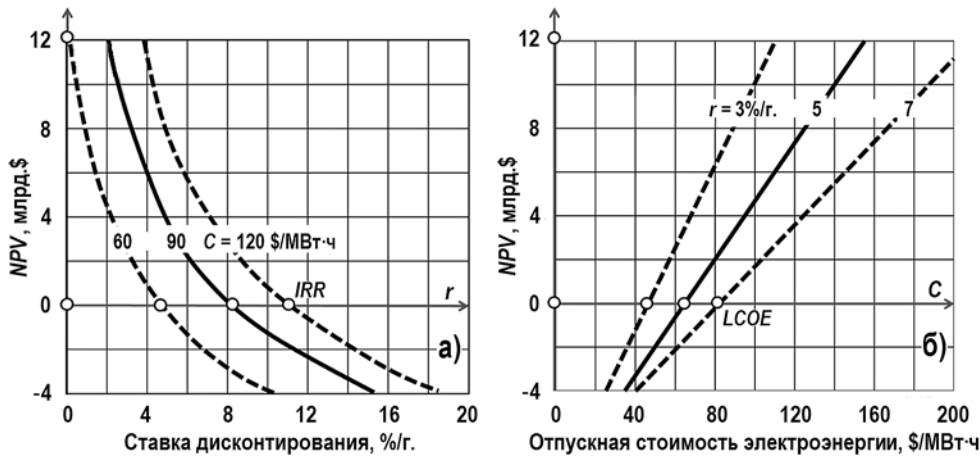


Рис. 2. Зависимость чистого дисконтированного дохода NPV инвестиционного проекта одноблочной АЭС от ставки дисконтирования r (а) и отпускной стоимости электроэнергии C (б). Расчет по формуле (1) для энергоблока мощностью $W = 1000$ МВт при $K = 5$ млрд. \$ ($K/W = 5000$ \$/кВт); $Y = 135$ млн. \$/г.; $E = 7$ млрд. кВт·ч/г.; $T_C = 6$ лет; $T_3 = 60$ лет

Минимально возможная цена электроэнергии, при которой $NPV = 0$, называется *приведенной стоимостью электроэнергии* $LCOE$ – Levelized Cost of Electricity (см. рис. 2). Из определения NPV (1) при $R = EC$ получаем

$$LCOE = (AK + Y)/E, \quad A = r\varphi_C/\varphi_3, \quad (5)$$

где A – эффективная норма амортизации капитальных затрат, $A > r$. При цене электроэнергии, равной $LCOE$, проект окупается в конце жизненного цикла, т.е. через $T_3 = 60$ лет после начала эксплуатации. Если кредитор требует возврата инвестиций через $\Theta < T_3$ лет после начала эксплуатации энергоблока, то в течение этого периода времени Θ величина $LCOE$ должна быть выше (5) согласно формуле

$$LCOE = \begin{cases} (A_\Theta K + Y) / E & \text{при } \tau \leq \Theta, \\ Y / E & \text{при } \tau > \Theta. \end{cases} \quad (6)$$

Здесь эффективная норма амортизации капитальных затрат в период Θ возврата инвестиций $A_\Theta = r\varphi_C/\varphi_\Theta$, где $\varphi_\Theta = \varphi_3(Q) = 1 - (1 + r)^{-\Theta}$, превышает величину A в (5), поскольку $\varphi_\Theta < \varphi_3$ при прочих равных условиях (рис. 3) [8].

Например, при $\Theta = 15$ лет и $r = 5\%/г.$ получаем $\varphi_\Theta = 0,519$ и $A_\Theta = 10,9\%/г.$ $> A = 6\%/г.$, т.е. капитальная составляющая стоимости электроэнергии увеличивается почти в два раза. После расчетов с кредитором ($t > T_C + \Theta$) блок работает без прибыли («сам на себя»), отпуская электроэнергию по себестоимости, равной $C_Y = Y/E$ (при $NPV = 0$, что требует определение $LCOE$).

Дисконтированный период окупаемости инвестиций определяется в общем случае последовательным расчетом NPV как функции времени реализации проекта (рис. 4). Из правой части выражения (1) при коэффициентах приведения (2) и (3) и постоянной цене отпускаемой электроэнергии получаем аналитическое выражение для оценки периода окупаемости Θ (после начала эксплуатации реактора):

$$\Theta = -\ln(1 - r\varphi_C/IRR_0) / \ln(1 + r). \quad (7)$$

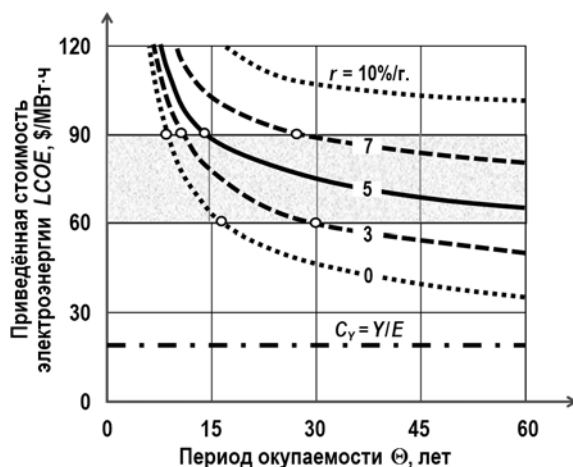


Рис. 3. Приведённая стоимость электроэнергии $LCOE$ в зависимости от периода окупаемости инвестиций Θ и ставки дисконтирования r . Расчет по формуле (6) для энергоблока АЭС мощностью $W = 1000$ МВт при $K = 5$ млрд. \$, $Y = 135$ млн. \$/г., $E = 7$ млрд. кВт·ч/г., $T_C = 6$ лет, $T_3 = 60$ лет и отпускной цене электроэнергии $C = 90$ \$/МВт·ч. Затемненной полосой выделена зона рыночных цен 60 – 90 \$/МВт·ч. Штрихпунктирная линия – себестоимость производства электроэнергии $Y/E = 19$ \$/МВт·ч

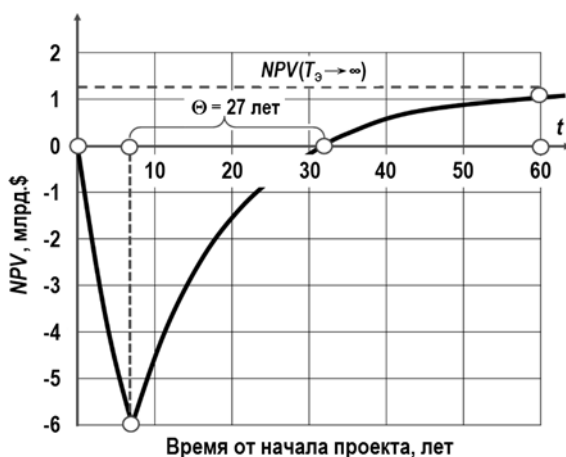


Рис. 4. Чистый дисконтированный доход NPV как функция времени реализации инвестиционного проекта. Расчет для энергоблока АЭС мощностью $W = 1000$ МВт при $K = 5$ млрд. \$, $Y = 135$ млн. \$/г., $E = 7$ млрд. кВт·ч/г., $T_C = 6$ лет, $T_3 = 60$ лет при ставке дисконтирования $r = 7\%/г.$ и отпускной цене электроэнергии $C = 90$ \$/МВт·ч

Таким образом, с помощью выражений (1) – (7) можно оценить основные критерии конкурентоспособности проектов АЭС (в данном случае одноблочных, многоблочные варианты рассмотрены в работе [8]). Требования к ключевым факторам, влияющим на конкурентоспособность проектов АЭС (на высокие положительные значения NPV и внутренней нормы доходности IRR , низкие значения приведенной стоимости электроэнергии $LCOE$ и периода окупаемости Θ), таковы: снижение капитальных и эксплуатационных затрат (включая топливные) и сроков сооружения энергоблоков при увеличении выработки электроэнергии, а также облегчение доступа к дешевому финансированию (низким ставкам дисконтирования).

ВЛИЯНИЕ ЗАДЕРЖЕК В СТРОИТЕЛЬСТВЕ АЭС НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ

Процесс сооружения АЭС, как и ряда других крупных инвестиционно-строительных проектов, зачастую сопровождается превышением проектных сроков и капиталовложений, что приводит к драматическому росту вклада капитальных затрат в структуре $LCOE$

свыше 62% [9 – 12]. Вышеприведенные формулы позволяют оценить изменение критериев эффективности инвестиций при увеличении сроков сооружения энергоблока на ΔT_c (лет) по сравнению с плановыми.

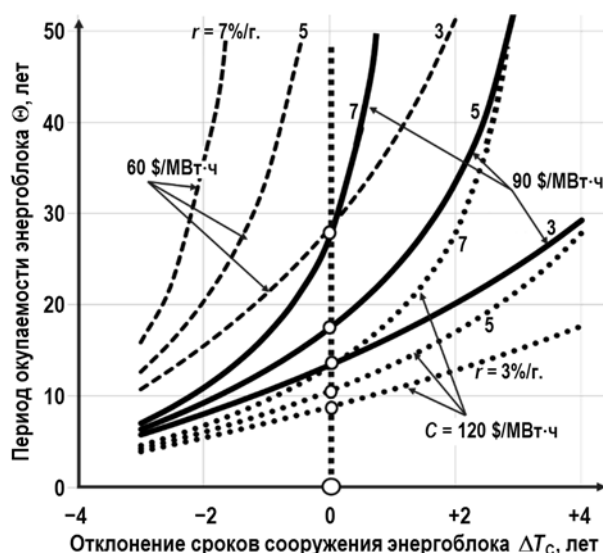


Рис. 5. Зависимость дисконтированного периода окупаемости Θ от сокращения (–) или увеличения (+) сроков его сооружения ΔT_c , ставки дисконтирования r и отпускных цен на электроэнергию C при плановых значениях периода сооружения $T_c = 6$ лет и удельных капитальных вложений $q = 5000$ \$/кВт. Расчёт по формуле (7)

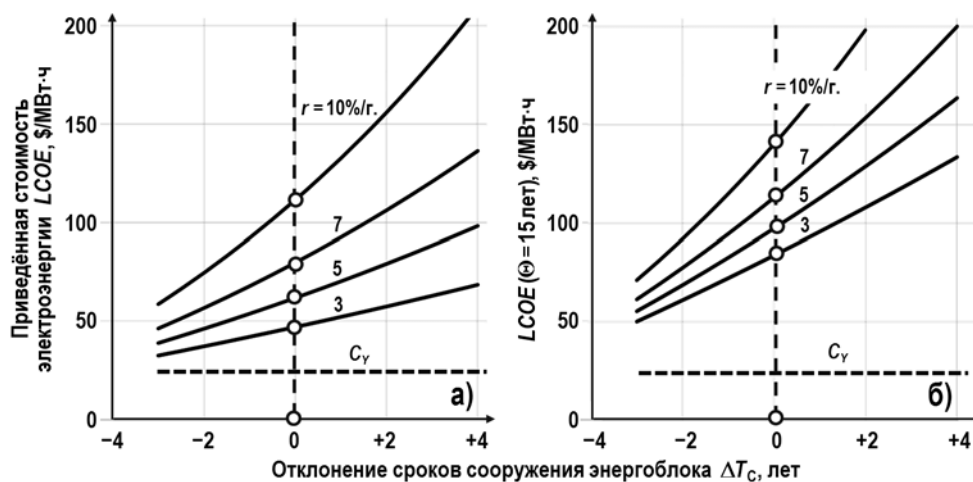


Рис. 6. Зависимость приведённой стоимости электроэнергии $LCOE$ и $LCOE(\Theta)$ от сокращения (–) или увеличения (+) сроков сооружения энергоблока ΔT_c при разных ставках дисконтирования r : а) – расчёт по формуле (5); б) – расчёт по формуле (6) при возврате инвестиций через $\Theta = 15$ лет после начала эксплуатации энергоблока АЭС. Кружками отмечены плановые значения для периода сооружения $T_c = 6$ лет и удельных капитальных вложений $q = 5000$ \$/кВт при $W = 1000$ МВт. Горизонтальная штриховая линия – себестоимость $C_y = Y/E = 19$ \$/МВт·ч

Если предположить для упрощения расчетов, что при увеличении периода сооружения энергоблока капитальные затраты возрастают пропорционально T_c , то, как следует из рис. 5, 6 и табл. 1, существенно снижается внутренняя норма доходности проекта и резко возрастают период окупаемости инвестиций и приведенная стоимость электроэнергии. Причем с ростом ставки дисконтирования возрастают капитальная составляющая стоимости электроэнергии и период окупаемости.

Так трехлетняя задержка ввода энергоблока в эксплуатацию при ставках дисконтирования 5%/г. и выше приводит к увеличению периода окупаемости на 10 – 30 лет (при постоянной отпускной цене на электроэнергию).

Таблица 1

Влияние отклонения периода сооружения энергоблока АЭС на удельные капитальные затраты и внутреннюю норму доходности. Расчёт по формуле (4) при плановых показателях $q = 5000$ \$/кВт, $T_c = 6$ лет, $C_y = 19$ \$/МВт·ч

Отклонение периода сооружения энергоблока АЭС от планового ΔT_c , лет	Удельные капитальные затраты q , \$/кВт	Внутренняя норма доходности проекта IRR_0 , %/г. при отпускной цене на электроэнергию C , \$/МВт·ч		
		$C = 60$	$C = 90$	$C = 120$
-3	2500	11,4	19,8	28,2
-2	3333	8,5	14,8	21,1
-1	4167	6,8	11,9	16,9
0	5000	5,7	9,9	14,1
1	5830	4,9	8,5	12,1
2	6660	4,3	7,4	10,6
3	7500	3,8	6,6	9,4
4	8330	3,4	5,9	8,5

Таблица 2

Капитальные затраты, период сооружения и приведенная стоимость электроэнергии для проектов АЭС с реакторами поколения III/III+ тип PWR (ВВЭР) в разных странах по данным [9 – 17]

Тип реактора	Страна размещения АЭС, энергоблоки	Год начала сооружения	Период сооружения энергоблока, лет		Мощность (нетто), МВт	Удельные капитальные затраты, \$/кВт		LCOE плановая, \$/МВт·ч
			План	Факт		План	Факт	
AP1000	Китай, Sanmen 1, 2	2009	5	9	2×1000	2044	3154	64
EPR	Китай, Taishan 1, 2	2009	4,5	9	2×1660	1960	3222	64
AP1000	США, Vogtle 3, 4	2013	4	8/9	2×1117	4300	>8600	127
APR1400	Ю. Корея, Shin Kori 3, 4	2012	5	8/10	2×1340	1828	2410	51
APR1400	ОАЭ, Barakah 1,2,3,4	2012	5	8	4×1340	3700	–	51
EPR	Финляндия, Olkiluoto 3	2005	5	16	1630	2020	> 5723	109
EPR	Франция, Flamanville 3	2007	5	15	1600	1886	8620	115
ВВЭР-1200	Россия, Нововоронеж-2, 1, 2	2008	4	8/10	2×1114	2244	–	–
ВВЭР-1200	Россия, Ленинград-2	2008	5	8	2×1114	2673	3040	–
ВВЭР-1200	Турция, Аккуу 1,2,3,4	2018	5	–	4×1114	4166-5208	–	123 (до 2035 г.) 63 (после 2035 г.)

В условиях возврата инвестиций через $\Theta = 15$ лет задержки с пуском энергоблока на несколько лет могут потребовать увеличения отпускной стоимости электроэнергии

выше 100 – 150 \$/МВт·ч (рис. 6б), что превышает рыночные цены на электроэнергию. Отмеченные закономерности, обусловленные увеличением периода сооружения и капитальных затрат, могут подорвать инвестиционную привлекательность АЭС. Отметим также, что доступное финансирование (низкая стоимость заемного капитала и низкие ставки дисконтирования) остается ключевым фактором для экономических показателей ядерной энергетики.

Аналогичные закономерности наблюдаются при сооружении ядерных энергоблоков последних поколений III и III+ в разных странах (см. табл. 2). Отметим также, что при реализации проектов АЭС на внешнем рынке (вне территории стран-поставщиков технологии) происходит увеличение удельной стоимости энергоблока почти в два раза (например, АЭС Аккую и АЭС Барака в табл. 2).

ПРИЧИНЫ УВЕЛИЧЕНИЯ СТОИМОСТИ И ДЛИТЕЛЬНОСТИ СООРУЖЕНИЯ АЭС

Величина капитальных затрат может варьироваться в зависимости от страны сооружения в связи с местной стоимостью трудовых ресурсов, опытом сооружения объектов атомной энергии, стоимостью материалов и пр. За последние два десятилетия существенно возросли цены на материалы. Тем не менее, по данным [13] капитальные затраты на 80% состоят из затрат на инжиниринг, снабжение и строительство (Engineering, Procurement and Construction – EPC). За последнее десятилетие стоимость EPC увеличилась, но, в основном, не за счет прямых затрат (строительные работы и оборудование), а за счет косвенных затрат на инжиниринг и проектирование, управление проектом и авторский надзор, обеспечение качества и ввод в эксплуатацию, т.е. затрат на интеллектуальную и экспертную деятельность человека, включающую в себя и цифровизацию проектирования и сооружения АЭС.

В период 2007 – 2018 гг. доля косвенных затрат в структуре EPC выросла с 30 до 53% [17]. При этом фонд оплаты труда в EPC составляет 61%, а материалы и компоненты АЭС – 39%. В целях повышения эффективности косвенных затрат особое внимание уделяется управлению проектами как консолидирующему звену всех бизнес-процессов: планирования (включая расчет стоимости), формирования и контроля графика работ, управления всеми видами ресурсов, взаимосвязи стадий проекта, взаимодействия со стейкхолдерами и др. Производительность и эффективность этих процессов зависит от использования цифровых технологий. В работе [18] на основании анализа динамики стоимости проектов АЭС, реализованных на территории США, также было показано, что несмотря на общепринятое суждение о снижении капитальных затрат при серийном сооружении АЭС конкретного дизайна (NOAK – n-of-a-kind) было показано увеличение затрат при многократном воспроизводстве дизайна проекта АЭС по сравнению с первым проектом рассматриваемого дизайна (FOAK – first-of-a-kind). Основным драйвером увеличения стоимости авторы статьи выделяют снижение спроса на АЭС, снижение производительности труда и так называемые «софт»-затраты, которые составляют 72% общего изменения стоимости проекта.

В процессе реализации как первого, так и серийного проектов в некоторой стране вероятность возникновения задержек и увеличения стоимости АЭС обусловлена рядом факторов, которые в работе [19] разделены на четыре группы: зрелость (степень завершенности) проекта АЭС и планирование цепочек поставок до старта сооружения; эффективность управления проектом и использование извлеченных уроков; стабильность и предсказуемость регулирования ядерной безопасности; эффекты от многоблочного и серийного сооружения в совокупности с политической поддержкой ядерной энергетики. Зрелость проекта определяется его качеством и полнотой, зависящими, в частности, от цифровизации процессов проектирования. Несмотря на то, что затраты на проектирование составляли около 10% от капитальных затрат [16], эта стадия являет-

ся определяющей для стоимости и всего жизненного цикла проекта. В работе [17] на основе анализа множества проектов показано, что при завершённости проекта на 30% до начала сооружения энергоблока стоимость производимой электроэнергии в четыре раза превышает стоимость электроэнергии энергоблока, построенного на основе полностью проработанного проекта. В странах OECD к 2015 г. увеличение сметы расходов на новые блоки поколения-III составило более двух раз вследствие низкой зрелости проектов и неблагоприятного политического контекста [19]. Зрелость проекта включает в себя также понятие его технологической зрелости, определяющей комплексный подход к стандартизации, унификации и типизации проектных решений, оборудования и материалов, модульности конструкции и сооружения энергоблоков с возможностью моделирования бизнес-процессов и их стоимости в процессе проектирования.

Поскольку проект сооружения АЭС может занимать около десяти лет, то риски внесения изменений в проект со стороны внешних участников довольно высоки, особенно со стороны регулирующих органов в области ядерной безопасности. Так усиление норм безопасности после аварии на АЭС Три-Майл-Айленд (США, 1979 г.) в разы увеличили капитальные затраты на энергоблоки с новыми инженерными барьерами безопасности [11, 20, 21].

МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ СРОКОВ И СТОИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ АЭС

В предыдущих разделах (см. табл. 1 и рис. 5, 6) показано, что увеличение капитальных затрат и сроков сооружения АЭС существенно ухудшают критерии эффективности инвестиций и тем самым снижают конкурентоспособность АЭС на рынке электрогенерации. Поэтому большое внимание в исследованиях [9 – 21] уделяется различным методам сокращения стоимости и сроков сооружения АЭС, в том числе методам цифровизации бизнес-процессов.

В таблице 3, составленной на основании обобщения работ [9 – 20], представлены возможные направления и ориентировочные экономические эффекты цифровизации в проектировании АЭС для увеличения конкурентоспособности ядерной энергетики. За основу систематизации факторов (драйверов) снижения стоимости строительства АЭС взяты предложения из работы [9], где в качестве ориентиров для удельных капитальных затрат рассматривались диапазоны 5000 → 3000 \$/кВт до 2030 г. и 3000 → 2000 \$/кВт после 2030 г.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ЦИФРОВИЗАЦИЮ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ АЭС

Представленные в табл. 3 факторы снижения капитальных затрат с 5000 до 3000 \$/кВт до 2030 г. и с 3000 до 2000 \$/кВт после 2030 г. без ущерба безопасности АЭС представляются трудно выполнимыми, но возможными [9]. Немалую роль в этом может сыграть цифровизация бизнес-процессов. По нашему мнению, именно снижение стоимости и сроков сооружения АЭС может служить критерием эффективности инвестиций в цифровизацию бизнес-процессов, влияющих на проектирование и сооружение АЭС.

Как показано в табл. 1 и на рис. 5, 6, снижение сроков и стоимости сооружения энергоблоков АЭС (по сравнению с базовыми величинами $T_c = 6$ лет и $q = 5000$ \$/кВт) существенно улучшает конкурентоспособность АЭС. При $T_c = 4$ года и $q = 3330$ \$/кВт ($\Delta T_c = -2$ года) период окупаемости не превышает 11-ти лет при ценах $C \geq 90$ \$/МВт·ч и стоимости заемного капитала не выше 7%/г. (см. рис. 5). Приведенная стоимость электроэнергии не превышает 75 \$/МВт·ч даже при высоких ставках дисконтирования $r \leq 10\%/г.$ (см. рис. 6а). В случае заданного периода возврата инвестиций, например, $\Theta = 15$ лет, приведенная стоимость электроэнергии в течение этого периода не превышает 90 \$/МВт·ч при $r \leq 10\%/г.$ (см. рис. 6б). Приведенные в табл. 1, 3

и на рис. 5, 6 данные носят иллюстративный характер. Однако они однозначно указывают на тенденции в повышении экономической привлекательности АЭС, чему и должны служить усилия по цифровизации бизнес-процессов проектирования и сооружения АЭС.

Таблица 3

Драйверы, возможные решения и ожидаемые эффекты цифровизации бизнес-процессов для снижения удельных капитальных затрат Δq и длительности сооружения новых АЭС T_c

№ п/п	Драйверы снижения стоимости и сроков строительства АЭС	Возможные решения с применением подходов цифровизации	Ожидаемые эффекты цифровизации	
			Δq , \$/кВт	T_c , мес.
1*	Зрелость (завершенность) проекта: окончание проектирования до старта сооружения	– Цифровая формализация накопленных знаний и опыта о проектах; – моделирование, мониторинг и верификация изменений проекта с ранних этапов проектирования; – стоимостной инжиниринг на основе интегрированных данных о ценах в процессе разработки проекта	500	От 100 до 80
2*	Эффективность управления проектом	– Цифровизация обмена информацией всех участников проекта в едином информационном пространстве; – цифровизация закупочной деятельности и планирования цепочек поставок на ранних стадиях проекта для исключения простоя оборудования и персонала	500	
3*	Стабильность и предсказуемость регулирования	Цифровая формализация требований и гибкого взаимодействия регуляторов, лицензиатов и проектировщиков для обеспечения безопасности АЭС	500	
4*	Многоблочное и серийное сооружение АЭС	Цифровой двойник АЭС	500	
5**	Оптимизация проекта АЭС	– Детализированный (комплексный технический и стоимостной) инжиниринг в цифровом виде; – цифровой двойник АЭС с упрощенной, стандартизированной и модульной конструкцией	250	От 80 до 60
* Сколько должна стоить новая АЭС с учетом извлекаемых уроков в настоящее время до 2030 г.				
** Сколько может стоить новая АЭС после 2030 г.				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наблюдаемое в последние годы внимание к «цифровой трансформации» связано с задачами цифровизации бизнес-процессов, в которых в отличие от давно оцифрованных физических процессов большую роль играют интересы и поведение людей. Одним из приоритетных направлений цифровой стратегии отрасли является «внутренняя цифровизация», нацеленная на повышение конкурентоспособности АЭС, включая исполнение контрактных обязательств в установленные сроки, стоимость и качество. Однако к числу наименее исследованных проблем в области цифровизации реального сектора экономики, включая ядерную энергетику, относится оценка экономической эффективности инвестиций в цифровизацию бизнес-процессов. Инвестиции в цифровизацию ложатся на стоимость электроэнергии АЭС и других критериев конкурен-

тоспособности АЭС.

В качестве критерия для оценки эффективности инвестиций в цифровизацию проектирования и сооружения АЭС предложено считать снижение стоимости и сроков сооружения АЭС, в наибольшей степени влияющих на конкурентоспособность проектов АЭС на глобальном рынке. Приведены результаты расчетов критериев эффективности инвестиций в проекты АЭС – чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы доходности, периода окупаемости и приведенной стоимости электроэнергии. Приведенные данные показывают, в какой мере увеличение и сокращение сроков и стоимости сооружения энергоблоков АЭС влияют на перечисленные критерии эффективности инвестиций.

На основе обобщения литературных данных приведен систематизированный перечень движущих факторов (драйверов), возможных направлений и ожидаемых эффектов цифровизации бизнес-процессов для снижения стоимости и длительности сооружения новых АЭС.

Литература

1. Харитонов В.В. Цифровая экономика ядерной энергетики (глава 3 в монографии «Цифровые платформы управления жизненным циклом комплексных систем». /Под ред. проф. Тупчиенко В.А.) – М.: ООО «Научный консультант», 2018. – 440 с.
2. Шваб К. Четвертая промышленная революция. – М.: ЭКСМО, 2016. – 138 с.
3. Global innovation index 2016. Winning with global innovation. – WIPO, Cornell University, INSEAD, 2016. – 451 p.
4. Итоги деятельности государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» за 2019 г. / Годовой отчет. – 149 с.
5. Инжиниринговый дивизион Госкорпорации «Росатом». Трансформация: перезагрузка. / Годовой отчет за 2018 г. – 102 с.
6. Новая версия цифровой стратегии «Росатома». Главные приоритеты и задачи, 2019. Электронный ресурс: https://www.tadviser.ru/index.php/Информационные_технологии_в_Росатоме (дата доступа 25.11.2020).
7. Flyvbjerg B., Budzier A. Why Your IT Project May Be Riskier Than You Think. // Harvard Business Review. – September 2011. – Vol. 89. – No. 9. – PP. 23-25.
8. Харитонов В.В., Косолапова Н.В., Ульянов Ю.А. Прогнозирование эффективности инвестиций в многоблочные электростанции. // Вестник НИЯУ МИФИ. – 2018. – Т. 7. – № 6. – С. 546-562.
9. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders. – Nuclear Technology Development and Economics. NEA, OECD, 2020. – 134 p.
10. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. – Washington, DC 20585, 2016.
11. Lovering Jessica R., Yip Arthur, Nordhaus Ted. Historical Construction Costs of Global Nuclear Power Reactors. // Energy Policy. – 2016. – No. 91. – PP. 371-382.
12. Berthelemy Michel. How to Reduce the Construction Costs of Gen-III Nuclear Reactors? The Role of Technical and Organizational Factors. // Transforming Energy Markets, 41-st IAEA International Conference. – Groningen, Netherlands, Jun 10-13, 2018.
13. World Nuclear Association. Nuclear Power Economics and Project Structuring – 2017 Edition. Report No. 2017/001. – 2017. – 48 p.
14. The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World. – Massachusetts Institute of Technology. 2018. – 275 p.
15. Projected Costs of Generating Electricity. – IEA, NEA, OECD. – 2015. – 215 p.
16. Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants. – NEA, OECD. – 2000. – 108 p.
17. The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report. – Energy Technologies Institute, Apr. 20, 2018. – 55 p.
18. Eash-Gates Philip, Klemun Magdalena M., Kavlak Goksin, McNerney James,

Buongiorno Jacopo, Trancik Jessika E. Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design. // *Joule*. – 2020. – Vol 4. – Iss. 11. – PP. 2348-2373.

19. What will Advanced Nuclear Power Plants Cost? A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development. An Energy Innovation Reform Project report. – EIRP, Energy Options Network, 2017. – 48 p.

20. Черняховская Ю.В., Корольков Д.Л. Дождь не падает на одну крышу // *Атомный эксперт*. – 2017. – № 5. – С. 16-24.

21. *D'haeseleer William D.* Synthesis on the Economics of Nuclear Energy. Study for the European Commission. – DG Energy. November 27, 2013. – 221 p.

Поступила в редакцию 01.12.2020 г.

Авторы

Семенова Дарья Юрьевна, аспирант,
E-mail: dysemenova@bk.ru

Харитонов Владимир Витальевич, профессор, д-р физ.-мат. наук,
E-mail: VVKharitonov@mephi.ru

UDC:621.039; 331.103.6; 658.5

ON ASSESSING THE EFFICIENCY OF INVESTMENTS IN THE BUSINESS PROCESS DIGITALIZATION PROGRAM FOR NPP DESIGN AND CONSTRUCTION

Semenova D.Yu., Kharitonov V.V.

National Research Nuclear University «MEPhI»
31, Kashirskoe Hwy, 115409 Moscow, Russia

ABSTRACT

The close attention to 'digital transformation' observed in recent years is associated with the tasks of digitizing business processes, in which, in contrast to physical processes that have long been digitized, the interests and behavior of people play an important role. However, one of the least studied problems in the field of digitalization of the real sector of the economy, including nuclear power, is the assessment of the economic efficiency of investments in the business process digitalization. Investments in digitalization are interconnected with the cost of NPP electricity and other criteria of NPP competitiveness. As a criterion for assessing the efficiency of investments in the digitalization of the design and construction of NPPs, the authors of this article propose to consider the reduction in the cost and timing of the construction of NPPs, which have the greatest impact on the competitiveness of NPP projects in the global market. The results of calculations of criteria for the effectiveness of investments in NPP projects are presented: net discounted income, internal rate of return, payback period and present value of electricity. The obtained data show how the increase and decrease in the time and cost of construction of NPP power units affect the listed investment efficiency criteria. Based on the generalization of literature data, the article provides a systematized list of driving factors (drivers), possible directions and expected effects of digitalization of business processes to reduce the cost and duration of construction of new NPPs.

Key words: NPP, investment efficiency, cost and construction time, digitalization of NPP design and construction.

REFERENCES

1. Kharitonov V.V. Digital Economics of Nuclear Energy (Chapter 3 in the monograph *Digital Platforms for Managing the Life Cycle of Complex Systems*. Ed. by Prof. V.A. Tupchienko) Moscow. LLC «Nauchny Konsultant» Publ., 2018, 440 p. (in Russian).
2. Schwab K. *The Fourth Industrial Revolution*. Moscow. EKSMO Publ., 2016, 138 p. (in Russian).
3. *Global Innovation Index 2016. Winning with Global Innovation*. WIPO, Cornell University, INSEAD, 2016, 451 p.
4. *Results of the Activities of the State Atomic Energy Corporation «Rosatom» for 2019*. Annual report, 149 p. (in Russian).
5. Rosatom Engineering Division. *Transformation: Reboot*. Annual report for 2018, 102 p. (in Russian).
6. *New Version of Rosatom's Digital Strategy. Main Priorities and Tasks*, 2019. Available at: https://www.tadviser.ru/index.php/Информационные_технологии_в_Росатоме (accessed Nov. 25, 2020) (in Russian).
7. Flyvbjerg B., Budzier A. Why Your IT Project May Be Riskier Than You Think. *Harvard Business Review*. September 2011, v. 89, no. 9, pp. 23-25.
8. Kharitonov V.V., Kosolapova N.V., Ulyanin Yu.A. Forecasting the Efficiency of Investments in Multi-Unit Power Plants. *Vestnik NIYaU MIFI*. 2018, v. 7, no. 6, pp. 546-562 (in Russian).
9. *Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders*. Nuclear Technology Development and Economics. NEA, OECD, 2020, 134 p.
10. *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, 2016.
11. Lovering Jessica R., Yip Arthur, Nordhaus Ted. Historical Construction Costs of Global Nuclear Power Reactors. *Energy Policy*, 2016, no. 91, pp. 371-382.
12. Berthelemy Michel. How to Reduce the Construction Costs of Gen-III Nuclear Reactors? The Role of Technical and Organizational Factors. *Transforming Energy Markets, 41-st IAAE International Conference*. Groningen, Netherlands, Jun 10-13, 2018.
13. *Nuclear Power Economics and Project Structuring – 2017 Edition*. World Nuclear Association, Report No. 2017/001. 2017, 48 p.
14. *The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World*. Massachusetts Institute of Technology, 2018, 275 p.
15. *Projected Costs of Generating Electricity*. IEA, NEA, OECD, 2015, 215 p.
16. *Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants*. NEA, OECD. 2000, 108 p.
17. *The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report*. Energy Technologies Institute, Apr. 20, 2018, 55 p.
18. Eash-Gates Philip, Klemun Magdalena M., Kavlak Goksin, Mc Nerney James, Buongiorno Jacopo, Trancik Jessika E. Sources of Cost Overrun in Nuclear Power Plant Construction Call for a New Approach to Engineering Design. *Joule*. 2020, v. 4, iss. 11, pp. 2348-2373.
19. *What will Advanced Nuclear Power Plants Cost? A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development*. An Energy Innovation Reform Project report. EIRP, Energy Options Network, 2017, 48 p.
20. Chernyakhovskaya Yu.V., Korolkov D.L. Rain does not fall on One Roof. *Atomnyj Ekspert*. 2017, no. 5, pp. 16-24 (in Russian).
21. D'haeseleer William D. *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy*. Study for the European Commission. DG Energy. Nov. 27, 2013. 221 p.

Authors

Semenova Dariya Yurievna, PhD Student
E-mail: dysemenova@bk.ru

Kharitonov Vladimir Vitalievich, Professor, Dr. Sci. (Phys.-Math.)
E-mail: VVKharitonov@mephi.ru