Registered in Germany Europa Revue Journal
ISSN: 1862-6564 Vol. 6 No. 5 (2026) Published May 31, 2026

LEVELIZED COST OF ELECTRICITY FOR UZBEKISTAN'S FIRST SMALL MODULAR REACTORS: A PROBABILISTIC ASSESSMENT OF THE ROLE OF CAPITAL COSTS, CONSTRUCTION RISKS, AND THE COST OF CAPITAL

A.A. Shoymardonov

Tashkent State University of Economics,Tashkent, Uzbekistan

a.shoymardonov@tsue.uz

Abstract

The first stage of Uzbekistan's first nuclear power plant, under construction since June 2026, comprises two 55 MWe (gross) RITM-200N small modular reactors (SMRs) with a stated cost of about USD 1 billion (USD 9,090/kW) and undisclosed financing. A Monte Carlo model (100,000 trials, 2025 prices) with Sobol indices estimates the levelized cost of electricity (LCOE) against a combined-cycle gas turbine (CCGT) and four-hour solar-plus-storage. At the stated cost and an assumed 5-year build, LCOE is USD 90, 141 and 191/MWh at real rates of 3, 7 and 10%. With an assumed overnight-cost mode of USD 12,000/kW, median LCOE is USD 128, 216 and 307/MWh, against 61–70 for the CCGT and 69–109 for solar-plus-storage; without a carbon price, no paired trial makes the SMR cheaper than the CCGT. At 7%, overnight cost explains about 75% of the variance; moving from 3% to 10% raises the SMR median 2.4-fold. CCGT parity requires overnight costs of about USD 3,900, 2,400 and 1,800/kW at 3, 7 and 10% or, at the stated cost and 3%, gas at about USD 12.4/MMBtu.

Keywords

RITM-200N; first-of-a-kind (FOAK); Monte Carlo simulation; Sobol indices; break-even overnight cost

Приведённая стоимость электроэнергии первых малых модульных реакторов Узбекистана: вероятностная оценка роли капитальных затрат, строительных рисков и стоимости капитала

А.А.Шоймардонов

Ташкентский государственный экономический университет, Ташкент,Узбекистан

a.shoymardonov@tsue.uz

Аннотация. В июне 2026 г. начато строительство первой атомной электростанции Узбекистана; её первая очередь - два малых модульных реактора (ММР) РИТМ-200Н по 55 МВт(э) брутто, названная стоимость - около 1 млрд долл. (9 090 долл./кВт), условия финансирования не раскрыты. Цель работы - вероятностно оценить приведённую стоимость электроэнергии (LCOE) первой очереди и сравнить её с парогазовой установкой (ПГУ) и солнечной электростанцией (СЭС) с четырёхчасовым накопителем. Использованы метод Монте-Карло (100 000 испытаний, цены 2025 г.) и индексы Соболя. При объявленной стоимости и сроке строительства 5 лет (допущение) LCOE составляет 90, 141 и 191 долл./МВт·ч при реальных ставках 3, 7 и 10%. При распределении капитальных затрат с модой 12 000 долл./кВт (допущение) медианы равны 128, 216 и 307 долл./МВт·ч против 61–70 для ПГУ и 69–109 для СЭС с накопителем; без цены углерода ни в одном парном испытании ММР не дешевле ПГУ. Капитальные затраты объясняют около 75% дисперсии LCOE при ставке 7%, рост ставки с 3 до 10% увеличивает медиану в 2,4 раза. Паритет с ПГУ требует капитальных затрат около 3 900, 2 400 и 1 800 долл./кВт либо, при объявленной стоимости и ставке 3%, цены газа около 12,4 долл./MMBtu.

Ключевые слова: РИТМ-200Н; головной проект (FOAK); метод Монте-Карло; индексы Соболя; безубыточные капитальные затраты.

Введение

Энергосистема Узбекистана опирается главным образом на природный газ: по оценке Международного энергетического агентства, на него приходилось около 85% производства электроэнергии [1]. Потребление электроэнергии, по прогнозу, достигнет 117 млрд кВт·ч в 2030 г. [2], тогда как добыча газа снизилась с 46,7 млрд м³ в 2023 г. до 44,6 млрд м³ в 2024 г. [3]. Межправительственное соглашение с Россией о строительстве АЭС подписано в 2018 г. [4]; в 2025 г. конфигурация станции изменена на два блока РИТМ-200Н и два блока ВВЭР-1000 с пуском первого блока РИТМ-200Н в 2029 г. [5]. Стоимость двух малых модульных реакторов (ММР) публично оценена примерно в 1 млрд долл. [6];

строительство начато в июне 2026 г., условия финансирования (ставка, срок и валюта кредита) не опубликованы [7]. Публичные оценки оптимистичны: после выхода на окупаемость стоимость 1 кВт·ч может составить, по заявлению агентства «Узатом», 1,5–2 цента [8].

ММР требуют меньших абсолютных инвестиций и лучше соответствуют небольшим энергосистемам, но теряют эффект масштаба, а выигрыш от серийности проявляется лишь при сооружении многих однотипных блоков [9, 10]; первые проекты ММР отличались значительными задержками и перерасходом средств [11]. Систематический обзор [12] показывает, что анализ финансирования и вероятностные оценки для конкретных проектов редки. Работы по энергетике Узбекистана рассматривают атомную генерацию в основном на уровне ресурсных предпосылок и энергосистемы [13]; в обзоре [14] себестоимость электроэнергии станции с реакторами РИТМ оценена примерно в 140 долл./МВт·ч (цены 2020 г., ставка не указана). Рецензируемых работ с вероятностной оценкой LCOE первой очереди АЭС Узбекистана в открытых источниках не найдено.

Цель работы - количественно оценить распределение приведённой стоимости электроэнергии (LCOE) первой очереди (2 × 55 МВт брутто, Джизакская область) и вклад капитальных затрат, строительных рисков и стоимости капитала в его разброс. Исследовательские вопросы: (ИВ1) каково распределение LCOE при неопределённости затрат и сроков строительства; (ИВ2) как результат зависит от стоимости капитала, в том числе при льготном финансировании только ММР; (ИВ3) при каких капитальных затратах, ценах газа и углерода достигается паритет с парогазовой установкой (ПГУ) и как LCOE соотносится с солнечной электростанцией (СЭС) с накопителем.

Обзор литературы

Carelli и соавт. [9] оценили показатель масштабирования капитальных затрат примерно в 0,62 и показали, что эффекты серийности и совместного размещения могут компенсировать удорожание малых блоков лишь при серийной поставке. Опубликованные оценки удельных капитальных затрат различаются по статусу проекта и году цен: 4 844 долл. 2021 г./кВт для серийного легководного ММР в

инженерной оценке [15], 8 475–13 925 долл. 2023 г./кВт для новых АЭС в США [16] и до 17 949 долл./кВт в оценке энергокомпании TVA (США) для ММР [11]. Вероятностные исследования [17, 18] показывают, что при реалистичных диапазонах затрат и стоимости капитала новые атомные мощности уступают возобновляемым источникам энергии (ВИЭ); у Wealer и соавт. средняя LCOE крупных АЭС составляет 91–222 долл. 2018 г./МВт·ч при средневзвешенной стоимости капитала (WACC) 4–10% [18].

Около трёх четвертей легководных реакторов, построенных в 1955–2016 гг., существенно задерживались [19], что обосновывает широкие верхние «хвосты» распределений затрат и сроков. Наконец, LCOE не отражает системной ценности гарантированной низкоуглеродной мощности, которая может снижать стоимость глубоко декарбонизированных энергосистем [20]; поэтому в работе солнечная альтернатива рассматривается и с платой за резервную мощность ПГУ.

Материалы и методы

Электрическая мощность блока РИТМ-200Н брутто - 55 МВт, проектный срок службы - 60 лет [21]. Реакторная установка РИТМ-200 выпускается серийно, однако узбекский проект - первый экспортный заказ наземной станции этого типа [22], поэтому статус головного проекта (FOAK, first-of-a-kind) отнесён к станции в целом. Выработка отнесена к мощности брутто 110 МВт, поэтому LCOE ММР является оценкой снизу (при чистой мощности 2 × 50 МВт все значения выше в 1,1 раза). LCOE определяется как постоянная в реальном выражении цена, при которой приведённая к дате ввода стоимость выработки равна приведённой стоимости затрат:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{\mathrm{K(r)\cdot CRF(r,n) + FOM}}{8{,}76\cdot \mathrm{CF}} + \mathrm{F} \qquad (1)$$

$$\mathrm{K(r)} = \mathrm{C}\cdot\varphi(\mathrm{r},\mathrm{T_c}) + \mathrm{d}\cdot\mathrm{C}\cdot(1+\mathrm{r})^{-\mathrm{n}}, \quad \mathrm{CRF(r,n)} = \frac{\mathrm{r}(1+\mathrm{r})^{\mathrm{n}}}{(1+\mathrm{r})^{\mathrm{n}}-1} \qquad (2)$$

$$\varphi(\mathrm{r},\mathrm{T_c}) = \int_0^1 \mathrm{w(s)}(1+\mathrm{r})^{\mathrm{T_c}(1-\mathrm{s})}\,\mathrm{ds} = \frac{(1+\mathrm{r})^{\mathrm{T_c}}-1}{\mathrm{T_c}\cdot\ln(1+\mathrm{r})} \qquad (3)$$

где C - удельные капитальные затраты без процентов в период строительства, долл./кВт; φ - коэффициент процентов в период строительства при расходовании с плотностью w(s) (в базовом расчёте равномерном, w(s) = 1); T_c - срок

строительства, лет; d = 0,10 - затраты на вывод из эксплуатации в долях C, дисконтированные с конца срока службы n = 40 лет; r - реальная ставка до налогообложения; FOM - постоянные затраты, долл./(кВт·год); CF - коэффициент использования установленной мощности (КИУМ); F - топливная составляющая, долл./МВт·ч. Ставки 3, 7 и 10% - сценарии льготного, смешанного и коммерческого финансирования (кривая рассчитана для 2–12%). LCOE ПГУ (срок службы 25 лет) рассчитывается аналогично с добавлением топлива и цены углерода:

$$\mathrm{LCOE_{ПГУ}} = \frac{C_g \cdot \varphi(r,T_g) \cdot \mathrm{CRF}(r,25) + \mathrm{FOM_g}}{8{,}76 \cdot \mathrm{CF_g}} + \mathrm{VOM} + \frac{3{,}412 \cdot P_g + 0{,}202 \cdot p_{CO_2}}{\eta} \qquad (4)$$

где P_g - цена газа, долл./MMBtu по низшей теплоте сгорания (НТС); η - КПД нетто (НТС); 0,202 т CO_2/МВт·ч теплоты - коэффициент выбросов [23]; p_{CO_2} - цена углерода (0 или 50 долл./т CO_2, сценарий). LCOE СЭС с накопителем рассчитывается по годовым потокам за 25 лет: 2 кВт·ч накопителя на 1 кВт СЭС, через накопитель проходит 35% выработки при КПД цикла 85%, замена накопителя на 15-м году, деградация модулей 0,5% в год. Поскольку такая СЭС не обеспечивает круглосуточного снабжения, рассчитан также гарантированный эквивалент: к LCOE СЭС с накопителем добавляется плата за резервную мощность ПГУ (1 кВт ПГУ на 1 кВт, капитальные и постоянные затраты отнесены к выработке при КИУМ 0,85).

Для каждой технологии генерируется 100 000 наборов параметров из треугольных распределений (табл. 2; генератор PCG64, начальное значение 42); одна и та же выборка используется для всех ставок, вероятности оцениваются по парным испытаниям. Индексы Соболя первого порядка S_1 и полные S_T [24, 25] рассчитаны при каждой ставке по $N_S = 2^{20}$ базовым точкам. Устойчивость проверена заменой распределений на PERT и сдвинутые логнормальные, ранговой корреляцией капитальных затрат и сроков строительства (ρ_s = 0,5 и 0,8), неравномерными графиками расходования, сроком службы 60 лет, иными границами распределения капитальных затрат и чистой мощностью 2 × 50 МВт. Замкнутая

формула (1)–(3) сверена с расчётом дисконтированных денежных потоков (1 200 интервалов): относительное расхождение не превышает $1{,}2 \cdot 10^{-8}$.

Стоимостные величины приведены к долларам США 2025 г. по дефлятору ВВП США. Объявленная стоимость (около 1 млрд долл. на 110 МВт ≈ 9 090 долл./кВт [6]) принята за минимум распределения капитальных затрат, поскольку её состав не раскрыт, а оценки проектов FOAK исторически превышались [11, 19]; мода 12 000 долл./кВт - допущение автора внутри диапазона [16], максимум 20 000 долл./кВт - несколько выше оценки TVA [11]. Минимальная цена газа (4,70 долл./MMBtu) получена из тарифа 2 000 сум/м³ без налога на добавленную стоимость [30] по курсу Центрального банка на 07.10.2026 ; мода и максимум - допущения, отражающие альтернативную стоимость газа. Затраты ПГУ основаны на Сырдарьинской ПГУ , затраты СЭС и накопителей - на данных IRENA.[29]

Таблица 2. Распределения исходных параметров (минимум / мода / максимум), долл. США 2025 г.

Параметр	**ММР (2 × 55 МВт брутто)**	**ПГУ; СЭС; накопитель**
Удельные капитальные затраты, долл./кВт	9 090 / 12 000 / 20 000 (публ. + допущ.)	ПГУ 630 / 780 / 1 000 (офиц. + допущ.); СЭС 632 / 798 / 947 (лит. + допущ.)
Срок строительства, лет	4 / 6 / 10; 5 в детерминированном расчёте (допущ.)	ПГУ 2 / 3 / 4; СЭС и накопитель 1
КИУМ	0,65 / 0,85 / 0,92 (лит. + допущ.)	ПГУ 0,55 / 0,70 / 0,85; СЭС 0,20 / 0,23 / 0,26
Постоянные затраты, долл./(кВт·год)	100 / 150 / 220 (лит. + допущ.)	ПГУ 15 / 20 / 30; СЭС 10 / 14 / 20

Параметр	**ММР (2 × 55 МВт брутто)**	**ПГУ; СЭС; накопитель**
Топливо	8 / 11 / 16 долл./МВт·ч (лит. + допущ.)	газ 4,70 / 7,22 / 11,11 долл./MMBtu, НТС (офиц. + допущ.)
Прочие параметры ПГУ и накопителя	-	КПД 0,52 / 0,57 / 0,60; переменные затраты 2 / 3 / 5 долл./МВт·ч; накопитель 211 / 287 / 368 долл./кВт·ч
Срок службы, лет	40 (проектный - 60)	ПГУ и СЭС 25; накопитель 15

публ. - публично названная оценка; офиц. - официальные данные; лит. - литературные оценки; допущ. - допущение автора. Источники: [6, 11, 16, 27–30].

Результаты

Распределения LCOE

При объявленной стоимости (срок строительства 5 лет, КИУМ 0,85, постоянные затраты 150 долл./(кВт·год), топливо 11 долл./МВт·ч) LCOE ММР составляет 89,7; 140,7 и 191,4 долл./МВт·ч при ставках 3, 7 и 10%. Медианы Монте-Карло равны 128, 216 и 307 долл./МВт·ч, распределения скошены вправо (табл. 3). Доля парных испытаний, в которых ММР дешевле ПГУ, равна нулю при всех трёх ставках; при цене углерода 50 долл./т CO_2 она составляет 0,11% при ставке 3%. При ставках 7 и 10% это следует уже из границ распределений: даже при наиболее благоприятных значениях всех параметров LCOE ММР (118 и 161 долл./МВт·ч) выше наибольшей LCOE ПГУ (105 и 112 долл./МВт·ч). Медиана гарантированного эквивалента (СЭС с накопителем и резервом ПГУ) составляет 78, 104 и 126 долл./МВт·ч, т. е. ниже медиан ММР при всех ставках: превышение LCOE ММР не объясняется только различием в гарантированности снабжения. Приведённые вероятности условны относительно принятых, частично основанных на допущениях распределений.

Таблица 3. LCOE, долл. 2025 г./МВт·ч: медиана [5-й–95-й процентили]

Ставка	**ММР, объявл.**	**ММР, Монте-Карло**	**ПГУ**	**ПГУ, 50 долл./т CO_2**	**СЭС + накопитель**	**СЭС + накопитель + резерв ПГУ**
3%	89,7	128 [102–164]	61 [48–76]	79 [66–94]	69 [60–79]	78 [69–89]
7%	140,7	216 [168–285]	66 [53–81]	83 [71–99]	91 [79–104]	104 [92–117]
10%	191,4	307 [234–414]	70 [57–85]	88 [75–103]	109 [95–125]	126 [111–142]

ММР, объявл. - детерминированный расчёт при C = 9 090 долл./кВт и T_c = 5 лет; остальные столбцы - 100 000 испытаний. Ставки реальные, до налогообложения. Источник: расчёты автора.

Влияние стоимости капитала

Медианная LCOE ММР возрастает с 112 долл./МВт·ч при ставке 2% до 380 долл./МВт·ч при 12% (рис. 1); переход от 3 к 10% увеличивает её в 2,41 раза, тогда как медиана ПГУ возрастает лишь на 15%. Для иллюстративных структур финансирования медиана ММР составляет 147 долл./МВт·ч при кредите на 85% стоимости под 3% (реальная ставка) и бюджетных средствах на 15% под 10% (WACC 4,05%) и 287 долл./МВт·ч при коммерческой структуре (WACC 9,4%). Если ставка 3% доступна только ММР, а альтернативы финансируются под 10%, LCOE ММР при объявленной стоимости (89,7 долл./МВт·ч) ниже медианы СЭС с накопителем (109 долл./МВт·ч), однако по распределению Монте-Карло ММР дешевле лишь в 17% парных испытаний, а относительно ПГУ - в 0,004%.

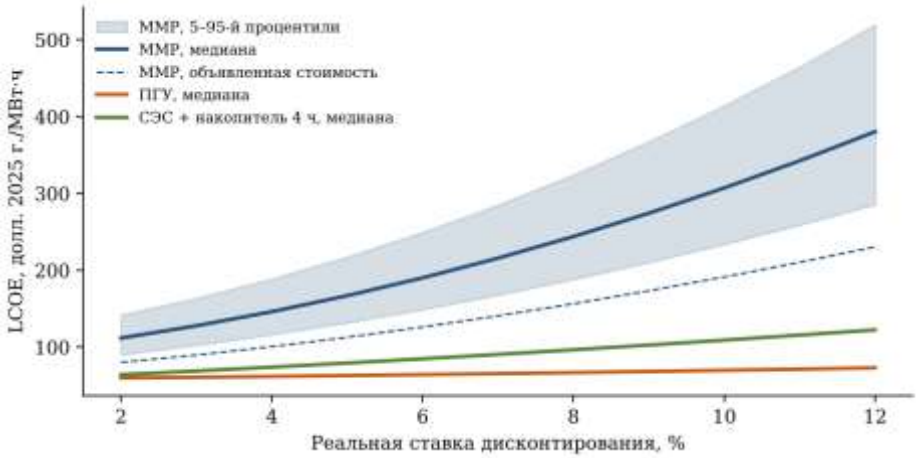

Рис. 1. Медианная LCOE в зависимости от реальной ставки дисконтирования; затенённая область - интервал между 5-м и 95-м процентилями LCOE ММР, штриховая линия - LCOE ММР при объявленной стоимости. Источник: расчёты автора.

Чувствительность и устойчивость

Капитальные затраты объясняют 72–75% дисперсии LCOE ММР, КИУМ - 16–21%; вклад срока строительства растёт со ставкой (S_1 = 0,009; 0,055 и 0,112 при 3, 7 и 10%), поскольку растёт коэффициент φ (табл. 4). На взаимодействия параметров приходится менее 1% дисперсии. Корреляция капитальных затрат и сроков практически не меняет медиану при 7%, но повышает 95-й процентиль с 285 до 293–298 долл./МВт·ч; прочие проверки изменяют медиану в пределах 196–255 долл./МВт·ч и не меняют качественного соотношения с ПГУ и СЭС с накопителем. При капитальных затратах, зафиксированных на объявленном уровне, медианы равны 97, 156 и 217 долл./МВт·ч, т. е. распределение капитальных затрат объясняет 66–82% разницы между оценкой при объявленной стоимости и медианой Монте-Карло.

Таблица 4. Индексы Соболя для LCOE ММР: S_1 / S_T

Параметр	**r = 3%**	**r = 7%**	**r = 10%**
Удельные капитальные затраты	0,732 / 0,734	0,748 / 0,752	0,716 / 0,721
КИУМ	0,213 / 0,217	0,180 / 0,184	0,160 / 0,165
Срок строительства	0,009 / 0,009	0,055 / 0,057	0,112 / 0,115
Постоянные затраты	0,034 / 0,035	0,009 / 0,009	0,004 / 0,004
Топливная составляющая	0,008 / 0,008	0,002 / 0,002	0,001 / 0,001

$N_S = 2^{20}$; половина ширины 95%-ных бутстреп-интервалов не превышает 0,0024.

Источник: расчёты автора.

Пороговые значения

Паритет медианы ММР с медианной LCOE ПГУ достигается при удельных капитальных затратах 3 910, 2 360 и 1 780 долл./кВт при ставках 3, 7 и 10% (вероятностная оценка; детерминированная - 4 010, 2 430 и 1 840 долл./кВт, рис. 2), т. е. на 57, 74 и 80% ниже объявленной стоимости. Значение при 3% ниже инженерной оценки для серийного ММР (около 5 670 долл. 2025 г./кВт [15]), значения при 7 и 10% - ниже всех рассмотренных оценок. При объявленной стоимости пороговая цена газа составляет 12,4; 20,0 и 27,7 долл./MMBtu без цены углерода и 9,4; 17,1 и 24,8 долл./MMBtu при 50 долл./т CO_2; внутри принятого диапазона цен газа (4,70–11,11 долл./MMBtu) паритет из рассмотренных ставок достигается лишь при 3% и цене углерода 50 долл./т. Для медиан Монте-Карло пороговая цена газа выше верхней границы диапазона при всех ставках. Пороговая цена углерода при объявленной стоимости - 80, 210 и 339 долл./т CO_2.

Реальный рост цены газа на 2–3% в год повышает медианную LCOE ПГУ до 72–82 долл./МВт·ч, что недостаточно для паритета с медианами ММР.

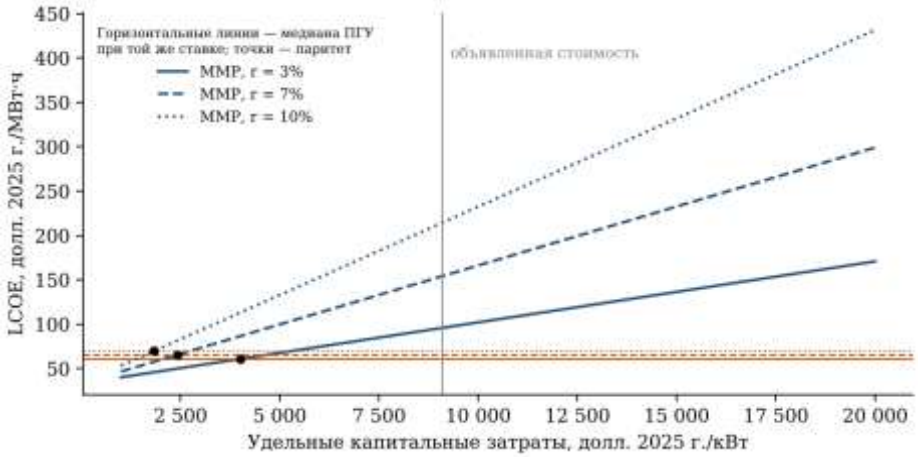

Рис. 2. LCOE ММР в зависимости от удельных капитальных затрат при ставках 3, 7 и 10% (прочие параметры на медианах распределений); горизонтальные линии - медианная LCOE ПГУ при той же ставке, точки - безубыточные затраты, вертикальная линия - объявленная стоимость. Источник: расчёты автора.

Обсуждение

Капитальная составляющая формирует 73–89% LCOE ММР, тогда как LCOE ПГУ определяется в основном топливом. Поэтому LCOE ММР почти пропорциональна капитальным затратам и растёт со ставкой через коэффициент возврата капитала (в 2,36 раза при переходе от 3 к 10%) и коэффициент φ, рост которого тем сильнее, чем дольше строительство. Капитальные затраты, строительные риски и стоимость капитала действуют мультипликативно между сценариями ставки, тогда как внутри сценария их вклады практически аддитивны.

Результаты согласуются с вероятностными исследованиями [17, 18] и с данными о перерасходе в проектах FOAK [11, 19]. Медианы ПГУ и СЭС с накопителем при ставке 7% (66 и 91 долл./МВт·ч) лежат внутри диапазонов Lazard в ценах 2025 г. (41–106 и 48–107 долл./МВт·ч), медиана ММР (216 долл./МВт·ч) - в верхней части диапазона для новых крупных АЭС (148–233 долл./МВт·ч) [16], что ожидаемо для малого проекта FOAK; определения ставок различаются, поэтому сопоставление ориентировочное. Оценка [14] (около 140 долл./МВт·ч) сопоставима по порядку величины с LCOE при объявленной стоимости и ставках

3–7%. Публичная оценка 1,5–2 цента/кВт·ч [8] относится к периоду после окупаемости, т. е. к эксплуатационным затратам; в модели они составляют 27–41 долл./МВт·ч (5-й–95-й процентили), а при наиболее благоприятных границах - 20,4 долл./МВт·ч, так что заявленный уровень предполагает затраты ниже принятого диапазона.

Поскольку строительство начато, результаты относятся к решениям, которые остаются открытыми: условиям финансирования и контракта, оценке бюджетных рисков и решениям по очереди ВВЭР-1000. Из них следуют приоритеты экономической политики: раскрыть состав капитальных затрат и основные условия финансирования; распределить строительные риски в контракте (фиксированная цена, разделение перерасхода); вести мониторинг стоимости и графика методом освоенного объёма; сравнивать альтернативы при сопоставимых условиях финансирования и альтернативной стоимости газа. Ожидаемые эффекты этих мер в модели не оценивались. Масштаб замещения газа невелик: при КИУМ 0,85 первая очередь вырабатывает около 819 ГВт·ч в год, высвобождая около 152 млн м³ газа (0,3% добычи 2024 г.); стоимость этого газа уже учтена в топливной составляющей LCOE ПГУ.

Ограничения работы: состав объявленной стоимости и условия финансирования не раскрыты; формы и границы распределений частично заданы допущениями; применимость зарубежных аналогов к РИТМ-200Н ограничена; анализ выполнен в реальном выражении без валютного риска; затраты национальной атомной программы, системная ценность гарантированной мощности и риски зависимости от поставщика топлива не учитываются; гарантированный эквивалент СЭС является грубой оценкой без почасового баланса.

Заключение

ИВ1. При объявленной стоимости LCOE первой очереди составляет 90–191 долл. 2025 г./МВт·ч при ставках 3–10% (оценка снизу, по мощности брутто); при принятом распределении капитальных затрат медианы равны 128, 216 и 307 долл./МВт·ч с широким правым «хвостом». **ИВ2.** Стоимость капитала - главный межсценарный фактор: переход от 3 к 10% увеличивает медиану ММР в

2,4 раза (ПГУ - на 15%); внутри сценария доминируют капитальные затраты (около 75% дисперсии при 7%). Льготная ставка 3%, доступная только ММР, при ставке 10% для альтернатив делает LCOE при объявленной стоимости ниже медианы СЭС с накопителем, но не меняет соотношения с ПГУ. **ИВ3.** Паритет с ПГУ без цены углерода требует капитальных затрат 3 900, 2 400 и 1 800 долл./кВт, т. е. на 57–80% ниже объявленных, либо цены газа выше принятого диапазона; при одинаковой ставке медиана ММР выше, чем у СЭС с накопителем, в том числе с резервом ПГУ.

Таким образом, экономический результат первой очереди определяется прежде всего условиями финансирования и фактическим уровнем капитальных затрат, а не только технологией. Выводы применимы при принятых допущениях и должны пересматриваться по мере раскрытия данных проекта. Направления дальнейших исследований: вероятностная оценка очереди ВВЭР-1000, номинальная модель с валютным риском и почасовая модель энергосистемы для оценки системной ценности.

Список литературы:

1. International Energy Agency. Uzbekistan 2022: Energy Policy Review. Paris: IEA; 2022. URL: https://www.iea.org/reports/uzbekistan-2022 (дата обращения: 08.10.2026)
2. President of the Republic of Uzbekistan. Measures on developing electric power industry reviewed. 28.01.2025. URL: https://president.uz/en/lists/view/7842 (дата обращения: 08.10.2026)
3. Tuxsinov D. Gas, oil, and gasoline production declined in Uzbekistan in 2024. Kun.uz. 04.02.2025. URL: https://kun.uz/en/news/2025/02/04/gas-oil-and-gasoline-production-declined-in-uzbekistan-in-2024 (дата обращения: 08.10.2026)
4. Kun.uz. President of Uzbekistan approves NPP agreement with Russia. 16.10.2018. URL: https://kun.uz/en/news/2018/10/16/president-of-uzbekistan-approves-npp-agreement-with-russia (дата обращения: 08.10.2026)

5. Jalolova S. Uzbekistan plans full launch of large nuclear power plant by 2035. The Times of Central Asia. 30.09.2025. URL: https://timesca.com/uzbekistan-plans-full-launch-of-large-nuclear-power-plant-by-2035/ (дата обращения: 08.10.2026)

6. Jalolova S. Uzbekistan plans $1 billion for first two small nuclear reactors. The Times of Central Asia. 22.04.2026. URL: https://timesca.com/uzbekistan-plans-1-billion-for-first-two-small-nuclear-reactors/ (дата обращения: 08.10.2026)

7. Bland SM. Uzbekistan begins construction of first nuclear power plant. The Times of Central Asia. 05.06.2026. URL: https://timesca.com/uzbekistan-begins-construction-of-first-nuclear-power-plant/ (дата обращения: 08.10.2026)

8. Kun.uz. How much will electricity from the nuclear power plant cost? 26.03.2025. URL: https://kun.uz/en/news/2025/03/26/how-much-will-electricity-from-the-nuclear-power-plant-cost (дата обращения: 08.10.2026)

9. Carelli MD, Garrone P, Locatelli G, Mancini M, Mycoff C, Trucco P, et al. Economic features of integral, modular, small-to-medium size reactors. Prog Nucl Energy. 2010;52(4):403–414. doi:10.1016/j.pnucene.2009.09.003

10. Locatelli G, Bingham C, Mancini M. Small modular reactors: a comprehensive overview of their economics and strategic aspects. Prog Nucl Energy. 2014;73:75–85. doi:10.1016/j.pnucene.2014.01.010

11. Friess F, Siddiqui M, Ramana MV. Small modular nuclear reactors for developing countries: expectations and evidence. PNAS Nexus. 2026;5(2):pgag006. doi:10.1093/pnasnexus/pgag006

12. Mignacca B, Locatelli G. Economics and finance of small modular reactors: a systematic review and research agenda. Renew Sustain Energy Rev. 2020;118:109519. doi:10.1016/j.rser.2019.109519

13. Kharitonov VV, Stoyanov AD. Potential for nuclear energy development in Uzbekistan. Ekonomicheskie strategii [Economic Strategies]. 2024;(1):26–35. doi:10.33917/es-1.193.2024.26-35

14. Киндра ВО, Максимов ИА, Комаров ИИ, Осипов СК, Злывко ОВ. Атомные станции малой мощности: технический уровень и перспективы

коммерциализации (обзор). Теплоэнергетика. 2024;(4):5–20. doi:10.56304/S0040363624040027

15. Asuega A, Limb BJ, Quinn JC. Techno-economic analysis of advanced small modular nuclear reactors. Appl Energy. 2023;334:120669. doi:10.1016/j.apenergy.2023.120669

16. Lazard. Lazard's Levelized Cost of Energy+ (LCOE+), version 16.0. April 2023. URL: https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/ (дата обращения: 08.10.2026)

17. Steigerwald B, Weibezahn J, Slowik M, von Hirschhausen C. Uncertainties in estimating production costs of future nuclear technologies: a model-based analysis of small modular reactors. Energy. 2023;281:128204. doi:10.1016/j.energy.2023.128204

18. Wealer B, Bauer S, von Hirschhausen C, Kemfert C, Göke L. Investing into third generation nuclear power plants – review of recent trends and analysis of future investments using Monte Carlo simulation. Renew Sustain Energy Rev. 2021;143:110836. doi:10.1016/j.rser.2021.110836

19. Portugal-Pereira J, Ferreira P, Cunha J, Szklo A, Schaeffer R, Araújo M. Better late than never, but never late is better: risk assessment of nuclear power construction projects. Energy Policy. 2018;120:158–166. doi:10.1016/j.enpol.2018.05.041

20. Sepulveda NA, Jenkins JD, de Sisternes FJ, Lester RK. The role of firm low-carbon electricity resources in deep decarbonization of power generation. Joule. 2018;2(11):2403–2420. doi:10.1016/j.joule.2018.08.006

21. Bykh IO. Regulatory control features and principles for a land-based RITM-200N SNPP project [presentation]. MDEP Brainstorming Workshop on Light-Water Small Medium and Modular Reactors (LW-SMMR). Ankara: OECD Nuclear Energy Agency; 10–11.06.2024. URL: https://oecd-nea.org/mdep/events/LWSMMRWS_2024/presentations/S2_OKBM_RegulatoryregulationSNPP_RITM-200NRP.pdf (дата обращения: 08.10.2026)

22. World Nuclear News. First concrete for Uzbekistan SMR 'well before December'. 28.01.2026. URL: https://wnn.world-nuclear.org/articles/first-concrete-for-uzbekistan-smr-due-within-months (дата обращения: 08.10.2026)

23. Gómez DR, Watterson JD, Americano BB, Ha C, Marland G, Matsika E, et al. Chapter 2: Stationary combustion. In: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 2: Energy. Hayama: IGES; 2006. Табл. 2.2, с. 2.16. URL: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf (дата обращения: 08.10.2026)

24. Sobol IM. Global sensitivity indices for nonlinear mathematical models and their Monte Carlo estimates. Math Comput Simul. 2001;55(1–3):271–280. doi:10.1016/S0378-4754(00)00270-6

25. Saltelli A, Annoni P, Azzini I, Campolongo F, Ratto M, Tarantola S. Variance based sensitivity analysis of model output. Design and estimator for the total sensitivity index. Comput Phys Commun. 2010;181(2):259–270. doi:10.1016/j.cpc.2009.09.018

26. U.S. Bureau of Economic Analysis. Gross domestic product: implicit price deflator [A191RD3A086NBEA]. Retrieved from FRED, Federal Reserve Bank of St. Louis. URL: https://fred.stlouisfed.org/series/A191RD3A086NBEA (дата обращения: 08.10.2026)

27. Tuxsinov D. Uzbekistan to raise electricity and natural gas tariffs from June 1. Kun.uz. 15.05.2026. URL: https://kun.uz/en/news/2026/05/15/uzbekistan-to-raise-electricity-and-natural-gas-tariffs-from-june-1 (дата обращения: 08.10.2026)

28. Центральный банк Республики Узбекистан. Архив курсов валют: 07.10.2026. URL: https://cbu.uz/en/arkhiv-kursov-valyut/ (дата обращения: 08.10.2026)

29. ACWA Power. Sirdarya CCGT [project page]. URL: https://acwapower.com/en/projects/sirdarya-ccgt/ (дата обращения: 08.10.2026)

30. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2024. URL: https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023 (дата обращения: 08.10.2026)