УДК 620.9

Курпаяниди К. И., кандидат экономических наук, профессор

Профессор кафедры «Экономика и управление»

Международный институт пищевых технологий и инженерии

Узбекистан, Фергана

ORCID 0000-0001-8354-1512

ЗЕЛЁНАЯ ЭНЕРГЕТИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ И КАЧЕСТВО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

Аннотация. Рост возобновляемой мощности в Центральной Азии требует оценки технологической структуры и ограничений энергосистем. Цель исследования состоит в выявлении различий между наращиванием мощности и диверсификацией энергетического портфеля пяти стран. На данных IRENA за 2023–2025 годы выполнены динамический и структурный анализ, декомпозиция прироста и расчёт индекса технологической концентрации. Установлено, что региональная мощность выросла на 44,5%, Узбекистан обеспечил 86,4% прироста, а Казахстан имеет наиболее сбалансированную структуру ВИЭ среди рассмотренных стран. Предложена типология национальных траекторий и обоснованы меры по развитию сетей, гибкости и региональной торговли.

Ключевые слова: энергетический переход, возобновляемая энергетика, энергетическая безопасность, Центральная Азия, диверсификация, солнечная энергетика, гидроэнергетика.

Kurpayanidi K. I., Candidate of Economic Sciences, Professor
Professor of the Department of Economics and Management
International Institute of Food Technologies and Engineering
Uzbekistan, Fergana

GREEN ENERGY IN CENTRAL ASIA AND THE QUALITY OF ENERGY TRANSITION

Abstract. Expanding renewable capacity in Central Asia calls for an assessment of technology mixes and power system constraints. This study identifies differences between capacity growth and renewable portfolio diversification across five countries. IRENA data for 2023–2025 are analysed using growth decomposition, structural comparison and a technology concentration index. Regional capacity increased by 44.5%, Uzbekistan accounted for 86.4% of additions, and Kazakhstan had the most balanced renewable technology mix among the countries examined. A typology of national pathways is proposed, together with policy priorities for grids, flexibility and regional electricity trade.

Keywords: energy transition, renewable energy, energy security, Central Asia, diversification, solar energy, hydropower.

Введение

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Центральной Азии связано с ростом спроса, обновлением инфраструктуры и изменением водопользования. Казахстан и Узбекистан диверсифицируют системы, ориентированные на ископаемое топливо. Кыргызстан и Таджикистан снижают зависимость от гидрологического режима. Туркменистан сохраняет газовую основу электроснабжения. Различия исходных условий требуют отдельных критериев оценки прогресса.

Установленная мощность отражает масштаб активов, но не объём надёжно поставляемой электроэнергии. Крупные ГЭС повышают долю ВИЭ горных стран независимо от развития новых технологий. Влияние

солнечных станций на вечерний максимум нагрузки зависит от накопителей и резервов. Научная проблема состоит в выявлении структурных изменений, которые сопровождают количественный рост.

Исследования 2020–2021 годов раскрывают институциональные барьеры негидроэнергетических ВИЭ [2], ресурсный потенциал [3] и ограничения регулирования [4]. Их эмпирические периоды предшествуют ускоренному вводу новых станций в Узбекистане.

Другой блок литературы охватывает сельские энергетические услуги [5], региональную интеграцию водных и энергетических интересов [6], межсекторные диспропорции Узбекистана [7]. Он обосновывает включение социальных и водных ограничений в оценку перехода.

Работы 2024–2026 годов исследуют институциональные перспективы [8], энергоёмкость и углеродоёмкость [9], финансовые факторы [10], инфраструктурные ограничения [11] и реализацию международных норм [12]. Последняя структура мощности требует самостоятельного сопоставления.

Цель статьи состоит в оценке структурных изменений ВИЭ пяти стран за 2023–2025 годы. Авторский вклад включает декомпозицию прироста, сравнение технологической концентрации и типологию национальных траекторий. Причинное влияние отдельных реформ на ввод станций не оценивается.

Материалы и методы исследования

Использованы данные Renewable Capacity Statistics 2026 [1] по мощности пяти стран на конец 2023–2025 годов в мегаваттах. Выделены ГЭС, солнце, ветер и прочие ВИЭ. Литература 2020–2026 годов отобрана по релевантности. Обзор не является исчерпывающим систематическим поиском.

По классификации IRENA крупные ГЭС включены, атомная генерация исключена. Накопители рассматриваются как средство

интеграции. Округлённый ноль не доказывает отсутствия малых установок. Национальные сообщения не объединяются с рядом IRENA без согласования охвата.

Темп роста рассчитан как $g_i = (R_{i,2025} / R_{i,2023} - 1) \times 100\%$. Вклад страны определён как $c_i = \Delta R_i / \Sigma_i \Delta R_i \times 100\%$, где R обозначает мощность ВИЭ, ΔR её прирост за 2023–2025 годы. Показатели разделяют национальную динамику и происхождение регионального расширения.

Диверсификация оценена по $D_i = (S_i + W_i) / R_i \times 100\%$, где S и W обозначают солнце и ветер. Концентрация рассчитана как $HHI_i = \Sigma_k s_{ik}^2$ для четырёх технологических групп, s_{ik} является долей группы. Низкий HHI означает более равномерную структуру, но не измеряет надёжность энергосистемы.

Округление выполнено после расчётов. Для проверки устойчивости регионального темпа исключён Узбекистан. Типология не содержит интегрального рейтинга. IEA раскрывает национальные ограничения [13, 14], OECD рассматривает водно-энергетическую координацию [15].

Короткий период и неоднородность источников IRENA ограничивают выводы. Без выработки, ограничений отпуска и затрат нельзя оценить сокращение выбросов, стоимость балансирования и вероятность отключений. Исследование характеризует структуру активов.

Результаты оригинального авторского исследования

За 2023–2025 годы мощность ВИЭ выросла с 17 636 до 25 482 МВт, на 7 846 МВт, или 44,5%. В 2024 году добавлено 3 058 МВт, в 2025 году 4 788 МВт. Динамика представлена в таблице 1.

Таблица 1. Динамика мощности ВИЭ и вклад в прирост

Страна	2023, МВт	2024, МВт	2025, МВт	Рост, %	Вклад, %
Казахстан	5 504	5 561	6 084	10,5	7,4
Кыргызстан	3 143	3 314	3 527	12,2	4,9
Таджикистан	5 737	5 738	5 842	1,8	1,3
Туркменистан	2	2	2	0,0	0,0
Узбекистан	3 250	6 079	10 027	208,5	86,4
Регион	17 636	20 694	25 482	44,5	100,0

Источник: расчёты автора по [1]. Рост и вклад рассчитаны за 2023–2025 годы.

Узбекистан обеспечил 6 777 МВт прироста. Его доля региональной мощности выросла с 18,4 до 39,3%. Без него мощность увеличилась с 14 386 до 15 455 МВт, на 7,4%. Общий темп 44,5% скрывает неравномерность перехода.

В Узбекистане солнце достигло 5 934 МВт, ветер 1 652 МВт, ГЭС 2 441 МВт. Доля солнца и ветра выросла с 26,7 до 75,7%. Эти технологии обеспечили 6 718 МВт, или 99,1% национального прироста.

Казахстан достиг 6 084 МВт ВИЭ. На ГЭС приходится 2 848 МВт, ветер 1 909 МВт, солнце 1 325 МВт, прочие источники 2 МВт. Крупнейшая технология занимает менее половины портфеля. Страна демонстрирует более равномерное распределение между основными технологиями при меньшем темпе расширения.

В Кыргызстане из 3 527 МВт на ГЭС приходится 3 427 МВт, на солнце 100 МВт. В Таджикистане гидроэнергетическая мощность составляет 5 841 МВт при общем итоге 5 842 МВт. Остаток в 1 МВт не означает сформированного негидроэнергетического сектора. Обе страны сохраняют концентрацию на технологии, связанной с водными ресурсами.

В сопоставимом ряду Туркменистан имеет 2 МВт ВИЭ без прироста. Для столь малого портфеля индекс концентрации характеризует лишь

учтённые возобновляемые активы, а не всю энергосистему. Отсутствие изменения показателя не равнозначно отсутствию инвестиционных планов.

Таблица 2. Технологическая структура ВИЭ в 2025 году

Страна	ГЭС, МВт	Солнце, МВт	Ветер, МВт	D, %	HHI
Казахстан	2 848	1 325	1 909	53,2	0,365
Кыргызстан	3 427	100	0	2,8	0,945
Таджикистан	5 841	0	0	0,0	1,000
Туркменистан	2	0	0	0,0	1,000
Узбекистан	2 441	5 934	1 652	75,7	0,437

Источник: [1], расчёты автора. D отражает долю солнца и ветра. HHI рассчитан с остаточной группой прочих ВИЭ. Расхождения итогов технологических групп обусловлены округлением и остаточной категорией.

HHI Казахстана равен 0,365, Узбекистана 0,437. Высокая доля солнца и ветра не гарантирует равномерности: солнце составляет 59,2% ВИЭ Узбекистана. HHI Кыргызстана равен 0,945, Таджикистана после округления 1,000. Масштаб и концентрация дают разные оценки.

Выделены диверсифицированная траектория Казахстана, ускоренная солнечно-ветровая Узбекистана, гидрозависимая Кыргызстана и Таджикистана и минимальный учтённый сектор Туркменистана. Типология описывает активы, а не качество управления.

Выявлены два вида концентрации: географическая концентрация прироста в Узбекистане и технологическая концентрация гидрогенерации в горных странах. Они требуют разных мер: расширения инвестиционных условий в остальных государствах и дополнения ГЭС другими технологиями.

Обсуждение результатов

Расширение негидроэнергетических ВИЭ изменило картину исследований 2020–2021 годов [2, 3]. Значение регулирования сохраняется [4, 8]. Новые расчёты согласуются с обсуждением инфраструктурных ограничений [11, 12], не доказывая причинного эффекта отдельных реформ.

Для Узбекистана приоритетны сетевое усиление, прогноз производства и согласование дневного выпуска с вечерним спросом. Накопители следует сравнивать по мощности и продолжительности разряда. Экономический критерий включает стоимость энергии с подключением и балансированием.

В Казахстане сбалансированный портфель ВИЭ не устраняет угольной зависимости всей системы и недостатка маневренности [14]. Закупки новых станций должны соответствовать срокам усиления сетей между ресурсными районами и центрами нагрузки.

В Кыргызстане и Таджикистане солнце и ветер дополняют ГЭС. Комбинация определяется спросом и водным притоком. Наращивание ГЭС сохраняет зависимость от маловодья. Региональные решения требуют согласования орошения и межгосударственных обязательств [6, 15].

Договоры покупки электроэнергии снижают неопределённость доходов, создавая обязательства покупателя. Валютная индексация переносит риски на энергокомпанию. Нужны открытые правила подключения и компенсации ограничений. IEA связывает реформу Узбекистана с финансовой устойчивостью и поддержкой населения [13].

Исторические оценки финансовых факторов [9, 10] не доказывают экологического эффекта вводов 2025 года. Одновременный рост спроса и ВИЭ не гарантирует сокращения потребления топлива. Требуются выработка и данные о замещении тепловых станций.

Поддержка распределённой генерации должна учитывать доходы получателей и местную сеть. Исследования сельской энергетики [5] и межсекторных связей [7] обосновывают оценку конечных услуг и водопользования.

Мониторинг должен охватывать мощность, выработку, ограничения отпуска, потери, резервы и перерывы снабжения. Накопители учитываются в МВт и МВт·ч, торговля по перетокам и пропускной способности. Единый балл скрывает отдельные ограничения.

Заключение

Региональная мощность ВИЭ выросла на 44,5%, без Узбекистана прирост составляет 7,4%. Узбекистан обеспечил 86,4% расширения. Региональный темп необходимо сопровождать декомпозицией по странам, чтобы отразить неравномерность изменений.

Казахстан имеет наиболее равномерную структуру ВИЭ с HHI 0,365. Узбекистан достиг доли солнца и ветра 75,7% при HHI 0,437. Кыргызстан и Таджикистан сохраняют гидроэнергетическую концентрацию. Малый сектор ВИЭ Туркменистана требует отдельной интерпретации. Эти показатели не заменяют оценку надёжности энергосистемы.

Результаты позволяют дифференцировать инвестиции: Узбекистану нужны сети, Казахстану гибкость, горным странам дополнение ГЭС и согласование водных режимов. Туркменистану необходимы прозрачный учёт и условия отбора проектов. Региону требуются совместные резервы и правила торговли.

Типология отделяет увеличение мощности от диверсификации. Оценка влияния структуры на снабжение и углеродоёмкость требует данных о выработке, ограничениях и затратах. Доказательство такого эффекта остаётся задачей дальнейшего исследования.

Использованные источники

1. International Renewable Energy Agency. (2026). Renewable capacity statistics 2026. IRENA. https://www.irena.org/Publications/2026/Mar/Renewable-capacity-statistics-2026

2. Shadrina, E. (2020). Non-hydropower renewable energy in Central Asia: Assessment of deployment status and analysis of underlying factors. Energies, 13(11), Article 2963. DOI: 10.3390/en13112963.

3. Laldjebaev, M., Isaev, R., & Saukhimov, A. (2021). Renewable energy in Central Asia: An overview of potentials, deployment, outlook, and barriers. Energy Reports, 7, 3125–3136. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.05.014.

4. Radovanović, M., Filipović, S., & Andrejević Panić, A. (2021). Sustainable energy transition in Central Asia: Status and challenges. Energy, Sustainability and Society, 11, Article 49. DOI: 10.1186/s13705-021-00324-2.

5. Mehta, K., Ehrenwirth, M., Trinkl, C., Zörner, W., & Greenough, R. (2021). The energy situation in Central Asia: A comprehensive energy review focusing on rural areas. Energies, 14(10), Article 2805. DOI: 10.3390/en14102805.

6. Saidmamatov, O., Rudenko, I., Pfister, S., & Koziel, J. (2020). Water–energy–food nexus framework for promoting regional integration in Central Asia. Water, 12(7), Article 1896. DOI: 10.3390/w12071896.

7. Song, S., Chen, X., Liu, T., Zan, C., Hu, Z., Huang, S., De Maeyer, P., Wang, M., & Sun, Y. (2023). Indicator-based assessments of the coupling coordination degree and correlations of water-energy-food-ecology nexus in Uzbekistan. Journal of Environmental Management, 345, Article 118674. DOI: 10.1016/j.jenvman.2023.118674.

8. Filipović, S., Orlov, A., & Andrejević Panić, A. (2024). Key forecasts and prospects for green transition in the region of Central Asia beyond 2022.

Energy, Sustainability and Society, 14, Article 25. DOI: 10.1186/s13705-024-00457-0.

9. He, J., Qin, Y., & Wang, X. (2024). Impact of renewable energy consumption on sustainable development in Central Asia. Sustainable Development, 32(6), 6308–6323. DOI: 10.1002/sd.3026.

10. Jie, Y., Rasool, Z., Nassani, A. A., Mattayaphutron, S., & Murad, M. (2024). Sustainable Central Asia: Impact of fintech, natural resources, renewable energy, and financial inclusion to combat environmental degradation and achieving sustainable development goals. Resources Policy, 95, Article 105138. DOI: 10.1016/j.resourpol.2024.105138.

11. Zhakiyev, N., Khamzina, A., Toimbek, D., Omirgaliyev, R., Shakib Kotamjani, S., Alhuyi Nazari, M., & Salem, M. (2025). Energy systems, CO_2 emissions, and mitigation policies in three Central Asian countries: A comprehensive review. Energy Strategy Reviews, 62, Article 101883. DOI: 10.1016/j.esr.2025.101883.

12. Aminjonov, F. (2026). Central Asia's energy transition: Strategic shift away from binary choices. Energy Research & Social Science, 136, Article 104762. DOI: 10.1016/j.erss.2026.104762.

13. International Energy Agency. (2022). Uzbekistan 2022 energy policy review. OECD Publishing. DOI: 10.1787/be7a357c-en.

14. International Energy Agency. (2022). Kazakhstan 2022 energy sector review. OECD Publishing. DOI: 10.1787/73d1d69f-en.

15. Kato, T. (2025). Strengthening the water-energy nexus for a climate resilient Central Asia. OECD Green Growth Papers, 2025/02, 1–60. DOI: 10.1787/632162c2-en.