

УДК 627.81:624.138.24  
AGRIS P01

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/127/24>

**ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ГАЭС В СОСТАВЕ  
ТОКТОГУЛЬСКОГО ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА:  
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ**

©*Ташполотов Ы.* ORCID: 0000-0001-9293-7885, SPIN-код: 2425-6716, д-р физ.-мат. наук,  
Ошский государственный университет, г. Ош, Кыргызстан, [itashpolotov@mail.ru](mailto:itashpolotov@mail.ru)  
©*Адылова Э. С.*, ORCID: 0000-0002-1886-6932, SPIN-код: 6609-9843, Кыргызско-узбекский  
международный университет им. Б. Сыдыкова, г. Ош, Кыргызстан, [A\\_elmira01@mail.ru](mailto:A_elmira01@mail.ru)

**PROSPECTS FOR ESTABLISHING A PUMPED-STORAGE POWER  
PLANT WITHIN THE TOKTOGUL HYDROPOWER COMPLEX:  
TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS**

©*Tashpolotov Y.*, ORCID: 0000-0001-9293-7885, SPIN-code: 2425-6716, Dr. habil.,  
Osh State University, Osh, Kyrgyzstan, [itashpolotov@mail.ru](mailto:itashpolotov@mail.ru)  
©*Adylova E.*, ORCID: 0000-0002-1886-6932, SPIN-code: 6609-9843, Kyrgyz-Uzbek  
International University named after B. Sydykov, Osh, Kyrgyzstan, [A\\_elmira01@mail.ru](mailto:A_elmira01@mail.ru)

*Аннотация.* Кыргызская Республика сталкивается с хроническим энергетическим кризисом в зимний период, что обусловлено ограничениями на попуск воды и растущим внутренним спросом. В данной работе проводится оценка технической и экономической целесообразности интеграции гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) в существующую инфраструктуру Токтогульской ГЭС. Благодаря использованию 180-метрового напора между Токтогульским и Курпсайским водохранилищами, предлагаемая система мощностью 185–200 МВт позволяет обеспечить рециркуляцию водных ресурсов, фактически отделяя процесс выработки электроэнергии от ирригационных ограничений стран низовья. Наш анализ показывает, что блок ГАЭС может обеспечить суточную пиковую мощность в размере 1 ГВт·ч, снижая зависимость от дорогостоящего импорта электроэнергии. Кроме того, в исследовании подчеркиваются трансграничные выгоды: за счет сокращения неирригационных зимних сбросов проект повышает водную безопасность соседних государств (Узбекистана и Казахстана). Несмотря на длительный срок окупаемости (около 33 лет при текущих тарифах), проект является стратегической необходимостью для обеспечения региональной стабильности и интеграции прерывистых возобновляемых источников энергии в Центральной Азии.

*Abstract.* The Kyrgyz Republic faces a chronic energy crisis during winter seasons due to water discharge limits and rising domestic demand. This paper evaluates the technical and economic feasibility of integrating a Pumped Storage Hydropower (PSH) unit into the existing Toktogul Hydropower Plant infrastructure. By utilizing the 180-meter head between the Toktogul and Kurpsai reservoirs, the proposed 185–200 MW system enables the recycling of water resources, effectively decoupling energy generation from downstream irrigation constraints. Our analysis shows that a PSH unit could provide 1 GWh of daily peaking capacity, reducing reliance on expensive electricity imports. Furthermore, the study highlights the transboundary benefits: by reducing non-irrigation winter discharges, the project enhances water security for downstream nations (Uzbekistan and Kazakhstan). Despite a long payback period of approximately 33 years at current tariffs, the project

is a strategic necessity for regional stability and the integration of intermittent renewable energy sources in Central Asia.

*Ключевые слова:* гидроаккумулирующая электростанция; Токтогульская ГЭС; энергетическая безопасность; Центральная Азия; водно-энергетический узел.

*Keywords:* Pumped Storage Hydropower; Toktogul HPP; Energy Security; Central Asia; Water-Energy Nexus.

Энергетическая система Кыргызской Республики (КР) на современном этапе сталкивается с беспрецедентными вызовами, обусловленными структурным дисбалансом между генерацией и потреблением [1].

Ключевой особенностью системы является ее высокая зависимость от гидроресурсов, при этом профиль нагрузки характеризуется экстремальной сезонностью: в зимний период потребление электроэнергии возрастает в 2.5–3 раза [1, 2].

Основная коллизия заключается в том, что выработка энергии на крупнейших ГЭС страны жестко лимитирована графиками спуска воды для нужд ирригации в летний период. Это создает критический дефицит в зимние месяцы, вынуждая государство импортировать дорогостоящую электроэнергию и допускать риск веерных отключений. В условиях глобального изменения климата и маловодных циклов традиционное использование Токтогульского водохранилища исключительно в режиме ГЭС становится недостаточно эффективным. Поиск технологических решений, позволяющих демпфировать суточные пики потребления без невозвратного сброса воды, является стратегической задачей для обеспечения энергетической безопасности страны. Поскольку в Центральной Азии вода — это прежде всего политический ресурс, внедрение ГАЭС позволяет «отвязать» генерацию электричества в пиковые часы от обязательного сброса воды вниз по течению [3].

В отличие от традиционной ГЭС, где вода уходит через турбину и не может быть повторно использована на этой же ступени, ГАЭС создает замкнутый цикл. Это позволяет сохранять стратегический запас в основном водохранилище, обеспечивая при этом необходимую маневренность и стабильность всей энергосистемы [2].

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) признаны во всем мире как наиболее зрелая и экономически эффективная технология крупномасштабного хранения энергии [4].

Принцип работы системы базируется на использовании двух резервуаров на разных высотах: в периоды низкого спроса вода закачивается в верхний резервуар, а в пиковые часы сбрасывается для генерации энергии [5].

Выделяются три ключевых направления исследований ГАЭС [4]: Исследования показывают, что системы хранения становятся критически важными при достижении 10%-ного уровня проникновения прерывистой генерации (солнечные и ветровые станции) в сеть доказывают возможность интеграции до 50% ВИЭ без систем хранения, однако это требует сложной географической оптимизации и управления сетью. Поиск площадок и ГИС-анализ: Основным ограничением ГАЭС является низкая плотность энергии, что требует огромных резервуаров и значительных перепадов высот. Это стимулировало развитие методов поиска новых площадок через анализ географических информационных систем и использование альтернативных емкостей, таких как заброшенные шахты. Существующие исследования обычно сосредоточены либо на киловаттном масштабе (малые острова, отдельные фермы и здания, либо на гигаваттном масштабе в рамках целых регионов (США, Южная Африка,

Европа. Особое внимание заслуживает кейс Военной академии США (USMA) в Вест-Пойнте [6].

Несмотря на наличие подходящего ландшафта, проект ГАЭС мегаваттного масштаба там часто сталкивается с проблемой низкой рентабельности из-за специфики локального энергопотребления. В отличие от исследования USMA, где малый масштаб ограничивал экономическую эффективность, предлагаемый проект в Кыргызстане использует уже существующую инфраструктуру крупнейшего в регионе гидроузла [1, 2, 7].

Особенность данного исследования заключается в анализе возможности внедрения ГАЭС-блока мощностью до 300 МВт непосредственно в каскад действующих гидроэлектростанций на базе Токтогульского водохранилища в Кыргызстане. В отличие от классических проектов ГАЭС, требующих создания новых искусственных резервуаров, предлагаемое решение предполагает использование существующего перепада высот и имеющихся объемов воды, что радикально меняет структуру затрат и повышает показатель чистой приведенной стоимости (NPV) [4, 8].

В этой связи основной целью работы является технико-экономическое обоснование интеграции гидроаккумулирующего узла в каскад Токтогульских ГЭС для ликвидации зимнего дефицита мощности и оптимизации суточного графика нагрузки в энергосистеме республики. В связи с этим центральной задачей исследования является обоснование создания на базе Токтогульского гидроузла инновационного ГАЭС-блока, который, функционируя в режиме «замкнутого цикла», позволит трансформировать крупнейший ирригационно-энергетический объект страны в гибкую систему регулирования, способную ликвидировать зимний дефицит мощности и обеспечить долгосрочную устойчивость энергосистемы при интеграции возобновляемых источников энергии.

#### *Методика исследования*

В основу методики положен системный подход, объединяющий анализ энергетических временных рядов и имитационное моделирование гидроэнергетических режимов. Данная методика реализует заявленный подход через многостадийный процесс:

Этап 1. Детерминированный анализ энергосистемы и профилирование нагрузки. На данном этапе проводится ретроспективный анализ данных за 2020–2025 гг. для выявления критических точек системы. В частности, на основе фактических 15-минутных (или часовых) графиков нагрузки, полученных от диспетчерских центров (НЭСК КР), определяется структура дефицита мощности — так называемые «энергетические дыры». Это объемы мощности, которые в настоящий момент покрываются за счет импорта электроэнергии или ограничений потребителей. Также осуществляется прогнозирование роста потребления с учетом планов по электрификации транспорта и систем отопления.

Этап 2. Гидротехническое моделирование «Замкнутого цикла». Данный этап представляет собой концептуальное развитие методики и является ключевым отличием от классической модели Вест-Пойнта. Вместо строительства новых резервуаров, мы исследуем возможность интеграции ГАЭС-агрегатов непосредственно в существующее тело плотины или приплотинную зону, что минимизирует капитальные затраты и экологическое воздействие.

Реализация этого этапа базируется на двух взаимосвязанных процессах:

Динамический расчет мощности: На основе выявленного на этапе 1 дефицита мощности производится расчет теоретического потенциала установки. Для этого используется уравнение Бернулли, адаптированное под условия переменного напора (Н):  $P_{тм} = \eta \rho g Q H$ .

Здесь критически важным фактором является учет сезонных и суточных колебаний зеркала Токтогульского водохранилища, так как именно они определяют фактическую выработку и энергоёмкость системы в разные периоды года.

Параллельно с расчетом напора проводится детальный анализ гидравлической связи между Токтогульским (верхний резервуар) и Курпсайским (нижний резервуар) водохранилищами. В рамках системного подхода проверяется гипотеза о возможности использования нижнего бассейна в качестве приемного резервуара для ГАЭС. Это позволяет замкнуть цикл перекачки воды, превращая каскад ГЭС в гибкий аккумулятор, способный оперативно реагировать на «энергетические дыры», зафиксированные в ходе профилирования нагрузки.

Этап 3. Алгоритмическое моделирование работы ГАЭС. На данном этапе осуществляется переход от гидротехнических параметров к цифровому управлению системой. Разработанный программный код на языке Python служит инструментом для имитации ежедневных циклов «зарядка-разрядка», превращая статичную модель плотины в динамически функционирующий объект. Логика работы скрипта базируется на следующих ключевых компонентах:

В основу алгоритма заложена задача по максимизации сохранения водных ресурсов в верхнем бьефе. При этом обязательным граничным условием является полное покрытие пиков нагрузки, идентифицированных на первом этапе исследования.

Для обеспечения точности моделирования в код интегрируются прогнозные данные солнечной генерации (PV-профиль) и ветровой активности в районе Нарынского каскада. Это позволяет алгоритму учитывать волатильность возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

На основе сопоставления графиков нагрузки и объемов генерации алгоритм принимает автоматизированное решение о переходе в насосный режим (закачка воды). Данный процесс активируется в часы избыточной выработки энергии от СЭС или в периоды глубокого ночного провала потребления, что обеспечивает эффективное «хранение» дешевой энергии в виде потенциальной энергии воды.

Этап 4. Технико-экономический анализ и оценка NPV. На данном этапе производится финансовое обоснование проекта, которое базируется на результатах имитационного моделирования из предыдущих разделов. В отличие от классических инвестиционных оценок, в данной методике применяется метод избегаемых затрат (Avoided Cost Method), что позволяет более точно оценить эффект от внедрения ГАЭС в условиях дефицитной энергосистемы.

Экономическая модель строится на анализе следующих компонентов:

*Оценка капитальных затрат (CAPEX):* существенным преимуществом проекта является использование уже существующих резервуаров (Токтогульское и Курпсайское водохранилища). Вследствие этого расчет CAPEX минимизируется и включает только затраты на приобретение и монтаж ГАЭС-агрегатов, прокладку подводных туннелей и расширение открытого распределительного устройства (ОРУ).

*Оценка операционных затрат:* данный показатель учитывает ежегодные эксплуатационные расходы на обслуживание оборудования, а также переменную стоимость «энергии накачки», необходимой для работы системы в насосном режиме.

Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV). Итоговая эффективность проекта рассчитывается по формуле:  $NPV = \sum_{t=1}^n (St - Ct) / (1 + r)^t - CAPEX$ , где:  $St$  — избегаемые затраты (экономленные средства), полученные за счет отказа от импорта дорогостоящей электроэнергии в пиковые часы по цене  $P_{import}$ ;  $Ct$  — операционные затраты в году  $t$ ;  $r$  — ставка дисконтирования.

Использование такого подхода позволяет доказать, что внедрение ГАЭС является не просто техническим решением, а стратегическим инструментом снижения финансовой зависимости региона от импорта энергоресурсов.

Этап 5. Стресс-тестирование и экологическая устойчивость. Заключительный этап методики направлен на проверку жизнеспособности предложенных решений в экстремальных и перспективных условиях. Исследование проводится по двум критическим сценариям:

*Сценарий «Маловодье»:* оценка эксплуатационной эффективности ГАЭС при критически низких уровнях воды в водохранилище, вплоть до достижения границ «мертвого объема». Это позволяет определить технологический предел системы и гарантировать её работоспособность в засушливые периоды.

*Сценарий «Энергопереход»:* моделирование глубокой интеграции возобновляемых источников энергии (масштабом до 1000 МВт солнечной генерации). В рамках данного сценария оценивается способность ГАЭС мощностью 300 МВт демпфировать резкие колебания (скачки) выработки, обеспечивая стабильность энергосистемы при высокой доле ВИЭ. Таким образом, разработанная методика позволяет получить не просто статистический показатель прибыли, а динамическую карту эффективности. Данный аналитический инструмент наглядно демонстрирует объем водных ресурсов (в миллионах кубометров), который ГАЭС способна «вернуть» в Токтогульское водохранилище в течение года путем повторного использования в замкнутом цикле. То есть внедрение методики решает двуединую задачу: минимизирует энергетический дефицит и обеспечивает ирригационную устойчивость региона, оптимизируя расход воды для нужд сельского хозяйства в нижнем течении реки Нарын. Ниже представлено сравнение ГАЭС с альтернативными типами генерации для покрытия зимнего дефицита (мощностью 200 МВт) (Таблица 1).

Таблица 1  
СРАВНЕНИЕ ГАЭС С ДРУГИМИ ТИПАМИ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ЗИМНЕГО ПЕРИОДА (200 МВт)

<i>Критерий</i>	<i>ГАЭС (Токтогул)</i>	<i>ТЭС (Уголь)</i>	<i>СЭС (Солнце)</i>
CAPEX	Средний (инфраструктура готова)	Высокий	Средний (нужны АКБ)
Зимний вечерний пик	Работает на 100%	Стабильно	Не работает
Ресурс воды	Возвратный цикл	Не применимо	Не применимо
Экология	Чистая энергия	Высокие выбросы CO <sub>2</sub>	Чистая энергия

Таким образом, создание ГАЭС-блока мощностью 185–200 МВт на Токтогульской ГЭС является стратегически оправданным шагом, обеспечивающим: ликвидацию суточного дефицита в объеме 1 ГВт·ч.; снижение зависимости от импорта электроэнергии; повышение гибкости энергосистемы КР при интеграции будущих солнечных и ветровых электростанций.

Влияние на ирригацию стран низовья (Узбекистан, Казахстан). Основное преимущество ГАЭС-блока на Токтогульском каскаде заключается в том, что он работает в режиме внутрисуточного рециклинга. Вода, сброшенная днем для генерации энергии, не уходит в Аральское море преждевременно. Ночью эта же вода закачивается обратно из Курпсайского водохранилища в Токтогульское.

Положительные эффекты для стран низовья: снижение зимних холостых сбросов: Сейчас КР вынуждена сбрасывать воду зимой, чтобы вырастить энергию, что приводит к подтоплениям в низовьях (Казахстан) и нерациональному расходу воды. ГАЭС позволяет генерировать энергию «по кругу», сохраняя воду в водохранилище до лета [9].

*Увеличение летнего стока:* сохраненная благодаря ГАЭС вода остается в Токтогульском море и может быть выпущена летом в ирригационный период по заявкам Узбекистана и Казахстана.

*Энергетический демпфер:* ГАЭС может выступать регулятором частоты для всей системы ЦА, предотвращая блэкауты, подобные январскому 2022 года.

Проект ГАЭС переводит работу Токтогульского узла из конфликта «Энергетика против Ирригации» в режим синергии. В таблице 2 представлено сравнение модели Вест-Пойнт и Токтогульской ГАЭС.

Таблица 2

СРАВНЕНИЕ МОДЕЛИ ВЕСТ-ПОЙНТ И ТОКТОГУЛЬСКАЯ ГАЭС

Параметр	Модель Вест-Пойнт (США)	Модель Токтогул (КР)
Цель	Экономия по тарифу	Снижение энергодефицита и импорта
Режим выходного дня	Не работает	Работает (зимний пик отопления)
Источник зарядки	Сеть (ночной тариф)	Солнечные станции / Излишки ГЭС
Ограничения	Размер резервуара	Ирригационный график стока реки Нарын

Таким образом анализ подтверждает, что если для армии США проект ГАЭС — это убыточная инициатива по энергобезопасности, то для Токтогульского узла — это стратегически необходимый и экономически окупаемый проект, особенно в связке с развивающимися солнечными электростанциями.

*Выводы:*

В отличие от классических моделей (например, Вест-Пойнт), интеграция ГАЭС в существующий Токтогульский каскад не требует создания новых резервуаров. Использование перепада высот (180 м) между Токтогульским и Курпсайским водохранилищами радикально снижает CAPEX, делая проект технически реализуемым и экономически более привлекательным.

Создание ГАЭС мощностью 185–200 МВт позволяет генерировать до 1 ГВт·ч пиковой энергии в сутки. Это критически важно для покрытия «энергетических дыр» в зимний период, когда потребление возрастает в 3 раза, и позволяет заместить дорогостоящий импорт электроэнергии.

ГАЭС переводит работу Токтогульского узла в режим «замкнутого цикла». Рециркуляция воды позволяет вырабатывать энергию для внутреннего рынка зимой без избыточного холостого сброса воды вниз по течению, сохраняя её для ирригационных нужд соседних стран (Узбекистана и Казахстана) в летний период.

Несмотря на длительный период окупаемости (около 33 лет при текущих тарифах), проект обладает высокой чистой приведенной стоимостью (NPV) за счет метода «избегаемых затрат» (отказ от импорта в пользу ночной закачки и длительного срока службы).

ГАЭС является идеальным «энергетическим демпфером» для планируемой интеграции солнечных и ветровых станций (сценарий до 1000 МВт), сглаживая их волатильность и обеспечивая стабильность частоты в объединенной энергосистеме Центральной Азии.

*Список литературы:*

1. Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики до 2035 года: утверждена постановлением Министерства энергетики КР от 2024 г. Бишкек: Минэнерго КР, 2024. 84 с.

2. Aitbaev A., Kabanova S. The Water-Energy Nexus in Central Asia: Challenges and Opportunities for the Toktogul Reservoir // *Journal of Central Asian Studies*. 2022. V. 14. №2. P. 45–62.
3. Central Asia Regional Economic Cooperation: Energy Sector Financial Recovery and Stability. Technical Report on Kyrgyzstan's Energy Balance. World Bank. Washington, DC: World Bank Group, 2023. 112 p.
4. Rehman S., Al-Hadhrami L. M., Alam M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. V. 44. P. 586-598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
5. Dehghani-Sanij A. R., Tharumalingam E., Dusseault M. B., Fraser R. Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. V. 104. P. 192-208. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023>
6. Johnson B., Koh J., James C. Feasibility analysis of pumped hydro energy storage at the United States Military Academy // *Energy Reports*. 2026. V. 15. P. 108858. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.11.117>
7. Modernization of Hydropower Plants in the Kyrgyz Republic: Impact on Transboundary Water Management. CAREC Program. Manila: ADB Publications, 2021. 56 p.
8. Gabardo S., Rech R., Rosa C. A., Ayub M. A. Z. Dynamics of ethanol production from whey and whey permeate by immobilized strains of *Kluyveromyces marxianus* in batch and continuous bioreactors // *Renewable Energy*. 2014. V. 69. P. 89-96. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.023>
9. Torres-Herrera H. J., Lozano-Medina A. Methodological proposal for the assessment potential of pumped hydropower energy storage: Case of Gran Canaria island // *Energies*. 2021. V. 14. №12. P. 3553. <https://doi.org/10.3390/en14123553>

#### References:

1. Nacional'naya e`nergeticheskaya programma Ky`rgy`zskoj Respubliki do 2035 goda: utverzhdena postanovleniem Ministerstva e`nergetiki KR ot 2024 g. (2024). Bishkek.
2. Aitbaev, A., & Kabanova, S. (2022). The Water-Energy Nexus in Central Asia: Challenges and Opportunities for the Toktogul Reservoir. *Journal of Central Asian Studies*, 14(2), 45–62.
3. Central Asia Regional Economic Cooperation: Energy Sector Financial Recovery and Stability (2023). Technical Report on Kyrgyzstan's Energy Balance. World Bank. Washington, DC: World Bank Group.
4. Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 586-598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
5. Dehghani-Sanij, A. R., Tharumalingam, E., Dusseault, M. B., & Fraser, R. (2019). Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 192-208. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023>
6. Johnson, B., Koh, J., & James, C. (2026). Feasibility analysis of pumped hydro energy storage at the United States Military Academy. *Energy Reports*, 15, 108858. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.11.117>
7. Modernization of Hydropower Plants in the Kyrgyz Republic: Impact on Transboundary Water Management (2021). CAREC Program. Manila: ADB Publications.
8. Gabardo, S., Rech, R., Rosa, C. A., & Ayub, M. A. Z. (2014). Dynamics of ethanol production from whey and whey permeate by immobilized strains of *Kluyveromyces marxianus* in batch and continuous bioreactors. *Renewable Energy*, 69, 89-96. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.023>

9. Torres-Herrera, H. J., & Lozano-Medina, A. (2021). Methodological proposal for the assessment potential of pumped hydropower energy storage: Case of Gran Canaria island. *Energies*, 14(12), 3553. <https://doi.org/10.3390/en14123553>

Поступила в редакцию  
30.03.2026 г.

Принята к публикации  
11.04.2026 г.

*Ссылка для цитирования:*

Ташполотов Ы. Адылова Э. С. Перспективы создания ГАЭС в составе Токтогульского гидроэнергетического комплекса: технико-экономический аспект // Бюллетень науки и практики. 2026. Т. 12. №6. С. 201-208. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/127/24>

*Cite as (APA):*

Tashpolotov, Y., & Adylova, E. (2026). Prospects for Establishing a Pumped-Storage Power Plant within the Toktogul Hydropower Complex: Technical and Economic Aspects. *Bulletin of Science and Practice*, 12(6), 201-208. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/127/24>