



Евразийский
Банк Развития



КООРДИНАЦИОННО-ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ЦЕНТР «ЭНЕРГИЯ»
«ЭНЕРГИЯ» KOORDINACIION DISPETCHERLIK MARKAZI
COORDINATING DISPATCH CENTER «ENERGIA»



ESCAP
Economic and Social Commission
for Asia and the Pacific

Энергия без границ:

архитектура энергетической
связанности Центральной Азии



Доклад 26/11

Алматы — 2026

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

Архитектура электроэнергетической связанности Центральной Азии

КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД 26

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ РАЗВИТОЙ АРХИТЕКТУРЫ



до 640

млн долл./год

валовой эффект



до 120

млн долл./год

чистый эффект



2,8–4,5

млрд кВт·ч/год

снижение ограничений
ВИЭ

4 КАНАЛА ВЫГОД

Торговый арбитраж

Совместные резервы

Меньше curtailment ВИЭ

Меньше аварийных издержек

ВЫЗОВЫ

Почему существующая связанность используется не полностью



СЕТЬ НА ПРЕДЕЛЕ

102–123%

перегрузки ключевых линий в час пик 2024 г.

СЕТЬ



МОЩНОСТЬ ≠ ДОСТУПНОСТЬ

6,6 ГВт

недоступно/ограничено + 1 ГВт в ремонте

ДОСТУПНОСТЬ



ВИЭ ОПЕРЕЖАЮТ СИСТЕМУ

3,5 млрд кВт·ч

ВИЭ недополучит Узбекистан в 2028 г.

ГИБКОСТЬ



СЕТЬ НЕДОСТАТОЧНО УПРАВЛЯЕМА

Аварии 2022-2026

каскадное отключение ·
ручная координация · консервативные лимиты

УПРАВЛЯЕМОСТЬ

ПРИЧИНЫ

Пять структурных ограничений объясняют четыре системных вызова



СЕТЕВЫЕ УЗКИЕ МЕСТА

- Как внутри стран, так и на интерфейсах
- Физическая связь ≠ доступная пропускная способность



ДОСТУПНОСТЬ ГЕНЕРАЦИИ

- 6,6 ГВт было недоступно в час пик 2024 г. по разным причинам



ГИБКОСТЬ И РЕЗЕРВЫ

- Ограниченная маневренность действующей генерации
- Недостаток быстродействующих резервов и накопителей
- Ограниченное совместное использование резервов



НАБЛЮДАЕМОСТЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ

- Неполная картина режима
- Разрозненные данные и модели
- Ручная координация



ИНСТИТУТЫ И ПРАВИЛА

- Разные правила и зоны ответственности
- Незрелые механизмы балансирования и системных услуг
- Распределение выгод и затрат

РЕШЕНИЯ

Три измерения интеграции



ФИЗИЧЕСКИЕ

- Усиление внутренних коридоров и межгосударственных интерфейсов
- Развитие BESS и маневренных мощностей
- Подстанции, трансформаторы + компенсация реактивной мощности



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ/ЦИФРОВЫЕ

- Единый цифровой контур: SCADA/EMS · АРЧМ · WAMS/WACS · АСКУЭ · верифицированные модели
- Защищенный обмен данными + расчетная инфраструктура
- Автоматическое регулирование + противоаварийное управление
- Прогноз ВИЭ и нагрузки + расчет ATC/NTC



ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ

- Распределение полномочий и функций между системными операторами, нац. регуляторами, КДЦ и участниками рынка
- Запуск пилотных рынков: «на сутки вперед», балансирования, системных услуг
- Механизм оплаты гидрогибкости + распределение выгод и затрат

Национальный диспетчерский контроль сохраняется; региональные функции развиваются по мере зрелости интеграции.

ФИЗИЧЕСКАЯ СВЯЗАННОСТЬ + УПРАВЛЯЕМОСТЬ = РЕГИОНАЛЬНЫЙ СИСТЕМНЫЙ ЭФФЕКТ



Евразийский
Банк Развития

Полная версия
аналитического
доклада



Винокуров, Е. (ред.), Ахунбаев, А., Кабылбаев, Д., Чуев, С., Шамсиев, Х., Мирзаев, А. (2026). *Энергия без границ: архитектура электроэнергетической связанности Центральной Азии*. Доклад 26/11. Алматы: Евразийский банк развития.

Руководитель проекта — Демир Кабылбаев

Центральная Азия не начинает энергетическую интеграцию с нуля: регион унаследовал развитую сетевую связанность, сезонные водно-энергетические обмены и взаимодополняемость ресурсов. Но прежняя архитектура формировалась для другой реальности — нынешние условия требуют более высокой управляемости энергосистемы. Доклад рассматривает региональную электроэнергетическую кооперацию и интеграцию как практический механизм стратегии «среднего пути», то есть баланса надежности, доступности энергии и экологической устойчивости. Ключевой тезис состоит в том, что будущая ценность связанной системы будет определяться не только масштабом инфраструктуры, но прежде всего уровнем управляемости, прозрачности и способности обеспечивать надежную региональную координацию.

Опыт развитых рынков показывает, что выгода интеграции возникает не только от торговли электроэнергией, но и от снижения стоимости резервирования, расширения зоны балансирования, повышения загрузки активов и уменьшения ограничений ВИЭ. В докладе предлагается анализ текущей ситуации и вызовов, а также поэтапная дорожная карта для повышения трансграничной торговли: от наблюдаемости, учета, правил отклонений, аварийной поддержки и обмена балансирующей энергией к краткосрочной торговле, балансированию, рынку системных услуг и региональным инструментам обеспечения долгосрочной достаточности мощности. Поэтапный подход позволяет повысить надежность ОЭС ЦА, снизить полную стоимость надежности, уменьшить ограничения ВИЭ, раскрыть инвестиционную ценность сетевых и цифровых проектов и подготовить регион к устойчивому выходу на внешние энергетические рынки.

Ключевые слова: Центральная Азия, ОЭС ЦА, «средний путь», энергетическая трилемма, электроэнергетика, возобновляемая энергия, энергопереход, торговля электроэнергией, устойчивое развитие, региональная взаимосвязанность.

JEL: Q40, Q42, Q48, L94, F15, O13, R42.

Перепечатка или другие формы воспроизведения данного текста, полностью или частично, включая существенные выдержки, а также размещение его на внешних электронных площадках разрешены при условии указания авторства первоисточника.

Электронная версия документа доступна на сайте Евразийского банка развития <https://eabr.org/analytics/special-reports/>

© Евразийский банк развития, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

БЛАГОДАРНОСТИ	6
РЕЗЮМЕ	7
ВВЕДЕНИЕ	12
1. РЕГИОНАЛЬНАЯ КООПЕРАЦИЯ КАК ПРАКТИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ СТРАТЕГИИ «СРЕДНЕГО ПУТИ»	16
Энергетическая трилемма как аналитическая рамка	17
Спрос, износ инфраструктуры и потребность в совместном планировании ...	19
Интеграция ВИЭ и новые требования к системной гибкости	19
Сезонная и суточная комплементарность энергосистем региона	20
2. ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ОЭС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ	21
Структура генерации и потребления в техническом контуре ОЭС ЦА	22
Динамика региональной торговли и потенциал восстановления обменов ...	23
Располагаемая мощность и годовой максимум нагрузки	25
Контролируемые сечения и доступная пропускная способность	26
Внутренние сетевые ограничения и их влияние на трансграничные перетоки	27
3. СИСТЕМНЫЕ РОЛИ СТРАН В РЕГИОНАЛЬНОМ ПОРТФЕЛЕ НАДЕЖНОСТИ И ГИБКОСТИ	29
Южная часть Казахстана	31
Кыргызстан	31
Узбекистан	32
Таджикистан	34
Туркменистан	35
Афганистан	36
Российская Федерация	36
4. СЕТЕВЫЕ, ЦИФРОВЫЕ И РЕЗЕРВНЫЕ УСЛОВИЯ ИНТЕГРАЦИИ	38
Сетевые ограничения на внутренних и межгосударственных интерфейсах ...	39
Доступность мощности	41
Вынужденные ограничения ВИЭ	43
Цифровая архитектура	45
Релейная защита и противоаварийная автоматика	47

Кибербезопасность и защищенный обмен данными	48
Обновление технических требований с учетом ВИЭ и BESS	49
5. ЭКОНОМИКА РЕГИОНАЛЬНОЙ КООПЕРАЦИИ И ПОЛНАЯ СТОИМОСТЬ НАДЕЖНОСТИ.....	52
Сценарная оценка эффектов интеграции	53
Существующая база и формирование дополнительной торговли	55
Операционная экономия и торговый арбитраж.....	56
Совместное резервирование и отсрочка или предотвращение инвестиций в мощности	57
Снижение вынужденных ограничений ВИЭ.....	58
Эффект надежности и аварийной поддержки	60
Затраты на интеграцию	60
Итоговая оценка	61
6. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА КАК ОПЛАЧИВАЕМЫЙ РЕСУРС СИСТЕМНОЙ ГИБКОСТИ	65
Нарын-Сырдарьинский каскад ГЭС	67
Вахшский каскад ГЭС.....	68
Маневренная эксплуатация ГЭС	69
Накопители энергии, ГАЭС и ГЭС.....	71
7. ПОЭТАПНАЯ АРХИТЕКТУРА РЕГИОНАЛЬНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	74
Этап 1 — Уточнение существующей базы	78
Этап 2 — Рынок «на сутки вперед» (DAM).....	80
Этап 3 — Балансирование в реальном времени и системные услуги.....	82
Этап 4 — Региональная оценка достаточности мощности и инструменты надежности	83
Распределение функций между региональным координатором и национальными операторами	85
8. РАЗВИТИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ И ЦИФРОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ	87
Узбекистан — Казахстан	90
Казахстан — Кыргызстан	91
Ферганский энергоузел	91
Узбекистан — Таджикистан	92
Туркменское направление	93

Транзит Север — Юг Казахстана и ВПТ/B2B	93
Цифровые инструменты	94
9. ВНЕШНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОРИДОРЫ	96
Южный вектор — CASA-1000	98
Северный вектор — Россия и ЕАЭС	102
Восточный вектор — Китай (СУАР)	103
Западный вектор — Транскаспийский зеленый коридор	105
Юго-западный вектор — Туркменистан — Иран	106
Сравнительная матрица	108
10. ПРЕДЛАГАЕМАЯ ДОРОЖНАЯ КАРТА РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ КООПЕРАЦИИ	110
Краткосрочный горизонт (2026–2028 гг.)	111
Среднесрочный горизонт (2028–2030 гг.)	112
Долгосрочный горизонт (2030 г. +)	114
Возможные риски	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	119
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ДОПУЩЕНИЯ ПО СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. МЕТОДОЛОГИЯ СЦЕНАРНОЙ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЫГОД ИНТЕГРАЦИИ	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	134
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	137
ГЛОССАРИЙ	139

БЛАГОДАРНОСТИ

Доклад подготовлен Евразийским банком развития в тесном сотрудничестве с Экономической и социальной комиссией ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО). Авторы выражают признательность коллективу Отдела энергетики ЭСКАТО за значительный содержательный вклад в разработку концепции и аналитической основы доклада, его позиционирование в региональном контексте, а также экспертное рассмотрение материалов. Особая благодарность выражается Сергею Тулинову, который руководил и координировал вклад ЭСКАТО и сыграл ключевую роль в формировании структуры доклада и его аналитического подхода.

Авторы благодарят Координационный диспетчерский центр «Энергия» за предоставленные материалы, экспертные консультации и содействие в уточнении технических аспектов функционирования ОЭС Центральной Азии. Отдельная признательность выражается Х. Шамсиеву и А. Мирзаеву за вклад в обсуждение режимных, сетевых и диспетчерских вопросов, имеющих ключевое значение для анализа региональной электроэнергетической связанности.

Авторы также выражают благодарность государственным органам и системным операторам стран региона за конструктивный диалог, предоставленные комментарии и участие в обсуждении выводов доклада. Особая признательность адресуется Министерству энергетики Республики Казахстан, Министерству энергетики Республики Узбекистан, Министерству энергетики Кыргызской Республики, АО «KEGOC» и ОАО «НЭС Кыргызстана». Их участие позволило лучше учесть национальные приоритеты, особенности регулирования, состояние энергосистем и практические ограничения дальнейшего развития региональной кооперации.

Авторы также выражают признательность Т. Сарсембекову, эксперту Евразийского банка развития в области водоснабжения и энергетики, за его ценный вклад и постоянную поддержку на протяжении всего процесса подготовки доклада.

Содержание доклада, выводы и рекомендации отражают позицию авторов и не обязательно представляют официальную позицию организаций и экспертов, оказавших содействие при его подготовке.

РЕЗЮМЕ

Энергетическая связанность Центральной Азии уже существует физически — как наследие единой энергосистемы советского периода. Однако ее экономическая и системная ценность сегодня ограничена не столько дефицитом генерирующих мощностей, сколько уровнем управляемости: качеством данных, коммерческого учета, защищенного обмена информацией, автоматического регулирования частоты и мощности и формализованных правил взаимодействия. Перевод связанности из физического состояния в управляемую архитектуру — это и есть содержание региональной кооперации в данном докладе.

Диагностика объединенной энергосистемы

Объединенная энергетическая система Центральной Азии (ОЭС ЦА) — взаимозависимый технический контур, в котором параллельно работают энергосистемы Узбекистана, Кыргызстана, Таджикистана и южной части Казахстана, а отдельные станции Туркменистана и северо-восточная часть энергосистемы Афганистана связаны с ней по островным схемам. На 1 января 2025 г. установленная мощность электростанций ОЭС ЦА составляла 38,6 ГВт при выработке 125,4 млрд кВт·ч и потреблении 142,2 млрд кВт·ч в 2024 г. Региональная торговля восстановилась с минимума в 2,5 млрд кВт·ч в 2010 г. до 12,1 млрд кВт·ч в 2024 г., но по отношению к потреблению она остается ниже уровня 1990 г. (около 8,5% против 13%) и примерно вдвое ниже уровня ЕС из-за сетевых ограничений, доступности резервов и неполной формализации коммерческих договоренностей.

Ключевое диагностическое наблюдение доклада: центральным ограничением региона является не установленная мощность, а ее доступность и маневренность в критический час. Топливные и гидрологические ограничения, состояние холодного резерва тепловых станций и сетевые узкие места означают, что часть номинальной мощности регулярно недоступна именно тогда, когда она нужна системе. Это делает региональную кооперацию ценной ровно в той мере, в какой ресурс подтвержден как доступный и доставляемый, а не просто существующий на бумаге.

Страны региона выполняют разные системные роли, которые в совокупности формируют общий портфель надежности: Узбекистан — крупнейший центр спроса, генерации и интеграции ВИЭ; Южный Казахстан — нагрузочный узел, чувствительный к устойчивости транзита север — юг; Кыргызстан и Таджикистан — держатели гидроресурсов, способные предоставлять регулирование и сезонную балансировку; Туркменистан — потенциальный источник профицитной газовой генерации при подходящих условиях межсистемного соединения; Афганистан — потенциальный южный рынок сбыта и транзита.

Развитие ВИЭ повышает цену несогласованности

Страны региона реализуют масштабные программы солнечной и ветровой генерации: по стратегическим планам, в Узбекистане мощность ВИЭ может достичь 25 ГВт к 2030 г. Одновременно прогнозируется рост вынужденных ограничений ВИЭ — по самым консервативным оценкам 2,2 млрд кВт·ч в 2026 г. до 3,5 млрд кВт·ч в 2028 г. Вынужденное ограничение снижает полезную выработку электроэнергии, при этом связанные с ней платежные обязательства могут сохраняться, а соответствующие издержки в конечном счете ложатся на покупателя, оператора системы или потребителей. Региональная координация может стать одним из ключевых инструментов снижения этого риска — межсистемные связи, доступ к гидрорегулированию, накопители и более точные рыночные сигналы могут внести значительный вклад в решение проблемы вынужденных ограничений.

Экономический эффект интеграции

Экономическое содержание интеграции — это снижение полной стоимости надежности энергоснабжения за счет четырех каналов эффекта: торгового арбитража, совместного резервирования, снижения вынужденных ограничений ВИЭ и уменьшения аварийных издержек. Предварительная сценарная оценка, основанная на явно раскрытых допущениях по каждому из этих каналов (см. [главу 5](#)), показывает чистый системный эффект порядка 120 млн долл. в год как при сценарии частичной, так и при сценарии более глубокой интеграции и порядка 40 млн долл. в год при развитой региональной архитектуре в центральном случае (середина диапазона). Это годовые значения, а не накопленные или рассчитанные на весь срок службы. При неблагоприятных условиях, например при низкой загрузке в сочетании с высокой стоимостью инфраструктуры, чистый эффект может быть отрицательным, особенно для развитой региональной архитектуры. Результаты указывают на убывающую предельную отдачу по мере углубления интеграции: частичная интеграция дает относительно недорогие выгоды от лучшего использования существующей инфраструктуры и координации, тогда как последующие этапы требуют все более значительных сетевых и институциональных инвестиций. Это обосновывает поэтапный подход: более глубокую интеграцию следует реализовывать по мере того, как предыдущие этапы подтверждают достаточную загрузку, системные выгоды и институциональную готовность. Оценки носят скрининговый характер и указывают на порядок величины потенциального эффекта, а не являются прогнозом; фактические результаты могут быть существенно выше или ниже в зависимости от стоимости инфраструктуры, загрузки и эффективности региональной координации.

Важно и другое: положительный эффект для региона в целом не означает равномерного распределения выгод. Одна страна может получать снижение ограничений ВИЭ, другая — доход от транзита, третья — компенсацию за гидрогибкость, четвертая — снижение аварийного дефицита. Экономически полезный проект интеграции может оставаться политически трудным до тех пор, пока механизм распределения выгод не определен заранее — это один из главных практических рисков реализации данной повестки.

Гидроэнергетика как оплачиваемый ресурс

Гидроэнергетика Кыргызстана и Таджикистана — Токтогул, Нарынский каскад, Нурек и перспективный Рогун — формирует ресурс регулирования, пикового покрытия и сезонной балансировки для всего региона. Вода в Центральной Азии — многоцелевой ресурс, связанный с ирригацией, продовольственной безопасностью и межгосударственными обязательствами по попускам. Поэтому доклад исходит из принципа: гидрогибкость должна рассматриваться как оплачиваемая системная услуга, а не как резерв, предоставляемый странам верховья бесплатно в силу географии. Это прямо затрагивает интересы стран низовья и требует явного механизма компенсации, а не одних лишь деклараций о взаимной выгоде.

Поэтапность вместо наднационального регулятора

Рыночную архитектуру доклад предлагает выстраивать поэтапно, поверх уже действующих механизмов, а не через одномоментное создание наднационального рынка.

- Первый уровень — двусторонние сделки, совмещенные диспетчерские графики, автоматизированный коммерческий учет (АСКУЭ), правила урегулирования отклонений и аварийная взаимопомощь.
- Второй уровень — ограниченный рынок «на сутки вперед» при подтвержденной доступной пропускной способности.
- Третий уровень — рынок реального времени и системные услуги: частота, резервы, напряжение, аварийная поддержка.
- Четвертый уровень — региональная оценка достаточности мощности и признание надежного трансграничного вклада ресурсов.

Национальные системные операторы сохраняют полный контроль над внутренними режимами энергосистем на всех уровнях; КДЦ «Энергия» по мере роста прозрачности и надежности расчетов может принимать на себя функции регионального координатора, оператора платформы и расчетного центра, при этом функция мониторинга рыночной власти и разрешения споров должна оставаться организационно обособленной от этих функций — это условие доверия участников, а не техническая деталь дизайна.

Инвестиционные приоритеты — как сетевые проекты (Шымкент — ТашТЭС, Мурунтау — Шымкент, Кемин — Алматы, Фрунзе — Кемин, Кристалл — Юлдуз, Датка — Сугд), так и цифровая инфраструктура (ЦКС АРЧМ, широкозонный мониторинг, защищенные каналы связи) — следует оценивать по измеримому системному эффекту: приросту доступной пропускной способности, снижению перегрузок и ограничений ВИЭ, повышению надежности.

Внешние коридоры: пять направлений с разной зрелостью и разным профилем риска

Внешняя связанность рассматривается как портфель опций, ценность которых растет по мере роста управляемости самой ОЭС ЦА, а не как самостоятельная повестка. Каждое направление обладает собственным сочетанием возможностей и факторов неопределенности.

- Северный вектор (Казахстан — Россия/ЕАЭС) — сегодня наиболее технически задействованный контур: транзит Север — Юг Казахстана мощностью около 2,1 ГВт уже используется для балансировки и, как показал опыт 2022 г., для аварийной поддержки. Его устойчивость как контура надежности зависит от технической готовности транзита и от внешних регуляторных условий.
- Южный коридор (CASA-1000) — создает канал сезонного гидроэкспорта, но его устойчивость зависит от остаточной доступности летнего экспорта, участков Датка – Сугд и афганского, водных условий, а также от политической и институциональной ситуации в Афганистане.
- Восточное направление (Китай) — связано с крупным потенциальным рынком, но нуждается в подтверждении намерений покупателя, согласованной технической схеме и договорной модели взаиморасчетов.
- Транскаспийский зеленый коридор — открывает долгосрочную возможность зеленого экспорта в Европу, но находится на ранней стадии технико-экономической проработки.
- Направление Туркменистан — Иран — зависит от выбранной схемы синхронизации и применения вставки постоянного тока.

Такое сопоставление показывает: ни одно направление не свободно от факторов, находящихся вне регионального контроля, поэтому при планировании резервов, гарантированного импорта и экспортных обязательств следует явно учитывать доступность и внешние риски каждого конкретного маршрута.

Дорожная карта развития рынка

Предлагаемая дорожная карта является последовательностью уровней зрелости, а не жестким календарем.

- В 2026–2028 гг. приоритетом должны стать коммерческий учет, телеметрия, защищенный обмен данными, согласованные диспетчерские графики, реестр сделок, правила отклонений, учет аварийной энергии, обмен балансирующей энергией и подготовка пилотной торговли. Результатом должен стать прозрачный контур, в котором каждая поставка измеряется, имеет ответственного за баланс, а каждое отклонение урегулируется по заранее известным правилам.
- В 2028–2030 гг. фокус может сместиться к реализации приоритетных сетевых усиления, расчету NTC/ATC, расширению АРЧМ и WAMS/WACS, обновлению

требований к ВИЭ и BESS, запуску пилотного рынка «на сутки вперед» и развитию оплаты балансирующей энергии и системных услуг.

- После 2030 г. при достижении необходимой зрелости возможны полноценное балансирование в реальном времени, региональная оценка достаточности мощности, признание трансграничного вклада надежной мощности, развитие более сложных инструментов распределения затрат и расширение внешних коридоров.

Переход между этапами должен определяться измеримыми критериями: качеством данных и учета, количеством урегулированных отклонений, доступностью резервов, приростом NTC/ATC, снижением вынужденных ограничений ВИЭ, платежной дисциплиной и готовностью институтов.

У Центральной Азии уже есть провода. Чего до сих пор не хватает — это «архитектура доверия» между странами, операторами и инвесторами, без которой провода могут остаться лишь линиями на карте.

Эта архитектура строится не декларациями о сотрудничестве, а конкретными институциональными и технологическими решениями. Коммерческий учет, защищенные каналы данных и широкозонный мониторинг делают трансграничные перетоки видимыми. Правила урегулирования отклонений и организационно независимый мониторинг рынка делают их предсказуемыми. Поэтапный запуск рынков «на сутки вперед» и системных услуг переводит эту предсказуемость в ценовые сигналы, по которым инвесторы и операторы могут планировать ввод мощностей, резервов и накопителей. Оплачиваемый статус гидрогибкости и явный механизм распределения выгод делают кооперацию политически устойчивой, а не зависимой от доброй воли соседей.

Для Евразийского банка развития региональная электроэнергетическая кооперация формирует новый класс инвестиционных возможностей, где эффект проекта выходит за пределы одной страны. Роль Банка может заключаться не только в финансировании инфраструктуры, но и в переводе системных ограничений ОЭС ЦА в инвестиционно реализуемые проекты через техническую диагностику, экономическую оценку, механизмы распределения выгод и затрат и межгосударственный диалог. Приоритет должны получать проекты с измеримым региональным эффектом: повышением доступной передаточной способности и надежности, снижением ограничений ВИЭ и расширением возможностей торговли и совместного использования гибкости.

ВВЕДЕНИЕ

Доклад Евразийского банка развития (ЕАБР) «Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход» предложил для региона стратегию «среднего пути» — прагматичный баланс между надежностью энергоснабжения, доступностью энергии и экологической устойчивостью. Эта рамка особенно важна для Центральной Азии, где рост спроса, износ активов, ускоренный ввод ВИЭ, водно-энергетические ограничения и внешние энергетические коридоры одновременно меняют условия работы электроэнергетики ([Винокуров и др., 2026](#)).

Настоящий доклад развивает стратегию «среднего пути» в прикладном направлении и рассматривает региональную электроэнергетическую кооперацию как инструмент повышения надежности, экономической эффективности и управляемости отрасли. Регион уже располагает физически связанными энергосистемами, однако рост спроса, ввод новой генерации, расширение ВИЭ и развитие внешних связей повышают требования к сетям, резервам и диспетчерской координации.

В этих условиях значение приобретает не сам факт связанности, а способность безопасно передавать мощность между энергосистемами, поддерживать согласованный режим и обеспечивать расчетную дисциплину. Отставание сетевой и цифровой инфраструктуры от ввода генерации ограничивает расширение торговли и снижает полезность новых инвестиций.

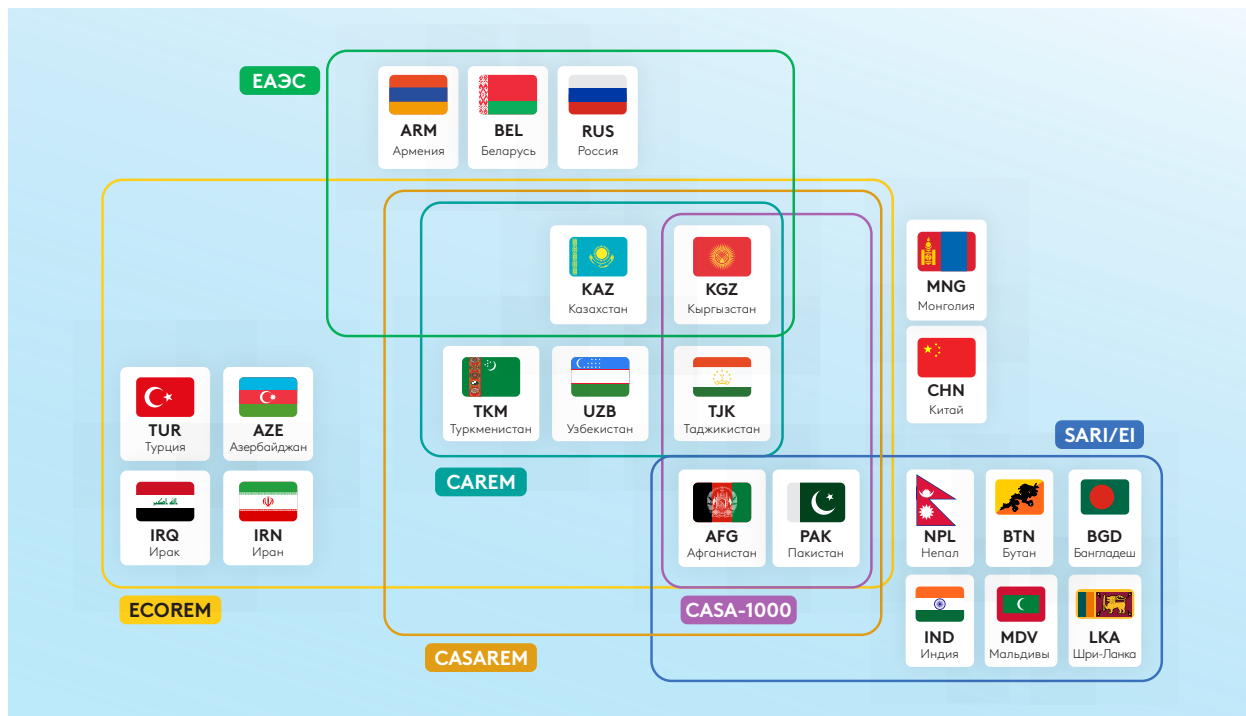
Ускоренный ввод ВИЭ и развитие внешних энергетических связей формируют дополнительные требования к ОЭС ЦА. Их эффективное использование требует сочетания межсистемной инфраструктуры, цифровой наблюдаемости, прогнозирования, операционных резервов, технических требований к подключению и согласованных коммерческих правил. Международный опыт показывает, что устойчивая интеграция развивается одновременно по инфраструктурному, операционному, рыночному и институциональному направлениям ([IEA, 2024](#)).

Региональная кооперация важна и в контексте внешних энергетических направлений. Центральная Азия находится на пересечении нескольких векторов: южного направления CASA-1000, северного контура с Казахстаном, Россией и более широкой евразийской синхронной зоной, восточного направления на Китай, Транскаспийского зеленого энергетического коридора и юго-западного направления Туркменистан — Иран. Каждый из этих коридоров открывает возможности для диверсификации рынков, маршрутов, источников инвестиций и технологических партнерств ([ЕАБР, 2008](#)). Одновременно каждый из них предъявляет дополнительные требования к внутренней управляемости ОЭС ЦА.

Международная практика показывает, что региональная электроэнергетическая интеграция развивается через сочетание пяти блоков: межсистемной инфраструктуры, координированного планирования и инвестиций, технической и операционной координации, коммерческих механизмов и рыночного дизайна, а также институциональной архитектуры ([ESMAP, 2025](#)). Международные подходы используются

в докладе как аналитический ориентир. Их применение к ОЭС ЦА требует учета действующей структуры энергосистем, национальных моделей рынка, водно-энергетических ограничений и различий в цифровой готовности стран.

↓ Рисунок 1. Инициативы по развитию региональных рынков электроэнергии в Центральной, Южной и Западной Азии, а также в Евразии



Источник: IEA, 2021.

Инвестиционный аспект региональной кооперации имеет самостоятельное значение, поскольку многие ключевые решения относятся к категории крупных и капиталоемких проектов, реализация которых выходит за пределы возможностей отдельных национальных бюджетов. Речь идет о модернизации магистральных сетей, строительстве межгосударственных линий и подстанций, развитии накопителей энергии, цифровых систем управления, прогнозирования ВИЭ и институциональной инфраструктуры будущего регионального рынка. При этом системный эффект таких инвестиций часто не совпадает с национальными границами: объект может быть построен и профинансирован в одной стране, но повышать надежность, пропускную способность, гибкость или инвестиционную устойчивость сразу нескольких энергосистем.

Это усложняет как экономическую оценку, так и финансовое структурирование проектов. Часть выгод проявляется не в прямой выручке конкретного объекта, а в снижении аварийных затрат, уменьшении вынужденных ограничений ВИЭ, сокращении потребности в дублирующих резервах, росте торговли и повышении надежности соседних систем. Поэтому для международных финансовых институтов и частных инвесторов принципиально важно заранее определять трансграничный системный эффект, распределение выгод и затрат, механизмы компенсации и источники возврата инвестиций. Региональная кооперация в этом смысле формирует общее инвестиционно-финансовое пространство, в котором проект оценивается не только по месту размещения, но и по совокупной ценности для ОЭС ЦА.

Основной практической рамкой для расширения региональной торговли служит программа Всемирного банка Regional Electricity Market Interconnectivity and Trade (REMIT). Ее заявленные параметры, включая сроки реализации, объем финансирования, целевые показатели пропускной способности и интеграции чистой энергетики, отражают программные ориентиры Всемирного банка. REMIT и Программа Центральнoазиатского регионального экономического сотрудничества (CAREC) формируют важные, но разные рамки региональной энергетической повестки. REMIT ориентирована на практическое финансирование межсистемной инфраструктуры, цифровых решений и запуска первых механизмов регионального рынка, тогда как CAREC Energy Strategy 2030 задает более широкую политическую рамку, а Региональный генеральный план развития энергетического сектора CAREC (ADB) служит ориентиром для планирования региональной генерации и передачи по критерию наименьших затрат. Уникальность настоящего доклада состоит в более узком и операционном фокусе на ОЭС ЦА: фактические режимные ограничения и внутренние сетевые узкие места связываются с полной стоимостью надежности, ценностью гидроэнергетической гибкости, последовательностью рыночных реформ и критериями инвестиционной реализуемости проектов. Тем самым доклад дополняет REMIT и CAREC технико-экономической и инвестиционной рамкой ЕАБР, включая анализ внешних коридоров и приоритизацию проектов по измеримому системному эффекту (ADB, 2019; ADB, n.d.; World Bank, 2026a; World Bank, 2026c).

Центральный вопрос доклада состоит в том, как превратить существующую физическую связанность ОЭС ЦА в управляемую региональную архитектуру надежности, гибкости, торговли и инвестиций. Ответ требует совместного рассмотрения инженерных, экономических и институциональных условий развития электроэнергетики Центральной Азии.

Практическая значимость региональной интеграции оценивается по пяти взаимосвязанным направлениям: надежность, экономическая эффективность, интеграция ВИЭ, водно-энергетическая координация и инвестиционная предсказуемость. В совокупности они определяют, насколько региональная связанность снижает полную стоимость надежности, повышает полезность существующих активов и создает условия для новых инвестиций. Детальная оценка этих направлений представлена в последующих главах доклада.

Дополнительным региональным рамочным документом является Региональная дорожная карта ЭСКАТО по связуемости энергосистем «Содействие трансграничной электроэнергетической связуемости в интересах устойчивого развития», одобренная государствами — членами ЭСКАТО в 2021 году (ESCAP, 2021). Дорожная карта представляет собой необязательную рамочную основу регионального сотрудничества по развитию интеграции энергосистем на период 2020–2035 годов. Настоящий доклад можно рассматривать как аналитический вклад Центральной Азии в ее реализацию, переводящий более широкую региональную рамку в конкретные операционные, рыночные и инвестиционные приоритеты для ОЭС Центральной Азии. В частности, доклад соответствует стратегиям Дорожной карты, касающимся скоординированного планирования сетей,

гармонизации политики и регулирования, развития многосторонней торговли электроэнергией, координации планирования и эксплуатации трансграничных сетей, мобилизации инвестиций, обмена данными и укрепления потенциала, а также согласованности с Целями устойчивого развития ООН.

В докладе используются несколько типов аналитических материалов. Датой отсечения оперативных данных КДЦ «Энергия», использованных в технической диагностике ОЭС ЦА, был май 2025 г.; поэтому по ряду показателей последние сопоставимые и проверенные данные относятся к 2024 г. и зимнему периоду эксплуатации 2024/2025 гг. Более поздняя информация используется там, где доступны сопоставимые официальные источники. Фактические показатели состояния и режимов ОЭС ЦА приводятся преимущественно по данным КДЦ «Энергия», национальных системных операторов и официальных проектных источников. Международные примеры используются как сопоставительный материал и не переносятся на Центральную Азию без учета региональной специфики. Выводы о системных функциях стран, приоритетах инвестиций, конфигурации рынка и внешних направлениях представляют собой аналитическую оценку экспертов ЕАБР. Количественные эффекты интеграции являются предварительными сценарными расчетами, предназначенными для оценки порядка величины, а не прогнозом результатов рынка или проектной оценкой.

Структура доклада следует этой логике. Главы 1–4 формируют стратегическую и техническую диагностику ОЭС ЦА. Главы 5–7 рассматривают экономику кооперации, гидроэнергетическую гибкость и поэтапную рыночную архитектуру. Главы 8–10 связывают выводы с инвестиционными проектами, внешними энергетическими коридорами и дорожной картой реализации.

1.

РЕГИОНАЛЬНАЯ КООПЕРАЦИЯ КАК ПРАКТИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ СТРАТЕГИИ «СРЕДНЕГО ПУТИ»



Энергетическая трилемма как аналитическая рамка

Энергетическая политика Центральной Азии оценивается через три взаимосвязанных критерия: надежность, доступность и экологическую устойчивость. Эти критерии лежат в основе энергетической трилеммы, которую ЕАБР использует как базовую составляющую стратегии «среднего пути» — прагматичного подхода к энергопереходу, учитывающего климатические цели, системную устойчивость и социальную приемлемость изменений (Винокуров и др., 2026).

Врезка 1. Стратегия «среднего пути» ЕАБР

Понятие «среднего пути» введено в докладе ЕАБР «Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход» (Винокуров и др., 2026) как ответ на два крайних подхода в мировой дискуссии об энергопереходе: «зеленый» максимализм, требующий форсированного отказа от ископаемого топлива без учета готовности инфраструктуры, и консервативный скептицизм, откладывающий модернизацию под предлогом рисков и издержек. Оба подхода доклад считает неприменимыми к Центральной Азии — региону с изношенной инфраструктурой, быстро растущим спросом и ограниченной интеграцией энергосистем. Вместо этого предлагается прагматичная траектория, выстроенная вокруг энергетической трилеммы Мирового энергетического совета — одновременного достижения энергетической безопасности, доступности и экологической устойчивости, без принесения одной цели в жертву другой.

На практическом уровне доклад раскрывает стратегию через семь принципов, адаптированных к региональному контексту:

- баланс целей трилеммы — измеримые, сопоставимые индикаторы надежности, доступности и устойчивости вместо политики, ориентированной на одну ось;
- диверсификация и технологический плюрализм — отказ от логики доминирующего ресурса в пользу многокомпонентного энергобаланса (ВИЭ, газ, АЭС, гидроэнергетика, накопители);
- отказ от радикальных мер — поэтапный вывод устаревающих мощностей по мере готовности замещающей инфраструктуры, а не по календарным обязательствам;
- опережающее развитие сетей — инвестиции в сетевую инфраструктуру как ограничивающий фактор энергоперехода, а не сопутствующий элемент;
- системная маневренность и резервы — институциональные и рыночные механизмы, стимулирующие инвестиции в гибкость системы;
- доступность и тарифная реформа — постепенное сближение тарифов с экономически обоснованным уровнем при адресной социальной защите;
- межсистемная связанность и региональная кооперация — трансграничная интеграция энергосистем как инструмент снижения резервных требований и совокупных инвестиционных затрат, требующий согласования рыночных правил, распределения выгод и институциональных форм сотрудничества.

Настоящий доклад развивает именно последний из этих принципов — региональную связанность, переводя его из общей рамки в прикладную архитектуру торговли, резервирования, рыночного дизайна и инвестиционных приоритетов ОЭС ЦА. Изложение остальных шести принципов, а также полный анализ энергетической трилеммы применительно к странам региона приведены в докладе.

Надежность означает способность энергосистемы покрывать спрос в каждый час, выдерживать аварийные отключения, сохранять частоту и напряжение в допустимых пределах и быстро восстанавливаться после нарушений. Для Центральной Азии этот критерий особенно чувствителен к сезонности воды, топливным ограничениям газовой генерации, состоянию сетей, доступности резервов и качеству диспетчерского управления.

Доступность означает, что электроэнергия остается приемлемой по цене для домохозяйств и конкурентоспособной для промышленности. В регионе этот критерий имеет высокую социальную значимость. Низкие тарифы долго поддерживали доступность энергии, но одновременно ограничивали инвестиции в сети, генерацию и цифровые системы. По мере обновления активов, развития резервов, внедрения коммерческого учета и цифровизации тарифная политика будет требовать более точной настройки: финансовая устойчивость сектора должна сочетаться с адресной защитой уязвимых потребителей и сокращением скрытого субсидирования, которое снижает инвестиционную предсказуемость.

Экологическая устойчивость связана со снижением углеродоемкости, интеграцией ВИЭ, модернизацией тепловых электростанций, сокращением потерь, повышением энергоэффективности и адаптацией к климатическим рискам. Для региона данный критерий важно рассматривать вместе с надежностью. Солнечная и ветровая генерация снижают углеродный след, но требуют усиления сетей, быстрых резервов, точного прогнозирования и адаптированных технических требований к подключению и эксплуатации объектов. Гидроэнергетика дает низкоуглеродную маневренность, но ее режим связан с ирригацией, маловодьем и межгосударственными водохозяйственными договоренностями.

Региональная кооперация воздействует сразу на все стороны трилеммы. Для надежности она дает взаимное резервирование, аварийную поддержку, обмен балансирующей энергией и более широкую зону диспетчеризации. Для доступности она снижает полную стоимость надежности: страны могут использовать соседние ресурсы вместо полного дублирования резервной мощности внутри национального периметра. Для устойчивости она помогает интегрировать больше ВИЭ и использовать гидроресурсы как регулирующий ресурс при соблюдении водно-энергетических условий. Таким образом, кооперация приносит практические выгоды, если развивается поэтапно и с учетом национальных интересов ([ESMAP, 2025](#); [IEA, 2024](#)).

В данном контексте важно определиться с критериями оценки региональной интеграции. Объем киловатт-часов остается важным расчетным показателем, но он не исчерпывает ценность интеграции. Для стабильности и эффективности

будущих энергосистем важны часто «невидимые» параметры — такие как доступная и чистая передаточная способности (ATC/NTC), качество коммерческого учета, точность графиков, объем урегулированных отклонений, доступность резервов, снижение вынужденных ограничений выработки ВИЭ, эффективность автоматики и способность системы выдерживать стрессовые часы.

Интеграция помогает странам лучше реализовать собственные энергетические стратегии за счет общей инфраструктуры, взаимодополняющих ресурсов и согласованных правил. Продуманная региональная архитектура может укреплять национальную энергетическую безопасность при сохранении суверенного управления энергосистемами, национального диспетчерского контроля и ответственности государств за надежность энергоснабжения.

Спрос, износ инфраструктуры и потребность в совместном планировании

Во всем регионе Центральной Азии наблюдается период устойчивого роста спроса на электроэнергию. К 2030 г. он может вырасти примерно на 27% по сравнению с 2026 г. — до 370 млрд кВт·ч. Этот рост связан с демографией, урбанизацией, промышленностью, электрификацией, ростом бытовой нагрузки, цифровизацией, центрами обработки данных, майнингом, электромобилями и др. (Винокуров и др., 2026).

Рост спроса происходит на фоне высокого износа активов. До 70% сетей и тепловых электростанций региона нуждаются в модернизации. Значительная часть действующих ТЭС, ГЭС и сетей была построена в советский период и долго обеспечивала низкую себестоимость энергии за счет уже амортизированных активов. Этот ресурс постепенно исчерпывается. Поэтому энергетическая политика решает две задачи одновременно: покрыть растущий спрос и обновить инфраструктуру, на которой держится текущая доступность электроэнергии.

В этих условиях изолированное национальное планирование может приводить к дублированию резервов, сетевых усилений и маневренных мощностей. Региональная координация предполагает согласование прогнозов спроса, графиков ввода и ремонта генерации, потребности в резервах и развития ключевых межсистемных сечений. Это позволяет выявлять проекты с трансграничным системным эффектом, снижать риск одновременных дефицитов и перегрузок, а также эффективнее распределять ограниченные инвестиционные ресурсы.

Интеграция ВИЭ и новые требования к системной гибкости

Развитие ВИЭ становится одним из главных факторов изменения режима работы энергосистем. В регионе реализуются масштабные программы солнечной и ветровой генерации — планируется ввод более 35 ГВт переменных ВИЭ до 2035 г. ВИЭ являются важной частью «среднего пути», однако для их устойчивого роста важно предусмотреть развитие сетей, накопителей энергии, маневренных резервов

и цифровых инструментов управления (Винокуров и др., 2026; IEA, 2024). Эта проблема уже стала практической. В Узбекистане при реализации заявленных проектов мощность ВИЭ может достичь 11,4 ГВт к 2028 г., а мощность BESS — 4,3 ГВт. Одновременно прогнозируется значительный объем вынужденных ограничений выработки ВИЭ: 2,2 млрд кВт·ч в 2026 г., 3,0 млрд кВт·ч в 2027 г. и 3,5 млрд кВт·ч в 2028 г. Интеграция ВИЭ становится вопросом не только установленной мощности, но и системной готовности: сетевой доступности, прогнозирования, резервов, технических требований и расчетной дисциплины.

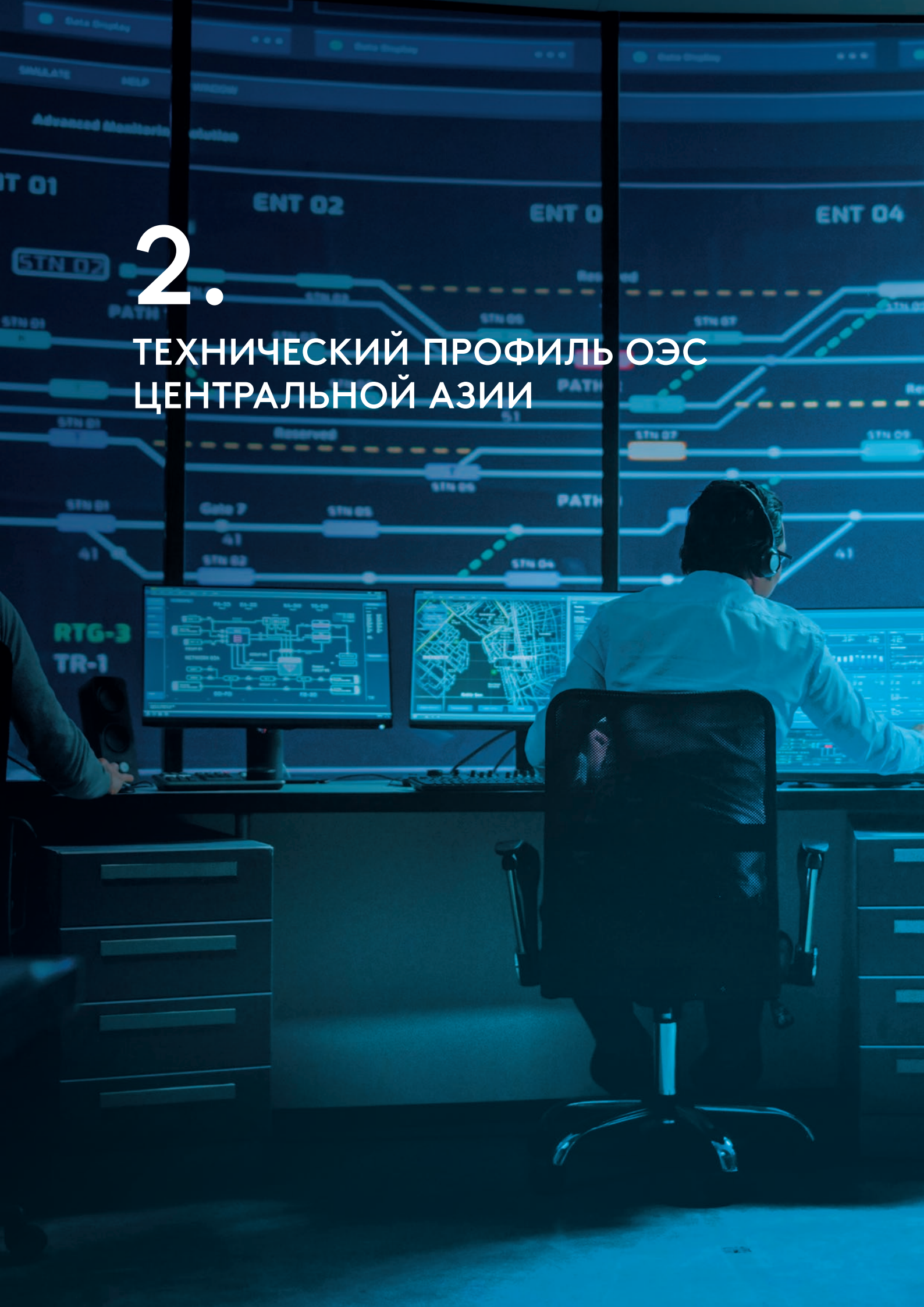
Сезонная и суточная комплементарность энергосистем региона

Центральная Азия обладает редкой комбинацией энергетических ресурсов: тепловая генерация, значительный гидропотенциал, растущие солнечные и ветровые мощности, крупные центры спроса и несколько внешних направлений торговли. При правильной координации такая комбинация снижает стоимость балансировки сезонных и суточных различий.

Сезонная взаимодополняемость исторически была одной из основ ОЭС ЦА. Страны верховья — Кыргызстан и Таджикистан — располагают гидроэнергетикой и водохранилищами, режим которых связан с потребностями ирригации стран низовья. Летом водные попуски с ГЭС определяются потребностями ирригации стран низовья. В невегетационный период часть энергии возвращается в страны верховья или замещается поставками из тепловых систем. Такая модель меняется из-за роста внутреннего спроса, маловодных периодов и сетевых ограничений, но ее системная логика остается важной.

Внутри суток рост солнечной генерации формирует дневные профициты, тогда как максимум остаточной нагрузки часто приходится на вечерние часы. Совместное использование ГЭС, BESS, маневренной тепловой генерации и межсистемных связей позволяет сглаживать этот профиль, снижать вынужденные ограничения ВИЭ и уменьшать потребность в дублирующих резервах. При этом доступность гидроэнергетической гибкости зависит от водности, ирригационных обязательств, внутреннего спроса, состояния оборудования и сетевой доставляемости.

Чтобы в полной мере использовать эту взаимодополняемость, необходимы дополнительные инструменты. Независимые исследования водно-энергетического нехвоста Центральной Азии также показывают, что техническая взаимодополняемость не превращается в устойчивое сотрудничество без согласованных институтов, обмена данными и механизмов распределения выгод и рисков (Bernauer and Siegfried, 2012; Sehring, 2009; De Keyser et al., 2023; De Keyser et al., 2026). Соответствующие технические, экономические и рыночные механизмы рассматриваются в последующих главах доклада.



2.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ ОЭС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

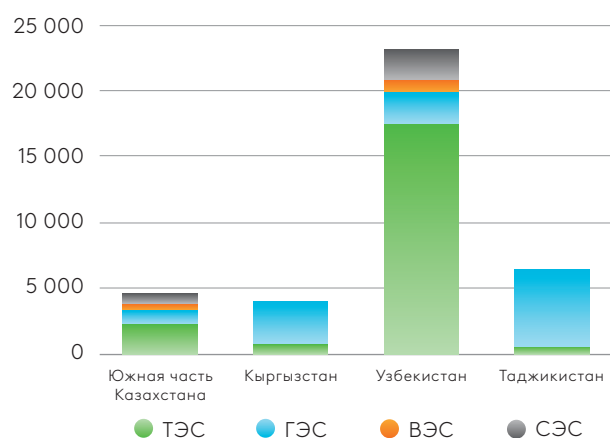
Структура генерации и потребления в техническом контуре ОЭС ЦА

Электроэнергетическая связанность Центральной Азии существовала исторически. От Советского Союза страны региона унаследовали как единые технические стандарты, так и развитые трансграничные мощности по передаче электроэнергии (ЕАБР, 2008). В настоящее время вопрос состоит в другом: какую часть этой связанности можно безопасно использовать для торговли, аварийной поддержки, интеграции ВИЭ, балансирования и инвестиционного развития.

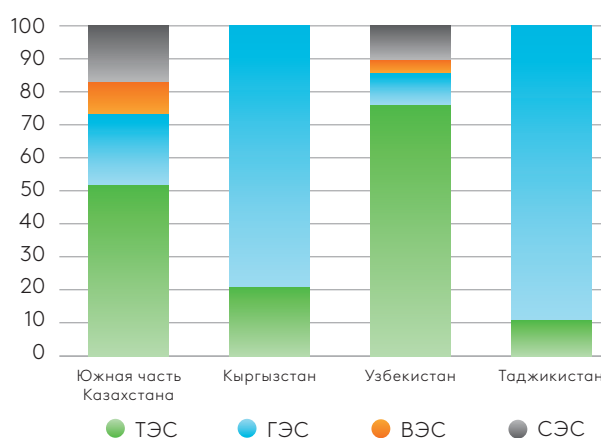
В этом разделе ОЭС Центральной Азии рассматривается как единый технический контур. В параллельной работе ОЭС ЦА находятся энергосистемы Узбекистана, Кыргызстана, Таджикистана и южной части Казахстана. Выделенные станции Туркменистана и северо-восточная часть энергосистемы Афганистана взаимодействуют с ОЭС ЦА по островным схемам. Такое разграничение является важным, так как географическое понятие Центральной Азии шире технического контура ОЭС ЦА.

Для сопоставимой характеристики технического состояния ОЭС ЦА далее используются последние согласованные режимные данные КДЦ «Энергия», охватывающие преимущественно 2024 г. и ОЗП 2024–2025 гг. На 1 января 2025 г. установленная мощность электростанций ОЭС ЦА составила 38,6 ГВт. Крупнейшая часть мощности приходится на Узбекистан — 23,1 ГВт. Южная часть Казахстана располагает 4,77 ГВт, Кыргызстан — 4,13 ГВт, Таджикистан — 6,55 ГВт. Структура генерации и мощности показывает высокую системную неоднородность региона.

↓ Рисунок 2. Структура установленной мощности ОЭС ЦА на 01.01.2025, МВт



↓ Рисунок 3. Структура установленной мощности ОЭС ЦА на 01.01.2025, %



Источник: КДЦ «Энергия».

В 2024 г. выработка электроэнергии в энергосистемах ОЭС ЦА составила 125,4 млрд кВт·ч, а потребление — 142,2 млрд кВт·ч. Разрыв между потреблением и выработкой объясняется периметром системы, который не учитывает профицитный север Казахстана. Рост потребления на 13,5% в 2024 г. не следует трактовать как долгосрочный тренд: на статистику повлияли возвращение Таджикистана к параллельной работе и изменение учета.

Эти показатели подтверждают операционную роль межсистемных связей. Они нужны для покрытия спроса, компенсации сезонных и внутрисуточных небалансов, поддержания допустимых режимов по мощности и частоте, а также выполнения водно-энергетических пусков. В такой конфигурации ценность интеграции измеряется не только объемом торговли, но и способностью передать мощность в нужный узел в нужный час.

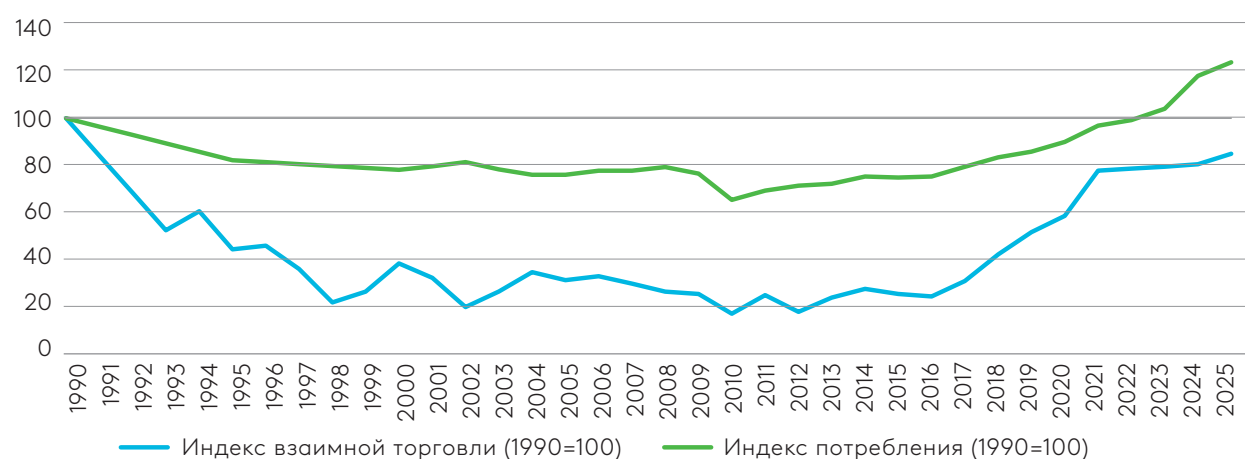
Сетевое строительство во многих частях ОЭС ЦА отстает от темпов ввода генерации. Это особенно заметно на фоне быстрого роста мощности в Узбекистане, включая ВИЭ, и усиления транзитной нагрузки на существующие коридоры.

Динамика региональной торговли и потенциал восстановления обменов

История региональной торговли показывает, что ОЭС ЦА уже имела опыт глубокой взаимозависимости. В 1990 г. суммарные технические перетоки между энергосистемами республик Центральной Азии и южной части Казахстана составляли 25,5 млрд кВт·ч. Исторические технические перетоки и современные показатели торговли не являются полностью сопоставимыми категориями: первые отражали передачу и прием между республиками, вторые чаще учитываются через сальдо-перетоки и коммерческие поставки. В современной схеме сальдо-перетоков этот исторический объем соответствует примерно 15,1 млрд кВт·ч региональной торговли.

С 1990 по 2010 г. объемы торговли между странами неуклонно сокращались. На это повлияли стремление стран к самобалансированию, нехватка валютных средств для закупок электроэнергии, выход отдельных энергосистем из параллельной работы, а также ограничения генерации и сетей. Минимальный уровень был зафиксирован в 2010 г. (2,5 млрд кВт·ч) после отделения таджикской энергосистемы от ОЭС ЦА.

↓ Рисунок 4. Межреспубликанские объемы торговли электроэнергией в ОЭС ЦА (1990 г. = 100)



Источник: КДЦ «Энергия».

В последние годы торговля начала восстанавливаться. Этому способствовали рост экономик стран региона, возвращение Таджикистана к параллельной работе, организация работы выделенных туркменских генераторов в островных схемах с ОЭС ЦА, транзит электроэнергии из России в Кыргызстан через Казахстан и расширение поставок между соседними системами.

↓ Таблица 1. Сравнение показателей трансграничной торговли электроэнергией на некоторых рынках

Энергосистема/рынок	Объем трансграничных обменов в 2024 г., млрд кВт·ч	Потребление в 2024 г., млрд кВт·ч	Доля обменов в потреблении
ОЭС ЦА	12,1	142,2	8,5%
ЕС	485,6	2 773,2	17,5%
Канада (торговля с США)	58,9	610,6	9,6%
Великобритания	33,4	318	10,5%
Италия	51	312,3	16,3%
PJM, США	64,2	784	8,2%

Примечание: приведенные международные оценки относятся к рынкам с различными масштабами, уровнями дохода, валютными режимами, степенью либерализации и институциональной зрелостью регулирования.

Источник: анализ ЕАБР на основе данных ENTSO-E Statistical Factsheet 2024, Canada Energy Regulator, Annual Trade Summary: Electricity, 2024, UK Department for Energy Security and Net Zero, Digest of UK Energy Statistics 2025, Terna, Electricity Consumption 2024, Monitoring Analytics, 2024 State of the Market Report for PJM.

В 2024 г. суммарный объем региональной торговли в ОЭС ЦА составил 12,1 млрд кВт·ч. Это почти в пять раз выше уровня 2010 г., но примерно на 20% ниже уровня 1990 г. в схеме сальдо-перетоков. При этом потребление в ОЭС ЦА выросло с 118,2 млрд кВт·ч в 1990 г. до 142,2 млрд кВт·ч в 2024 г.

Ограниченный рост обменов обусловлен рядом причин. Несмотря на то, что региональная торговля восстанавливается, существенную роль играют не только коммерческие условия, но и сетевые ограничения, дефицит топлива и доступных резервов в зимний период, гидрологическая ситуация, недостаточная формализация краткосрочных сделок и медленное развитие цифровой инфраструктуры.

Часть торговли зависит от водно-энергетического режима работы ГЭС. Летние поставки из стран верховья связаны с режимами пусков воды, а зимние обратные поставки помогают странам верховья проходить период максимального спроса. По мере роста потребления в Кыргызстане и изменения уровня Токтогульского водохранилища традиционная модель сезонных обменов сужается. Будущая торговля становится более зависимой от сетей, расчетной дисциплины, подтвержденной доступной передаточной способности и новых рыночных механизмов.

Рост торговли после включения туркменских поставок показывает ценность внешнего ресурса и одновременно пределы действующей схемы. Выделение генераторов МарыТЭС и ЛебапТЭС в островные режимы¹ позволило существенно увеличить поставки, включая транзит в Кыргызстан через Узбекистан. Дальнейшее расширение этих потоков ограничивается внутренними сечениями Узбекистана между западной, центральной и Ферганской частями энергосистемы.

¹ Островная схема — выделение отдельного генерирующего объекта, участка сети или нагрузочного района из основной энергосистемы для работы на другую энергосистему или изолированную нагрузку. Такой режим позволяет осуществлять ограниченные поставки без полноценной синхронизации энергосистем, но имеет меньшую масштабируемость, требует отдельного диспетчерского контроля и не обеспечивает полноценного обмена резервами и системными услугами.

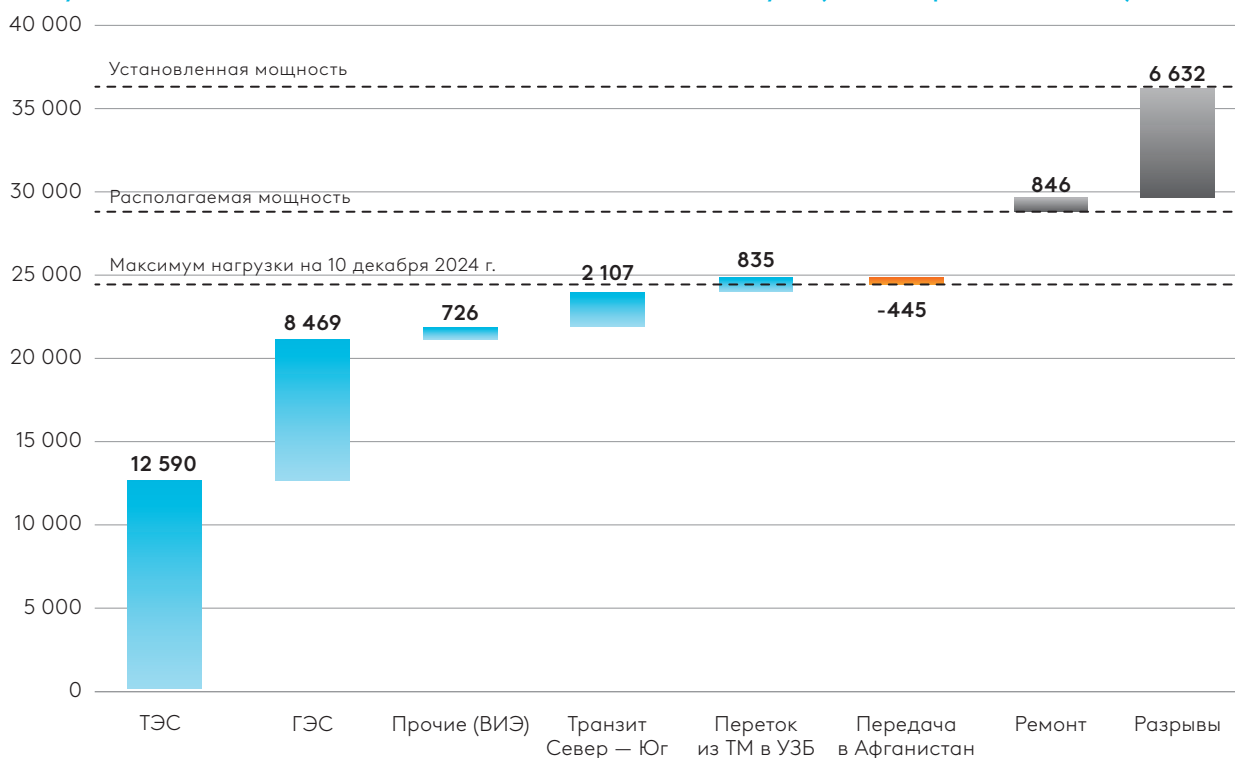
Региональная торговля уже дает системный эффект. Ее дальнейший рост требует перехода от исторически сложившихся механизмов к более управляемой архитектуре. Такой переход соответствует стратегии «среднего пути»: страны сохраняют национальные приоритеты и одновременно получают больший эффект от общей сети, резервов и сезонной взаимодополняемости.

Располагаемая мощность и годовой максимум нагрузки

Техническая устойчивость ОЭС ЦА наиболее наглядно проявляется в режиме годового максимума. Годовой максимум нагрузки ОЭС ЦА был зафиксирован 10 декабря 2024 г. в 19.00 и составил 24,3 ГВт. В этот час энергосистемы южной зоны Казахстана, Кыргызстана, Узбекистана и Таджикистана работали параллельно с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. Кольцо 500 кВ было замкнуто, все линии кольца находились в работе. При этом в одном из контролируемых сечений, на транзите Север — Юг Казахстана был зафиксирован переток 2 328 МВт при допустимом значении 2 100 МВт.

Баланс этого часа показывает разрыв между установленной, располагаемой и фактически используемой мощностью. Установленная мощность на день максимума составляла 36,4 ГВт, располагаемая мощность — 28,8 ГВт, а объем неиспользованной мощности и ограничений — 6,6 ГВт (+ около 0,85 ГВт — в ремонте).

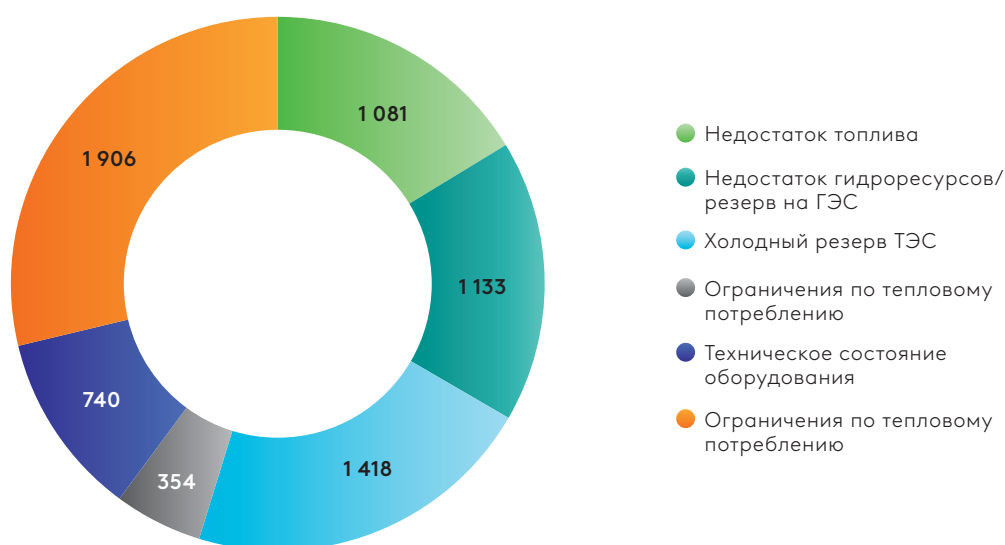
↓ Рисунок 5. Баланс мощности ОЭС ЦА в час годового максимума (10 декабря 2024 г., 19.00), МВт



Источник: КДЦ «Энергия».

Недоступность части мощности в критический час обусловлена несколькими факторами. На недостаток топлива приходилось 1 081 МВт, на ограничения по гидроресурсам — 1 133 МВт, на холодный резерв ТЭС — 1 418 МВт, на ограничения по тепловому потреблению — 354 МВт, на техническое состояние оборудования — 740 МВт, на прочие ограничения — 1 906 МВт.

↓ Рисунок 6. Причины недоступности мощности в час годового максимума, МВт



Источник: КДЦ «Энергия».

Эти данные указывают на принципиальное различие между установленной и фактически доступной мощностью. Для оценки надежности имеет значение не суммарная мощность объектов, а ресурс, который может быть мобилизован в критический час, отрегулирован и доставлен через сеть. В ОЭС ЦА часть мощности ограничивается топливом, часть — водой, часть — техническим состоянием, часть — режимом работы ТЭС и тепловыми обязательствами. Поэтому региональную кооперацию целесообразно оценивать через доступность ресурса в критические часы, а не только через суммарные мегаватты.

В час максимума особенно заметна роль ГЭС. При вечерней зимней нагрузке ВИЭ дали 726 МВт, тогда как ГЭС обеспечивали 8 469 МВт нагрузки электростанций. Это подтверждает значение гидроэнергетики как ключевого ресурса регулирования. Одновременно возможности ГЭС ограничены водохозяйственными режимами, уровнями водохранилищ и собственным спросом стран верховья.

В условиях ограниченного запаса устойчивости краткосрочная торговля, интеграция ВИЭ, аварийная поддержка и рынок системных услуг требуют предварительного понимания доступной мощности, подтвержденной передаточной способностью, качества диспетчерского управления и готовности резервов.

Контролируемые сечения и доступная пропускная способность

Сетевые ограничения являются основным техническим барьером масштабирования торговли. Основные транзитные линии электропередачи и контролируемые сечения часто работают с минимальными запасами устойчивости. В осенне-зимний период 2024–2025 гг. ряд сечений работал с фактическими перетоками выше плановых и допустимых значений.

Физическая связанность не равна коммерчески доступной пропускной способности. Наличие линии между энергосистемами не означает, что по ней в любой момент

можно передать дополнительную коммерческую мощность. Для торговли важна подтвержденная доступная передаточная способность с учетом критерия устойчивости N-1², напряжения, противоаварийной автоматики и текущего режима сети.

↓ **Таблица 2. Примеры напряженных контролируемых сечений ОЭС ЦА, осенне-зимний период 2024–2025 гг.**

Сечение	План, МВт	Факт, МВт	Допустимо, МВт	Фактический переток к допустимому, %
Транзит Север — Юг Казахстана	1900	2395	2100	114
Транзит Север — Юг Казахстана (расширенное сечение)	2100	2570	2300	112
Казахстан — Кыргызстан	1300	1600	1100/1300	123
ОЭС ЦА — южная часть Казахстана	1700	2340	2300	102
Узбекистан — Кыргызстан (Ферганский энергоузел)	1960	2940	1800/2600	113
Сугдиана — Гузар — Талимарджан (внутри Узбекистана)	1070	1570	1500	105

Источник: КДЦ «Энергия».

Интерпретация режимных данных КДЦ «Энергия» позволяет выделить три особенности сети. Во-первых, наличие линии электропередачи не гарантирует передачу купленной/проданной электроэнергии. Во-вторых, многие ограничения имеют смешанную природу: часть сечений является межгосударственной, часть — внутри-системной, но их влияние одинаково существенно для региональной торговли. В-третьих, перегрузки показывают, что расширение торговли, обмен балансирующей энергией и рост ВИЭ будут ограничены без соответствующих условий.

Внутренние сетевые ограничения и их влияние на трансграничные перетоки

Многие барьеры региональной торговли формируются внутри национальных сетей. Поэтому развитие трансграничных маршрутов следует тесно планировать и координировать с расширением внутренних сетей.

Рост ВИЭ в Узбекистане имеет региональное значение. Дневные профициты солнечной генерации могут быть ценным ресурсом для соседей, однако при сетевых ограничениях они превращаются в источник вынужденных ограничений выработки ВИЭ и конкурируют с транзитной энергией из других стран. В такой ситуации инвестиции во внутренние сети Узбекистана имеют национальный и региональный эффект одновременно.

² Критерий N-1: система должна выдержать внезапное отключение любого одного ключевого элемента (линии, трансформатора) без аварийных последствий.

Южная часть Казахстана зависит от перетоков с севера Казахстана по транзиту Север — Юг. Возможности этого транзита практически полностью используются для снабжения собственных потребителей Казахстана. Поэтому некомпенсированные небалансы ОЭС ЦА могут дополнительно нагружать этот коридор и создавать риск перегрузки. При аварийном отключении транзита Север — Юг переток порядка 2 000 МВт для южных регионов Казахстана перестает поступать, что существенно усложняет аварийный процесс в ОЭС ЦА.

Кыргызстан сохраняет важную роль в гидрорегулировании ОЭС ЦА, но его свободный ресурс снижается. Рост внутреннего потребления и низкие отметки Токтогульского водохранилища ограничивают возможности страны по летнему экспорту и зимнему регулированию. В последние годы Кыргызстан сам вынужден покупать электроэнергию в Казахстане, Узбекистане и России, чтобы избежать критической ситуации на Токтогульском водохранилище и ограничений в зимний период.

Таджикистан поставляет в ОЭС ЦА значительные объемы летней гидроэнергии и регулирующей мощности. Полное использование этого ресурса ограничивается сетью (подробнее в [главе 3](#)).

Туркменистан является потенциальным внешним источником профицитной тепловой мощности. Текущие поставки в ОЭС ЦА осуществляются через островные схемы с выделением генераторов и сетевых элементов. Такая конфигурация позволила увеличить торговлю, но ограничивает дальнейшее масштабирование. Состояние трансграничной Л-512 не позволяет увеличить выдачу мощности из Туркменистана, а дальнейшее расширение поставок связано с проработкой технических условий параллельной работы Туркменистана с ОЭС ЦА и схемы взаимодействия с Ираном.

Афганское направление в текущей конфигурации имеет ограниченную системную роль. Северо-восточная энергосистема Афганистана получает электроэнергию по островным схемам: зимой в основном от Узбекистана, летом — от Таджикистана. Транзит через ПС Пули-Хумри ограничен из-за требований устойчивости по напряжению, что делает Афганистан прежде всего приемным рынком и перспективным инфраструктурным продолжением южного направления.

На основе рассмотренных данных эксперты ЕАБР выделяют пять групп ограничений региональной интеграции: доступность мощности, контролируемые сечения, внутренние сетевые коридоры, ресурсные ограничения топлива и воды, а также качество цифрового и диспетчерского управления.

Вывод данного раздела состоит в том, что значительная часть региональных ограничений находится внутри стран. Новая трансграничная линия может не дать ожидаемого эффекта, если внутренняя сеть не позволяет принять, выдать или перераспределить мощность. Поэтому инвесторам следует рассматривать соответствующие межгосударственные интерфейсы и внутренние коридоры в комплексе, с учетом взаимного влияния.

3.

СИСТЕМНЫЕ РОЛИ СТРАН В РЕГИОНАЛЬНОМ ПОРТФЕЛЕ НАДЕЖНОСТИ И ГИБКОСТИ



Практическая ценность ОЭС ЦА возникает из различия системных ролей стран. Одни энергосистемы концентрируют спрос, другие обладают гидроэнергетической гибкостью, третьи формируют транзитные узлы, четвертые могут добавить внешнюю тепловую мощность или приемный рынок для сезонного экспорта.

Такое распределение функций создает основу для региональной кооперации. Южная часть Казахстана показывает чувствительность транзитной инфраструктуры. Кыргызстан и Таджикистан дают региону низкоуглеродную маневренность ГЭС; ее доступность, однако, ограничена водохозяйственными режимами, ирригационными обязательствами и внутренним спросом стран верховья. Узбекистан является крупнейшим центром спроса, генерации, транзита и интеграции ВИЭ. Туркменистан может выполнять роль внешнего источника профицитной газовой мощности при согласованных технических условиях. Афганистан остается приемным рынком и перспективным южным инфраструктурным продолжением.

Представленная ниже классификация используется в докладе как аналитическая рамка для оценки взаимодополняемости ресурсов и ограничений энергосистем (не является официальным распределением функций между странами).

↓ Таблица 3. Системные роли стран и территорий в архитектуре ОЭС ЦА

Страна/контур	Базовая роль	Главный ресурс	Главное ограничение
Южная часть Казахстана	Чувствительный узел нагрузки и транзита	Крупный спрос, связь с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России	Ограничения транзита Север — Юг
Кыргызстан	Гидрорегулирующий узел с сокращающимся свободным ресурсом	Нарынский каскад, Токтогул, пиковое регулирование	Рост внутреннего спроса, уровни воды
Узбекистан	Ядро спроса, генерации, транзита и ВИЭ-интеграции	Тепловая база, ПГУ/ГТУ/ГПУ, ВИЭ, BESS	Газ в ОЗП, внутренние сетевые ограничения
Таджикистан	Поставщик летней гидроэнергии и регулирующего ресурса	Вахшский каскад, Нурек, Рогун	Ограничения выдачи и сезонность
Туркменистан	Внешний источник профицитной тепловой мощности	Газовая генерация, резерв 15–50%	Островные схемы и синхронизация
Афганистан	Приемный рынок и перспективное южное продолжение	Спрос, южный коридор	Ограничения устойчивости и островные схемы

Источник: оценка ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия».

Такая структура имеет прямое значение для стратегии «среднего пути». Региональная кооперация позволяет использовать разные сильные стороны энергосистем без подмены национальных стратегий. Она помогает повысить надежность, сохранить доступность энергии и снизить стоимость интеграции ВИЭ за счет общей сети, резервов, гибкости и расчетной дисциплины.

Южная часть Казахстана

Южная часть Казахстана входит в ОЭС ЦА как крупный узел нагрузки, связанный с остальной энергосистемой Казахстана через транзит Север — Юг. Его баланс покрывается собственной выработкой и перетоком с севера Казахстана примерно в пропорции 50/50, а возможности транзита практически полностью используются для потребителей самого Казахстана. Такая конфигурация делает южную зону Казахстана чувствительной к некомпенсированным небалансам ОЭС ЦА.

При аварийном отключении транзита Север — Юг южные регионы Казахстана теряют переток порядка 2000 МВт. Это существенно усложняет аварийный процесс в объединении и повышает значение согласованных сальдо-перетоков, автоматического регулирования частоты и мощности, противоаварийной автоматики и своевременного обмена режимными данными.

Южная часть Казахстана также участвует в сезонных водно-энергетических обменах с Кыргызстаном. В вегетационный период Казахстан принимает электроэнергию из Кыргызстана в рамках взаимопоставок, связанных с поливной водой для сельскохозяйственных потребителей. В другие периоды Казахстан поставляет электроэнергию в Кыргызстан. В последние годы поставки в Кыргызстан превышают прием из Кыргызстана, что связано с низкими отметками Токтогульского водохранилища и ростом внутреннего спроса в Кыргызстане.

Дополнительная функция южной зоны связана с Узбекистаном и северным контуром. Часть потребления покрывается за счет договоров между хозяйствующими субъектами Узбекистана и Казахстана. Казахстан также оказывает услуги по транзиту электроэнергии из Российской Федерации в Кыргызстан через сети АО «KEGOC». Объем такого транзита ограничен возможностями коридора Север — Восток — Юг и составляет порядка 30 млн кВт·ч в месяц.

С точки зрения аналитической рамки настоящего доклада системное значение южной зоны Казахстана состоит в ее роли крупного нагрузочного и транзитно чувствительного узла. Это вывод ЕАБР, основанный на данных о загрузке коридора Север — Юг, структуре баланса и влиянии небалансов ОЭС ЦА. Роль Южного Казахстана в региональной архитектуре состоит в том, что он показывает цену недостаточной сетевой гибкости. Для рынка важен не только объем электроэнергии, который можно купить или продать, но и надежность транзитного коридора, через который эта энергия проходит. Поэтому проекты усиления северного и казахстанско-кыргызского интерфейсов имеют значение для всего контура ОЭС ЦА.

Кыргызстан

Кыргызстан исторически является одним из главных гидрорегулирующих узлов ОЭС ЦА. На 1 января 2025 г. установленная мощность кыргызской энергосистемы составляла 4,13 ГВт, из которых 3,26 ГВт, или 79,1%, приходилось на ГЭС. Эта структура делает страну важным источником пикового регулирования, сезонной балансировки и водно-энергетических обменов.

Центральным элементом кыргызской роли остается Нарынский каскад и Токтогульское водохранилище. Токтогульское водохранилище имеет проектную полную емкость 19,5 млрд м³ и выполняет функцию многолетнего регулирования. Токтогульская ГЭС мощностью 1440 МВт (после реабилитации) работает в режиме обеспечения водовыпусков и покрытия наиболее напряженной части графика нагрузки.

Системная ценность кыргызских ГЭС связана с их маневренностью. По данным КДЦ «Энергия», пуск гидроагрегата из остановленного положения в турбинном режиме с синхронизацией и полным набором мощности занимает 1–2 минуты, а при вращении на холостом ходу — 15–30 секунд. Такой ресурс полезен для вторичного регулирования, покрытия пиков, аварийного резерва и балансирования переменных ВИЭ.

Свободный ресурс Кыргызстана сокращается. Потребление электроэнергии выросло с 14,6 млрд кВт·ч в 2014 г. до 19,3 млрд кВт·ч в 2025 г.; особенно чувствителен рост в меженный период, когда нагрузка на энергосистему зависит от запасов воды. Даже рост импорта из соседних энергосистем пока не обеспечивает устойчивого восстановления уровней Токтогульского водохранилища.

Камбаратинская ГЭС-1 рассматривается как проект, способный укрепить устойчивость энергосистемы Кыргызстана и сохранить регулируемую функцию Токтогула. В региональном контексте это крупный проект сезонного регулирования, потенциально способный повысить доступность водного ресурса, снизить напряженность водно-энергетических обменов и усилить маневренность ОЭС ЦА.

В аналитической рамке ЕАБР Кыргызстан рассматривается как гидрорегулирующий узел с высокой маневренностью, но ограниченным свободным ресурсом, зависящим от внутреннего спроса, водности и состояния сети. Для региональной кооперации значение Кыргызстана состоит в предоставлении оплачиваемой гидроэнергетической гибкости. Эта услуга включает изменение мощности по запросу, поддержку частоты, покрытие вечерних пиков, экономию воды, что может оказать помощь соседним системам при интеграции ВИЭ. Стоимость такой гибкости связана с регулированием режима водохранилища, эксплуатационным износом оборудования, водохозяйственными обязательствами и национальной энергетической безопасностью Кыргызстана. Поэтому такая функция может рассматриваться как измеримая и компенсируемая региональная системная услуга, а не как свободный ресурс.

Узбекистан

Узбекистан — крупнейшая энергосистема ОЭС ЦА. На 1 января 2025 г. установленная мощность электростанций Узбекистана составляла 23,1 ГВт. Из них 17,54 ГВт приходилось на ТЭС, 2,26 ГВт — на ГЭС, 900 МВт — на ВЭС и 2,4 ГВт — на СЭС.

Через сеть Узбекистана проходят поставки из Туркменистана, поставки в Кыргызстан, прием летней гидроэнергии из Таджикистана и Кыргызстана, связь с Афганистаном и обмены с южной частью Казахстана. Поэтому внутренние ограничения Узбекистана быстро приобретают региональное значение.

Роль Узбекистана складывается из четырех функций: обеспечение крупного спроса и базовой генерации, прием летней гидроэнергии из стран верховья,

транзитный мост между соседними энергосистемами и главный региональный полигон масштабной интеграции ВИЭ, BESS и маневренной газовой генерации.

Узбекистан активно импортирует более дешевую летнюю гидроэнергию из Таджикистана и Кыргызстана. Это поддерживает водохозяйственные режимы стран низовья и снижает холостые сбросы на гидростанциях соседних стран. В такой модели электроэнергия становится частью водно-энергетического баланса, а не только коммерческим товаром.

Надежность системы Узбекистана зимой зависит от топлива. Парк генерации формально имеет потенциальные избытки мощности от 600 до 1300 МВт даже в тяжелые зимние месяцы. Фактические режимы показывают, что в осенне-зимний период такие избытки часто не реализуются: при резких похолоданиях и в часы вечернего максимума снижение давления в газопроводах ограничивает нагрузку станций, а дефициты мощности могут составлять 100–400 МВт.

Ответом на эту проблему стало развитие маневренных источников: газопоршневых генераторов, парогазовых установок в регулировочном режиме, гидроаккумулирующих электростанций и BESS. Ввод маневренных энергоблоков на базе газопоршневых и газотурбинных установок позволил сократить количество пусков-остановов и отказов на традиционных ТЭС до 30% и улучшить их технико-экономические показатели. В этом важную роль сыграло государственно-частное партнерство (ГЧП). Установленная мощность станций, реализованных на принципах ГЧП, на 1 января 2025 г. составила 3 276 МВт, или около 14% установленной мощности узбекской энергосистемы. Часть тепловых станций приватизируется, в том числе с участием иностранных инвесторов.

Рост ВИЭ меняет режим работы Узбекистана. При масштабном вводе новых солнечных и ветровых станций диспетчеры не всегда могут принять всю потенциальную выработку: традиционная генерация имеет технологический минимум, а сеть не всегда способна передать дневные профициты в другие зоны спроса. В результате возникает вынужденное ограничение выработки ВИЭ. При этом curtailment не означает, что соответствующие финансовые издержки исчезают. В зависимости от условий РРА ограничение выработки может создавать обязательства по компенсации генератору, поэтому часть стоимости неиспользованной электроэнергии остается на покупателе или операторе системы и в конечном счете может отражаться в тарифах или бюджетной поддержке.

Ранее упомянутый пример ВЭС Баш показателен — он усилил загрузку существующих сетей в Самаркандо-Бухарской части узбекской энергосистемы и сократил объемы поставок из Туркменистана. Масштабный ввод BESS в энергосистеме Узбекистана не обеспечивает полной утилизации прогнозируемых дневных профицитов солнечной генерации. Однако вместе с тем, по мере роста флота BESS, к 2030 г. именно они могут стать главным инструментом:

- регулирования частоты;
- покрытия вечернего пика;
- снижения ограничений ВИЭ;
- системных услуг.

Для Узбекистана это особенно важно с учетом заявленных целей по достижению 4,3 ГВт накопителей.

Для ОЭС ЦА Узбекистан является центральным узлом. Масштаб региональной интеграции во многом зависит от того, как эта центральная сетевая позиция среди соседей будет использована для гибкости, торговли, снижения вынужденных ограничений ВИЭ и повышения инвестиционной реализуемости новых проектов.

Таджикистан

Таджикистан обеспечивает в ОЭС ЦА значительный гидроэнергетический ресурс. На 1 января 2025 г. установленная мощность таджикской энергосистемы составляла 6,55 ГВт, из которых 5,8 ГВт, или 89%, приходилось на ГЭС. Эта структура делает Таджикистан одним из главных источников низкоуглеродной генерации и регулирования в регионе.

До 2009 г. энергосистема Таджикистана работала в составе ОЭС ЦА. После периода изолированной работы в стране были введены Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт, Сангтудинская ГЭС-2 мощностью 220 МВт, Душанбинская ТЭЦ-2 (четыре блока общей мощностью 400 МВт), два агрегата мощностью 120 МВт каждый (на пониженном напоре), а также ряд малых ГЭС. Были построены новые линии 110–500 кВ, включая транзит юг — север и ВЛ Рогун — Душанбе.

С 7 июня 2024 г. энергосистема Республики Таджикистан опять включена в параллельную работу с энергосистемами Центральной Азии. Это расширило ресурсную базу региона и вернуло в общий контур один из ключевых источников летней гидроэнергии и регулирующего ресурса.

По договорам с июня по сентябрь осуществляется поставка электроэнергии в Узбекистан, а с ноября по декабрь и с марта по апрель — прием электроэнергии из Узбекистана. Летние поставки превышают зимние в два-три раза.

Роль Таджикистана особенно важна на фоне роста ВИЭ в Узбекистане и Казахстане. КДЦ «Энергия» указывает, что Узбекистан максимально использует регулирующие способности энергосистемы Таджикистана при летних поставках и ответных зимних поставках. В этой схеме гидростанции Таджикистана играют роль контррегулятора для солнечных станций Узбекистана.

Главным ограничением остается доступная пропускная способность внутренней сети. После восстановления параллельной работы таджикская электроэнергия принималась преимущественно в Сурхандарьинском энергоузле Узбекистана. При этом 40% планируемого объема было возвращено по схеме замещения от шин Сырдарьинской ТЭС в выделенный энергорайон Согдийской области Таджикистана. При этом на таджикских ГЭС сохранялись холостые сбросы воды из-за ограничений внутренних сетей 220 кВ.

Перспективная роль Таджикистана связана с Вахшским каскадом, Нурекской и Рогунской ГЭС. На Вахшском каскаде основным регулирующим объектом является Нурекское водохранилище сезонного регулирования с полезным объемом

4,5 млрд м³. Рогунское водохранилище общим объемом 13,3 млрд м³ расположено выше Нурекского и относится к водохранилищам многолетнего регулирования.

После выхода Рогунской ГЭС на проектные параметры режим Вахшского каскада может стать более предсказуемым для региональной торговли. Перерегулирование стока позволит снижать холостые сбросы и формировать поставки с учетом купленных объемов электроэнергии. КДЦ «Энергия» также указывает на проект торгового соглашения о принципах сотрудничества с Рогунской ГЭС, разработанный Всемирным банком совместно с заинтересованными странами региона.

Для ОЭС ЦА Таджикистан является потенциальным поставщиком системного маневрирования, поддержания резервов активной мощности и балансирования. Полная реализация этой роли зависит от сетей, договорной архитектуры, прозрачного учета и оплаты регулирования. Таджикистан может стать одним из ключевых поставщиков низкоуглеродной гидроэнергетической гибкости для региона при полной реализации потенциала рынка.

Туркменистан

Туркменистан является потенциальным внешним источником профицитной тепловой мощности. Его энергосистема работает отдельно от параллельного контура ОЭС ЦА, а отдельные станции взаимодействуют с ним по островным схемам. Системная роль Туркменистана связана с возможностью предоставлять региону профицитную газовую генерацию в периоды дефицита мощности у соседних систем.

КДЦ «Энергия» характеризует туркменскую энергосистему как избыточную по мощности. Она полностью покрывает собственную потребность в электроэнергии и при наличии спроса может экспортировать электроэнергию в другие страны. Все электростанции работают на туркменском природном газе от ближайших газовых месторождений, а резервы мощности составляют от 15 до 50% в зависимости от сезона и объемов экспорта.

До 2003 г. энергосистема Туркменистана работала в составе ОЭС ЦА, имея связи 220–500 кВ с узбекской энергосистемой. Затем она перешла на параллельную работу с энергосистемой Ирана по двум ВЛ 220 кВ. В настоящее время Туркменистан экспортирует электроэнергию в Иран, Турцию, Афганистан и Узбекистан.

Поставки в ОЭС ЦА организуются через островные схемы. Туркменистан выделял генераторы Марыйской ТЭС по транзиту 500 кВ Мары — Сердар — Каракуль, а также генераторы Лебапской ТЭС по направлению Лебап — Каракуль. Такая схема позволила увеличить региональную торговлю, включая поставки в Узбекистан и транзит в Кыргызстан через узбекские сети, однако ее масштаб ограничен состоянием трансграничных и внутренних сечений.

Будущая роль Туркменистана связана с техническими условиями параллельной работы с ОЭС ЦА. КЭС ЦА ранее подтвердил техническую возможность такого подключения при выполнении проекта противоаварийной автоматики и внедрении

проектных решений. Этот вопрос имеет также связь с туркмено-иранским направлением и возможной управляемой схемой через вставку постоянного тока (ВПТ)³.

Для ОЭС ЦА роль Туркменистана состоит в возможности добавить диспетчируемую тепловую мощность в стрессовые периоды. Она может быть устойчиво реализована только при согласованных технических условиях, надежной схеме сопряжения, прозрачных расчетах, подтвержденной передаточной способности и правилах аварийной поддержки.

Афганистан

Северо-восточная энергосистема Афганистана (NEPS) работает с ОЭС ЦА по островным схемам и выполняет роль приемного рынка. Присоединенные части энергосистемы Афганистана в этих схемах не имеют собственной генерации, поэтому их влияние на режим ОЭС ЦА связано прежде всего с потреблением и направлением поставок.

Энергоснабжение NEPS осуществляется по линиям 220 кВ. В зимний период оно в основном идет от узбекской энергосистемы по направлению Сурхан — Пули-Хумри — Кабул, в летний период — от таджикской энергосистемы по направлению Сангтуда — Пули-Хумри — Кабул. Включение этих линий в транзит через ПС Пули-Хумри ограничено из-за требований устойчивости по напряжению, что приводит к разделению систем шин на большинстве подстанций NEPS.

Перспективная роль Афганистана связана с развитием сетей 500 кВ и южных экспортных направлений. Важное значение имеют строительство ВЛ 500 кВ ПС Сурхан — ПС Ходжа Алван и дальнейшее развитие связи Ходжа Алван — Кабул. После реализации таких проектов Афганистан может получить более связанную инфраструктурную конфигурацию при соблюдении требований устойчивости и наличии договорной базы.

CASA-1000 усиливает значение Афганистана как южного транзитного коридора. При этом текущая роль Афганистана в рассматриваемой архитектуре остается нейтральной и ограниченной: он выступает приемным рынком и перспективным инфраструктурным продолжением южного направления. Его будущая транзитная функция зависит от развития сетей, устойчивости, платежной модели и режима эксплуатации соответствующих линий.

Российская Федерация

Отдельно в контексте системных ролей следует отметить связь ОЭС ЦА с Единой энергетической системой (ЕЭС) России. Взаимодействие энергосистем России и Казахстана создает режимные и надежность эффекты для более широкого синхронного контура.

³ Вставка постоянного тока (ВПТ) — это узел, который соединяет две энергосистемы переменного тока через промежуточное звено постоянного тока. Такая схема позволяет передавать мощность без полной синхронизации энергосистем, управлять перетоком и ограничивать распространение аварийных возмущений между системами. В международной практике аналогичный принцип часто обозначается как back-to-back HVDC.

Обмен мощности между европейской частью ЕЭС России и ОЭС Сибири через сети Казахстана традиционно осуществлялся в следующем режиме. В часы ночного минимума нагрузки в европейской части ЕЭС России осуществлялся переток мощности и энергии в восточном направлении в ОЭС Сибири, а в часы вечернего максимума нагрузки в европейской части России, наоборот, происходила выдача мощности и электроэнергии из ОЭС Сибири в западном направлении. Это позволяло реализовать режимный эффект регулирования суточного графика нагрузки в европейской части России, используя для обмена перетоками двух российских регионов через электрические сети Северного Казахстана.

Сильная взаимосвязь совместного функционирования энергосистем Центральной Азии и России наиболее явно проявилась при ликвидации последствий аварий на Саяно-Шушенской ГЭС — 17 августа 2009 г. и в ОЭС ЦА — 25 января 2022 г. Транзит из объединенных энергосистем Урала и Средней Волги через территорию Казахстана позволил избежать каскадного отключения и блэкаута ОЭС Сибири. При этом Казахстан собственными мощностями также помогал частично компенсировать недовыработку СШГЭС.

Аварийное каскадное отключение 25 января 2022 г. в ОЭС ЦА привело к масштабному отключению большей части юга Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана. При аварии, начавшейся в Узбекистане, как следствие, произошло аварийное разделение транзита Север — Восток — Юг Казахстана с погашением значительной части потребителей ОЭС ЦА. Казахстан в первые часы после аварии резко увеличил экспорт электроэнергии в РФ до 750 МВт, тем самым сбалансировал появившийся избыток мощности (до аварии переток электроэнергии осуществлялся из России в Казахстан).

Приведенные примеры иллюстрируют вклад взаимодействия ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС ЦА в обеспечение надежности электроснабжения. Вместе с тем в стратегиях важно учитывать развитие собственных резервов, внутренних сетей и противоаварийной автоматики региона. Устойчивость систем зависит не только от технической готовности транзита Север — Юг Казахстана, но и от внешних регуляторных условий. Эти факторы находятся вне контроля стран ОЭС ЦА и требуют сценарной оценки, диверсификации резервов и сохранения альтернативных механизмов аварийной поддержки.

4.

СЕТЕВЫЕ, ЦИФРОВЫЕ И РЕЗЕРВНЫЕ УСЛОВИЯ ИНТЕГРАЦИИ



Физическая связанность ОЭС ЦА во многом уже существует. Ее эффективность будет определяться способностью передавать мощность в заданном направлении, поддерживать режим в реальном времени, обеспечивать доступность резервов и адаптировать новые ВИЭ к требованиям энергосистемы.

Региональная интеграция требует устранения ряда ограничений. Они формируются на стыке сети, топлива, воды, цифрового управления, релейной защиты, противоаварийной автоматики, коммерческого учета и правил подключения новых объектов. В совокупности эти ограничения снижают надежность ОЭС ЦА: приводят к отклонениям от плановых сальдо-перетоков, исчерпанию пропускной способности отдельных транзитов и работе системы с минимальными запасами устойчивости.

Сетевые ограничения на внутренних и межгосударственных интерфейсах

Сетевые ограничения ОЭС ЦА имеют смешанную природу. Часть из них проходит по межгосударственным интерфейсам. Другая часть находится внутри национальных энергосистем, но влияет на региональную торговлю не меньше, чем трансграничные линии. Поэтому сеть целесообразно рассматривать как единый режимный контур, где внутренние и межгосударственные ограничения могут одинаково влиять на доступность торговли, аварийной поддержки и интеграции ВИЭ.

В осенне-зимний период 2024–2025 гг. ряд ключевых контролируемых сечений работал выше допустимых значений. По сечению Л-530, Л-532, Л-539 фактический переток достигал 2 395 МВт при допустимых 2 100 МВт; по расширенному сечению Л-530, Л-532, Л-539, Л-2303, Л-2029 — 2 570 МВт при допустимых 2 300 МВт. На интерфейсе Л-514, Л-А-Г, Л-Кемин-Зап., Л-228, АТ-3 Шу фактический переток составлял 1 600 МВт при допустимом уровне 1 100/1 300 МВт. Переток в Ферганский энергоузел достигал 2 940 МВт при допустимом уровне 1 800/2 600 МВт.

Для регионального рынка более важны чистая и доступная передаточная способность (NTC/ATC⁴), рассчитанная с учетом текущего режима сети, критерия N-1, устойчивости, напряжения, противоаварийной автоматики и уже занятых графиков.

Внутрисистемные ограничения быстро становятся региональными. Узбекистан является центральным сетевым узлом ОЭС ЦА, поэтому ограничения в его западной части, Самаркандо-Бухарском коридоре и Ферганском энергоузле влияют сразу на несколько направлений: выдачу ВИЭ, прием энергии из Туркменистана, поставки в Кыргызстан, прием гидроэнергии из Таджикистана и баланс с южной частью Казахстана. Ввод ВЭС Баш мощностью 500 МВт привел к дополнительной загрузке сетей в Самаркандо-Бухарской части энергосистемы и сокращению поставок из Туркменистана. Введенные BESS мощностью 1 450 МВт и емкостью 2 400 МВт·ч оцениваются как недостаточные для

⁴ NTC (Net Transfer Capacity) — чистая передаточная способность: максимальный обмен между энергосистемами, который сеть выдерживает по условиям надежности (критерий N-1, устойчивость, напряжение) за вычетом резерва надежности. ATC (Available Transfer Capacity) — доступная передаточная способность: та часть NTC, которая остается свободной для новых сделок после вычета уже занятых графиков.

утилизации крупных дневных профицитов солнечной генерации. В таких условиях усиление внутренних сетей Узбекистана может дать эффект, сопоставимый с новой трансграничной линией.

↓ Таблица 4. Сетевые ограничения ОЭС ЦА по ключевым интерфейсам

Интерфейс/зона	Как проявляется	Влияние на интеграцию
Казахстан — ОЭС ЦА/ транзит Север — Юг Казахстана	Л-530, Л-532, Л-539 и расширенные сечения работают близко к допустимым значениям или выше них	Ограничивает устойчивость северного контура и способность южной зоны Казахстана принимать или передавать мощность
Казахстан — Кыргызстан	Фактический переток по группе Л-514, Л-А-Г, Л-Кемин-Зап., Л-228, АТ-3 Шу достигал 1600 МВт	Ограничивает сезонные взаимопоставки и использование кыргызской гидрогибкости
Узбекистан — Казахстан	По группе Л-501, Л-509, Л-555, Л-2-Ч, Л-2-Д фактический переток был близок к допустимому уровню	Ограничивает торговлю между крупнейшим узлом ОЭС ЦА и южной частью Казахстана
Узбекистан — Кыргызстан/ Ферганский энергоузел	Переток в Ферганский энергоузел достигал 2940 МВт при допустимом уровне 1800/2600 МВт	Влияет на поставки в Кыргызстан, режимы Ферганского узла и будущую работу связанных внешних направлений
Узбекистан — Таджикистан	Прием таджикской электроэнергии ограничивается прилегающими узлами и внутренними сетями	Снижает полезность летней гидроэнергии и потенциал Таджикистана как регулирующего ресурса
Туркменистан — Узбекистан	Выдача туркменской мощности зависит от состояния трансграничных и внутренних сетей Узбекистана	Ограничивает масштаб использования Туркменистана как внешнего источника тепловой мощности
Западная и Самаркандо-Бухарская части Узбекистана	Выдача ВИЭ и транзит из Туркменистана конкурируют за сетевую пропускную способность	Показывает связь ВИЭ, транзита и внутренних сетевых проектов

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

Ситуация аналогична на севере — транзит Север — Юг Казахстана используется для покрытия нагрузки южных регионов Казахстана и одновременно влияет на устойчивость ОЭС ЦА. Нескомпенсированные небалансы могут лечь на этот транзит и усиливать риск перегрузки. Поэтому развитие региональной торговли во многом зависит от соблюдения режимной дисциплины по сальдо-перетокам, учета доступной передаточной способности и прозрачных правил использования сечений.

Для оценки и приоритизации проектов важен принцип «одно ограничение — один системный эффект — один проект или пакет проектов». Каждая линия электропередачи, подстанция, цифровая система или противоаварийное решение следует оценивать с позиции, какое сечение они разгружают, какой прирост пропускной

способности дают, какой объем вынужденных ограничений ВИЭ снижают и как повышают надежность в целом.

Доступность мощности

Состояние сети определяет, можно ли передать мощность. Наличие топлива и водных ресурсов определяет доступность необходимой мощности в нужный час. Для ОЭС ЦА это принципиальное различие: установленная мощность региона существенно выше нагрузки в критический час, но часть ресурса недоступна из-за топлива, гидрологии, холодного резерва и технического состояния оборудования.

Как показано в [главе 2](#) (час годового максимума 10 декабря 2024 г.), значительная часть номинальной мощности недоступна из-за топлива, гидрологии, холодного резерва и технического состояния.

↓ **Таблица 5. Ресурсные ограничения доступной мощности в ОЭС ЦА**

Ограничение	Где проявляется	Как влияет на интеграцию	Возможные решения
Недостаток топлива	Узбекистан, отдельные ТЭС в осенне-зимний период	Формальный избыток мощности не всегда превращается в доступный резерв в критический час	Топливное планирование, маневренные ГТУ/ГПУ, аварийная поддержка, BESS
Гидрологические ограничения	Кыргызстан, Токтогул, Нарынский каскад	Снижается свободная гидроэнергетическая гибкость, особенно при низких уровнях водохранилищ	Водно-энергетические режимы, Камбаратинская ГЭС-1, оплата гибкости
Ограничения выдачи гидроэнергии	Таджикистан, внутренние сети 220 кВ, Сурхандарьинский узел	Летняя гидроэнергия Таджикистана не полностью используется при сетевых ограничениях	Усиление связей Таджикистан — Узбекистан, Датка — Сугд, Сырдарья/ ACWA — Сугд
Холодный резерв ТЭС	Тепловые системы региона	Мощность существует, но ее быстрое использование ограничено	Механизмы резервов, системные услуги, модернизация пусковых режимов
Техническое состояние оборудования	ТЭС, ГЭС, сети	Снижает фактическую готовность ресурса и повышает аварийность	Ремонтная программа, цифровой мониторинг, приоритизация критических узлов

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

В Узбекистане главный ресурсный риск связан с доступностью газа и давлением в газотранспортной системе. В Кыргызстане ограничение связано с водой и ростом внутреннего спроса. Токтогульское водохранилище остается главным регулирующим ресурсом Нарынского каскада, но запас свободной гибкости сокращается. Рост потребления снижает способность каскада одновременно покрывать внутреннюю нагрузку, сохранять воду и предоставлять региону регулирование. В Таджикистане же ключевое ограничение связано с сетевой инфраструктурой ([глава 3](#)).

На горизонте до 2035 г. страны Центральной Азии заявили масштабное расширение генерирующей базы. По оценке ЕАБР на основе национальных стратегических планов, совокупный объем новых мощностей составляет как минимум 62,9 ГВт и включает ВИЭ, гидроэнергетику, тепловую и атомную генерацию (Винокуров и др., 2026). Масштаб планируемых вводов означает, что в долгосрочной перспективе ключевой вопрос смещается от количества установленных мегаватт к качеству их интеграции в энергосистему: будет ли новая мощность доступна в нужный час, обеспечена топливом или водой, обладать необходимой маневренностью и иметь возможность выдать электроэнергию через сеть.

Структура планируемых вводов существенно различается по странам и технологиям, что создает потенциал для взаимодополняемости на региональном уровне. Казахстан формирует диверсифицированный портфель тепловой, атомной и возобновляемой генерации, Узбекистан делает ставку на масштабный ввод солнечных и ветровых мощностей при развитии газовой маневренной генерации и накопителей, Кыргызстан и Таджикистан расширяют прежде всего гидроэнергетику в сочетании с ВИЭ. Эти ресурсы выполняют разные системные функции. Поэтому региональная ценность заявленных вводов зависит не только от их совокупного объема, но и от того, насколько согласованно будут развиваться генерация, резервы, накопители, сети и межсистемные обмены.

↓ Таблица 6. Заявленные планы ввода новых генерирующих мощностей в Центральной Азии до 2035 г., ГВт

Страна	ГВт
Казахстан	26,0
Узбекистан	25,0
Кыргызстан	5,9
Таджикистан	5,7
Туркменистан	0,3
ИТОГО	62,9

Источник: оценка ЕАБР на основе стратегических планов.

Важно отметить, что прогнозный профицит также не является безусловно положительным результатом. Новые станции нужно загружать, иначе их КИУМ⁵ будет снижаться, а инвестиционная нагрузка будет распределяться на меньший объем полезной выработки. Это касается не только ВИЭ, где curtailment напрямую ухудшает экономику проектов, но и тепловых, гидроэнергетических и маневренных мощностей: при избыточном строительстве без координации часть активов будет работать меньше часов, а часть дефицитных зон все равно будет испытывать нехватку надежного покрытия из-за сетевых, топливных или режимных ограничений. В результате регион может получить парадоксальную конфигурацию:

⁵ КИУМ — коэффициент использования установленной мощности. Важнейший показатель эффективности работы генерирующей установки, который равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за определенный интервал времени.

формальный избыток установленной мощности при сохраняющемся дефиците доступной мощности в критические часы.

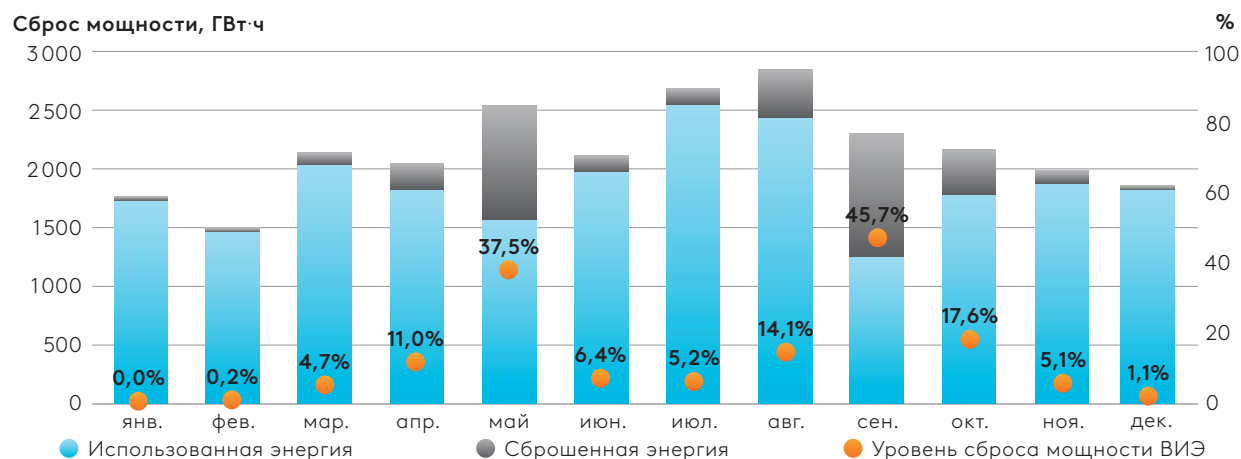
Именно поэтому доступность мощности важно рассматривать не только в национальном, но и в региональном измерении. Профицитные мощности имеют системную ценность только тогда, когда они могут быть переданы через сеть, учтены в диспетчерском графике, использованы для покрытия пиков или резервов и оплачены через понятный механизм. Без такой координации страны будут вынуждены дублировать резервы внутри национальных систем, а КИУМ новых и существующих станций в регионе будет снижаться. При согласованном планировании, напротив, избыточная мощность превращается из локального риска недозагрузки в региональный ресурс надежности, гибкости и снижения полной стоимости энергоснабжения.

Эти случаи показывают одну системную закономерность. Доступная мощность в ОЭС ЦА является функцией генерации, топлива, воды, сети, состояния оборудования и режима работы.

Вынужденные ограничения ВИЭ

Переменная природа ВИЭ вынуждает многие энергосистемы ограничивать их выработку в часы, когда нет на нее спроса и/или нарушается стабильность режима сети. По оценкам ([Silk Road Energy Planning and Engineering, 2025](#)), в Узбекистане при вводе свыше 8 ГВт ВИЭ возникает значительный профицит в дневные и ночные часы, а прогнозный curtailment к 2028 г. оценивается в 3,5 млрд кВт·ч, или 13,6%, при необходимости ограничивать ВЭС на 500–800 МВт в отдельные периоды. Это означает, что без усиления межрегиональных и межгосударственных перетоков, роста гибкости и развития механизмов регионального балансирования дальнейшее наращивание ВИЭ будет сопровождаться возрастающими системными потерями.

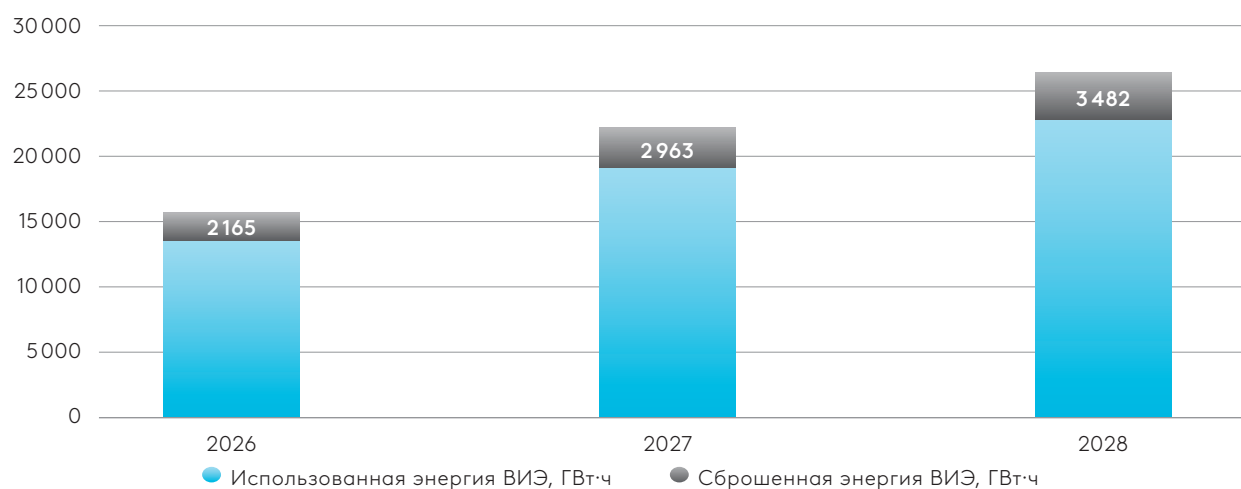
↓ Рисунок 7. Прогнозируемые ограничения выработки ВИЭ в Узбекистане в 2028 г., ГВт·ч, %



Источник: План развития энергосистемы на 2026–2028 гг. [Silk Road Energy Planning and Engineering, 2025](#).

По данным КДЦ «Энергия» со ссылкой на план развития энергосистемы Узбекистана на 2026–2028 гг., использованная энергия ВИЭ может составить 13,1 млрд кВт·ч в 2026 г., 18,6 млрд кВт·ч в 2027 г. и 22,2 млрд кВт·ч в 2028 г. При этом вынужденные ограничения ВИЭ прогнозируются на уровне 2,2 млрд кВт·ч, 3,0 млрд кВт·ч и 3,5 млрд кВт·ч соответственно, что равноценно 14,2%, 13,8% и 13,6% от общей выработки ВИЭ.

↓ Рисунок 8. Прогноз использования и сброса ВИЭ в Узбекистане, ГВт·ч



Источник: План развития энергосистемы на 2026–2028 гг. [Silk road energy planning and engineering, 2025](#).

Приведенные оценки следует рассматривать как нижнюю границу. Они опираются на План развития энергосистемы Узбекистана на 2026–2028 гг. и учитывают траекторию ввода порядка 11,4 ГВт ВИЭ к 2028 г. Между тем национальные целевые ориентиры развития возобновляемой генерации на горизонте до 2030 г. существенно превышают этот уровень (25 ГВт). При сохранении текущей конфигурации сети, механизмов балансирования и режимов трансграничной торговли каждый дополнительный гигаватт установленной мощности ВИЭ сверх учтенной траектории соответствует 0,3 млрд кВт·ч вынужденных ограничений в год. Соответственно, повышение планки ввода ВИЭ без опережающего развития сетевой инфраструктуры, накопителей и региональных механизмов балансирования смещает прогнозные объемы ограничений вверх относительно приведенных значений. Дополнительно следует учитывать, что удельная интенсивность ограничений при высоких уровнях проникновения переменной генерации, как правило, растет нелинейно, поэтому линейная экстраполяция также дает консервативную оценку.

Вынужденные ограничения ВИЭ в Узбекистане в основном приходятся на период с мая по октябрь, когда выработка ВИЭ высока, а спрос умеренный. Наибольший объем ограничений наблюдается в мае и сентябре — в периоды переходного спроса. Летний рост нагрузки из-за систем охлаждения частично снижает ограничения, а зимой они минимальны из-за меньшей выработки ВИЭ и устойчивого спроса на отопление.

Причины вынужденных ограничений складываются из нескольких факторов: концентрации солнечных и ветровых станций в районах с ограниченным местным спросом и недостаточной выдачей мощности, технологического минимума традиционной генерации, нехватки быстродействующих резервов и недостаточно развитой краткосрочной торгово-балансирующей архитектуры. В регионе уже наблюдались случаи, когда ввод крупной ВИЭ-генерации (ВЭС Баш) в ограниченном узле усиливал загрузку существующих связей и вытеснял часть встречных, в том числе транзитных, поставок. Введенные накопители энергии оцениваются как недостаточные для утилизации крупных дневных профицитов солнечной генерации.

По оценке экспертов ЕАБР, экономическое значение этих ограничений выходит за рамки потерянной выработки. Они влияют на экономику проектов ВИЭ, платежи по договорам купли-продажи электроэнергии (РРА) и обязательствам «бери или плати», тарифную нагрузку, окупаемость сетевых проектов и доверие инвесторов. Если система оплачивает недопринятую энергию, вынужденные ограничения становятся скрытой стоимостью энергоперехода. Если риск полностью несет инвестор, растет стоимость капитала и снижается инвестиционная реализуемость новых проектов.

Для управления данным риском важно различать несколько типов ограничений: технические ограничения из-за устойчивости и защиты, сетевые ограничения из-за недостаточной передаточной способности, операционные ограничения из-за нехватки резервов и гибкости, а также экономические ограничения, связанные с ценой, договорами и распределением рисков. Для каждого типа важно понимать, кто несет риск: инвестор, единый закупщик, системный оператор, владелец сети или конечный потребитель.

Международная практика показывает, что рост солнечной и ветровой генерации требует своевременного развития сетей, гибкости, прогнозирования, операционных правил и краткосрочных рыночных механизмов (IEA, 2024). Такие меры, как усиление сетей, развитие автоматического регулирования, мониторинга, коммерческого учета и маневренной генерации, повышают полезность каждого нового мегаватта ВИЭ. Региональная интеграция здесь работает как мультипликатор. Она расширяет зону спроса, дает доступ к регулированию от ГЭС, позволяет перераспределять дневные профициты, снижает потребность в административном ограничении генерации и повышает инвестиционную предсказуемость проектов ВИЭ.

Цифровая архитектура

Цифровая архитектура ОЭС ЦА является таким же условием интеграции, как физические линии электропередачи. Без наблюдаемости, автоматического регулирования, коммерческого учета и защищенного обмена данными региональный рынок будет ограничен ручной координацией и консервативными режимными пределами.

По информации КДЦ «Энергия» по состоянию на 2026 г., национальные энергосистемы располагают собственными SCADA, передающими согласованный набор параметров в КДЦ. При этом региональный цифровой контур пока не представляет собой полностью интегрированную автоматизированную систему управления. При этом каждая страна самостоятельно выбирала поставщика или разрабатывала SCADA, а система КДЦ «Энергия» не создавалась как полноценная координирующая SCADA для автоматического регионального управления. Регион видит часть параметров в реальном времени, но пока не имеет полностью автоматизированного контура, где все системы и рыночная платформа работают как единая архитектура. Для двусторонних поставок такая модель может быть достаточной. Для полноценного общего рынка «на сутки вперед» (DAM), балансирующей энергии, системных услуг и учета ВИЭ требуется более зрелая и гармонизированная цифровая архитектура.

Автоматическое регулирование частоты и мощности (АРЧМ) является ключевым элементом системного управления. SCADA собирает параметры частоты, мощности и напряжения, передает их в АРЧМ, а АРЧМ формирует корректирующие воздействия. В настоящее время АРЧМ полноценно функционирует только в АО «KEGOC». По заказу КДЦ «Энергия» разработана проектно-сметная документация для центральной координирующей системы АРЧМ, которая будет установлена в КДЦ. В зону охвата ЦКС АРЧМ войдут все трансграничные сечения и на первом этапе регулирующие станции Узбекистана, Кыргызстана и Таджикистана со взаимодействием с АРЧМ Казахстана.

Системы широкозонного мониторинга и управления (WAMS и WACS) добавляют слой расширенной наблюдаемости и управления. WAMS использует устройства синхронизированных фазорных измерений (PMU) и позволяет сравнить фазовые углы в точках, удаленных друг от друга на сотни километров в реальном времени. В регионе WAMS впервые была установлена в АО «KEGOC»; в КДЦ WAMS интегрирована в SCADA, но пока по ограниченному набору датчиков, преимущественно по казахстанскому транзиту Север — Юг. АО «KEGOC» уже ввело WACS, что позволило увеличить пропускную способность сети за счет пересчета допустимых перетоков в контролируемых сечениях в темпе процесса; дальнейшее расширение планируется с применением прогнозирования и искусственного интеллекта.

Следующим обязательным условием является регламент управления данными, так как полноценная торговля включает обмен коммерческой и чувствительной информацией между многими участниками рынка. Он определяет перечень режимных и коммерческих данных, периодичность обновления, требования к точности, права доступа, конфиденциальность, ответственность за качество данных, порядок аудита и правила использования данных для рынка, системных услуг и послеаварийного анализа. Без регламента цифровая инфраструктура рискует остаться набором технических систем.

АСКУЭ является коммерческой основой рынка. КДЦ «Энергия» приобрел и установил региональную систему АСКУЭ. Сейчас идут наладочные работы, сопряжение с национальными АСКУЭ, создание защищенных каналов передачи информации и обучение персонала. Это критично для финансовых расчетов: рынок невозможен без достоверного учета фактических перетоков, отклонений, аварийной энергии и будущих сделок DAM.

С начала 2026 г. в рамках программы REMIT начинается работа по созданию, вводу в действие и пилотной эксплуатации регионального рынка электроэнергии в Центральной Азии. Пилотный рынок дополнит долгосрочные двусторонние соглашения возможностями краткосрочной торговли, а реализация согласована на базе КДЦ «Энергия» с созданием при нем регионального оператора рынка.

КДЦ «Энергия» выполняет координирующую функцию и может стать оператором рыночной платформы или региональным координатором отдельных функций. Национальные системные операторы сохраняют контроль над своими энергосистемами. Такая архитектура позволяет развивать рынок без восприятия

региональной координации как ограничения суверенных полномочий и делает цифровую координацию совместимой с национальной ответственностью за надежность энергоснабжения.

Релейная защита и противоаварийная автоматика

Рост трансграничной торговли, увеличение доли ВИЭ и BESS, более активное использование межсистемных сечений и переход к краткосрочным режимам обмена меняют требования к релейной защите и противоаварийной автоматике (РЗА/ПА). Значительная часть защит и автоматики ОЭС ЦА формировалась для энергосистемы с преобладанием синхронной генерации, устойчивыми направлениями перетоков и предсказуемой динамикой аварийных процессов. Новая конфигурация иная: потоки мощности чаще меняют направление, генерация становится распределенной, значительная часть новых ресурсов подключается через инверторы, а критические ограничения проявляются не только на межгосударственных, но и на внутренних сечениях. К этому добавляются неравномерность обновления парка устройств по странам и несвоевременное обеспечение новых объектов проектными средствами РЗА/ПА, адаптированными к существующей структуре противоаварийного управления.

РЗА и ПА определяют не только аварийную устойчивость, но и допустимую пропускную способность: сеть может нести переток ровно в тех пределах, в которых система способна выдержать отключение ключевого элемента и локализовать нарушение. Модернизация ПА поэтому остается одним из наиболее экономичных способов увеличения пропускной способности, а ее содержание — актуализация расчетных моделей, проверка селективности защит, пересмотр уставок под новые потокораспределения, интеграция с WAMS/WACS и согласование логики противоаварийного управления по ключевым сечениям.

Особое значение имеет адаптация защит к росту инверторных ресурсов. Инверторные источники не обеспечивают значительного уровня тока короткого замыкания и требуют достаточной прочности сети для синхронизации силовой электроники, в результате чего существующие подходы к управлению и защите приходится адаптировать под изменившиеся характеристики парка генерации; при этом уставки защит на самих объектах ВИЭ нередко задаются уже, чем позволяет оборудование, что ведет к излишним отключениям при возмущениях (NERC, 2017; NERC, 2023). Международная практика дает готовую рамку требований: стандарт IEEE 2800–2022 устанавливает единые минимальные требования к подключению и характеристикам инверторных ресурсов, присоединяемых к передающим сетям, включая устойчивость к отклонениям напряжения и частоты, управление активной и реактивной мощностью, динамическую поддержку напряжения, инъекцию тока обратной последовательности и требования к системной защите (IEEE, 2022). При отсутствии таких требований к динамическим моделям, способности сохранять работу при провалах напряжения (fault ride-through) и телеметрии системный оператор вынужден закладывать более консервативные ограничения, что снижает полезную пропускную способность и повышает риск вынужденных ограничений ВИЭ.

Приоритетом для ОЭС ЦА является региональный контур координации РЗА и ПА — не замена национальных систем защиты, а совместимость их работы на межсистемных интерфейсах, транзитных коридорах и в узлах подключения крупных ВИЭ, BESS, ГЭС и потенциальных HVDC-интерфейсов. В европейской модели это закреплено нормативно: регламент по эксплуатации передающих систем обязывает каждого системного оператора согласовывать уставки защит на межгосударственных линиях с соседними операторами и координировать с ними изменения этих уставок (Commission Regulation (EU) 2017/1485). Минимальный набор мер для региона — совместный реестр критических сечений и противоаварийных воздействий, согласованные сценарии расчетов N-1 и N-2, обмен верифицированными динамическими моделями, совместные тренировки операторов, единый порядок послеаварийного анализа и механизм пересмотра уставок при вводе крупных объектов. Опыт крупных системных аварий подтверждает, что при высокой доле инверторных ресурсов настройки защит, управление напряжением и координация операторов становятся определяющими факторами (ENTSO-E Expert Panel, 2026).

Кибербезопасность и защищенный обмен данными

Переход от ручной координации к автоматизированной региональной архитектуре меняет характер риска. Пока взаимодействие ограничивалось согласованием графиков и двусторонних поставок, сбой в передаче данных оставался преимущественно организационной проблемой. По мере развития центральной координирующей системы АРЧМ, WAMS/WACS, региональной АСКУЭ, защищенных каналов связи, расчетной платформы и будущего рынка электроэнергии и системных услуг искажение, подмена или недоступность данных становятся режимным и финансовым риском.

В региональном контуре данные становятся частью надежности. От достоверности телеметрии зависит оценка текущего режима и доступной пропускной способности. От защищенности команд и каналов связи зависит корректность автоматического регулирования и аварийного реагирования. От целостности данных АСКУЭ и рыночной платформы зависит расчет отклонений, аварийной энергии, системных услуг и взаимных финансовых обязательств. Поэтому кибербезопасность должна рассматриваться не как вспомогательный IT-компонент, а как обязательное условие доверия к региональной торговле.

Особенность ОЭС ЦА состоит в том, что данные и управляющие сигналы пересекают границы, тогда как ответственность за защиту инфраструктуры остается национальной. Это делает минимальные согласованные требования к киберзащите трансграничных интерфейсов таким же условием интеграции, как расчет доступной передаточной способности, коммерческий учет или согласование противоаварийной автоматики. Устойчивость общего цифрового контура будет определяться наиболее слабым звеном.

Требования целесообразно выстраивать на трех уровнях. Технологический уровень должен включать разделение технологических и корпоративных сегментов сети, защищенные и резервированные каналы связи, контроль целостности

телеметрии и команд, журналирование действий, резервное копирование и возможность перехода на локальное или ручное управление при потере цифрового контура. Коммерческий уровень должен обеспечивать целостность и неопровержимость данных АСКУЭ, заявок, графиков, отклонений и расчетов, поскольку недоверие к измерениям фактически блокирует рынок системных услуг и краткосрочную торговлю. Организационный уровень должен закреплять управление доступом, распределение ролей между КДЦ «Энергия» и национальными операторами, порядок уведомления об инцидентах, процедуры восстановления данных, совместные учения и требования к поставщикам оборудования и программного обеспечения на всем жизненном цикле.

Международная практика дает готовую основу для требований, что позволяет не разрабатывать их с нуля. Серия стандартов IEC 62443, изначально ориентированная на промышленные системы автоматизации и управления, была принята и энергетическим сектором, поскольку задает методологию обеспечения безопасности в операционной и полевой среде киберфизических систем и охватывает как организационные, так и технические аспекты на протяжении жизненного цикла; она применяется совместно с серией ISO/IEC 27000, в частности с ISO/IEC 27019 для энергетической отрасли, и с IEC 62351. Серия IEC 62351, в свою очередь, разрабатывалась именно для информационной безопасности операций управления энергосистемами и охватывает различные протоколы, определяя требования к сетевому и системному администрированию, ролевому разграничению доступа, управлению криптографическими ключами и регистрации событий безопасности (IEC, 2026).

Практическим ориентиром может служить и европейский Network Code on Cybersecurity, закрепленный Делегированным регламентом ЕС 2024/1366: он рассматривает кибербезопасность не как внутреннюю IT-политику компаний, а как часть правил трансграничных потоков электроэнергии. Для Центральной Азии это означает необходимость минимального регионального регламента: перечень критических цифровых систем, сегментация технологического и корпоративного контуров, защищенные и резервированные каналы, контроль целостности телеметрии и команд, управление доступом, журналирование, уведомление об инцидентах, совместные учения и возможность перехода на локальное или ручное управление при потере цифрового контура.

Обновление технических требований с учетом ВИЭ и BESS

Рост ВИЭ и BESS меняет динамику энергосистем. Солнечные, ветровые станции и аккумуляторные системы хранения энергии подключаются через инверторы. Они могут быстро реагировать на команды, поддерживать частоту и напряжение, предоставлять системные услуги, если их поведение заранее задано в технических требованиях к подключению и работе объектов, проверено при подключении и контролируется в эксплуатации. Поведение инверторных ресурсов при возмущениях напрямую связано с условиями работы релейной защиты и противоаварийной автоматики, рассмотренными выше, и требует закрепления в нормативных требованиях.

Таким образом, выработка новых требований к управлению новыми ВИЭ и BESS является важным условием системной надежности ОЭС ЦА. Чем выше доля инверторных ресурсов, тем важнее качество динамических моделей, телеметрии, управления активной и реактивной мощностью, реакции на отклонения частоты и напряжения, а также готовности участвовать в системных услугах. Это требует внесения изменений в сетевые кодексы, разработанные преимущественно для традиционной генерации, и их согласования между странами.

Для ВИЭ особенно важны требования к прогнозированию и телеметрии. Если оператор не способен в реальном времени фиксировать фактическую выработку и не получает качественный прогноз, он вынужден держать больше резервов и чаще ограничивать генерацию. В системе с растущей долей ВИЭ это напрямую повышает стоимость надежности.

Для BESS важно разделять мощность и энергоемкость. Значение в МВт показывает, какую мощность накопитель может отдать или принять. Значение в МВт·ч показывает, как долго он может это делать. Поэтому BESS может быть быстрым ресурсом частотного отклика и одновременно ограниченным по длительности ресурсом покрытия вечернего пика.

Сетевые кодексы в идеале должны учитывать и коммерческую часть. Если ВИЭ и BESS получают право участвовать в рынке системных услуг, они берут обязанности по исполнению технических требований к скорости реакции, готовности, точности следования команде и верификации оказанной услуги. Рынок системных услуг невозможен без измеримых технических характеристик ресурсов и их адекватной тарификации.

Международный опыт крупных системных нарушений показывает, что при высокой доле инверторных ресурсов ключевыми становятся управление напряжением, реактивной мощностью, динамическими колебаниями, настройками защиты, обменом данными и координацией системных операторов. Урок таких событий следует трактовать не как аргумент против ВИЭ, а как аргумент в пользу более строгих технических требований, верифицированных моделей, расширенной наблюдаемости и согласованной послеаварийной аналитики ([ENTSO-E Expert Panel, 2026](#)).

Региональная гармонизация не предполагает замены национальных сетевых кодексов. На первом этапе достаточно согласовать минимальные требования для трансграничных операций, критически важных объектов, ВИЭ, BESS, HVDC-интерфейсов, обмена данными, аварийной поддержки и расчетов отклонений. Национальные системные операторы при этом сохраняют право применять более строгие требования внутри своих энергосистем. Такой подход соответствует логике [IRENA \(2026\)](#): региональные правила задают совместимость систем, а национальные кодексы сохраняют детализацию и ответственность за внутренний режим.

Сети, цифровое управление и резервы определяют фактический масштаб региональной интеграции. ОЭС ЦА уже физически связана, но полезность этой связанности ограничивается пропускной способностью сечений, внутренними сетевыми

коридорами, доступностью топлива и воды, зрелостью SCADA/АРЧМ/WAMS/WACS/АСКУЭ, готовностью релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также требованиями к новым ВИЭ и BESS.

Углубленная региональная кооперация возможна только с повышением требований к управляемости систем. Сначала требуется видеть режим, измерять перетоки, рассчитывать доступную передаточную способность, контролировать отклонения, подключить регулирующие станции к АРЧМ, расширить WAMS/WACS, запустить АСКУЭ и задать сетевые кодексы для ВИЭ и BESS. После этого совместный рынок «на сутки вперед», рынок балансирования и системных услуг становятся технически реализуемым инструментом.

Этот компонент модернизации особенно ценен. Он одновременно повышает надежность, снижает вынужденные ограничения ВИЭ, поддерживает инвестиции в низкоуглеродную генерацию, сохраняет доступность энергии и создает основу для более зрелой региональной торговли.



5.

ЭКОНОМИКА РЕГИОНАЛЬНОЙ
КООПЕРАЦИИ И ПОЛНАЯ
СТОИМОСТЬ НАДЕЖНОСТИ

Экономическая ценность региональной кооперации в электроэнергетике Центральной Азии шире, чем рост торговли электроэнергией. Объем кВт·ч остается важным показателем, но главный эффект проявляется в снижении полной стоимости надежности. Речь идет о способности региона дешевле покрывать пиковую нагрузку, эффективнее использовать существующие станции, снижать аварийные затраты, уменьшать вынужденные ограничения выработки ВИЭ, повышать ценность гидроэнергетической гибкости и точнее планировать инвестиции в сети, резервы и цифровые системы.

Экономическая задача состоит в том, чтобы сделать унаследованную связанность операционно управляемой и способной давать измеримый системный эффект.

Цель данной секции — дать предварительную сценарную оценку экономического эффекта региональной интеграции. Все количественные оценки в настоящей главе являются предварительными расчетами экспертов ЕАБР. Данные КДЦ «Энергия» используются для характеристики исходного состояния ОЭС ЦА, режимных ограничений и потенциальных ресурсов. Экономические допущения, включая объем дополнительной торговли, ценовые спреды, стоимость эталонной мощности, коэффициенты реализации и ежегодные затраты на интеграцию, заданы экспертами ЕАБР. Оценка представляет собой системный скрининговый расчет, а не хронологическую модель производственных затрат, потокораспределения или вероятностной достаточности мощности. Поэтому результаты показывают порядок величины и относительную структуру потенциальных эффектов и не должны интерпретироваться как прогноз рыночных цен, гарантированных объемов торговли или проектной экономической отдачи. Для инвестиционных решений потребуются проектные расчеты потокораспределения и устойчивости и, где применимо, почасовое моделирование диспетчеризации и вероятностный анализ достаточности мощности. Эти скрининговые оценки дополняют, но не заменяют исследования регионального планирования по критерию наименьших затрат, такие как Генеральный план развития региональной электроэнергетики ЦАРЭС (АБР); следующий этап моделирования ([приложение Б.7](#)) следует согласовать с ними.

Сценарная оценка эффектов интеграции

Чистый экономический эффект оценивался как сумма четырех каналов выгод за вычетом приведенных годовых затрат на интеграцию. Все результаты в настоящей главе выражены в годовых значениях при выходе на устойчивый режим, а не в виде накопленных сумм или сумм за весь срок службы; эквиваленты за срок службы приведены в [приложении Б.4 \(таблица 386\)](#):

$$NB_s = B_s^{trade} + B_s^{capacity} + B_s^{curt} + B_s^{reliability} - C_s^{integration}$$

где:

B_s^{trade} — операционная экономия и торговый арбитраж;

$B_s^{capacity}$ — приведенные ежегодные предотвращенные или отсроченные инвестиции в дублирующую надежно доступную мощность;

B_s^{curt} — стоимость сохраненной выработки ВИЭ;

$B_s^{reliability}$ — снижение переменных затрат аварийной поддержки и стрессовых режимов;

$C_s^{integration}$ — затраты на сетевую, цифровую, рыночную и расчетную инфраструктуру.

Рассматриваются три уровня интеграции. Они различаются не только количеством новых линий, но и качеством управления существующей сетью. Три сценария интеграции не следует рассматривать как независимые точки. Рост торговли, снижение curtailment и снижение дублирующего резервирования в углубленном и развитом сценариях связаны общим драйвером — уровнем институциональной и цифровой зрелости системы, а не являются суммой независимых улучшений. Поэтому диапазоны по каналам эффекта (приведены в предыдущих разделах) коррелированы между собой: реализация верхней границы по одному каналу при данном уровне интеграции с высокой вероятностью сопровождается реализацией верхней границы и по остальным каналам.

↓ Таблица 7. Технические и институциональные параметры сценариев

Параметр	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая региональная архитектура
Расчетный прирост мощности, доступной для региональных обменов, ГВт	0,7–1,2	1,5–2,2	2,2–3,3
Дополнительная торговля, млрд кВт·ч в год	3,5–6,0	7–11	10,5–16
Совокупная торговля с учетом уровня 2024 г., млрд кВт·ч	15,5–18	19–23	22,5–28
Предотвращенный curtailment ВИЭ, млрд кВт·ч в год	0,6–1,2	1,5–2,8	2,8–4,5
Основные меры	Улучшение использования существующих сетей	Приоритетные сетевые усиления и запуск пилотного рынка	Комплексное усиление сети, DAM, RTM и системные услуги

Источник: расчеты экспертов ЕАБР.

Приведенные значения являются сценарными допущениями, а не инженерными оценками АТС или прогнозом торговли электроэнергией. Они отражают правдоподобные диапазоны, связанные с последовательным улучшением мониторинга, операционной координации, управляемости сети и передающей инфраструктуры. Фактически достижимые объемы должны быть подтверждены сетевыми и диспетчерскими расчетами. Дополнительные 3,5–16 млрд кВт·ч в год довели бы совокупную торговлю до 15,5–28 млрд кВт·ч, что во всех трех сценариях выше уровня 1990 г. (около 15,1 млрд кВт·ч в нетто-выражении) и примерно в 1,5–1,9 раза выше этого уровня при развитой архитектуре. Объемы такого масштаба предполагают

рост экспортных ресурсов и гибкости в регионе, включая новые гидроэнергетические мощности (Рогун и Камбарата-1), дополнительные туркменские поставки и интегрированные избытки ВИЭ.

Существующая база и формирование дополнительной торговли

В регионе отсутствует единый публикуемый показатель совокупной АТС. Складывать допустимые перетоки отдельных контролируемых сечений некорректно, поскольку многие сечения относятся к одной цепочке передачи и не могут одновременно использоваться на полном уровне.

Поэтому для сценарной оценки используется расчетный торговый эквивалент используемой мощности. Он переводит фактический годовой объем региональной торговли в условную величину мощности с учетом продолжительности использования сети и потерь. При торговле 12,1 млрд кВт·ч в 2024 г., 5,5–6,5 тыс. часов использования и потерях около 6% такой эквивалент составляет примерно 2,0–2,3 ГВт. Показатель используется исключительно для калибровки сценариев и не является ТТС, НТС или АТС и не характеризует физическую пропускную способность конкретной линии или сечения. Дополнительный объем оценивался по формуле:

$$\Delta E_s = \Delta ATC_s \times H_s \times k_s^{use} \times (1 - L_s)$$

где:

ΔATC_s — прирост эффективно доступной способности;

H_s — продолжительность загрузки сети (6 тыс. часов в год);

k_s^{use} — отражает диспетчерское использование доступного ресурса;

L_s — учитывает сетевые потери.

Перевод дополнительной доступной мощности в объем торговли чувствителен к фактической продолжительности и режиму ее использования. При центральном сценарном допущении около 6 тыс. часов использования в год, коэффициенте диспетчерского использования 85% и сетевых потерях около 6% дополнительный 1 ГВт мощности, доступной для региональных обменов, соответствует примерно 4,8 млрд кВт·ч торговли в год. Консервативная чувствительность, применяющая более низкие коэффициенты использования к цифровым и координационным эффектам, зависящим от режима работы, дает около 2,3–3,1 млрд кВт·ч на 1 ГВт. Этот случай не является центральным допущением [таблицы 7](#): его применение сократило бы дополнительную торговлю и выгоду от торгового арбитража примерно на 35–50% (см. консервативную проверку в [приложении Б.4](#)). Поэтому приведенные далее объемы торговли следует рассматривать как сценарное допущение, а не прямое увеличение пропускной способности.

Прирост доступной способности достигается по четырем направлениям.

- Улучшение наблюдаемости и управляемости: SCADA/EMS, PMU, WAMS/WACS, оценка состояния, автоматизированные корректирующие воздействия и более точное определение пределов устойчивости.
- Операционная координация: АРЧМ, совместное планирование ремонтов, расчет NTC/ATC, координация резервов и прогнозирование ВИЭ.
- Локальные усиления: реконструкция подстанций, трансформаторов и защит, компенсация реактивной мощности, замена проводов и снятие отдельных узких мест.
- Новые сетевые проекты: межгосударственные линии и внутренние коридоры, ограничивающие доставку мощности до границы или от границы к центрам нагрузки.

В осенне-зимний период 2024–2025 гг. отдельные контролируемые сечения ОЭС ЦА уже работали с минимальными запасами устойчивости или с превышением допустимых перетоков. Поэтому эффект от новых межгосударственных линий будет ограничен без параллельного снятия внутренних ограничений в Узбекистане, Казахстане, Ферганском энергоузле и северной части Таджикистана.

Операционная экономия и торговый арбитраж

Операционная экономия возникает, когда импорт замещает более дорогую генерацию, аварийный ввод неэффективных блоков, топливные ограничения или вынужденную редиспетчеризацию:

$$B_s^{trade} = \Delta E_s \times \Delta MC_s^{net}$$

Чистый спред представляет собой разницу между предотвращенными предельными затратами импортирующей системы и полной доставленной стоимостью поставки, включая затраты экспортера, сетевые потери и передачу. Он не равен разнице регулируемых тарифов. Для региональной калибровки использованы результаты конкурентных закупок ВИЭ: солнечные PPA в Узбекистане преимущественно находились в диапазоне около 22–30 долл./МВт·ч, а победившие заявки аукционов Казахстана 2024 г. соответствовали примерно 20 долл./МВт·ч для отдельного ветрового проекта и 30–34 долл./МВт·ч для солнечных проектов при среднегодовом курсе 2024 г. Эти показатели являются долгосрочными контрактными ценами и используются только как ориентир стоимости низкоуглеродной электроэнергии, они не определяют напрямую принятый торговый спред (IFC, 2022; World Bank, 2025; KOREM, 2024a; KOREM, 2024b).

Чистый спред 5–18 долл./МВт·ч, применяемый в расчетах, является сценарным допущением ЕАБР и представляет собой разницу между предотвращенными переменными затратами импортирующей системы и доставленной переменной стоимостью трансграничной поставки, включая потери и стоимость передачи. Нижняя граница соответствует торговле в часы невысокой стоимости дефицита и конкурентной поставке ВИЭ или гидроэнергии; верхняя граница относится к часам топливных ограничений, высокой остаточной нагрузки и замещения более дорогой тепловой генерации.

При соответствующих объемах торговли операционная экономия может находиться в следующих диапазонах:

- 20–110 млн долл. в год при частичной интеграции;
- 35–200 млн долл. при углубленной интеграции;
- 50–290 млн долл. при развитой архитектуре.

Один и тот же диапазон спреда применяется ко всем трем сценариям; углубление интеграции, как ожидается, смещает реализованные спреды к верхней части диапазона, поскольку обеспечивает доступ к большему числу пиковых часов и возможность замещать более дорогую генерацию. При этом дешевый ресурс ВИЭ должен сохранять ценовое преимущество для покупателя: оценка не предполагает, что вся торговля будет происходить по стоимости аварийной энергии. Фактический эффект будет зависеть от договорных цен, топливных затрат, потерь, транзитных платежей и правил распределения доходов от управления перегрузками (*congestion rent*).

Совместное резервирование и отсрочка или предотвращение инвестиций в мощности

Наиболее значительный потенциальный эффект связан не с торговым арбитражем, а с сокращением потребности каждой страны полностью страховать собственные пики, аварии и вариабельность ВИЭ внутри национального периметра.

Учитываться может только трансграничный ресурс, который:

- доступен в критические часы;
- не требуется одновременно стране-экспортеру;
- может быть доставлен через сеть при критерии N-1;
- имеет подтвержденный вклад в достаточность мощности;
- обеспечен договорным или рыночным обязательством.

Для оценки надежный вклад принимается существенно ниже прироста АТС. В зависимости от сценария и степени совпадения пиков он составляет примерно:

- 0,3–0,7 ГВт при частичной интеграции;
- 0,7–1,4 ГВт при углубленной интеграции;
- 1,2–2,2 ГВт при развитой архитектуре.

Для оценки предотвращенных инвестиций используется региональный ориентир капиталоемкости новой CCGT в диапазоне 700–1800 долл./кВт. Нижняя часть диапазона подтверждается проектом Сырдарьинской CCGT мощностью 1500 МВт с общей стоимостью около 1,02 млрд долл., или примерно 680 долл./кВт; проект Сурхандарьинской CCGT мощностью 1560 МВт оценивается примерно в 1,25 млрд евро, или около 800 евро/кВт ([EBRD, 2020](#); [AIIB, 2025](#)).

Более поздний региональный ориентир дает контракт на расширение Талимарджанской ТЭС (блоки CC3/CC4, турбины Mitsubishi M701F), подписанный в ноябре 2022 г.: стоимость около 767–772 млн долл. на мощность 900–1065 МВт, или примерно 720–860 долл./кВт. Верхняя граница диапазона (до 1800 долл./кВт) учитывает риск удорожания нового заказа газовых турбин в условиях глобального дефицита производственных слотов, который усилился в 2023–2025 гг. на фоне спроса дата-центров: по данным независимого анализа рыночных контрактов ([GridLab et al., 2025](#)), фактическая стоимость CCGT-проектов с вводом в 2026–2027 гг. в среднем на 20–55% превышает модельные оценки 2023 г. Диапазон, таким образом, отражает не только капиталоемкость самого объекта, но и риск даты размещения заказа на оборудование.

При ставке дисконтирования 8%, сроке службы 25 лет и постоянных эксплуатационных расходах около 15 долл./кВт·год это соответствует приведенной годовой постоянной стоимости около 80–185 долл./кВт·год (при ставке 10% и сроке службы 20 лет верхняя граница выросла бы примерно до 230 долл./кВт·год; см. [приложение Б.4](#)). Топливо и переменные затраты не включаются, чтобы избежать двойного счета с операционной экономией.

При регионально откалиброванных параметрах потенциальная экономия от предотвращения или отсрочки дублирующих мощностей может составить:

- 25–130 млн долл. в год;
- 55–250 млн долл.;
- 100–400 млн долл. соответственно.

Эта категория является наиболее крупной и одновременно наиболее неопределенной. Эти значения отражают потенциальную экономическую ценность предотвращенных или отсроченных инвестиций в мощности, а не гарантированный зачет мощности. Любой вклад мощности, используемый для планирования или инвестиционных решений, должен быть подтвержден вероятностным анализом достаточности мощности (LOLE, EENS и ELCC), включая совпадение пиков, гидрологию, наличие топлива, вынужденные отказы и сетевую доставляемость.

Снижение вынужденных ограничений ВИЭ

Наиболее детализированный прогноз curtailment имеется для Узбекистана. При вводе около 11,4 ГВт ВИЭ ограничения выработки могут достигать примерно 3,5 млрд кВт·ч, или около 13,6% потенциальной генерации. Это соответствует примерно 0,30 млрд кВт·ч curtailment на 1 ГВт установленной мощности ВИЭ.

Для остальных стран используется сценарное масштабирование с поправкой на размер энергосистемы, структуру ВИЭ, наличие балансирования, связанность сетей и ожидаемый ввод новых мощностей.

↓ Таблица 8. Сценарная скрининговая оценка потенциального curtailment ВИЭ в регионе к 2030 г.

Энергосистема	Предпосылка оценки	Потенциальный curtailment, млрд кВт·ч в год
Узбекистан	Прогноз при вводе около 11,4 ГВт ВИЭ	3,3–3,6
Казахстан	Масштабный ввод ВИЭ, внутренние ограничения, слабость транзита Север — Юг и отдельных узлов	1,8–3,0
Таджикистан	Планируемый ввод около 2 ГВт ВИЭ при наличии гидрорегулирования и сетевых ограничений	0,2–0,4
Кыргызстан	Ограниченный, но растущий ввод СЭС при наличии гидрогибкости	0,05–0,15
ИТОГО		5,4–7,2

Примечание: за исключением Узбекистана, оценки являются региональными скрининговыми допущениями, основанными на масштабировании и характеристиках систем, а не результатами хронологического моделирования диспетчеризации. Поэтому их следует интерпретировать как ориентировочные диапазоны потенциальной подверженности curtailment.

Источник: оценка ЕАБР на основе материалов КДЦ «Энергия», национальных планов развития ВИЭ и регионального масштабирования.

Казахстанская оценка ниже пропорционального пересчета узбекского показателя, поскольку энергосистема страны крупнее и связана с ЕЭС России. Одновременно риск остается существенным из-за концентрации ВИЭ в отдельных узлах и ограничений внутренней передачи. Для Таджикистана коэффициент ниже благодаря ГЭС и водохранилищам, но гидрогибкость ограничена водностью, ирригационными попусками, состоянием оборудования и сетевой доставляемостью.

Региональная интеграция может устранить только ту часть curtailment, которая связана с недостатком зоны спроса, ограниченной передачей между регионами и дефицитом балансирующих ресурсов. Ограничения внутри локального узла до выхода на магистральную сеть требуют отдельного сетевого усиления.

Стоимость сохраненной выработки принимается в диапазоне 15–35 долл./МВт·ч. Нижняя граница соответствует наиболее конкурентным результатам региональных аукционов ВИЭ, верхняя — солнечным РРА и аукционным результатам в южной зоне Казахстана с учетом различий в валютной индексации, подготовке площадки и сетевых условиях. Показатель не является прогнозом компенсации по РРА: он отражает экономическую ценность полезной низкоуглеродной выработки, которая иначе была бы ограничена.

При данных допущениях потенциальный эффект может составить:

- 10–40 млн долл. в год при частичной интеграции;
- 25–100 млн долл. при углубленной интеграции;
- 40–160 млн долл. при развитой архитектуре.

Эффект надежности и аварийной поддержки

Эффект надежности отражает снижение затрат на аварийный импорт, работу неэффективных блоков, внеплановую редиспетчеризацию, топливное переключение и потенциальный недоотпуск энергии.

Он оценивается через объем мощности, доступной в стрессовые часы, продолжительность таких режимов и стоимость аварийного покрытия. Для предотвращения двойного счета сюда включаются только переменные затраты стрессовых режимов, а не стоимость строительства резервной мощности. Приведенные ниже диапазоны соответствуют примерно 0,07–0,11, 0,2–0,3 и 0,4–0,5 млрд кВт·ч в год энергии, поставляемой за счет региональной поддержки в стрессовые часы, при оценке в 150–350 долл./МВт·ч ([приложение Б](#), [таблица 37](#)).

При данных допущениях потенциальный эффект оценивается в диапазоне:

- 10–40 млн долл. в год при частичной интеграции;
- 30–100 млн долл. при углубленной интеграции;
- 60–180 млн долл. при развитой архитектуре.

Ширина диапазона отражает неопределенность числа стрессовых часов, доступности внешней поддержки, стоимости аварийной энергии и вероятности фактического недоотпуска.

Затраты на интеграцию

Затраты включают не только новые межгосударственные линии. В состав затрат также входят:

- усиление внутренних сетей и подстанций;
- цифровые инструменты мониторинга и управления;
- создание защищенных каналов связи и кибербезопасность;
- инструменты лучшего прогнозирования ВИЭ;
- расчетная платформа.

При частичной интеграции основную долю составляют цифровизация, локальные усиления и операционная координация. Углубленный сценарий требует реализации приоритетных сетевых проектов. Развитая архитектура предполагает более крупный инвестиционный пакет, включая внутренние транзитные коридоры и полный региональный контур управления.

При данных допущениях приведенные годовые затраты оцениваются в диапазоне:

- 50–100 млн долл. при частичной интеграции;
- 200–350 млн долл. при углубленной интеграции;
- 450–750 млн долл. при развитой архитектуре.

Эти показатели являются приведенными годовыми сценарными допущениями на уровне портфеля, а не текущими оценками затрат по отдельным проектам, упомянутым в других разделах доклада. В качестве порядка величины при коэффициенте возврата капитала около 0,1 такие годовые затраты соответствуют совокупным инвестициям до примерно 1 млрд долл., 2–3,5 млрд долл. и 4,5–7,5 млрд долл. соответственно. Диапазоны должны уточняться на основе актуальных оценок CAPEX по каждому объекту, сроков строительства, стоимости финансирования и распределения затрат между странами.

Итоговая оценка

↓ Таблица 9. Предварительная сценарная скрининговая оценка потенциального годового системного эффекта в базовом сценарии, млн долл./год

Компонент	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая региональная архитектура
Операционная экономия и торговый арбитраж	65	118	170
Отсрочка или предотвращение инвестиций в мощности	78	153	250
Снижение curtailment ВИЭ	25	63	100
Надежность и аварийная поддержка	25	65	120
Валовой системный эффект	193	398	640
Приведенные годовые затраты	75	275	600
Чистый эффект, базовый сценарий (среднее значение)	118	123	40
Отношение выгод к затратам, базовый сценарий	2,6	1,4	1,1

Примечание: оценки отражают региональный системный экономический эффект, а не финансовую отдачу для отдельных стран, компаний или инвесторов. Платежи между участниками региона, включая транзитные доходы, платежи за системные услуги и доходы от управления перегрузками (congestion rent), в основном перераспределяют выгоды внутри региона и не рассматриваются как дополнительные региональные выгоды. Значения являются годовыми потоками в устойчивом режиме, а не накопленными суммами или суммами за срок службы (эквиваленты за срок службы приведены в [приложении Б.4, таблица 38б](#)). Центральные значения представляют собой средние точки диапазонов компонентов и затрат, приведенных в предыдущих разделах, и могут не совпадать с суммой из-за округления. Анализ чувствительности представлен в [приложении Б.4 \(таблица 38а\)](#). Исходные диапазоны: валовой системный эффект 65–320, 145–650 и 250–1 030, приведенные годовые затраты 50–100, 200–350 и 450–750 для трех сценариев соответственно.

Источник: расчеты экспертов ЕАБР.

Диапазоны отдельных компонентов эффекта, описанные выше, положительно коррелированы: они, как правило, растут и падают вместе. Рост торговли, снижение curtailment ВИЭ и уменьшение потребности в национальных резервных требованиях зависят от одного и того же набора условий: сетевой доступности,

цифровой наблюдаемости, платежной дисциплины и зрелости рыночных правил. Поэтому диапазоны валового эффекта представляют собой суммы нижних и верхних границ, соответствующие согласованным случаям низкой и высокой реализации. Затраты на интеграцию, напротив, определяются главным образом CAPEX, сроками строительства и условиями финансирования, а не реализацией выгод. Поэтому в [таблице 9](#) приведены центральный случай (середина каждого диапазона) и благоприятный случай. Сочетания низких выгод с высокими затратами являются стресс-случаями, а не сценарными диапазонами; они представлены в анализе чувствительности в [приложении Б.4 \(таблица 38а\)](#).

Степень определенности отдельных компонентов эффекта различается. Наиболее непосредственно оцениваются операционная экономия и торговый арбитраж, поскольку они опираются на наблюдаемые объемы межсистемных обменов, диапазоны ценовых спредов и оценку дополнительной торговли. Оценка сокращения вынужденных ограничений ВИЭ также может быть относительно надежно уточнена по мере появления почасовых данных о генерации, ограничениях и сетевых режимах.

Более высокой неопределенностью характеризуются эффекты, связанные с надежностью и замещением резервной мощности. Экономия от предотвращенного или отсроченного строительства дублирующих мощностей потенциально является одним из крупнейших источников регионального эффекта, однако ее величина зависит от того, какая часть ресурсов соседних энергосистем может считаться надежно доступной именно в критические часы. Для инвестиционного обоснования этот эффект должен подтверждаться вероятностной оценкой достаточности мощности с учетом параметров сетевой доступности (LOLE, EENS, ELCC и др.), гидрологических и топливных ограничений, аварийности оборудования и т.д. Аналогично оценка аварийной поддержки зависит от частоты и продолжительности стрессовых режимов и стоимости недоотпуска энергии. Поэтому оценки, приведенные в [таблице 9](#) и в анализе чувствительности ([приложение Б.4](#)), следует интерпретировать как предварительную оценку порядка потенциального системного эффекта, а не как результаты детального анализа отдельных инвестиционных проектов.

Предельная отдача снижается по мере углубления интеграции. В центральном случае частичная интеграция дает около 2,6 долл. годовой выгоды на 1 долл. приведенных годовых затрат. Переход от частичной к углубленной интеграции добавляет около 205 млн долл. годовой выгоды при дополнительных годовых затратах около 200 млн долл. (предельное отношение около 1,0), а переход от углубленной интеграции к развитой архитектуре добавляет около 240 млн долл. при 325 млн долл. дополнительных затрат (около 0,7). Наименее затратные меры — мониторинг, расчет доступной пропускной способности, операционная координация и устранение наиболее жестких узких мест — реализуются в первую очередь. Последующие этапы требуют более протяженных линий, внутренних коридоров и управляемых межсистемных связей, при этом потоки выгод все больше пересекаются, поскольку торговля, снижение curtailment и экономия мощности опираются на одну и ту же дополнительную пропускную способность, и частично насыщаются, поскольку гидроэнергетическая гибкость конечна, а ценовые спреды

сужаются по мере роста торговли. Это сопоставление трех сценарных точек, а не непрерывный оптимум, и оно не учитывает невыраженные в расчете выгоды, такие как опционность внешних коридоров и повышение внутренней надежности. Тем не менее оно подтверждает поэтапный подход: частичная интеграция как наиболее устойчивый первый шаг, углубленная интеграция с отбором проектов по предельной отдаче и развитая архитектура только там, где предыдущие этапы подтверждают, что загрузка и институциональные условия это оправдывают.

Значения в [таблице 9](#) являются годовыми потоками, а не накопленными суммами или суммами за срок службы. На горизонте 25 лет при ставке дисконтирования 8% центральный случай соответствует приведенной стоимости чистых выгод около 1,3 млрд долл. как для частичной, так и для углубленной интеграции и около 0,4 млрд долл. для развитой архитектуры. Эквиваленты за срок службы, включая их чувствительность к ставке дисконтирования и постепенному наращиванию выгод, приведены в [приложении Б.4 \(таблица 386\)](#).

Результаты позволяют сделать несколько выводов.

- Положительный эффект возможен уже на этапе улучшения использования существующих сетей. Цифровизация, управление устойчивостью, расчет чистой пропускной способности и координация режимов могут создать заметный результат до завершения крупных сетевых проектов.
- Углубленный сценарий сочетает приоритетные сетевые усиления и начальные рыночные механизмы с меньшими инфраструктурными затратами и институциональной сложностью, чем развитая архитектура, и поэтому представляет собой важный промежуточный вариант для дальнейшей технико-экономической проработки. Его чистый эффект в центральном случае сопоставим с частичной интеграцией, но потенциал роста существенно выше (до 450 млн долл. в год). Частичная интеграция имеет наибольшее отношение выгод к затратам и наименьший риск неблагоприятного исхода, что делает ее наиболее устойчивым первым шагом. В предельном выражении переход от частичной к углубленной интеграции в центральном случае примерно окупает себя (около 1,0 долл. выгоды на 1 долл. дополнительных затрат), поэтому отдельные проекты следует отбирать по предельной отдаче. Углубленный пакет также менее чувствителен к удорожанию инфраструктуры и неполному открытию рынка, чем полномасштабная оптимизация.
- Развитая региональная архитектура создает наибольший валовой эффект, но ее результат сильнее зависит от реализации всех элементов: внутренних сетевых усилений, цифрового управления, платежной дисциплины, краткосрочных рынков и доступа к резервам. Строительство дорогостоящей инфраструктуры без устранения коммерческих и диспетчерских барьеров может иметь существенно более низкую загрузку и отдачу. В центральном случае ее чистый эффект близок к безубыточности (переход от углубленной интеграции к развитой архитектуре дает около 0,7 долл. выгоды на 1 долл. дополнительных затрат), поэтому ее следует реализовывать по мере подтверждения результатов предыдущих этапов.

Региональный чистый эффект не означает, что каждая участвующая страна получает положительный финансовый эффект при любом сценарии. Системная оценка не показывает, как выгоды распределяются между странами. Количественное распределение требует почасовой модели, описанной в [приложении Б.7](#), однако основные каналы можно выделить уже сейчас:

- Узбекистан: около половины или более предотвращенного curtailment ВИЭ ([таблица 8](#)), доступ к гидроэнергетической гибкости для балансирования солнечной генерации и транзитные доходы от перетоков из Туркменистана и в Кыргызстан;
- юг Казахстана: снижение затрат на надежность и аварийную поддержку, меньшая загрузка транзита Север — Юг благодаря лучшему управлению небалансами и транзитные доходы от перетоков Россия — Кыргызстан;
- Кыргызстан: оплата гидроэнергетической гибкости, более надежный зимний импорт и снижение нагрузки на Токтогульское водохранилище;
- Таджикистан: монетизация летней гидроэнергии, сокращение непроектируемых сбросов и будущая оплата услуг балансирования Вахшского каскада;
- Туркменистан и Афганистан: экспортные доходы и более надежное электроснабжение соответственно, при условии соблюдения условий межсистемных соединений, описанных в [главах 8 и 9](#).

Выгоды от совместного резервирования — наиболее крупного и наиболее неопределенного компонента — достаются в основном импортирующим системам, тогда как затраты на гибкость, транзит и усиление сетей часто несут другие страны. Поэтому правила распределения выгод и затрат ([глава 7](#)) являются необходимым условием перехода к углубленному и развитому сценариям. Распределение выгод и затрат по странам и соответствующие механизмы компенсации или распределения затрат требуют отдельной оценки на уровне проектов.

An aerial photograph of a massive concrete dam situated in a deep, rugged mountain valley. A river flows from the dam towards the foreground, where it cascades over a rocky ledge, creating a large waterfall with white foam. The surrounding mountains are steep and rocky, with some sparse vegetation. The sky is clear and blue.

6.

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА КАК
ОПЛАЧИВАЕМЫЙ РЕСУРС
СИСТЕМНОЙ ГИБКОСТИ

Значительная часть экономического эффекта региональной интеграции связана с маневренностью систем: резервами, балансированием, снижением вынужденных ограничений выработки ВИЭ и замещением дорогих стрессовых режимов. Основным источником такой маневренности в Центральной Азии в настоящее время — гидроэнергетика. Она помогает поддерживать надежность, снижать потребность в дорогой пиковой тепловой генерации, интегрировать ВИЭ и уменьшать углеродоемкость электроэнергетики.

По оценкам КДЦ «Энергия» и программы [USAID \(2024\)](#), Кыргызстан способен экспортировать до 0,8 млрд кВт·ч балансирующей энергии, Таджикистан — до 1,02 млрд кВт·ч балансирующей энергии в 2032 г. Указанные значения отражают оценочный технический потенциал в рассматриваемом сценарии и не означают гарантированную доступность ресурса для регионального рынка. Фактический объем будет зависеть от водности, внутреннего спроса, режима водохранилищ, состояния оборудования и сетевой доставляемости.

При этом вода в регионе является многоцелевым ресурсом. Она связана с производством электроэнергии, ирригацией, экологическими попусками, продовольственной безопасностью и межгосударственными обязательствами. Гидроэнергетическая гибкость может рассматриваться как региональная услуга только при соблюдении национальной энергетической безопасности стран верховья, ирригационных режимов, экологических попусков и межгосударственных водохозяйственных обязательств.

Международная литература по интеграции ВИЭ показывает, что диспетчируемая гидроэнергетика имеет ценность не только как источник энергии, но и как источник готовности, резервов, регулирования и надежно доступной мощности для низкоуглеродных энергосистем ([Stark and Brinkman, 2023](#)). В Центральной Азии накладывается дополнительное измерение через водные ограничения: водность рек, ирригационные приоритеты, экологические попуски и межгосударственные водохозяйственные договоренности ([OECD, 2025](#)).

Для оценки гидроэнергетической гибкости целесообразно использовать сценарный подход. В расчетах следует учитывать различные сценарии приточности рек, включая P50/P90-подход, приоритеты ирригации, экологические попуски, внутреннюю энергетическую надежность стран верховья и потребности соседних энергосистем в регулировании. Такой подход позволяет оценивать не номинальную мощность ГЭС, а реально доступную гибкость в конкретный сезон, час и водохозяйственный режим.

В рамках «среднего пути» гидроэнергетика становится частью более сложной региональной архитектуры. Ее ценность раскрывается при сочетании трех условий: согласованных водно-энергетических режимов, достаточной сетевой пропускной способности и прозрачной оплаты гибкости. Такой подход помогает укрепить надежность ОЭС ЦА, снизить стоимость интеграции ВИЭ и обеспечить учет национальных интересов стран верховья и низовья.

Нарын-Сырдарьинский каскад ГЭС

Нарын-Сырдарьинский каскад является центральным водно-энергетическим контуром для Кыргызстана, Узбекистана и Казахстана. Он регулирует сток рек Нарын, Карадарья, Чирчик и Сырдарья на участке от Токтогульского до Чардаринского водохранилища протяженностью около 1000 км. Важнейшие водохранилища включают Токтогульское, Чарвакское, Андижанское, Кайраккумское и Шардаринское.

↓ Таблица 10. Ключевые водохранилища Нарын-Сырдарьинского каскада

Водохранилище	Страна/зона	Емкость, млрд м ³	Тип регулирования
Токтогульское	Кыргызстан	19,5	Многолетнее
Чарвакское	Узбекистан	2,0	Сезонное
Андижанское	Узбекистан	1,9	Сезонное
Кайраккумское	Таджикистан	4,03	Сезонное
Шардаринское	Казахстан	5,7	Сезонное

Источник: КДЦ «Энергия».

Токтогульское водохранилище имеет проектную полную емкость 19,5 млрд м³ и выполняет функцию многолетнего регулирования. Токтогульская ГЭС мощностью 1440 МВт (после реабилитации) обеспечивает водовыпуски и покрывает наиболее напряженную часть графика нагрузки. Практическая роль Токтогула складывается из трех задач: покрытие внутреннего спроса Кыргызстана, выполнение водохозяйственных попусков для стран низовья в вегетационный период и предоставление регулирующей мощности для ОЭС ЦА в часы пиков и небалансов. Эти задачи не всегда совпадают по времени. Ирригационные потребности стран низовья концентрируются летом, энергетический спрос Кыргызстана особенно чувствителен зимой, а потребности региона в системной гибкости растут в течение всего года по мере интеграции ВИЭ.

Поэтому использование Токтогульского водохранилища требует согласованного режима, а не только коммерческого графика продажи электроэнергии. Механизм подготовки режима включает водохозяйственные организации стран, БВО «Сырдарья», энергетические ведомства, гидрометслужбы и КДЦ «Энергия». Водные потребности согласуются с БВО «Сырдарья», затем КДЦ «Энергия» на основе данных энергосистем и прогноза водности рассчитывает ожидаемые режимы на вегетационный и невегетационный периоды. Эти расчеты используются при подготовке межправительственных соглашений и протоколов.

Рост потребления в Кыргызстане делает этот механизм более напряженным. По данным КДЦ «Энергия», годовое потребление электроэнергии в Кыргызстане выросло с 14,6 млрд кВт·ч в 2014 г. до 19,3 млрд кВт·ч в 2025 г. В меженный зимний период потребление увеличилось с 10 до 11,3 млрд кВт·ч, в вегетационный период — с 4,6 до 6,9 млрд кВт·ч. Даже увеличение импорта из соседних

энергосистем в последние годы не позволяет устойчиво восстановить отметки Токтогульского водохранилища.

Камбаратинская ГЭС-1 в этой схеме является проектом зимней энергетической устойчивости Кыргызстана и сохранения регулирующей функции Токтогульского водохранилища. Региональная значимость проекта состоит в переносе части энергетической нагрузки с Токтогула и укреплении водно-энергетического баланса Нарын-Сырдарьинского каскада.

Пример Нарын-Сырдарьинского каскада показывает непростую ситуацию, где долгосрочные перспективы энергетики необходимо сочетать с водохозяйственными потребностями, устойчивостью водохранилищ и национальной энергетической безопасностью стран верховья.

Вахшский каскад ГЭС

Если Нарын-Сырдарьинский каскад тесно связан с водообеспечением Сырдарьи, то Вахшский каскад является основой энергоснабжения Таджикистана и важным источником летней низкоуглеродной электроэнергии для соседних стран. Его значение будет расти по мере завершения строительства Рогунской ГЭС.

Основным регулирующим объектом Вахшского каскада является Нурекское водохранилище. Его полный объем составляет 10,5 млрд м³ (полезный — 4,5 млрд м³), а режим регулирования является сезонным. Нурекская ГЭС в осенне-зимний период работает преимущественно в энергетическом режиме, обеспечивая внутреннее потребление Таджикистана и создавая условия для приема паводковых вод. В период вегетации режим Вахшского каскада также учитывает потребности ирригации в воде, но имеет свои особенности, поскольку Нурекское водохранилище обладает сезонным, а не многолетним регулированием.

↓ Таблица 11. Ключевые объекты Вахшского каскада

Объект	Параметр	Тип регулирования
Нурекское водохранилище	10,5 млрд м ³	Сезонное регулирование
Нурекская ГЭС	Основной энергопроизводитель Таджикистана	Суточное/сезонное участие в режиме
Рогунское водохранилище	13,3 млрд м ³	Многолетнее регулирование
Рогунская ГЭС	Проектная мощность 3780 МВт	После завершения — крупная регулирующая ГЭС

Источник: КДЦ «Энергия».

В период изолированной работы Таджикистана на Нурекском водохранилище регулярно возникали холостые сбросы воды в летний период. Они были связаны с тем, что водохранилище принимает паводковые воды, а возможности продажи электроэнергии в соседние системы были ограничены. После восстановления торговли с Узбекистаном в 2018 г. объемы холостых сбросов резко сократились,

но полностью избежать их не удалось из-за ограничений пропускной способности внутренних сетей 220 кВ в Таджикистане, которые не позволяют выдать полную мощность нижних станций каскада.

Возврат Таджикистана к параллельной работе с ОЭС ЦА повысил практическую ценность его гидроэнергетики для региона. Летние поставки в Узбекистан позволяют снижать расход топлива, сокращать холостые сбросы воды и повышать гибкость энергосистемы в условиях роста солнечной генерации. Однако опыт 2024 г. показал, что одного наличия гидроресурса недостаточно: его реализуемость обеспечивается пропускной способностью сети, а часть потенциальной выработки осталась нереализованной из-за сетевых ограничений.

Рогунская ГЭС с проектной мощностью 3780 МВт может изменить режим всего Вахшского каскада. Рогунское водохранилище объемом 13,3 млрд м³ расположено выше Нурека и относится к водохранилищам многолетнего регулирования. Перерегулирование стока позволит снизить холостые сбросы на Нурекском водохранилище и формировать водовыпуски в большей привязке к коммерческим объемам электроэнергетики.

В этой связи особое значение будут иметь договорные условия будущих поставок. В регионе уже прорабатывается проект торгового соглашения об основных принципах сотрудничества с Рогунской ГЭС. По нему Узбекистан и Казахстан могут покупать согласованные объемы электроэнергии, а Рогунская ГЭС — вырабатывать эти объемы с мая по сентябрь по мере роста мощности станции. В соглашении отдельно оговаривается поставка преимущественно в часы пикового дефицита по согласованному неравномерному суточному графику.

Такой график повышает системную ценность гидроэнергетики. Гидроэнергетика продает не только энергию, но и форму графика. Поставка в часы пикового дефицита ценнее ровной базовой поставки: она снижает потребность в пиковой тепловой генерации, помогает балансировать ВИЭ и повышает надежность соседних систем.

В будущей рыночной архитектуре ключевыми могут стать продукты, связанные с обеспечением гибкости энергосистем: пиковые мощности, вторичные и третичные резервы, инерция. Таджикистан может стать одним из главных поставщиков низкоуглеродной гибкости в ОЭС ЦА. Эта роль реализуется при развитии сетей, прозрачных долгосрочных договоров, учете водных условий и оплате системной ценности гибкости.

Маневренная эксплуатация ГЭС

ГЭС и ГАЭС обладают высокой маневренностью. Они могут быстро изменять мощность, покрывать пиковую и полупиковую части графика нагрузки, выполнять функции аварийного и нагрузочного резервов, участвовать в регулировании частоты и выдавать реактивную мощность (с учетом гидрологических, ирригационных и технических ограничений). В условиях роста ВИЭ эта роль становится более ценной.

Пуск гидроагрегата из остановленного положения в турбинном режиме с синхронизацией и полным набором мощности занимает 1–2 минуты, а при вращении

на холостом ходу — 15–30 секунд. Изменение мощности гидроагрегата или его остановка занимают несколько секунд. Поэтому BESS целесообразны для очень быстрого первичного реагирования, а ГЭС — для вторичного регулирования, покрытия пиков, аварийной поддержки и сезонной гибкости.

Однако эксплуатация ГЭС в маневренном режиме имеет стоимость. Частые пуски и остановки, работа на неполной нагрузке, быстрые изменения мощности и участие в регулировании повышают эксплуатационные нагрузки на оборудование. Это отражается на турбинах, генераторах, гидромеханическом оборудовании, системах управления и ремонтных циклах. По оценке [Seidel et al. \(2014\)](#) для турбины Francis, переход от базового режима к сценарию стабилизации сети сокращал усталостный ресурс примерно на порядок.

↓ Рисунок 9. Системные услуги, предоставляемые ГЭС

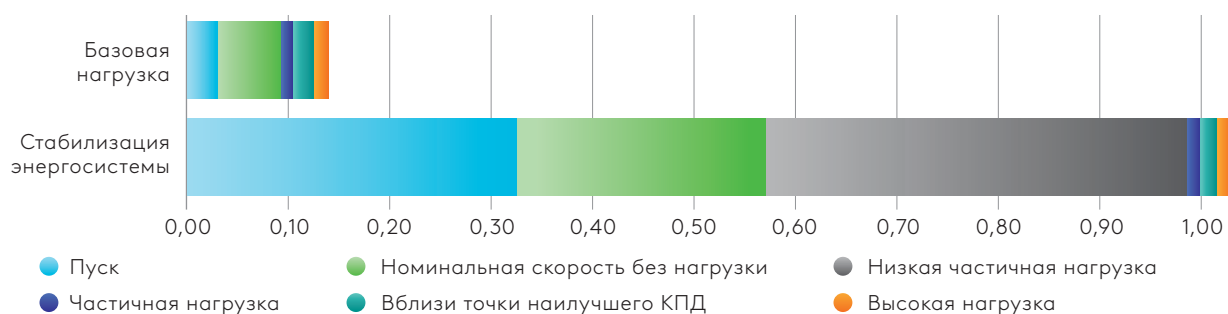
				Тип гидроэлектростанции		
				Русловая	Плотинная	ГАЭС
Выработка электроэнергии				●	●	●
Балансирование				Положительное	●	●
				Отрицательное	●	●
Системные услуги	Регулирование частоты	Первичное	Положительное	●	●	●
			Отрицательное	●	●	●
		Вторичное	Положительное	●	●	●
			Отрицательное	●	●	●
		Третичное	Положительное	●	●	●
			Отрицательное	●	●	●
	Нечастотное регулирование	Поддержка напряжения		●	●	●
		Компенсация потерь активной мощности		●	●	●
		Пуск после полного обесточивания		●	●	●

Источник: адаптировано из [IRENA \(2023\)](#).

Если ГЭС используется как системная гибкость для соседних энергосистем, эти издержки важно признавать и компенсировать.

Гидроэнергетическая гибкость предоставляет системе не только кВт·ч, но и готовность, скорость реакции, регулирование, вклад в резервы и возможность сохранить воду для более ценных часов или сезонов. Поэтому оплата такой услуги может учитывать фактически поставленную энергию, готовность, эксплуатационный износ, альтернативную стоимость воды, недовыработку и водохозяйственные ограничения.

↓ Рисунок 10. Относительный износ оборудования ГЭС при различных режимах работы



Источник: IRENA (2023).

Такой подход может помочь урегулировать чувствительный вопрос о неоплачиваемом предоставлении водного ресурса и регулирования странами верховья. Региональный рынок устойчив только тогда, когда покупатель понимает, за что платит: за энергию, доступную мощность, скорость реакции и надежность системы, а поставщик получает понятную компенсацию.

В действующих схемах взаимопоставок эта ценность часто остается скрытой. Стороны при наличии возможности используют маневренность гидростанций Кыргызстана, чтобы тепловые станции Узбекистана и Казахстана работали в более ровном режиме. В обычной рыночной практике такая услуга регулирования оплачивается согласно действующей «Методике определения услуг по регулированию частоты и активной мощности», тогда как при взаимопоставках электроэнергии отдельная оплата регулирования обычно не выделяется.

Переход от взаимопоставок к рынку мощности и балансирования не отменяет водно-энергетические соглашения. Он делает их более прозрачными. Гидроэнергетика получает плату за регулирование, а страны-получатели — измеримый ресурс для покрытия пиков, снижения вынужденных ограничений выработки ВИЭ и аварийной поддержки.

Накопители энергии, ГАЭС и ГЭС

Гибкость имеет разные временные горизонты и технологические формы. Быстрое первичное реагирование, покрытие вечернего пика, суточный перенос энергии, сезонное хранение воды и резерв на маловодный год требуют разных технологий. Поэтому BESS, ГЭС, ГАЭС и водохранилищные ГЭС выполняют взаимодополняющие функции.

BESS хорошо подходят для быстрого отклика. Они могут за миллисекунды или секунды выдать или принять мощность, помочь удержать частоту и сгладить короткие провалы. При этом показатель в МВт отражает мощность, а МВт·ч — продолжительность работы, поэтому роль накопителей в покрытии вечернего пика оценивается через оба параметра.

ГЭС подходят для вторичного регулирования, покрытия пиков и аварийной поддержки. Они быстрее и гибче большинства тепловых станций, могут менять мощность в течение секунд или минут и работать в разных частях графика нагрузки. Их режим ограничен водой, нижним бьефом, экологическими попусками, состоянием оборудования и водохозяйственными соглашениями.

↓ Таблица 12. Ресурсы системной гибкости и их функции

Ресурс	Типичная функция	Временной горизонт	Ключевое ограничение
BESS	Быстрый частотный отклик, сглаживание кратких провалов, локальная поддержка сети	Миллисекунды — часы	Энергоемкость в МВт·ч и состояние заряда
ГЭС	Вторичное регулирование, пики, аварийный резерв	Секунды — часы	Вода, нижний бьеф, режимы водохранилищ, износ
ГАЭС	Суточный перенос энергии, потребление в профицит и выдача в пик	Часы — сутки	Капитальные затраты, география, вода, сеть
Водохранилища сезонного регулирования	Перенос воды и энергии между сезонами	Недели — сезон	Ирригация, экология, прогноз водности
Водохранилища многолетнего регулирования	Перерегулирование стока между годами	Сезоны — годы	Маловодье и долгосрочные водные правила

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

ГАЭС полезны для суточного переноса энергии. Они могут потреблять электроэнергию в часы профицита и выдавать ее в часы пика. В системе с высокой долей СЭС это особенно важно: дневной солнечный профицит может быть перенесен в вечерний пик. Строительство ГАЭС капиталоемко и требует подходящей топографии, водных ресурсов, сети и экологической оценки.

По оценке Гидропроекта, проведенной по заданию АО «Узбекгидроэнерго», потенциал для строительства ГАЭС в Узбекистане составляет 5 030 МВт.

↓ Таблица 13. Потенциал строительства ГАЭС по регионам Узбекистана

Регион	Количество потенциальных объектов	Суммарный потенциал, МВт
Ташкентский регион	8	2 300
Джизакская область	3	800
Республика Каракалпакстан	1	500
Бухарская область	1	500
Хорезмская область	1	350
Андижанская область	1	330
Кашкадарьинская область	1	250
Итого	16	5 030

Источник: АО «Узбекгидроэнерго».

Наибольший потенциал строительства ГАЭС сосредоточен в Ташкентском регионе: восемь потенциальных объектов суммарной мощностью 2,3 ГВт, или 46% от общего оцененного потенциала. Еще 0,8 ГВт приходится на Джизакскую область. В совокупности семь регионов формируют портфель из 16 потенциальных

объектов ГАЭС общей мощностью около 5 ГВт, что указывает на значимый ресурс для развития системной гибкости, суточного балансирования и интеграции ВИЭ в энергосистеме Узбекистана.

↓ Таблица 14. Перспективные проекты ГАЭС, прорабатываемые АО «Узбекгидроэнерго»

Проект	Мощность, МВт	Стоимость, млн долл.	Выработка, млн кВт·ч	Полезный объем воды, млн м ³	Срок реализации
Верхнепскемская ГАЭС	600	1020	1050	4,4	2024–2031 гг.
Ходжикентская ГАЭС	200	320	400	4,4	2024–2029 гг.
Каратеренская ГАЭС	500	477	900	11,0	2024–2030 гг.
Айдаркульская ГАЭС	300	350	450	10,0	2024–2030 гг.
Итого	1600	2167	2800	29,8	

Источник: Н. Акчабаев (2024). Перспективы развития гидроаккумулирующих электростанций на территории Республики Узбекистан.

В портфель прорабатываемых АО «Узбекгидроэнерго» проектов ГАЭС входят четыре объекта общей мощностью 1,6 ГВт и совокупной оценочной стоимостью около 2,2 млрд долл. Наиболее крупным проектом является Верхнепскемская ГАЭС мощностью 600 МВт в Ташкентской области. В совокупности проекты могут обеспечить до 2,8 млрд кВт·ч выработки в год и сформировать значимый ресурс суточного балансирования, накопления энергии и интеграции ВИЭ в энергосистеме Узбекистана.

По оценке экспертов ЕАБР, рассмотренные проекты ГАЭС могут стать элементом портфеля системной гибкости, однако их фактическая ценность требует подтверждения режимными расчетами, оценкой циклической эффективности, сетевой доступности, гидрологических условий и капитальных затрат.

Водохранилищные ГЭС сезонного и многолетнего регулирования выполняют важную системную функцию. Они позволяют распределять и регулировать ресурс между сезонами и, в отдельных случаях, между годами. Для Центральной Азии это особенно важно из-за сочетания зимнего энергетического спроса, летних ирригационных потребностей, маловодных лет и растущей доли ВИЭ.

Для Центральной Азии наиболее устойчивым выглядит портфель из различных источников. BESS закрывают быстрые и локальные задачи. ГЭС Кыргызстана и Таджикистана обеспечивают вторичное регулирование, пиковую поддержку и сезонную гибкость. ГАЭС помогают переносить дневные профициты ВИЭ в вечерние часы. Маневренные газовые блоки обеспечивают надежную диспетчируемую мощность в стрессовых режимах. Развитые региональные связи объединяют эти ресурсы в общий портфель.

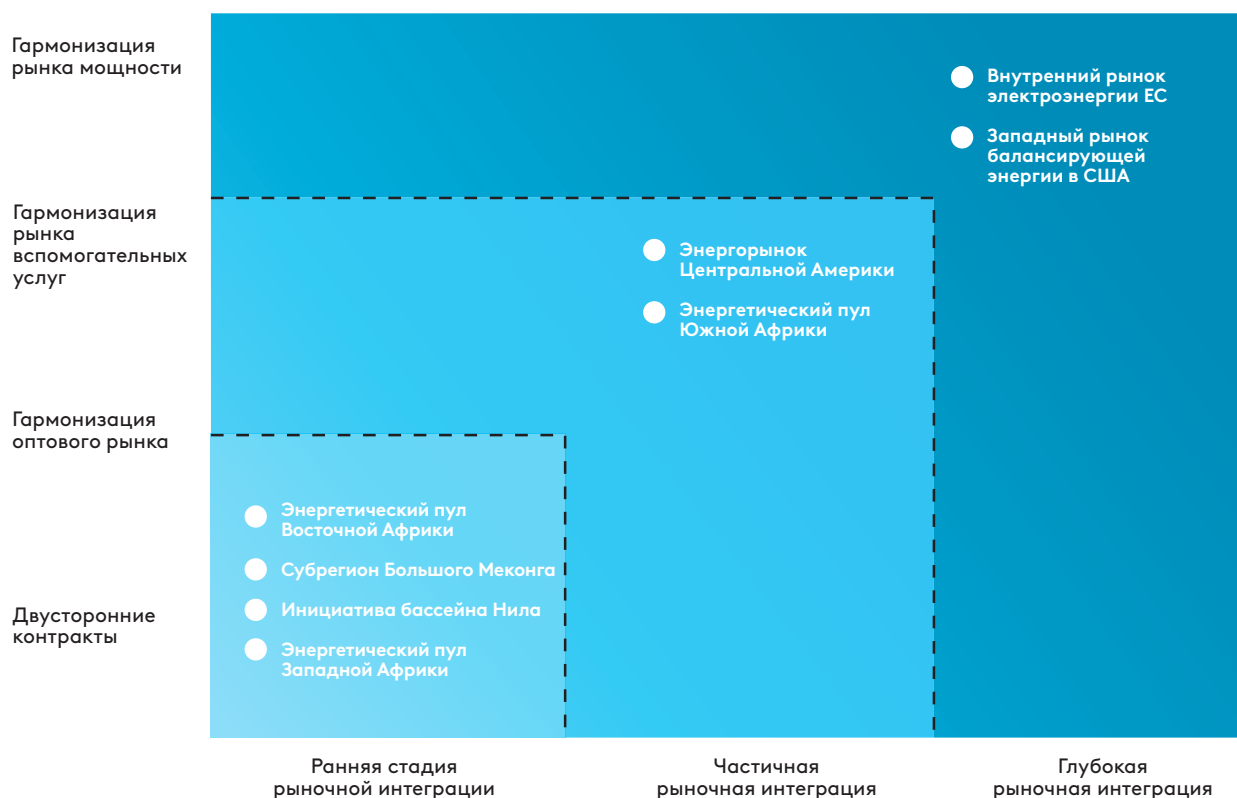
7.

ПОЭТАПНАЯ АРХИТЕКТУРА РЕГИОНАЛЬНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Углубление регионального сотрудничества в электроэнергетике Центральной Азии целесообразно выстраивать не как единовременный переход к «общему рынку», а как поэтапное наращивание функций поверх действующего контура параллельной работы и двусторонней торговли. Как показывает международный опыт (ESMAP, 2025), успешная интеграция развивается через сочетание «твердой» (ЛЭП, трансформаторы, ИТ-системы) и «мягкой» инфраструктуры (техническая координация, коммерческие правила и институты), начиная с пилотных механизмов и охватывая все новых участников по мере созревания. Для Центральной Азии это означает движение от задачи превращения существующей физической связанности в более надежную, прозрачную и управляемую систему к постепенному формированию регионального рынка. При этом большая часть вызовов относится именно к развитию «мягкой» инфраструктуры.

Четырехэтапная модель является адаптацией международной логики поэтапной региональной интеграции. Международные организации по-разному описывают стадии развития рынков, но сходятся в одном: интеграция обычно последовательно движется от двусторонних контрактов и базовой операционной координации к краткосрочным рынкам, затем к балансированию и системным услугам, и только после этого к более сложным механизмам обеспечения долгосрочной достаточности мощности. Такой порядок особенно важен для постсоветских энергосистем, где формальная рыночная реформа без достаточной институциональной и расчетной готовности не гарантирует фактической конкуренции и надежности (Mehta, 2007; Skalamera, 2022; IRENA, 2026; ESMAP, 2025; IEA, 2025).

↓ Рисунок 11. Уровни зрелости интегрированных рынков электроэнергии



Источник: IRENA, 2019.

Врезка 2. Международный опыт и эффекты интеграции

Международный опыт показывает, что региональные рынки электроэнергии редко возникают сразу как полноценные единые рынки. Обычно они развиваются поэтапно: от физической взаимосвязанности и аварийной поддержки к коммерческому учету, расчету пропускной способности, краткосрочной торговле, балансированию и системным услугам. Для Центральной Азии главный урок состоит в том, что рынок обычно следует за технической, институциональной и расчетной готовностью, а не опережает ее.

↓ Таблица 15. Международные примеры экономических выгод интеграции

Регион	Экономический эффект	Оценка эффекта
Латинская Америка	Более эффективное использование уже существующей генерации и трансграничной торговли	До 2 млрд долл. в год потенциальной экономии при расширении торговли без дополнительного ввода генерации
Pan-Arab Electricity Market (PAEM)	Снижение совокупных системных затрат за счет расширения торговли и межсистемных связей	107–196 млрд долл. совокупной экономии в 2018–2035 гг.; около 35 млрд долл. дополнительных выгод при инвестициях в ЛЭП на 7,5 млрд долл.
Southern African Power Pool (SAPP)	Снижение инвестиционных и операционных затрат при координации	К 2040 г. снижение CAPEX на 36 млрд долл. и OPEX на 3 млрд долл. по сравнению с суммой национальных планов
Европа	Снижение затрат на генерацию за счет роста пропускной способности и вытеснения более дорогой генерации	Инвестиции порядка 2 млрд евро в год после 2025 г. и снижение затрат на генерацию до 5 млрд евро в год к 2030 г.

Примечание: приведенные международные оценки относятся к рынкам с различными масштабами, уровнями дохода, валютными режимами, степенью либерализации и институциональной зрелостью регулирования. Эффект европейского рынка формируется в условиях развитого наднационального регулирования и высокой ликвидности, тогда как эффект SAPP и ряда других объединений отражает низкую стартовую базу межсистемной торговли. Эти цифры показывают возможные каналы и порядок эффекта и не являются количественным ориентиром для ОЭС ЦА.

Источник: ESMAP, 2025.

Действующая институциональная архитектура ОЭС Центральной Азии включает Координационный электроэнергетический совет Центральной Азии (КЭС ЦА), созданный для координации параллельной работы энергосистем региона, рационального использования топливно-энергетических ресурсов и содействия выполнению межправительственных соглашений и договоров между субъектами энергетики стран-участниц. КДЦ «Энергия» выполняет технические, диспетчерские, расчетные и координационные функции и в своей деятельности подотчетен КЭС ЦА, который является его высшим органом управления. Поэтому дальнейшее развитие региональной рыночной архитектуры целесообразно рассматривать как распределенную модель, в которой национальные системные операторы

сохраняют ответственность за надежность, КДЦ обеспечивает техническую координацию и обмен данными, а КЭС ЦА служит площадкой межсистемного согласования правил, режимов и направлений развития.

С начала 2026 г. в рамках программы REMIT запущена работа по созданию, вводу в действие и пилотной эксплуатации регионального рынка электроэнергии в Центральной Азии. REMIT может использоваться как институциональный якорь дорожной карты: программа рассчитана на многолетний поэтапный переход к региональному рынку, расширение торговли, усиление пропускной способности, цифровизацию сетей и интеграцию чистой энергии. Первая фаза ориентирована на Кыргызстан, Таджикистан, Узбекистан и КДЦ «Энергия» как региональный координационный центр, на который возложена функция исполнительного агентства по Компонентам 1 и 3 проекта; в более широкой рамке REMIT заявлены ориентиры роста региональной торговли, расширения передаточной способности и создания условий для интеграции до 9 ГВт чистой энергии (World Bank, 2026a; World Bank, 2026c).

↓ Таблица 16. Предложения по поэтапному развитию рынка ОЭС ЦА

Фаза	Целевая функция	Основные инструменты	Необходимая инфраструктура	Ожидаемый результат
Этап 1	Надежная и прозрачная двусторонняя торговля	Реестр сделок, графики, АСКУЭ, финансовые расчеты, отклонения, аварийная поддержка, балансирующая энергия	Коммерческий учет, защищенные каналы, правила отклонений, протокол аварийной энергии	Снижение внеплановых перетоков и рост доверия
Этап 2	Ограниченный рынок «на сутки вперед» поверх двусторонних контрактов	Пилотный рынок «на сутки вперед», расчет ATC/NTC, клиринг, платежное обеспечение	Подтвержденная передаточная способность, правила допуска, расчетная дисциплина	Первый ценовой сигнал и использование свободной передаточной способности
Этап 3	Балансирование в реальном времени и системные услуги	Рынок реального времени, балансирующая энергия, резервы, регулирование частоты, поддержание напряжения и реактивной мощности, быстрое изменение мощности	АРЧМ, WAMS/WACS, телеметрия, сетевые кодексы, верификация исполнения услуг	Оплата гибкости и снижение стоимости надежности
Этап 4	Долгосрочная достаточность региональной мощности	Региональная оценка достаточности мощности, ELCC, сетевая доставляемость, опционы надежности, сертификаты мощности	Модели достаточности мощности, данные по ресурсам, платежная дисциплина, тарифная приемлемость	Координация долгосрочных инвестиций и надежности

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта.

Предлагаемая поэтапная архитектура соответствует эволюционному подходу Региональной дорожной карты ЭСКАТО по связуемости энергосистем (ESCAP, 2021), предусматривающему переход от двусторонних обменов к многосторонней торговле и, в перспективе, к более интегрированным рыночным механизмам при сохранении национальной компетенции государств. Для Центральной Азии четыре уровня конкретизируют этот подход через гармонизацию технических и коммерческих правил, координацию планирования и эксплуатации сетей, прозрачное распределение доступной пропускной способности и последовательный переход от двусторонней торговли к краткосрочным рынкам, балансированию и системным услугам.

Представленная в настоящей главе архитектура является предложением экспертов ЕАБР. Она не отражает согласованную странами модель регионального рынка или утвержденный график реформ. Предложения сформированы на основе действующей технической архитектуры ОЭС ЦА, материалов КДЦ «Энергия», концепции проекта REMIT и международного опыта поэтапного развития региональных рынков.

В целом развитие рыночной архитектуры для Центральной Азии можно разбить на несколько этапов: сначала обеспечение надежных данных, графиков, коммерческого учета, отклонений и согласование аварийной поддержки; затем ограниченный рынок «на сутки вперед»; далее — балансирование в реальном времени и системные услуги; после этого — оценка региональной достаточности мощности и более зрелые инструменты долгосрочной надежности.

Этап 1 — Уточнение существующей базы

Первый этап основан на развитии действующей практики региона. Двусторонние контракты, сезонные водно-энергетические взаимопоставки, поставки из Туркменистана по островным схемам, прием гидроэнергии из Таджикистана и Кыргызстана, транзитные поставки и аварийная поддержка уже являются частью операционной практики ОЭС ЦА. Их ценность возрастет, если они будут сопровождаться прозрачными графиками, подтвержденной передаточной способностью, коммерческим учетом и правилами урегулирования отклонений.

Двусторонние контракты на первом этапе сохраняют центральную роль. Они встроены в национальные модели, межправительственные соглашения, водохозяйственные режимы и сезонные балансы. Задача рынка на этом этапе — сделать действующие отношения более управляемыми, измеримыми и совместимыми с будущими краткосрочными механизмами.

Каждая трансграничная сделка сопровождается минимальным набором данных: участники, объем, направление, период поставки, почасовой или суточный график, точки поставки и отбора, используемое сечение, ответственный за баланс, порядок оплаты отклонений и применимый протокол аварийной поддержки. Такой реестр сделок позволит системным операторам заранее видеть, какие коммерческие потоки накладываются на технические ограничения сети.

Коммерческий учет является фундаментом этого этапа. Без достоверной АСКУЭ невозможно корректно посчитать фактические перетоки, отклонения, аварийную

энергию, транзит и расчеты между сторонами. КДЦ «Энергия» указывает, что региональная АСКУЭ уже приобретена и установлена; сейчас идут наладочные работы, сопряжение с национальными АСКУЭ, создание защищенных каналов передачи информации и обучение персонала.

Урегулирование отклонений — одно из первых и важнейших условий для развития рынка. В текущей системе некомпенсированные дисбалансы могут ложиться на перегруженные транзиты, включая Север — Юг Казахстана, и создавать системные риски. На первом этапе важно определить, что считается отклонением, как оно измеряется, кто несет ответственность, по какой цене компенсируется, как учитывается аварийная энергия и как учтены страны-транзитеры.

↓ Таблица 17. Элементы первого этапа

Элемент	Функция	Ожидаемый результат
Реестр сделок	Регистрация участников, объемов, графиков, точек поставки и балансовой ответственности	Прозрачность коммерческих и диспетчерских обязательств
АСКУЭ	Измерение фактических межсистемных перетоков и отклонений	Основа для урегулирования споров, платежной дисциплины и верификации данных
Урегулирование отклонений	Сопоставление планового графика и фактического перетока	Локализация ответственности за небалансы
Аварийная энергия	Отдельный учет аварийной поддержки вне стандартного коммерческого небаланса	Сохранение операционной безопасности в стрессовых режимах
Балансирующая энергия	Межоператорский обмен регулирующей энергией	Снижение стоимости покрытия дефицитов и восстановления резервов
Повышение наблюдаемости для проектов ВИЭ	Телеметрия и базовое прогнозирование крупных объектов ВИЭ	Повышение управляемости режима при росте инверторной генерации

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта.

Аварийная поддержка может быть формализована как стандартная операционная процедура. В ОЭС ЦА, где ряд сечений работает с минимальными запасами устойчивости, аварийная взаимопомощь не должна зависеть только от ручных решений в момент кризиса. Протокол фиксирует, кто объявляет аварийный режим, кто подтверждает доступный ресурс, какой объем может быть передан без угрозы для соседней системы, как фиксируется энергия и как она оплачивается.

Балансирующая энергия на первом этапе может оставаться межоператорским продуктом. Это еще не полноценный конкурентный рынок балансирования. Однако уже на этом этапе страны, которым не хватает собственного регулирующего ресурса, могут иметь возможность получать балансирующую энергию от соседей при дефиците, нарушении графика или необходимости восстановить резервы. Особенно важны ГЭС Кыргызстана и Таджикистана, маневренные газовые блоки Узбекистана, потенциальная роль Туркменистана и будущие проекты BESS.

К концу первого этапа регион получит не рынок в полном смысле, а управляемую операционно-коммерческую основу. Это соответствует инженерной логике ОЭС ЦА: сначала надежные данные, графики, учет, отклонения и аварийная поддержка; затем более сложные рыночные продукты.

Этап 2 — Рынок «на сутки вперед» (DAM)

Рынок «на сутки вперед» может стать первым полноценным рыночным продуктом региональной интеграции. Его задача — использовать свободную межсистемную передаточную способность после учета приоритетных двусторонних контрактов и сезонных соглашений. Такой подход сохраняет действующую основу торговли и одновременно создает первый прозрачный ценовой сигнал.

↓ Таблица 18. Использование передаточной способности в пилотном рынке «на сутки вперед»

Категория	Техническое определение	Роль в рынке «на сутки вперед»
TTC	Совокупная передаточная способность по расчетному режиму	Верхний технический предел перетока
TRM	Резерв надежности передачи	Учет неопределенности режима и аварийных условий
NTC	Чистая передаточная способность, TTC минус TRM	Потенциальный коммерческий ресурс передачи
Занятые графики	Двусторонние контракты, сезонные взаимопоставки, транзитные обязательства	Приоритетные обязательства до распределения свободной АТС
АТС	Доступная передаточная способность после учета занятых графиков	Объем пропускной способности для DAM

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта.

Для пилотного рынка важно иметь простую и прозрачную структуру. На первом этапе возможна зональная модель ценообразования или распределение по сечениям без перехода к сложной узловой модели. Заявки участников включают объем, цену, период поставки, направление и подтверждение готовности к расчетам. Клиринг — сопоставление заявок и определение результатов торгов — выполняется только в пределах доступной пропускной способности и после проверки системной надежности.

Международная практика показывает, что краткосрочные рынки лучше всего работают как инструмент эффективной диспетчеризации и ценового сигнала, тогда как инвестиционные и риск-менеджмент функции требуют дополнительных долгосрочных механизмов (IEA, 2025). Поэтому рынок «на сутки вперед» в ОЭС ЦА следует запускать как ограниченный, добровольный и привязанный к подтвержденной передаточной способности пилотный сегмент поверх действующих двусторонних контрактов.

Ключевой вопрос рынка «на сутки вперед» — доступная передаточная способность. Наличие физической линии не означает наличие коммерчески доступной мощности для сделки, поэтому нужно работать только с тем объемом передаточной способности, который рассчитан и подтвержден по методике TTC/TRM/NTC/ATC.

Платежное обеспечение является отдельным условием зрелости рынка «на сутки вперед». Обеспечение, эскроу-счета, аккредитивы, взаимозачет и фонд покрытия дефолтов снижают риск неисполнения расчетов. Для международных финансовых институтов и частных инвесторов наличие такой архитектуры показывает, что рынок имеет техническую и финансовую дисциплину.

↓ Таблица 19. Элементы пилотного рынка «на сутки вперед»

Элемент	Описание	Значение для рынка
Участники	Квалифицированные генераторы, покупатели, трейдеры или единые покупатели стран-участниц	Ограничение кредитного и операционного риска
Продукт	Почасовая или блочная энергия на следующие сутки	Упрощенная стартовая модель торгов
Передаточная способность	Подтвержденная АТС после учета двусторонних контрактов	Совместимость рынка с режимными ограничениями
Клиринг	Региональная платформа на базе КДЦ/оператора рыночной платформы	Единый алгоритм сопоставления заявок
Финансовые расчеты	Финансово обязательные расчеты с платежным обеспечением	Снижение риска неплатежей и расчетных споров
Транзит	Плата за транзит и использование сети	Компенсация сетевого ресурса страны-транзитера
Мониторинг рынка	Контроль концентрации, рыночной власти и манипулирования заявками	Доверие к результатам торгов и ценовым сигналам

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе материалов КДЦ «Энергия», REMIT, IEA (2025) и ESMAP (2026).

Для стран-транзитеров важно формализовать плату за транзит и использование сети. Если электроэнергия передается через сеть третьей страны, она занимает передаточную способность, создает потери и может требовать редиспетчеризации. Тариф на передачу должен быть простым для пилота, но прозрачным и предсказуемым. В более зрелой модели он может учитывать направление, уровень напряжения, потери, загруженность сечений и инвестиционную составляющую. Международная практика региональной торговли показывает, что ценообразование на передачу и распределение сетевых затрат являются центральными условиями доверия участников и инвестиционной реализуемости проектов (World Bank/ESMAP, 2026).

Пилотный рынок «на сутки вперед» дает три эффекта. Он выявляет реальные ценовые различия между системами. Он показывает, где передаточная способность имеет наибольшую ценность. Он создает практическую базу для будущего балансирования, потому что участники начинают планировать поставки не только по долгосрочным контрактам, но и по краткосрочному экономическому сигналу.

В данном исполнении рынок «на сутки вперед» развивается поверх действующих двусторонних контрактов, в пределах подтвержденной передаточной способности и только при наличии расчетной дисциплины, предусмотренной в рамках первого этапа.

Этап 3 — Балансирование в реальном времени и системные услуги

Третий этап переводит интеграцию от торговли плановой электроэнергией к торговле балансирующей энергией. Для Центральной Азии это особенно важно из-за роста ВИЭ, ограниченных резервов, топливных рисков, гидрологической сезонности и перегруженных сечений.

Балансирование в реальном времени закрывает разницу между планом и фактом. Рынок «на сутки вперед» планирует поставки на следующий день, однако фактическая выработка ВИЭ, нагрузка, аварии и сетевые ограничения могут отличаться от прогноза. Рынок реального времени или механизм балансирования в реальном времени позволяет оплатить фактическую корректировку и создать стимулы для ресурсов, которые помогают системе в моменте.

Системные услуги формируются как отдельные продукты. В текущей практике часть таких услуг уже фактически предоставляется: регулирование гидростанциями Кыргызстана и Таджикистана, аварийная поддержка, транзит и поддержание режима. Их выделение в рыночные продукты делает гибкость измеримой и оплачиваемой.

АРЧМ является центральной технологией этого этапа. По информации КДЦ «Энергия» по состоянию на 2026 г., полноценная система АРЧМ действует в АО «KEGOC», а для КДЦ подготовлена проектно-сметная документация ЦКС АРЧМ. Предлагаемая в докладе схема включения регулирующих станций стран ОЭС ЦА представляет собой возможную конфигурацию дальнейшего развития, требующую технического и институционального согласования.

WAMS/WACS также становятся частью рынка гибкости. WAMS повышает наблюдаемость, а WACS может увеличивать полезную передаточную способность за счет широкозонного управления. По данным КДЦ, использование WACS в сети KEGOC позволило увеличить допустимые перетоки на отдельных контролируемых сечениях существенно.

↓ Таблица 20. Основные продукты системных услуг

Название продукта	Услуга
Первичный частотный отклик	Быстрый отклик на отклонение частоты
Вторичное регулирование/АРЧМ	Возврат частоты и сальдо-перетоков к графику
Третичный резерв	Резерв восстановления баланса
Балансирующая энергия	Фактическая энергия для закрытия небаланса
Поддержание напряжения и реактивной мощности	Поддержание напряжения и реактивной мощности в критических узлах
Быстрое изменение мощности и аварийная поддержка	Быстрый набор/сброс мощности и аварийная помощь

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

Для ВИЭ и BESS участие в системных услугах связано с сетевыми кодексами. Новые объекты должны передавать телеметрию, прогнозы и динамические модели, поддерживать реактивную мощность и сохранять работоспособность при допустимых отклонениях частоты и напряжения. Такая связка снижает риск некорректного поведения инверторной генерации и делает ВИЭ частью системной устойчивости.

Для гидроэнергетики третий этап особенно важен. ГЭС Кыргызстана и Таджикистана могут предоставлять вторичное регулирование, пиковую энергию, быстрое изменение мощности, аварийную поддержку и сезонное балансирование. Оплата этих услуг должна учитывать готовность, скорость реакции, эксплуатационный износ, альтернативную стоимость воды и водохозяйственные ограничения.

Рынок системных услуг является ключевым элементом интеграции ВИЭ и гидроэнергетической гибкости. Он позволяет оплачивать не только кВт·ч, но и готовность, скорость реакции, регулирование частоты, поддержание напряжения, резерв и аварийную помощь.

Этап 4 — Региональная оценка достаточности мощности и инструменты надежности

Четвертый этап касается оценки такого сложного параметра, как мощность. Для ОЭС ЦА более устойчивой выглядит последовательность: сначала региональная оценка достаточности мощности, затем признание надежного трансграничного вклада ресурсов, затем опционы надежности или сертификаты мощности, и только после этого — возможный механизм рынка мощности.

Рынок мощности является сложным инструментом. В регионе с регулируемыми тарифами, вертикально интегрированными структурами, социальной чувствительностью цен и разной платежной дисциплиной он может быстро стать непрозрачным механизмом поддержки существующей генерации. Поэтому целесообразно сначала доказать потребность в долгосрочной надежности, затем определить ресурс, который действительно снижает риск дефицита, и только после этого вводить платежный механизм.

На этом этапе становится важной региональная оценка достаточности мощности. Она отвечает на вопрос: достаточно ли у региона надежного ресурса для покрытия спроса с учетом аварий, маловодья, топлива, роста ВИЭ, сезонности, сетевых ограничений и внешних направлений. Такая оценка должна быть вероятностной, а не только балансовой.

Важно использовать единый набор терминов. LOLE — ожидаемая продолжительность дефицита нагрузки; EENS — ожидаемый недоотпуск электроэнергии; ELCC — эффективная способность покрытия нагрузки, то есть реальный вклад ресурса в надежное покрытие спроса; сетевая доступность — возможность физически доставить ресурс в нужный узел; возможность надежного импорта мощности — подтвержденный трансграничный вклад мощности в критический час.

Второй шаг — признание трансграничного вклада мощности. Например, ГЭС Таджикистана может иметь высокий вклад в летние и вечерние режимы, но этот вклад должен быть подтвержден через сетевую доставляемость, водный режим и договор. Туркменская мощность может быть ценным внешним ресурсом, но пока ее доступность для ОЭС ЦА ограничена островными схемами и вопросами синхронизации. BESS может давать быстрый резерв, но его вклад зависит от энергоемкости. ВИЭ имеют вклад в достаточность мощности, но он должен считаться через ELCC.

Третий шаг — более мягкие механизмы надежности. Полный механизм мощности рассматривается как поздний инструмент. Промежуточными решениями могут быть сертификаты мощности, опционы надежности, стратегический резерв, контракты надежного импорта и соглашения о совместном использовании резервов. Они позволяют формализовать надежность до появления зрелого рынка мощности.

↓ Таблица 21. Последовательность инструментов долгосрочной надежности

Инструмент	Функция	Условие применения
Региональная оценка достаточности мощности	Оценка риска дефицита по LOLE, EENS и резерву мощности	Качественные данные по спросу, генерации, ВИЭ, воде, топливу и сетям
Трансграничный вклад мощности	Признание надежного трансграничного вклада ресурса	ELCC, сетевая доставляемость и подтвержденная ATC
Сертификаты мощности	Подтверждение доступности ресурса	Сертификация и верификация ресурса
Опционы надежности	Плата за готовность с ответственностью при дефиците	Финансовые расчеты, кредитная защита и правила активации
Стратегический резерв/совместное использование резервов	Ограниченный резерв и совместное использование ресурсов	Договоры между НСО и проверенная доступность
Механизм мощности	Системный платеж за долгосрочную надежность	Зрелый рынок, тарифная приемлемость и платежная дисциплина

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе логики поэтапной региональной интеграции и IEA (2025).

Для Центральной Азии особенно важна тарифная приемлемость. Механизмы мощности создают новые платежи. Если они будут введены без объяснения, без распределения выгод и без связи с надежностью, они могут усилить тарифное давление. Поэтому каждый механизм надежности должен показывать: какой риск он снижает, какой ресурс оплачивает, почему это дешевле альтернативы и кто получает выгоду.

Долгосрочная достаточность мощности должна поддерживать надежность без избыточного роста стоимости. Поэтому механизм мощности — возможный финальный инструмент, а не стартовая точка.

Распределение функций между региональным координатором и национальными операторами

Институциональная архитектура регионального рынка требует политически аккуратного распределения функций. Национальные системные операторы сохраняют ответственность за внутренние режимы, надежность, доступ к сети, оперативные команды и национальное балансирование. Региональная координация усиливает эту работу за счет общих данных, расчетов и правил.

КДЦ «Энергия», дополнительно к функции регионального системного оператора, может выполнять функции регионального координатора, оператора рыночной платформы, координатора финансовых расчетов и технического центра расчетов. Национальные системные операторы сохраняют суверенный контроль над внутренним диспетчерским управлением и безопасностью своих энергосистем.

↓ Таблица 22. Распределение функций в региональной архитектуре

Институт	Возможные функции	Сохраняемый принцип
КДЦ «Энергия»/ региональный координатор	Координация режимов, расчет межсистемных графиков, ЦКС АРЧМ, рыночная платформа, координация финансовых расчетов, центр данных	Поддержка национального диспетчерского управления
Национальные системные операторы	Внутренний режим, надежность, доступ к сети, балансирование, оперативные команды	Контроль над безопасностью национальных энергосистем
Регуляторы стран	Тарифы, доступ к сети, лицензирование, защита потребителей	Национальная регуляторная ответственность
Оператор рыночной платформы	Прием заявок, клиринг рынка «на сутки вперед» и рынка реального времени, публикация результатов	Прозрачная операционная функция без подмены политических решений
Координатор финансовых расчетов	Расчеты по сделкам, отклонениям, аварийной энергии и системным услугам	Финансовая дисциплина и платежная защита
Функция мониторинга рынка и разрешения споров	Мониторинг рыночной власти, манипулирования и рассмотрение споров	Доверие участников и снижение риска политизации расчетов

Источник: предложения экспертов ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия», World Bank (2026a), ESMAP (2026) и логики REMIT.

Для доверия участников требуется набор указанных правил, которые формализуют каждый этап торговых и физических операций. Эти элементы формируют институциональную основу для перехода от координируемых двусторонних сделок к более зрелой частичной интеграции.

Важная часть институционального дизайна — мониторинг рыночной прозрачности. В регионе есть крупные государственные и вертикально интегрированные участники, а отдельные сечения могут быть дефицитными. Поэтому даже пилотный рынок «на сутки вперед» должен иметь мониторинг концентрации, правил поведения, удержания мощности или передаточной способности, манипулирования заявками и злоупотребления транзитным положением.

Для доверия участников функция мониторинга рыночной власти и разрешения споров должна быть организационно и по подотчетности обособлена от функций регионального координатора, оператора платформы и координатора расчетов. Возможны три модели: отдельный наблюдательный орган при КЭС ЦА, независимый рыночный наблюдатель (market monitor) либо координация национальных регуляторов по единому региональному регламенту. На начальном этапе такая функция может быть компактной, но должна иметь доступ к данным, право запрашивать объяснения и публиковать агрегированные заключения.

Качество данных и их прозрачность имеют большое значение. Участникам рынка и инвесторам нужно видеть доступную передаточную способность, загруженность сечений, правила вынужденных ограничений ВИЭ, цены отклонений, результаты рынка «на сутки вперед», объемы системных услуг и статистику аварийной поддержки. Часть данных может публиковаться агрегированно, чтобы не раскрывать коммерчески чувствительную информацию.

The background image shows a vast green field in the foreground, with several high-voltage power line towers and their associated cables stretching across the middle ground. In the distance, a single wind turbine is visible against a clear blue sky with some light clouds. The overall scene suggests a focus on energy infrastructure and sustainable development.

8.

РАЗВИТИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ И ЦИФРОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Региональная интеграция ОЭС ЦА требует двух взаимосвязанных типов инфраструктуры. Первый слой — физическая инфраструктура: линии электропередачи, подстанции, трансформаторы, вставки постоянного тока, релейная защита и противоаварийная автоматика. Второй слой — «мягкая» (цифровая и рыночная) инфраструктура, рассмотренная ранее.

Эти два слоя должны рассматриваться как единый инвестиционный портфель. Новая линия дает максимальный эффект при наличии телеметрии, расчета пропускной способности, правил отклонений и коммерческого учета. Цифровая система повышает полезность уже существующей сети, но не заменяет усиление перегруженных сечений. Поэтому каждый проект целесообразно оценивать через связку: ограничение — техническое решение — системный эффект — зависимость — показатель мониторинга.

Развитие трансграничных связей уже рассматривалось на уровне энергетических ведомств Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана; рабочая группа при КЭС ЦА подготовила варианты усиления ключевых интерфейсов. Эти варианты охватывают направления Туркменистан — Узбекистан, Узбекистан — Казахстан, Казахстан — Кыргызстан, Узбекистан — Кыргызстан, Узбекистан — Таджикистан и транзит Север — Юг Казахстана.

Международная практика показывает, что региональная электроэнергетическая интеграция требует одновременного развития межсистемной инфраструктуры, координированного планирования, операционной координации, коммерческих механизмов и институциональной архитектуры ([ESMAP, 2025](#)). Для Центральной Азии это означает, что инвестиционный портфель должен быть не перечнем линий, а программой снятия конкретных системных ограничений.

Перечень проектов сформирован на основе материалов КДЦ «Энергия», национальных системных операторов и других профильных источников. Статус проекта отражает информацию соответствующего первичного источника. Категории P1, P2 и P3, описание системного эффекта и предлагаемые KPI являются экспертной приоритизацией ЕАБР и не означают утвержденную очередность финансирования или межгосударственное согласование проектов.

Приоритетность проектов целесообразно определять по правилу «одно ограничение — один системный эффект — один проект или пакет проектов». В приоритет P1 могут входить решения, которые уже имеют институциональную привязку, могут быстро повысить управляемость или снять критическое ограничение и поддерживают первые этапы REMIT: учет, отклонения, аварийную поддержку, рынок «на сутки вперед» и базовую расчетную дисциплину. В приоритет P2 относятся проекты с высоким системным эффектом, требующие дополнительной увязки с соседними сетевыми решениями, ТЭО, финансированием или режимной схемой. P3 — стратегические опции, важные для долгосрочной архитектуры, внешних направлений и управляемого сопряжения энергосистем, но требующие отдельной технической, финансовой и межгосударственной проработки.

↓ Таблица 23. Индикативная экспертная приоритизация сетевых проектов

Приоритет	Проект/пакет	Главная функция и системный эффект	Статус/основной KPI
P1	Кристалл — Юлдуз, реконструкция и вторая цепь 220 кВ	Узбекистан — Кыргызстан, Ферганский энергоузел; рост передаточной способности и надежности связи	Предусмотрено в 1-й фазе REMIT; показатель: прирост АТС, снижение ограничений Л-Кр-Ю
P1	Вторая ВЛ 500 кВ Шымкент — ТашкентТЭС	Узбекистан — Казахстан; усиление существующего интерфейса и поддержка торговли с югом Казахстана	Учтено во 2-й фазе REMIT; показатель: снижение перегрузки Л-501/Л-2-Ч/Л-2-Д
P1	ВЛ 500 кВ Шымкент — ПС Халка	Узбекистан — Казахстан; альтернатива ВЛ 500 кВ Шымкент — ТашкентТЭС	Альтернативный проект со стороны Министерства энергетики Узбекистана
P1	ЦКС АРЧМ + АСКУЭ + защищенные каналы	Управляемость сальдо-перетоков, финансовые расчеты, балансирование и основа для REMIT-пилота	ПСД/установка/наладка по КДЦ; показатель: снижение отклонений, покрытие точек учета
P1	Фрунзе — Кемин/Бишкек-500	Внутренняя надежность Кыргызстана и устойчивость выдачи гидроресурса	Предусмотрено в 3-й фазе REMIT; показатель: снижение внутренних сетевых ограничений
P2	Кемин — Алматы	Казахстан — Кыргызстан; поддержка сезонных взаимопоставок и гидроэнергетической гибкости	Предложение КДЦ; показатель: разгрузка Л-514, прирост АТС
P2	Датка — Сугд в транзитном режиме + врезка на ПС Лочин/ПС Узбекистан	Ферганский энергоузел, CASA-1000, север Таджикистана; повышение предела передачи	Предложение КДЦ; показатель: рост передачи в Ферганский узел
P2	Сырдарья/АСВА — Сугд	Узбекистан — Таджикистан; надежность Сугдийской области и связь с Узбекистаном	По КДЦ, финансируется АБР; показатель: снижение ограничений северного Таджикистана
P2	Мурунтау — Шымкент	Узбекистан — Казахстан, юго-запад Узбекистана; перенаправление потоков в Шымкентский энергоузел	Предложение НДЦ/НЭС Узбекистана; показатель: разгрузка юго-западных сечений
P3	Атамырат — Гузар	Туркменистан — Узбекистан/ОЭС ЦА; усиление выдачи туркменской мощности	Опция при параллельной работе Туркменистана; показатель: рост доступной тепловой мощности
P3	Дашогуз — Мурунтау — Кызылорда	Туркменистан — Казахстан через Узбекистан; подача мощности на юг Казахстана	Предложение KEGOC; показатель: обход части узбекских заторов и поддержка юга Казахстана
P3	ВПТ/В2В на границе ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана	Управляемый северный интерфейс; снижение неконтролируемых набросов на Север — Юг Казахстана	Предмет отдельного ТЭО; показатель: управляемость обмена и снижение аварийных рисков

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе КДЦ «Энергия», REMIT.

Для отбора проектов следует использовать несколько критериев: прирост пропускной способности, снижение вынужденных ограничений ВИЭ, уменьшение аварийного риска, повышение наблюдаемости и готовность к финансовым расчетам, наличие реалистичного пути к ТЭО, экологической и социальной оценке и финансированию. Эти показатели позволяют связать инвестиции с измеримым системным эффектом и повышают инвестиционную реализуемость проектов для международных финансовых институтов.

Узбекистан — Казахстан

Интерфейс Узбекистан — Казахстан является одним из ключевых направлений региональной торговли. Он связывает крупнейшую энергосистему ОЭС ЦА с южной частью Казахстана, где устойчивость снабжения зависит от состояния транзита Север — Юг Казахстана и внешних перетоков.

Главное ограничение на этом направлении связано с передаточной способностью сечения Л-501, Л-2-Ч, Л-2-Д. Базовым решением рассматривается строительство второй ВЛ 500 кВ ПС Шымкент — ТашТЭС. Этот проект уже учтен во второй фазе REMIT, что повышает его институциональную готовность и значимость для пилотной архитектуры регионального рынка.

Также существуют предложения по ВЛ 500 кВ Ташкентская ТЭС — ПС Шымкент, которая предположительно повысит устойчивость узбекистанско-казахстанского интерфейса, расширит доступную передаточную способность и снизит риск перегрузок при торговле между Узбекистаном и южной частью Казахстана.

Вместе с тем важно отметить, что по предложению Министерства энергетики Республики Узбекистан в качестве приоритетной опции для второй фазы REMIT целесообразно рассматривать ВЛ 500 кВ ПС Халка — ПС Шымкент вместо вышеупомянутого варианта Ташкентская ТЭС — ПС Шымкент. Такая конфигурация учитывает ограничения расширения ОРУ 500 кВ Ташкентской ТЭС и ожидаемую концентрацию перетоков в направлении ПС Халка.

Дополняющим решением является ВЛ 500 кВ ПС Мурунтау — ПС Шымкент. Это предложение ГУ «НДЦ» и АО «НЭС Узбекистана» предполагает инъекцию мощности из энергоизбыточной части Узбекистана непосредственно в дефицитный Шымкентский энергоузел. Расчеты показывают, что такая схема может разгрузить проблемные сечения в юго-западной части энергосистемы Узбекистана и снизить проблему запираания мощности из Туркменистана в ОЭС ЦА.

Эти два проекта могут сравниваться в рамках единого технико-экономического анализа. Вторая ВЛ Ташкентская ТЭС — ПС Шымкент усиливает существующий интерфейс. Мурунтау — Шымкент может перенаправить потоки и дать более широкий эффект на внутренние сечения Узбекистана, включая выдачу мощности из Туркменистана и разгрузку юго-западных ограничений. Для выбора приоритета важны не только капитальные затраты, но и прирост пропускной способности, влияние на вынужденные ограничения ВИЭ, поддержка юга Казахстана, снижение аварийного риска и готовность к финансированию.

Казахстан — Кыргызстан

Казахстанско-кыргызский интерфейс важен для сезонных водно-энергетических обменов, надежности юга Казахстана и использования гидроэнергетической гибкости Кыргызстана. Его ограничения напрямую связаны с ролью Кыргызстана как поставщика регулирования и с чувствительностью южной части Казахстана к межсистемным перетокам.

На этом направлении есть две связанные задачи: разгрузка Л-514 и усиление внутренней связи ПС Фрунзе — ПС Кемин. Для снятия перегрузки Л-514 предлагается рассмотреть строительство ВЛ 500 кВ ПС Кемин — ПС Алматы. Для усиления внутренней связности Кыргызстана предлагается ускорить строительство ВЛ 500 кВ ПС Фрунзе — ПС Кемин с последующей заводкой на будущую ПС Бишкек-500. Проект предусмотрен в третьей фазе REMIT; для ускорения реализации предлагается разделить транзит Фрунзе — Бишкек — Кемин на два участка.

ВЛ Кемин — Алматы решает прежде всего межгосударственную задачу. Она усиливает связь Кыргызстана с Казахстаном, снижает риск перегрузок и повышает способность передавать мощность между системами. Это важно для сезонных взаимопоставок: летом Казахстан может принимать электроэнергию из Кыргызстана в рамках водно-энергетических режимов, а в другие периоды — поддерживать Кыргызстан поставками.

Фрунзе — Кемин/Бишкек-500 решает внутреннюю задачу Кыргызстана, но имеет выраженный региональный эффект. Без усиления внутренней сети Кыргызстана даже наличие трансграничной линии не гарантирует устойчивую доставку мощности. Проект повышает надежность внутреннего контура, улучшает возможность использования Нарынского каскада, поддерживает интеграцию регулирующих станций в АРЧМ и создает более устойчивую базу для поставок в Казахстан и Узбекистан.

Гидроэнергетическая гибкость Кыргызстана может стать рыночным продуктом только при физической доставляемости и цифровой управляемости. Поэтому инвестиционная логика этого направления должна включать не только линии электропередачи, но и АРЧМ, телеметрию, коммерческий учет и правила оплаты системных услуг.

Ферганский энергоузел

Ферганский энергоузел является одним из наиболее чувствительных участков ОЭС ЦА. Он связан с Узбекистаном, Кыргызстаном, Таджикистаном и режимами CASA-1000. Ограничения в этом узле влияют на региональную торговлю, поставки в Кыргызстан, питание севера Таджикистана и устойчивость внутренних сечений Узбекистана.

Первый элемент пакета — реконструкция Кристалл — Юлдуз и строительство второй цепи ВЛ 220 кВ. Этот проект связан с ограниченной передаточной способностью линии Л-Кр-Ю на интерфейсе Узбекистан — Кыргызстан. Проект предусмотрен в первой фазе REMIT и может дать быстрый эффект для двусторонней торговли, аварийной поддержки и урегулирования отклонений.

Второй элемент — режим линии Л-Датка – Сугд. Транзитный режим этой линии может увеличить предел передачи в Ферганский энергоузел. Одновременно режим, предусмотренный CASA-1000 для питания выделенной нагрузки на севере Таджикистана, требует согласования внутренних режимов Узбекистана, метода учета электроэнергии и зимней эксплуатации линии.

Третий элемент — врезка линии Л-Датка — Сугд на ПС Лочин и/или ПС Узбекистан либо развитие схемы через ПС Сайхун. Эти варианты могут повысить надежность, уровень напряжения и предел передачи в Ферганский энергоузел.

Развитие данных проектов может помочь устранить противоречие между CASA-1000, внутренними режимами Узбекистана, надежностью северного Таджикистана и поставками в Кыргызстан. Такой пакет повышает не только передающую способность, но и управляемость одного из самых сложных узлов ОЭС ЦА.

Узбекистан — Таджикистан

Связь Узбекистан — Таджикистан стала особенно важной после восстановления параллельной работы таджикской энергосистемы с ОЭС ЦА. Таджикистан может предоставлять региону летнюю низкоуглеродную электроэнергию и регулирующую мощность, но его потенциал ограничивается выдачей мощности и сетевой доставляемостью.

Один из ключевых проектов — новая ВЛ 500 кВ Сырдарьинская ТЭС или ACWA Сырдарья — ПС Сугд, осуществляемая до врезки существующей высоковольтной линии 500 кВ Л-СДТЭС — ПС Узбекистан на ПС Сугд. По данным КДЦ, проект финансируется АБР и должен существенно повысить надежность энергоснабжения севера Таджикистана.

Данный проект может создать более сильную связь с Узбекистаном, поддержать будущие поставки гидроэнергии и усилить основу для балансирующей энергии и системных услуг. При этом существует важный режимный риск: при реализации врезки левое плечо от ПС Сугд будет иметь сильную связь с Сырдарьинской ТЭС по двум ВЛ 500 кВ, а правое плечо в сторону ПС Узбекистан останется узким местом. Кроме того, часть потребления ПС Сугд может быть перераспределена на питание от Сырдарьинской ТЭС, что способно загрузить уже предельно нагруженный тракт между юго-западной и центральной частями энергосистемы Узбекистана.

Поэтому Сырдарья/ACWA — Сугд нельзя оценивать изолированно. Его системная ценность возрастает при увязке с Датка — Сугд, Сайхун, врезкой на ПС Узбекистан и будущими проектами усиления правого плеча. Это типичный пример проекта, где локальная надежность и региональная торговля тесно связаны.

Для региона проект важен как способ превратить гидропотенциал Таджикистана в более доступный ресурс. Его эффект должен оцениваться не только по надежности севера Таджикистана, но и по способности снизить вынужденные ограничения ВИЭ, предоставить контррегулирование, например, для солнечной генерации Узбекистана и расширить будущий рынок системных услуг.

Туркменское направление

Туркменское направление может усилить регион профицитной тепловой мощностью. В текущей конфигурации выдача мощности в ОЭС ЦА идет по ВЛ 500 кВ Мары — Сердар — Каракуль и ВЛ 220 кВ Лебап — Каракуль. Состояние трансграничной Л-512 ограничивает дальнейшее увеличение выдачи.

ВЛ 500 кВ Атамырат — Гузар дает возможность прямой выдачи мощности на ПС Гузар. Такая схема связана с переходом Туркменистана к параллельной работе с ОЭС ЦА, поскольку островной режим выделенных генераторов МарыТЭС в этой конфигурации теряет применимость. Ключевые условия — противоаварийная автоматика, синхронизация, договорная база и подтвержденная передаточная способность по внутренним сечениям Узбекистана.

ВЛ 500 кВ ДашогузТЭС — Мурунтау — Кызылорда, предложенная KEGOC, позволяет подать мощность с севера Туркменистана через Узбекистан в южную зону Казахстана. Потенциальный эффект связан с поддержкой Шымкентского энергоузла и обходом части заторных участков узбекской сети. Масштабирование этого направления также зависит от параллельной работы Туркменистана с ОЭС ЦА.

Туркменское направление является стратегической опцией усиления региональной гибкости и резерва тепловой генерации. Оно может повысить надежность в стрессовые периоды, но требует осторожной проработки технической схемы сопряжения, противоаварийной автоматики, финансовых расчетов, режима транзита и роли Туркменистана в будущей архитектуре ОЭС ЦА.

Транзит Север — Юг Казахстана и ВПТ/В2В

Транзит Север — Юг Казахстана является одним из наиболее важных системных ограничений региона. Он снабжает южные регионы Казахстана и одновременно влияет на устойчивость ОЭС ЦА. При больших небалансах в ОЭС ЦА набросы мощности могут ложиться на этот транзит и повышать риск перегрузок.

Сечение Л-530, Л-532, Л-539, связывающее ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС СНГ, является одним из наиболее узких мест в ЕЭС Казахстана и влияет на устойчивость всей ОЭС ЦА. KEGOC прорабатывает строительство высоковольтной передачи постоянного тока от Экибастузской ГРЭС-1 до ПС Жамбыл или Шымкент длиной около 1500 км и передаточной способностью 2000 МВт. В свою очередь КДЦ предлагает рассмотреть вариант вставки постоянного тока на границе ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана, которая позволила бы перейти от параллельной работы к управляемой совместной работе через вставки постоянного тока без разрыва кольца 500 кВ ОЭС ЦА.

Этот вопрос выходит за рамки обычного сетевого усиления. Он затрагивает режимную философию взаимодействия ЕЭС Казахстана, ОЭС ЦА и ЕЭС России. Вариант высоковольтной передачи постоянного тока внутри Казахстана усиливает передачу северной генерации в южную зону. Вариант ВПТ/В2В на границе ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана меняет характер взаимодействия между синхронными

зонами и может, в отличие от линии постоянного тока, снизить риск неконтролируемых набросов мощности на казахстанский транзит.

Обе опции относятся к крупным системным решениям и требуют отдельного предварительного ТЭО.

Цифровые инструменты

Цифровые сетевые решения являются одним из самых важных элементов программы. Их внедрение дешевле и быстрее строительства крупных линий электропередачи, и они напрямую повышают полезность существующей сети. В условиях ОЭС ЦА цифровая инфраструктура нужна для важных функций: контроля сальдо-перетоков, расчета отклонений, автоматического регулирования, повышения наблюдаемости, финансовых расчетов и снижения консервативных ограничений по сечениям.

SCADA обеспечивает диспетчерский мониторинг и управление объектами энергосистемы в режиме, близком к реальному времени: сбор телеметрии, контроль параметров, выдачу команд и регистрацию событий. WAMS/WACS на базе синхронизированных фазорных измерений расширяет наблюдаемость до межсистемного уровня, позволяет отслеживать углы, частоту, колебания мощности и ранние признаки потери устойчивости, а в более зрелой конфигурации поддерживает автоматизированные управляющие воздействия. АРЧМ используется для автоматического регулирования частоты и сальдо-перетоков, что особенно важно при росте трансграничной торговли, ВИЭ и балансирующей энергии. АСКУЭ формирует коммерчески значимую измерительную базу для учета фактических перетоков, расчета отклонений и оплаты системных услуг. Отдельное значение имеют защищенные каналы связи, обеспечивающие надежный и кибербезопасный обмен диспетчерскими, коммерческими и аварийными данными между национальными операторами и региональным координатором.

Текущее состояние этих систем, а также требования к управлению данными изложены в [главе 4](#); в [таблице 24](#) обобщены их функции, системный эффект и KPI.

Цифровая инфраструктура для интеграции не менее важна, чем физические линии. Рынок «на сутки вперед» опирается на АСКУЭ и расчет показателей пропускной способности. Рынок системных услуг опирается на АРЧМ, телеметрию и верификацию исполнения услуг. Интеграция высокой доли ВИЭ опирается на сетевые кодексы, прогнозирование и динамические модели. Поэтому цифровые инструменты имеют самостоятельную инвестиционную ценность.

Приоритетные проекты образуют несколько пакетов: Узбекистан — Казахстан, Казахстан — Кыргызстан, Ферганский энергоузел, Узбекистан — Таджикистан, туркменское направление, северный контур и цифровая архитектура. Их общая функция состоит в снижении полной стоимости надежности и повышении управляемости энергоперехода.

↓ Таблица 24. Описание цифровых сетевых инструментов

Элемент	Функция	Системный эффект	KPI
ЦКС АРЧМ КДЦ	Регулирование частоты, мощности и сальдо-перетоков	Снижение некомпенсированных небалансов и поддержка рынка системных услуг	Число подключенных станций, снижение отклонений
WAMS/PMU	Расширенная наблюдаемость устойчивости	Раннее выявление опасных режимов и обоснование допустимых перетоков	Покрытие критических сечений
WACS	Широкозонное управление	Прирост полезной передаточной способности и снижение аварийных рисков	Прирост допустимых перетоков
Региональная АСКУЭ	Коммерческий учет межсистемных перетоков	Финансовые расчеты, начисления за отклонения, учет аварийной энергии	Доля покрытых точек учета
Защищенные каналы	Безопасный обмен диспетчерскими и коммерческими данными	Рост доверия и киберустойчивости региональной архитектуры	Доступность каналов, задержка передачи, число инцидентов
Развитие систем прогнозирования ВИЭ	Прогнозы выработки для рынка «на сутки вперед», рынка реального времени и диспетчеризации	Снижение резервов «на всякий случай» и вынужденных ограничений ВИЭ	Ошибка прогноза, объем ограничений ВИЭ

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе КДЦ «Энергия» и логики поэтапной региональной интеграции.

Данные инвестиции могут помочь региону не просто строить больше генерации, а использовать существующие и новые мощности эффективнее, безопаснее и инвестиционно предсказуемее. Привлекательность проекта высока, когда она снимает конкретное ограничение, дает измеримый системный эффект, поддерживает рыночную архитектуру и повышает надежность ОЭС ЦА.

9.

ВНЕШНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОРИДОРЫ



Внешние энергетические коридоры повышают стратегическую ценность Центральной Азии. Они расширяют рынки, создают новые инвестиционные ориентиры, привлекают внешних партнеров и помогают странам региона диверсифицировать энергетические связи. Однако их практический эффект зависит от состояния внутреннего ядра ОЭС ЦА.

Если внутренняя система работает с перегруженными сечениями, ограниченной цифровой наблюдаемостью, неполным коммерческим учетом и дефицитом резервов, внешние проекты начинают конкурировать за пропускную способность сетей, воду, доступную мощность и управленческое внимание. При управляемом внутреннем контуре внешние направления становятся источником дополнительной устойчивости: они дают рынки для новой электроэнергии, каналы для зеленого экспорта, доступ к капиталу и технологиям, резервированию и более широкому портфелю коммерческих опций.

Внешние векторы следует рассматривать как портфель возможностей с разной степенью зрелости. Южное направление CASA-1000 уже имеет проектную и инфраструктурную основу. Северный вектор через Казахстан, Россию и более широкую евразийскую синхронную зону выполняет функцию надежности, частотной устойчивости и резервирования. Восточный вектор с Китаем связан с крупным потенциальным рынком, капиталом и технологиями, но требует проверки подтвержденного покупателя, стандартов и договорной архитектуры. Транскаспийский зеленый энергетический коридор является долгосрочной стратегической опцией зеленого экспорта. Юго-западный вектор Туркменистан — Иран связан с синхронизацией, возможным применением вставки постоянного тока и будущей ролью Туркменистана как регионального энергетического хаба.

Из всех внешних направлений наиболее практически задействованным системным контуром сегодня остается интерфейс Россия — Казахстан, через который ОЭС Центральной Азии опосредованно связана с ЕЭС России. В отличие от южного, восточного и транскаспийского направлений, которые находятся на разных стадиях запуска, технико-экономической проработки или стратегического позиционирования, российско-казахстанский контур уже выполняет функцию внешнего стабилизатора. ЕЭС России обеспечивает для Казахстана более крупную синхронную зону, частотную устойчивость, резервирование и возможность аварийной поддержки, а ЕЭС Казахстана выступает промежуточным системным звеном между этим контуром и ОЭС ЦА. Поэтому ключевым ограничением северного вектора является не только доступность российской мощности, но и управляемость сальдо-перетоков на границе Россия — Казахстан, устойчивость казахстанского транзита Север — Юг и способность ЕЭС Казахстана безопасно передавать системный эффект дальше, в южную зону Казахстана и на интерфейс с ОЭС ЦА. В этом смысле северный вектор следует рассматривать не просто как направление торговли с Россией, а как действующий внешний контур надежности, частотной поддержки и резервирования, ценность которого напрямую зависит от качества управления российско-казахстанским интерфейсом, развития АРЧМ, правил компенсации отклонений и усиления внутренних сечений Казахстана.

↓ Рисунок 12. Карта внешних связей



Источник: ЕАБР, КДЦ «Энергия».

Внешняя связанность не заменяет внутреннюю региональную кооперацию. Она становится ее продолжением. С развитием внутреннего регионального рынка внешние направления получают более устойчивую техническую и коммерческую основу. Такой порядок снижает риски и повышает инвестиционную реализуемость проектов.

Южный вектор — CASA-1000

CASA-1000 является внешним энергетическим коридором Центральной Азии с высокой степенью готовности. Его базовая функция — передача летней гидроэлектроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана в Южную Азию через Афганистан в Пакистан. Проект позволяет странам верховья монетизировать часть сезонного гидроэнергетического ресурса, а принимающим рынкам — получить дополнительную электроэнергию в период высокого спроса.

Проект предусматривает строительство ВЛ 500 кВ от ПС Датка до ПС Сугд протяженностью около 485 км, из которых 450 км проходят по территории Кыргызстана, далее ВЛ 500 кВ Сугд — Сангтуда протяженностью 260 км, преобразовательную подстанцию 1300 МВт в Сангтуде, высоковольтную линию постоянного тока от Сангтуды до Ноушеры в Пакистане протяженностью около 750 км и инверторную подстанцию 1300 МВт в Ноушере. Кыргызский и таджикский участки были завершены к 2026 г., ведутся наладочные работы; ключевым условием запуска остается афганский участок.

Всемирный банк указывает, что работы в Афганистане были приостановлены после политических изменений в августе 2021 г. и возобновились в декабре 2024 г. после введения защитных механизмов. По состоянию на декабрь 2025 г. подрядчики продолжали работы, а полная реализация проекта ожидается к концу 2027 г. Кыргызстан, Таджикистан и Пакистан в основном завершили строительство своих объектов и ожидают завершения афганской линии для финального тестирования HVDC-системы и начала операций ([World Bank, 2026b](#)).

Системное значение CASA-1000 связано с тремя условиями.

Первое условие — сезонность. CASA-1000 ориентирован на поставку избыточной электроэнергии в летний вегетационный период. Проект должен быть согласован с водно-энергетическими режимами Кыргызстана и Таджикистана, внутренним спросом, режимом водохранилищ и обязательствами перед странами низовья. В годы маловодья или высокого внутреннего спроса экспортный ресурс может быть ниже расчетного.

При этом исходная ресурсная модель CASA-1000 требует актуализации. Проект разрабатывался исходя из наличия достаточного летнего профицита существующих ГЭС Кыргызстана и Таджикистана после покрытия внутреннего спроса и не предполагал обязательного строительства новой генерации. Однако за прошедшее десятилетие внутренний спрос существенно вырос, Кыргызстан превратился в устойчивого нетто-импортера электроэнергии, а доступный экспортный ресурс Таджикистана уже используется в торговле с соседними странами. Поэтому наличие физически готовой линии само по себе не гарантирует ее загрузку на проектном уровне: определяющим становится остаточный летний экспортный ресурс после покрытия внутреннего спроса, существующих экспортных обязательств и водохозяйственных ограничений.

Второе условие — режим Датка — Сугд. Предусмотренное CASA-1000 включение линии Датка — Сугд в тупиковом режиме для питания выделенной нагрузки на севере Таджикистана может усилить загрузку существующих, уже сильно загруженных сечений в энергосистеме Узбекистана, если дефицит в Кыргызстане будет покрываться транзитом через узбекские сети. Поэтому режим линии, метод учета электроэнергии и эксплуатацию Датка — Сугд в зимнее время целесообразно обсуждать в увязке с ОЭС ЦА.

Врезка 3. Ключевые риски реализации проекта CASA-1000

Реки Центральной Азии носят трансграничный характер, а поставка электроэнергии за пределы региона неизбежно происходит за счет ресурса замкнутого водного бассейна с ограниченными и подверженными сильным сезонным колебаниям запасами. Поэтому оценка проекта CASA-1000 не может ограничиваться сетевой и коммерческой логикой — она требует явного учета следующих накопленных рисков.

Риск графика. Проект CASA-1000 по первоначальному ТЭО должен был быть введен в эксплуатацию в 2017 г.; фактический срок перенесен на 2027 г., в том числе из-за политической нестабильности в Афганистане. Отставание от изначального плана уже составляет около 10 лет.

Риск разрыва между готовностью коридора и экспортного ресурса.

Исходная модель CASA-1000 предполагала экспорт существующего летнего гидропрофицита Кыргызстана и Таджикистана и не была непосредственно привязана к строительству новых крупных ГЭС. Однако к моменту ожидаемого запуска коридора в 2027 г. эта предпосылка стала менее устойчивой. Кыргызстан в настоящее время является нетто-импортером электроэнергии, а имеющийся летний экспортный ресурс Таджикистана одновременно востребован внутренним рынком и существующими региональными направлениями поставок. Поэтому в период между вводом CASA-1000 и появлением новых крупных генерирующих мощностей (ориентировочно в 2033 г.) фактическая загрузка коридора будет зависеть от водности, темпов роста внутреннего спроса и объема остаточного летнего профицита, доступного после выполнения других обязательств.

Финансовый и строительный риск. Для завершения Камбаратинской ГЭС-1 и Рогунской ГЭС потребуются значительные прямые инвестиции. Международная практика реализации крупных плотин показывает: в среднем стоимость крупных гидроэнергетических проектов превышала первоначальную смету на 96% при медианном превышении порядка 30%; среднее отставание от графика составляло 44% (Ansar et al., 2014), то есть риск дальнейшего сдвига вправо от 2033 г. следует считать базовым сценарием, а не исключением.

Риск загрузки и окупаемости. Линии CASA-1000 рассчитаны на передачу сезонных излишков электроэнергии, вырабатываемых в период летних ирригационных пусков. В остальную часть года линии остаются существенно недозагруженными, что создает риски для надежности сетевой инфраструктуры, повышает эксплуатационные издержки и, вероятно, потребует субсидирования национальных операторов — дополнительной нагрузки на бюджеты стран-участниц с ограниченной фискальной гибкостью. При таких вводных заявленная окупаемость проекта остается неопределенной.

Риск изменения стратегической функции проекта. Одним из возможных решений проблемы загрузки является привлечение к проекту внерегиональных энергосистем (например, России) — в этом случае CASA-1000 из южного экспортного коридора для стран ЦА трансформируется в межрегиональную транзитную линию, что меняет его исходную стратегическую логику.

Риск, не учтенный в исходном ТЭО. Расчеты CASA-1000 не принимали в расчет канал Кош-Тепа (Афганистан) с водозабором из Амударьи, который должен выйти на проектную мощность к 2028–2030 гг. — практически одновременно с периодом наполнения водохранилища Рогунской ГЭС. Совпадение этих процессов во времени создает совокупный риск для водно-энергетической безопасности региона, который требует совместной, а не изолированной оценки.

Третье условие — Афганистан как центральное звено. Всемирный банк прямо отмечает, что CASA-1000 не может работать без завершения афганского участка, поскольку он соединяет все четыре страны-участницы. Незавершение проекта создает риск недоиспользования или обесценения инфраструктурных активов примерно на 1 млрд долл. Для снижения рисков проект в Афганистане возобновлен через обособленный контур реализации: строительные платежи и будущие доходы управляются вне афганских государственных систем, с применением внешнего мониторинга, офшорных счетов и отдельных процедур контроля ([World Bank, 2026b](#)).

Северо-восточная энергосистема Афганистана пока не является устойчивым транзитным контуром ОЭС ЦА. Она работает по островным схемам: зимой преимущественно от Узбекистана по направлению Сурхан — Пули-Хумри — Кабул, летом — от Таджикистана по направлению Сангтуда — Пули-Хумри — Кабул. Включение этих линий в транзит через ПС Пули-Хумри ограничено требованиями устойчивости параллельной работы, что приводит к разделению систем шин на большинстве подстанций NEPS.

↓ **Таблица 25. Параметры проекта CASA-1000**

Параметр	Содержание	Значение для ОЭС ЦА
Страны-участницы	Кыргызстан, Таджикистан, Афганистан, Пакистан	Южный межрегиональный контур Центральная Азия — Южная Азия
Базовая функция	Сезонный экспорт летней гидроэнергии	Монетизация гидроэнергетического профицита стран верховья
Технологическая схема	АС-связи в Центральной Азии и HVDC-передача в направлении Пакистана	Управляемая передача через слабые и несинхронные участки сети
Критический участок	Афганский транзитный сегмент	Основное условие фактической работоспособности полного коридора
Финансовая защита	Обособленный контур реализации и расчетов для афганского участка	Снижение платежных, операционных и политико-финансовых рисков
Связь с внутренней ОЭС ЦА	Датка — Сугд, Ферганский энергоузел, NEPS, водно-энергетические режимы	Необходимость согласования внешнего экспорта с внутренними перетоками и гидрорежимами
Ключевые ограничения	Сезонность поставок, безопасность транзита, режим линии, коммерческий учет, платежная модель	Требования к эксплуатационным протоколам, settlement и распределению рисков

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия», [World Bank \(2026b\)](#).

CASA-1000 создает сезонный экспортный канал значительной мощности, но фактический годовой объем поставок будет зависеть от водности, готовности афганского участка, режима эксплуатации и договорных условий. Переток электроэнергии, по проекту CASA-1000, планируется осуществить в 2027 г. после завершения строительных работ в Афганистане.

CASA-1000 важен как практический пример внешней связанности, которая требует внутренней координации. Южный экспорт становится устойчивым тогда, когда ОЭС ЦА способна одновременно управлять гидроресурсами, сетью, пиковыми нагрузками, внутренними дефицитами электроэнергии и коммерческими обязательствами.

Северный вектор — Россия и ЕАЭС

Северный вектор выполняет другую функцию. В отличие от CASA-1000, он не является прежде всего экспортным маршрутом. Его значение связано с надежностью, частотной устойчивостью, резервированием и взаимодействием ОЭС ЦА с более широким синхронным контуром через ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.

Южная часть Казахстана входит в ОЭС ЦА, но ее связь с севером Казахстана имеет критическое значение для покрытия нагрузки. Южная зона Казахстана покрывает баланс примерно наполовину собственной выработкой и наполовину перетоком с севера Казахстана по трем цепям ВЛ 500 кВ. Возможности этого транзита практически полностью используются для внутренних потребителей Казахстана, а некомпенсированные небалансы ОЭС ЦА могут дополнительно нагружать транзит Север — Юг. При аварийном отключении транзита южные регионы Казахстана теряют переток порядка 2000 МВт, что усложняет аварийный процесс в ОЭС ЦА.

Северный вектор важен и для частотной устойчивости. Сейчас ОЭС ЦА фактически связана с более широкой зоной через Казахстан. Это дает системную устойчивость и одновременно делает регион чувствительным к набросам мощности, отклонениям сальдо-перетоков и состоянию казахстанского транзита. Сечение Л-530, Л-532, Л-539, связывающее ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, является одним из наиболее узких мест и влияет на устойчивость всей ОЭС ЦА.

По северному направлению есть два крупных концептуальных решения. Первое — проект KEGOC по строительству высоковольтной передачи постоянного тока от Экибастузской ГРЭС-1 до ПС Жамбыл или Шымкент длиной около 1500 км и передаточной способностью 2000 МВт. Второе — предложение КДЦ «Энергия» рассмотреть ВПТ/В2В на границе ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана, чтобы перейти от параллельной работы к управляемой совместной работе через вставки постоянного тока без разрыва кольца 500 кВ ОЭС ЦА.

Северный вектор является контуром надежности и резервирования. Его будущая архитектура должна снижать нагрузку на транзит Север — Юг Казахстана и повышать управляемость перетоков между ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана.

Северный вектор помогает повысить надежность без избыточного национального резервирования. Его ценность растет при развитии дополнительных цифровых инструментов, рассмотренных ранее. Без этих элементов внешняя синхронная поддержка может скрывать внутренние проблемы управляемости, а не решать их.

↓ Таблица 26. Параметры северного вектора

Элемент	Системная функция	Критические параметры
ЕЭС Казахстана/ ЕЭС России	Частотная устойчивость, резервирование, внешняя синхронная опора	Коммерческие правила, режимы сальдо-перетоков, стоимость отклонений, условия аварийной поддержки
Транзит Север — Юг Казахстана	Покрытие нагрузки южной зоны Казахстана и опосредованная поддержка ОЭС ЦА	Пропускная способность сечения, критерий N-1, рост спроса южной зоны, риск перегрузки при небалансах ОЭС ЦА
HVDC ЭГРЭС-1 — Жамбыл/Шымкент	Управляемое усиление внутренней передачи Казахстана	CAPEX, системный эффект для южной зоны, влияние на сальдо- перетоки ОЭС ЦА, интеграция с существующей сетью
ВПП/B2B на границе ЕЭС Казахстана и ОЭС ЦА	Управляемый интерфейс между синхронными зонами	Частотное регулирование ОЭС ЦА, ЦКС АРЧМ, стоимость ВПП, режимная устойчивость, правила распределения ответственности
ЦКС АРЧМ КДЦ «Энергия»	Регулирование частоты, мощности и сальдо-перетоков	Финансирование, сроки внедрения, подключение регулирующих станций, требования к телеметрии и каналам связи

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

Восточный вектор — Китай (СУАР)

Китай является крупнейшим энергетическим и технологическим рынком, обладает масштабным опытом HVDC, ВИЭ, сетевого строительства, аккумуляторных систем хранения энергии и промышленного производства энергетического оборудования. Для Центральной Азии это означает потенциальный доступ к капиталу, технологиям и долгосрочному спросу.

В настоящее время восточное направление следует рассматривать как стратегическую проектную опцию, а не как подтвержденный экспортный коридор. В открытых материалах, использованных в докладе, отсутствуют подтвержденные параметры покупателя, объема поставки, маршрута, технической схемы, коммерческой модели и распределения рисков.

Китайский рынок неоднороден. СУАР географически близок к Центральной Азии, но близость не означает автоматического спроса на импорт электроэнергии. Китай активно развивает собственную генерацию, сети сверхвысокого напряжения, ВИЭ и межрегиональные линии передачи. Поэтому ключевой вопрос должен формулироваться практически: есть ли конкретный платежеспособный покупатель, точка присоединения, ценовая формула и долгосрочная договорная модель.

Технически восточный вектор, вероятно, потребует HVDC или другой управляемой схемы сопряжения. Это связано с расстояниями, различиями стандартов, необходимостью контролировать перетоки и снижать риски для устойчивости. Для Центральной Азии такая технология может быть преимуществом: HVDC позволяет управлять экспортом без жесткой синхронизации систем. Но эта технология капиталоемка и требует крупного гарантированного объема поставок.

↓ Таблица 27. Параметры восточного вектора

Критерий	Необходимые условия	Комментарии
Рынок-получатель	Подтвержденный покупатель в СУАР или другом регионе Китая	Наличие крупного рынка не эквивалентно гарантированному спросу на импорт
Технологическая схема	HVDC или иное управляемое сопряжение	Контролируемая передача без жесткой синхронизации и снижение рисков для внутренней ОЭС ЦА
Технические стандарты	Совместимость требований к подключению, защите, телеметрии, обмену данными и аварийным режимам	Снижение риска удорожания проекта, задержек и ограничений эксплуатации
Коммерческая модель	Цена, срок PPA, валютные условия, транзитные платежи, потери, режим curtailment	Инвестиционная реализуемость только при подтвержденной платежной и договорной базе
Ресурсная база	Определенный экспортный портфель: ВИЭ, ГЭС, тепловая мощность или гибридная схема	Недопущение снижения внутренней надежности и конкуренции за дефицитный ресурс
Регуляторика	Трансграничные лицензии, гарантии происхождения, доступ к сетям, правила расчетов и разрешения споров	Предсказуемость доступа, тарифов и ответственности сторон
Геоэкономический профиль	Баланс доступа к рынку, капиталу и технологиям с защитой национальных интересов	Снижение риска асимметричной зависимости от одного внешнего направления

Источник: ЕАБР.

Восточный вектор особенно чувствителен к структуре выгоды. Если проект будет ориентирован только на экспорт отдельных крупных станций, он может мало помочь внутренней ОЭС ЦА. Если он будет встроен в региональную архитектуру, он способен повысить ценность ВИЭ, дать новый внешний спрос, поддержать HVDC-компетенции и привлечь капитал.

Восточный вектор с Китаем является долгосрочной стратегической опцией. Его реализация требует отдельного предварительного ТЭО, подтвержденного покупателя, оценки стандартов и анализа влияния на внутреннюю надежность ОЭС ЦА.

Китай может стать источником технологий и капитала, но внутренняя региональная координация остается обязательной основой. Сильная ОЭС ЦА повышает переговорную позицию региона и делает потенциальный экспорт менее зависимым от одного внешнего покупателя.

Западный вектор — Транскаспийский зеленый коридор

Транскаспийский зеленый энергетический коридор — стратегический и одновременно один из наиболее сложных внешних векторов. Его смысл состоит в создании маршрута для экспорта ВИЭ из Центральной Азии через Каспий, Азербайджан и далее в направлении Черноморского и европейского энергетического пространств.

До завершения ТЭО этот коридор следует рассматривать как стратегическую опцию, а не как подтвержденный маршрут к реализации. В марте 2026 г. в Баку прошел стартовый вводный семинар по первому этапу ТЭО с участием Азербайджана, Казахстана, Узбекистана, операторов передачи, регуляторов, Азиатского банка развития, Азиатского банка инфраструктурных инвестиций и других участников. По итогам встречи были согласованы ключевые технические предпосылки, требования к данным и следующие шаги к завершению первого этапа ТЭО и подготовке ко второму этапу.

CESI (итальянская инженерно-консалтинговая компания) была выбрана Азиатским банком развития для выполнения первой фазы ТЭО. В мандат CESI входят моделирование трансграничных обменов, системные исследования, выбор оптимальных трасс наземных и подводных кабельных участков, концептуальное проектирование HVDC-инфраструктуры, а также определение коммерческой рамки и бизнес-модели. CESI также указывает, что коридор рассчитан на интеграцию до 5 ГВт ВИЭ к 2030 г. ([Azerbaijan Ministry of Energy, 2026](#); [CESI, 2026](#)).

Транскаспийский коридор следует рассматривать как стратегическую долгосрочную опцию зеленого экспорта. Его приоритетность будет зависеть от результатов ТЭО, подтвержденного покупателя, сертификации происхождения электроэнергии, капитальных затрат и способности внутренней ОЭС ЦА поддерживать экспорт без ухудшения надежности.

Этот коридор имеет сильную связь со стратегией «среднего пути». Он может повысить инвестиционную привлекательность ВИЭ, дать экспортный рынок, стимулировать сертификацию зеленой электроэнергии и поддержать технологическую модернизацию сетей. При опережающем развитии внутренней сетевой и рыночной архитектуры он может стать источником устойчивой экспортной выручки. При отставании внутренней инфраструктуры возникнет риск конкуренции за передаточную способность, гибкость и инвестиции.

Отдельным риском является несогласованность гарантий происхождения электроэнергии. Для зеленого экспорта нужны единые правила сертификации, реестр отслеживания происхождения, аудиторские заключения, правила «дополнительности» и сопоставления объемов. Без этого зеленый статус поставки будет сложнее подтвердить для покупателей, европейских регуляторов и международных финансовых институтов.

↓ Таблица 28. Транскаспийский зеленый коридор

Критерий	Необходимые условия	Комментарии
Техническая схема	Каспийский кабель, береговые преобразовательные подстанции, HVDC-инфраструктура, сопряжение с сетями Казахстана, Узбекистана и Азербайджана	Техническая реализуемость, потери, надежность и капитальные затраты
Ресурсная база	Экспортный портфель ВИЭ, профиль выработки, дополнительность проектов, доступность резервов	Подтверждение, что экспорт опирается на дополнительную чистую генерацию, а не на перераспределение дефицитной энергии
Сетевая готовность	Внутренние сети Казахстана и Узбекистана, выдача ВИЭ, связь с Азербайджаном и последующими транзитными системами	Недопущение блокировки внутренних коридоров и роста curtailment
Регуляторная рамка	Доступ к сетям, трансграничная торговля, сертификация происхождения электроэнергии, учет потерь и ограничений	Доказуемость зеленого происхождения и совместимость с требованиями целевых рынков
Коммерческая модель	Подтвержденный покупатель, РРА/CfD, тариф передачи, распределение потерь, платежные гарантии	Bankability проекта и распределение коммерческих рисков
Операционная координация	Диспетчеризация HVDC, аварийные режимы, ramp-rate limits, балансирование, правила curtailment	Безопасная эксплуатация коридора без ухудшения устойчивости внутренней ОЭС ЦА
ESG и разрешительная база	Морской участок, экологические ограничения, land acquisition, процедуры согласования и safeguards	Снижение экологических, социальных и разрешительных рисков
Институциональная модель	Распределение ролей между TSO, регуляторами, операторами рынка, инвесторами и покупателями	Управляемость многосторонней проектной структуры

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе данных Министерства энергетики Азербайджана и CESI/ADB.

Юго-западный вектор — Туркменистан — Иран

Юго-западный вектор связан с Туркменистаном, Ираном, Афганистаном и потенциальной параллельной работой Туркменистана с ОЭС ЦА. Это направление отличается от остальных тем, что главный вопрос здесь связан прежде всего со схемой синхронизации.

Сейчас Туркменистан работает параллельно с энергосистемой Ирана и поставляет электроэнергию в ОЭС ЦА по островным схемам. Такая модель позволила нарастить

поставки в Узбекистан и Кыргызстан, но имеет пределы. КДЦ «Энергия» указывает, что режим «острова» снижает надежность работы туркменской энергосистемы, поскольку для него выделяются не только генераторы, но и сети 500 кВ и 220 кВ. При сохранении нынешней схемы потенциал расширения поставок ограничен.

Критический вопрос связан со строящимися и планируемыми связями 500/400 кВ в сторону Ирана. Соединение линий через трансформаторную связь 500/400 кВ недостаточно проработано и не обеспечивает устойчивую параллельную работу энергосистем Ирана и Туркменистана с одной стороны и ОЭС ЦА с другой. Предлагается вместо трансформаторной связи установить ВПТ. Такая схема позволила бы Туркменистану вернуться к параллельной работе с ОЭС ЦА и одновременно работать с Ираном через управляемую вставку постоянного тока.

Это предложение имеет региональное значение. При ВПТ Туркменистан может стать хабом обмена электроэнергией между Ираном, ОЭС ЦА, ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. КДЦ «Энергия» отдельно отмечает потенциальную ценность суточных обменов с учетом часовых поясов и возможных сезонных различий.

↓ **Таблица 29. Туркменистан — Иран**

Вариант	Что означает	Потенциальный эффект	Главный риск
Продолжение островных схем	Туркменские генераторы и сети выделяются для поставок в ОЭС ЦА	Сохранение текущего уровня поставок	Ограниченная масштабируемость и более низкая надежность
Трансформаторная связь 500/400 кВ с Ираном	Синхронное сопряжение без ВПТ	Теоретически упрощает сетевую связь	По оценке КДЦ, не обеспечивает устойчивую схему с ОЭС ЦА и Ираном
ВПТ Туркменистан — Иран	Управляемая связь постоянного тока между Туркменистаном и Ираном	Возможность параллельной работы Туркменистана с ОЭС ЦА и обмена с Ираном через ВПТ	Капитальные затраты, ТЭО, договорная архитектура
Туркменистан как хаб	Туркменистан связывает ОЭС ЦА, Иран, Афганистан и потенциально северный контур	Суточный и сезонный арбитраж, дополнительный резерв	Требуется политических, технических и коммерческих решений

Источник: адаптировано экспертами ЕАБР по КДЦ «Энергия».

Юго-западный вектор может усилить региональный портфель опций, но его развитие зависит от выбора технической схемы сопряжения Туркменистана с Ираном и ОЭС ЦА. Наиболее перспективной для дальнейшего анализа выглядит управляемая схема через ВПТ. Она требует отдельного ТЭО, оценки капитальных затрат, устойчивости, коммерческой модели и межгосударственных договоренностей.

Туркменистан может добавить региону мощности газового флота электростанций, резерв и маневренность. Этот ресурс должен быть встроен в управляемую, технически устойчивую и договорно прозрачную архитектуру.

Сравнительная матрица

Сравнительная оценка внешних направлений должна выходить за рамки потенциального объема экспорта. Для ОЭС ЦА принципиально важно, какую системную функцию выполняет каждый вектор: надежность, сезонный экспорт, доступ к внешнему спросу, зеленую сертификацию, управляемое сопряжение или транзит. Поэтому матрица сопоставляет направления по степени зрелости, техническим условиям, требованиям к внутренним сетям, платежной модели, режимной устойчивости и инвестиционной реализуемости. Такой подход позволяет оценивать внешние коридоры не как конкурирующие маршруты экспорта, а как портфель опций, ценность которого зависит от управляемости внутреннего ядра ОЭС ЦА.

↓ Таблица 30. Экспертная оценка ЕАБР внешних энергетических направлений Центральной Азии

Вектор	Зрелость	Системная функция	Главный риск
CASA-1000	Текущая реализация проекта	Сезонный экспорт гидроэнергии в Южную Азию	Сезонность, безопасность, Датка — Сугд, учет, платежная модель
Северный вектор	Действующий вектор; расширение может потребовать ТЭО	Надежность, частота, резервирование	Загруженность транзита Север — Юг Казахстана, небалансы, регуляторные и санкционные ограничения
Китай/СУАР	Концепция	Потенциальный рынок, капитал, HVDC	Подтвержденный покупатель, стандарты, переговорная асимметрия
Транскаспийский коридор	Стадия ТЭО	Зеленый экспорт и сертификация происхождения	Капитальные затраты, ESG, покупатель, готовность сетей
Туркменистан — Иран	Инфраструктурная база есть; схема синхронизации требует решения	Газовая мощность, юго-западный хаб, обмены с Ираном	ВПТ, договоры, параллельная работа, противоаварийная автоматика
Афганистан как южное продолжение	Ограниченная в текущей NEPS	Приемный рынок и возможный транзит	Устойчивость, платежи, безопасность

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия», [World Bank \(2026b\)](#), Министерства энергетики Азербайджана и CESI/ADB.

Реализуемость внешних направлений определяется степенью готовности внутренней ОЭС ЦА к управляемому экспорту, транзиту и сопряжению с внешними энергосистемами. Критическими условиями являются подтвержденная доступная пропускная способность, устойчивость ключевых сечений, режимная координация гидроресурсов, АРЧМ, коммерческий учет, защищенные каналы

связи, согласованные правила отклонений, а также наличие платежеспособного покупателя и договорной модели распределения рисков. Поэтому внешние коридоры следует рассматривать не как автономные экспортные проекты, а как производные от внутренней управляемости региона: чем выше техническая и расчетная зрелость ОЭС ЦА, тем выше их системная и инвестиционная ценность.

Центральная Азия может развивать внешние коридоры как продолжение внутренней модернизации. Сильная ОЭС ЦА повышает надежность, снижает стоимость интеграции ВИЭ, улучшает переговорную позицию и делает внешние проекты более инвестиционно реализуемыми. Тогда внешние коридоры станут продолжением стратегии «среднего пути»: они помогают диверсифицировать рынки, привлекать капитал, повышать надежность и снижать стоимость энергоперехода.

Главный вывод раздела состоит в том, что внешняя связанность Центральной Азии будет устойчивой только при сильном внутреннем ядре. Внешние коридоры должны опираться на управляемую сеть, подтвержденную доступную передаточную способность, коммерческий учет, финансовые расчеты, гидроэнергетическую координацию, правила отклонений, системные услуги и инвестиционный портфель, который снимает реальные ограничения ОЭС ЦА. Только в этом случае внешние направления будут усиливать региональную надежность, а не создавать новые конкурирующие нагрузки на сеть, воду и доступные мощности.



10.

ПРЕДЛАГАЕМАЯ ДОРОЖНАЯ КАРТА РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ КООПЕРАЦИИ

Представленная дорожная карта является аналитическим предложением ЕАБР и не отражает согласованный странами график реформ или обязательства национальных органов. Ее временные горизонты являются ориентировочными. Переход между этапами должен определяться не только календарными сроками, но прежде всего готовностью данных, учета, сетей, расчетных механизмов и институтов.

Таким образом, дорожная карта должна рассматриваться не как жесткий календарный график запуска рынка, а как последовательность уровней готовности. Переход к каждому следующему уровню возможен только при выполнении базовых условий предыдущего этапа (*maturity-based roadmap*): наблюдаемость режима, коммерческий учет, правила отклонений, расчет доступной пропускной способности, платежная дисциплина и операционная координация.

Такой подход соответствует логике стратегии «среднего пути». Региональная кооперация должна одновременно повышать надежность, сохранять доступность энергии и обеспечивать управляемую интеграцию ВИЭ. Сначала система должна видеть и измерять режим. Затем появляется возможность безопасно распределять ограниченную передаточную способность и запускать краткосрочную торговлю. После этого гибкость, резервы и системные услуги могут стать измеримыми и оплачиваемыми продуктами. На более зрелом этапе появляется основа для региональной оценки достаточности мощности, признания надежного трансграничного вклада ресурсов и более устойчивого выхода на внешние энергетические коридоры.

Техническая база для этой дорожной карты уже формируется. Региональная АСКУЭ приобретена и устанавливается, проектно-сметная документация центральной координирующей системы АРЧМ подготовлена, WAMS интегрирована в КДЦ «Энергия» по ограниченному набору датчиков, WACS KEGOC дала прирост передаточной способности на 250 МВт, а программа REMIT с 2026 г. дополняет двусторонние соглашения пилотной краткосрочной торговлей. Всемирный банк описывает REMIT как 10-летнюю трехфазную программу, ориентированную на рост региональной торговли, расширение передаточной способности, цифровизацию сетей и интеграцию чистой энергии ([World Bank, 2026a](#); [World Bank, 2026c](#)).

Краткосрочный горизонт (2026–2028 гг.)

Первый горизонт закрепляет операционно-коммерческую базу. На этом этапе приоритетом является надежное измерение и управление уже существующими трансграничными потоками: АСКУЭ, защищенные каналы, телеметрия, реестр сделок, правила урегулирования отклонений, аварийная энергия, межоператорский обмен балансирующей энергией и подготовка пилотного рынка.

Результатом этого этапа может стать система, в которой каждая поставка видна системному оператору, каждая сделка имела график, каждое отклонение измерялось, аварийная поддержка фиксировалась отдельным протоколом, а фактические перетоки подтверждались коммерческим учетом. Это снижает риск некомпенсированных небалансов, повышает доверие между участниками и создает основу для будущих финансовых расчетов.

↓ Таблица 31. Необходимые компоненты в краткосрочном горизонте

Направление	Содержание этапа	Ответственные функции	Результат
АСКУЭ	Наладка региональной АСКУЭ и сопряжение с национальными системами	КДЦ «Энергия», национальные системные операторы, сетевые компании	Единая база учета межсистемных перетоков
Защищенные каналы	Защищенный обмен диспетчерскими и коммерческими данными	КДЦ, НСО, ИТ-службы	Надежный обмен режимной и расчетной информацией
Регламент управления данными	Единые правила состава, частоты, точности, доступа, аудита и использования данных	КДЦ, НСО, регуляторы	Данные становятся основой рынка, системных услуг и послеаварийного анализа
Реестр сделок	Реестр трансграничных контрактов, графиков, точек поставки и ответственных за баланс	НСО, КДЦ, оператор рыночной платформы	Видимость коммерческих потоков для диспетчеризации
Урегулирование отклонения	Базовые правила урегулирования отклонений	НСО, регуляторы, КДЦ	Ответственность за расхождение графика и факта
Аварийная энергия	Протокол аварийной поддержки и отдельный учет аварийной энергии	НСО, КДЦ, регуляторы	Аварийная помощь без споров о расчетах
Балансирующая энергия	Межоператорский обмен балансирующей энергией	НСО, КДЦ	Первый уровень рынка гибкости
ВИЭ-телеметрия	Подключение крупных ВИЭ к телеметрии и прогнозированию	НСО, операторы ВИЭ	Рост ВИЭ без потери наблюдаемости

Источник: предложения экспертов ЕАБР с учетом материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта.

Важная часть первого горизонта — четкое распределение ролей. КДЦ «Энергия» может выполнять координирующую функцию, быть оператором платформы или координатором финансовых расчетов. Национальные системные операторы сохраняют контроль над внутренними режимами и оперативной безопасностью своих энергосистем. Такая модель снижает политическую чувствительность и делает региональную координацию совместимой с национальной ответственностью за надежность энергоснабжения.

Среднесрочный горизонт (2028–2030 гг.)

Второй горизонт переводит базовую управляемость в ограниченную рыночную архитектуру. Регион переходит от реестра сделок и учета отклонений к расчету доступной передаточной способности, пилотному рынку «на сутки вперед», правилам транзита, платежному обеспечению и более строгим требованиям к ВИЭ и BESS.

↓ Таблица 32. Необходимые компоненты в среднесрочном горизонте

Направление	Содержание этапа	Зависимость	Результат	KPI
NTC/ATC	Методика расчета чистой и доступной передаточной способности	SCADA, WAMS, режимные расчеты, критерий N-1	Связь рынка с физикой сети	Доля сделок с подтвержденной ATC
Пилотный DAM	Ограниченный рынок «на сутки вперед» поверх двусторонних контрактов	АСКУЭ, финансовые расчеты, платежное обеспечение	Первый ценовой сигнал	Объем сделок DAM
Плата за транзит и использование сети	Прозрачные правила оплаты передачи через сеть третьей стороны	Сетевые тарифы, потери, правила доступа	Защита интересов стран-транзитеров	Объем транзита с расчетами
Платежное обеспечение	Обеспечение, эскроу-счета, аккредитивы, взаимозачет, фонд покрытия дефолтов	Финансовые правила рынка	Снижение кредитного риска	Доля сделок с платежным обеспечением
Приоритетные линии	Подготовка и реализация P1/P2-проектов инвестиционного портфеля	ТЭО, финансирование, межгосударственные решения	Рост полезной передаточной способности	Прирост NTC/ATC
ЦКС АРЧМ	ЦКС АРЧМ КДЦ и сопряжение с национальными ЦС АРЧМ	Финансирование, телеметрия, регулирующие станции	Автоматическое регулирование сальдо-перетоков	Число подключенных регулирующих станций
WAMS/WACS	Расширение PMU и широкозонного управления	Критические сечения, ИТ-инфраструктура	Рост наблюдаемости и устойчивости	Покрытие критических сечений PMU
Требования к ВИЭ/BESS	Требования к поведению при авариях, моделям, телеметрии и управляемости	Регуляторы, НСО, инвесторы	Безопасное подключение инверторной генерации	Доля ВИЭ/BESS с верифицированными динамическими моделями
Прогнозирование ВИЭ	Национально сопряженный или региональный центр прогнозирования	Данные ВИЭ, метеоданные, правила рынка	Снижение резервов «на всякий случай» и вынужденных ограничений ВИЭ	Ошибка прогноза ВИЭ, объем ограничений ВИЭ
Сертификация зеленой электроэнергии	Реестр гарантий происхождения, правила дополнительной и аудиторский след	Внешние коридоры, ВИЭ-данные, учет	Доказуемость зеленого экспорта	Доля экспортных поставок, покрытых гарантиями происхождения

Источник: предложения экспертов ЕАБР с учетом материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта, IEA (2024; 2025) и ESMAP (2026).

Центральным условием этого этапа является методика TTC/TRM/NTC/ATC. Пилотный рынок «на сутки вперед» должен работать с подтвержденной свободной передаточной способностью после учета двусторонних контрактов, сезонных водно-энергетических соглашений и обязательных режимных ограничений. Такая логика связывает рынок с физикой сети и снижает риск перегрузок.

На этом этапе сетевые проекты получают рыночный смысл. Вторая ВЛ 500 кВ Шымкент — ТашТЭС, Мурунтау — Шымкент, Кемин — Алматы, Фрунзе — Кемин/Бишкек-500, Кристалл — Юлдуз, Датка — Сугд, Сырдарья/ACWA — Сугд и цифровой пакет оцениваются через прирост полезной передаточной способности, снижение перегрузок, уменьшение вынужденных ограничений ВИЭ, повышение наблюдаемости и поддержку DAM.

Для регуляторов и международных финансовых институтов этот горизонт особенно важен. Он показывает, что инвестиционный проект связан не только с напряжением линии или установленной мощностью, но и с измеримым системным эффектом: передаточной способностью, снижением ограничений, платежной дисциплиной, прозрачностью рынка и инвестиционной реализуемостью.

Долгосрочный горизонт (2030 г. +)

Третий горизонт начинается после появления надежных данных, коммерческого учета, подтвержденной передаточной способности, цифрового управления и начального опыта рыночной торговли. Интеграция смещается от торговли объемом электроэнергии к торговле услугами и надежностью.

Главные элементы этого этапа — рынок балансирования, системные услуги, региональная оценка достаточности мощности, признание надежного трансграничного вклада мощности и развитие внешних коридоров. Полноценный механизм мощности может рассматриваться после проверки платежной дисциплины, тарифной приемлемости, сетевой доставляемости, ELCC и реальной доступности топлива, воды, BESS и гидроресурсов.

На этом этапе повышается инвестиционная и системная ценность ВИЭ и гидроэнергетики. ВИЭ становятся более инвестиционно реализуемыми, когда система снижает вынужденные ограничения и оплачивает гибкость операций. ГЭС получают возможность монетизировать не только кВт·ч, но и регулируемую мощность, резерв и другие услуги. Это превращает водно-энергетические соглашения в основу будущего рынка системных услуг.

↓ Таблица 33. Необходимые компоненты в долгосрочном горизонте

Направление	Содержание этапа	Зависимость	Результат	KPI
Рынок балансирования	Формализованный рынок балансирования поверх межоператорского обмена	АРЧМ, АСКУЭ, данные реального времени	Рыночная оплата балансирующей энергии	Объем балансирующей энергии
Системные услуги	Продукты системных услуг	Технические требования, телеметрия, верификация исполнения	Оплата частоты, резервов, напряжения и быстрого изменения мощности	Объем системных услуг, число поставщиков
Гидроэнергетическая гибкость	Пиковая энергия, резерв, быстрое изменение мощности и сезонная гибкость	Водно-энергетические соглашения, АРЧМ, учет воды	Монетизация гибкости ГЭС	Объем оплаченной гидроэнергетической гибкости
Участие BESS	Сертификация BESS для быстрого частотного отклика, частотной поддержки и балансирования	МВт/МВт·ч, grid-forming-режим, телеметрия	Быстрая системная гибкость	Сертифицированная мощность BESS
Оценка достаточности мощности	Региональная вероятностная оценка достаточности мощности	Данные по спросу, топливу, воде, ВИЭ и сетям	Понимание долгосрочного риска дефицита	LOLE, EENS, резерв мощности
Надежный трансграничный вклад мощности	Признание надежного вклада соседнего ресурса	ELCC, сетевая доставляемость, договоры	Совместное использование резервов	Возможность надежного импорта мощности
Опционы надежности	Мягкие механизмы долгосрочной надежности	Финансовые расчеты, кредитная поддержка, регулирование	Готовность ресурсов без преждевременного рынка мощности	Объем договоров надежности
Внешние энергетические коридоры	CASA-1000, северный вектор, Китай, Транскаспийский коридор, Туркменистан — Иран	Внутренние сети, подтвержденный покупатель, HVDC/ВПТ, ESG	Диверсификация рынков и резервов	Реальные поставки и инвестиционная реализуемость

Источник: предложения экспертов ЕАБР с учетом материалов КДЦ «Энергия», REMIT и международного опыта.

Возможные риски

Реализация электроэнергетической интеграции чувствительна к техническим, водным, топливным, финансовым, институциональным и внешним факторам. Их учет делает последовательность действий более реалистичной и снижает риск завышенных ожиданий от отдельных проектов.

Главный риск реализации связан с отставанием институциональной и цифровой готовности. Если рынок развивается быстрее, чем данные, сеть, платежная дисциплина и доверие между участниками, он может усилить напряженность. Поэтому дорожная карта выстроена от простого к сложному: учет, отклонения, аварийная поддержка, расчет пропускной способности, рынок «на сутки вперед», рынок балансирования, системные услуги и оценка достаточности мощности.

↓ Таблица 34. Реестр рисков региональной кооперации

Риск	Как проявляется	Влияние	Меры снижения
Гидрология	Маловодье снижает доступность ГЭС, летний экспорт и объем гидроэнергетической гибкости	Высокое	Сценарии водности P50/P90, протоколы маловодья, сезонные контракты, обмен данными
Топливо	Газовые ограничения в осенне-зимний период снижают располагаемую мощность	Высокое	Топливное планирование, маневренные блоки, протоколы аварийной поддержки
Сетевые задержки	Линии вводятся позже ВИЭ, спроса и внешних обязательств	Высокое	P1-проекты, механизм подготовки проектов, ТЭО, портфель МФИ
Недостаточная цифровая готовность	Неполная телеметрия и разные методики учета снижают доверие к расчетам	Высокое	Регламент управления данными, АСКУЭ, РМУ, единая отчетность
Неверифицированные модели ВИЭ/BESS	Некорректное поведение инверторов при авариях и рост риска отключений	Высокое	Верификация RMS/EMT-моделей, испытания соответствия, послеаварийный анализ
Платежная дисциплина	Неплатежи подрывают доверие к DAM, отклонениям и системным услугам	Высокое	Обеспечение, эскроу-счета, аккредитивы, взаимозачет, фонд покрытия дефолтов
Кибербезопасность	Угрозы SCADA, АСКУЭ, рыночной платформе и каналам данных	Высокое	Защищенные каналы, стандарты кибербезопасности, реагирование на инциденты
Рыночное влияние	Крупные участники или дефицитные сечения влияют на цену и доступ к передаточной способности	Среднее/ высокое	Мониторинг рынка, прозрачность, правила против удержания мощности или передаточной способности
Водные споры	Несогласованность водных и энергетических интересов	Высокое	БВО, межправительственные соглашения и протоколы, оплата гидрогибкости, механизм разрешения споров
Тарифная приемлемость	Инвестиции и платежи за готовность мощности усиливают тарифное давление	Высокое	Поэтапность, адресная поддержка, распределение выгод

Риск	Как проявляется	Влияние	Меры снижения
Валютный риск	Капитальные затраты и РРА выражены в валюте, тарифы формируются в национальных валютах	Среднее/ высокое	Хеджирование валютного риска, гарантии МФИ, правила индексации
ESG и земельные вопросы	ЛЭП, подстанции, кабели и ГЭС требуют ESIA и работы с заинтересованными сторонами	Среднее	ESIA, взаимодействие с заинтересованными сторонами, компенсационные планы
Внешние коридоры	Подтвержденный покупатель, безопасность, транзит и синхронизация влияют на инвестиционную реализуемость	Высокое	Предварительное ТЭО, поэтапный подход, распределение рисков
Сертификация зеленой электроэнергии	Несогласованные гарантии происхождения снижают ценность зеленого экспорта	Среднее/ высокое	Реестр гарантий происхождения, правила дополнительности, аудиторский след, правила сопоставления объемов
Институциональная задержка	Рыночные правила не успевают за сетью, ВИЭ и внешними проектами	Высокое	Политический мандат, дорожная карта REMIT, регулярный мониторинг, механизм изменения правил

Источник: систематизация экспертов ЕАБР с учетом [IEA \(2024\)](#), [OECD \(2025\)](#), [ENTSO-E Expert Panel \(2026\)](#), [ESMAP \(2026\)](#) и REMIT.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Центральная Азия уже обладает тем, что многим регионам приходится создавать десятилетиями: физической связанностью энергосистем, опытом межгосударственных перетоков, сезонной взаимодополняемостью ресурсов и институциональной памятью параллельной работы. Однако в новых условиях этого преимущества недостаточно. Рост спроса, старение активов, дефицит резервов, ускоренный ввод ВИЭ, водно-энергетические ограничения и развитие внешних коридоров меняют саму природу региональной энергетической повестки. Главный вопрос теперь состоит не в том, связаны ли энергосистемы Центральной Азии между собой, а в том, насколько эта связанность может быть надежной, управляемой, финансово устойчивой и приемлемой для всех участников.

В этом смысле региональная кооперация является не альтернативой национальной энергетической безопасности, а одним из ее инструментов. Страны региона сохраняют ответственность за внутренние режимы, тарифную политику, надежность снабжения и развитие собственных энергетических активов. Но часть вызовов уже выходит за пределы национальных контуров: дефицит в одной зоне влияет на соседние системы, ограниченная передаточная способность снижает полезность новых мощностей, недостаток резервов повышает аварийные риски, а несогласованные водно-энергетические режимы уменьшают ценность гидроэнергетического ресурса. Поэтому укрепление национальной безопасности в электроэнергетике все больше зависит от качества региональной координации.

Доклад показывает, что экономическая ценность интеграции возникает не только в момент продажи электроэнергии через границу. Более важный эффект связан с тем, что регион начинает использовать свои ресурсы как единый портфель надежности: сеть как средство доставки мощности, гидроэнергетику как источник гибкости, цифровую инфраструктуру как основу доверия к данным, рыночные правила как механизм распределения ответственности, а инвестиционные проекты как способ снять конкретные системные ограничения. Такая постановка вопроса меняет инвестиционную логику: ценность проекта определяется не только его физическими параметрами, но и тем, насколько он повышает доступную пропускную способность, снижает аварийные риски, уменьшает ограничения ВИЭ, улучшает расчетную дисциплину и расширяет возможности для будущей торговли.

Для Центральной Азии особенно важно избежать двух крайностей. Первая состоит в сохранении интеграции преимущественно в неформальном и аварийном формате, когда перетоки существуют, но их экономическая ценность, риски и ответственность распределяются недостаточно прозрачно. Вторая заключается в преждевременном запуске сложных рыночных механизмов без достаточной готовности сети, учета, данных, платежной дисциплины и институтов. Более устойчивым является поэтапный подход: от операционной прозрачности и расчетной дисциплины к краткосрочной торговле, затем к балансированию, системным услугам и долгосрочной оценке достаточности мощности. Эта

последовательность подтверждается и экономикой: в центральном случае дополнительная выгода на доллар дополнительных затрат снижается примерно с 2,6 для частичной интеграции до около 1,0 для углубленной интеграции и около 0,7 для развитой архитектуры (глава 5).

Отдельное значение имеет политико-экономическая сторона интеграции. Даже если региональный проект создает положительный эффект для ОЭС ЦА в целом, выгоды и затраты между странами распределяются неравномерно. Одна энергосистема может получить снижение дефицита, другая доход от транзита, третья компенсацию за гибкость, четвертая снижение вынужденных ограничений ВИЭ. Поэтому устойчивость региональной архитектуры зависит не только от линий, подстанций и цифровых систем, но и от правил распределения выгод, компенсации услуг, урегулирования отклонений, защиты платежей и разрешения споров. Иными словами, энергетическая интеграция требует не только «твердой» инфраструктуры, но и архитектуры доверия.

Водно-энергетический фактор делает эту задачу особенно чувствительной. Гидроэнергетика Кыргызстана и Таджикистана может стать одним из наиболее ценных ресурсов низкоуглеродной гибкости региона, но она не может рассматриваться как бесплатный резерв для соседних систем. Вода имеет энергетическую, ирригационную, экологическую, социальную и межгосударственную ценность. Поэтому будущая модель кооперации должна признавать гибкость ГЭС как измеримую и оплачиваемую услугу при сохранении водохозяйственных обязательств и учета интересов стран верховья и низовья. Это один из ключевых тестов зрелости региональной интеграции.

Развитие внешних энергетических коридоров усиливает значение внутренней управляемости ОЭС ЦА. Южное, северное, восточное, западное и юго-западное направления открывают разные возможности: экспорт, резервирование, доступ к новым рынкам, технологическое сопряжение и диверсификацию партнерств. Но внешние связи не могут компенсировать слабость внутреннего ядра. Без устойчивых сетей, цифровой наблюдаемости, расчетной дисциплины, водно-энергетической координации и понятных коммерческих моделей внешние коридоры будут конкурировать за ограниченные ресурсы региона. При развитом внутреннем контуре они, напротив, могут стать продолжением модернизации и источником дополнительной инвестиционной ценности.

В соответствии со стратегией 9 Региональной дорожной карты ЭСКАТО региональные проекты энергетической связанности следует оценивать не только по техническим и экономическим результатам, но и по их вкладу в устойчивое развитие. Поэтому критерии отбора проектов должны включать энергетическую безопасность, доступность энергии, интеграцию ВИЭ, климатическую устойчивость, экологические и социальные последствия, а также справедливое распределение затрат и выгод.

Итоговый вывод доклада состоит в том, что энергетическая связанность Центральной Азии должна перейти из состояния унаследованного инфраструктурного факта в состояние управляемого регионального актива. Такой актив требует постоянного измерения, технической дисциплины, согласованных правил,

распределения ответственности и инвестиционной логики, ориентированной на системный эффект. В этой модели интеграция не означает отказа от национального контроля. Напротив, она позволяет странам укреплять собственную энергетическую безопасность через более широкий портфель ресурсов, резервов, сетей и инструментов надежности.

Практическая ценность предлагаемого подхода заключается в его реализуемости. Он не требует одномоментного создания полноценного регионального рынка и не предполагает замены действующих национальных моделей. Он предлагает последовательность, в которой каждый следующий шаг опирается на проверяемую готовность предыдущего: данные, учет, графики, ответственность, доступная пропускная способность, платежная защита, балансирование, системные услуги и долгосрочная достаточность мощности. Такой путь снижает риск преждевременных решений и позволяет странам двигаться с разной скоростью, сохраняя общий вектор.

Для Евразийского банка развития эта повестка имеет прикладное значение. Региональная электроэнергетическая кооперация формирует новый класс инвестиционных проектов, где эффект выходит за пределы одной страны. Это требует аналитики, проектной подготовки, механизмов распределения выгод, сопоставимых KPI и финансовых инструментов, способных учитывать региональный системный эффект. В этом контексте ЕАБР может выступать связующим звеном между технической диагностикой, экономической оценкой, проектной подготовкой, финансированием и межгосударственным диалогом. На практике это может включать финансирование проектной подготовки (ТЭО, ESIA и системные исследования) для сетевых пакетов P1–P2 из [таблицы 23](#); софинансирование приоритетных межсистемных связей и цифрового пакета (ЦКС АРЧМ, WAMS/WACS и защищенные каналы связи) совместно с REMIT; а также поддержку разработки механизмов распределения выгод и платежного обеспечения, в том числе, при соблюдении критериев, через Евразийский фонд стабилизации и развития, управляемый ЕАБР.

Центральная Азия стоит перед выбором: сохранить связанность как ограниченный набор линий, аварийных режимов и двусторонних договоренностей либо превратить ее в основу новой энергетической архитектуры. Второй путь сложнее, но именно он позволяет одновременно повысить надежность, снизить полную стоимость энергоснабжения, интегрировать больше чистой энергии, раскрыть ценность гидроэнергетической гибкости и подготовить регион к более устойчивому участию во внешних энергетических рынках. Управляемая связанность становится не конечной целью, а условием следующего этапа развития электроэнергетики Центральной Азии.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. ДОПУЩЕНИЯ ПО СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

В ОЭС ЦА отсутствует единый публикуемый показатель региональной АТС, который можно было бы напрямую использовать как исходную базу. Складывать допустимые перетоки отдельных контролируемых сечений некорректно, поскольку многие из них пересекаются, относятся к одной цепочке передачи и не могут одновременно использоваться на полную мощность. В рассматриваемых режимах допустимые перетоки по отдельным критическим сечениям составляют преимущественно 0,8–2,8 ГВт, причем в осенне-зимний период 2024–2025 гг. ряд сечений уже работал на уровне допустимых значений или превышал их.

Поэтому для калибровки сценариев используется расчетный торговый эквивалент используемой мощности. Он определяется путем перевода фактического объема региональной торговли 2024 г., равного 12,1 млрд кВт·ч, в условную мощность с учетом 5,5–6,5 тыс. часов использования сети и потерь около 6%. Полученный диапазон составляет 2,0–2,3 ГВт, центральное значение около 2,15 ГВт. Это расчетный энергетический эквивалент наблюдаемого объема торговли, а не инженерная оценка пропускной способности ОЭС ЦА. Он не является ТТС, НТС или АТС и не может использоваться для оценки физической возможности передачи мощности по отдельному сечению.

Показатель REMIT (до 16 ГВт) относится к суммарному номиналу межсистемных связей (ТТС) и не сопоставим напрямую с эквивалентом используемой пропускной способности (2,0–2,3 ГВт), используемым в докладе для калибровки сценариев: разрыв между ними отражает именно ту режимную и цифровую управляемость, наращивание которой является предметом доклада.

Дополнительный объем торговли рассчитывается следующим образом:

$$\Delta E_s = \Delta ATC_s \times H_s \times k_s^{use} \times (1 - L_s)$$

где:

ΔATC_s означает прирост эффективно доступной способности;

H_s составляет около 6 тыс. часов в год;

k_s^{use} отражает диспетчерское использование доступного ресурса;

L_s учитывает сетевые потери (6%).

Сценарий частичной интеграции

Сценарий частичной интеграции предполагает прирост эффективно доступной пропускной способности межсистемных связей ОЭС ЦА на 1,0 ГВт — с 2,15 до примерно 3,15 ГВт. Прирост формируется без строительства полного набора крупных межсистемных линий и достигается за счет комбинации цифровых, режимных и локальных физических мероприятий.

Принципиально важно, что четыре составляющие прироста различаются не только по величине, но и по характеру доступности. Часть прироста носит твердый характер и присутствует в системе постоянно; другая часть является условной и реализуется только при благоприятном состоянии сети. Это различие определяет как надежность оценки, так и последующий перевод мощности в энергию.

Условная (режимно-зависимая) составляющая (0,6–0,7 ГВт)

0,25 ГВт — цифровое управление и уточнение пределов устойчивости. Внедрение WAMS/WACS, расширение сети PMU, совершенствование противоаварийного управления и переход от консервативных детерминированных пределов к расчетным оценкам с учетом фактического состояния системы. Прирост существует при полной схеме сети и нормальных режимах; в ремонтных конфигурациях и при утяжеленных режимах пределы возвращаются к консервативным значениям.

0,20–0,25 ГВт — координация ремонтов, оптимизация топологии и согласованный расчет NTC/ATC. Синхронизация ремонтных кампаний между национальными операторами, оптимизация схемы сети и переход от отдельного к согласованному определению пропускной способности контролируемых сечений. Прирост зависит от степени институциональной координации и снимается при рассогласовании ремонтных графиков.

0,15–0,20 ГВт — АРЧМ, координация резервов и снижение неопределенности режимов. Развитие автоматического регулирования частоты и мощности, взаимное признание резервов и сокращение запаса, резервируемого под неопределенность прогноза. Прирост реализуется при наличии работающих механизмов взаимодействия диспетчерских центров.

Твердая (физическая) составляющая (0,35–0,45 ГВт)

Локальные усиления сети. Реконструкция подстанций, замена трансформаторов, установка средств компенсации реактивной мощности, модернизация релейной защиты, реконструкция отдельных участков линий. Прирост носит постоянный характер и снижается только на период собственных ремонтов оборудования.

Суммарный диапазон составляет 0,95–1,15 ГВт; в качестве центральной оценки принимается 1,0 ГВт.

При центральном допущении о приросте эквивалентной используемой пропускной способности на 1 ГВт его энергетический эквивалент составляет около 4,8 млрд кВт·ч в год (6 тыс. часов использования, коэффициент реализации 85%,

потери 6%). Часть прироста формируется за счет режимно-зависимых цифровых и операционных мер, доступность которых меняется в зависимости от конфигурации сети, ремонтных схем и состояния энергосистем. Консервативная оценка с отдельными коэффициентами использования для физического и режимно-зависимого прироста дает 2,3–3,1 млрд кВт·ч в год. Уточнение оценки требует почасового анализа совпадения экспортного ресурса, импортной потребности и направленной доступной пропускной способности.

Сценарий углубленной интеграции

Совокупный прирост эквивалентной используемой пропускной способности принимается на уровне 1,88 ГВт, до примерно 4,0 ГВт относительно существующей базы. Помимо цифровых и операционных мероприятий первого сценария, учитывается около 0,8–1,0 ГВт дополнительного эффекта от приоритетных физических усиления:

- Кристалл — Юлдуз;
- Фрунзе — Кемин;
- вторая ВЛ Шымкент — ТашТЭС либо альтернативная конфигурация Мурунтау — Шымкент;
- реконструкция критических подстанций;
- снятие ограничений внутри Ферганского энергоузла;
- усиление внутренних коридоров, ограничивающих межгосударственные перетоки.

Проекты Шымкент — ТашТЭС и Мурунтау — Шымкент должны рассматриваться как альтернативные или взаимодополняющие варианты разгрузки одного комплекса ограничений, а не автоматически суммироваться.

Прирост 1,88 ГВт соответствует примерно 9,0 млрд кВт·ч дополнительной торговли в год.

Сценарий развитой региональной архитектуры

Совокупный прирост эффективно доступной способности оценивается на уровне 2,75 ГВт, до примерно 4,9 ГВт. Дополнительный эффект относительно углубленного сценария формируется за счет:

- Кемин — Алматы;
- Датка — Сугд в транзитном режиме и усиления северного Таджикистана;
- дополнительных связей Узбекистан — Таджикистан;
- усиления туркменского направления;
- полного регионального охвата WAMS/WACS и АРЧМ;
- DAM и RTM, позволяющих перераспределять АТС между направлениями и часами;
- координированного использования резервов и корректирующих управляющих воздействий.

Прирост 2,75 ГВт соответствует примерно 13,2 млрд кВт·ч дополнительной торговли в год.

↓ Таблица 35. Допущения по сценариям увеличения региональной торговли

Показатель	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая архитектура
Дополнительная торговля, млрд кВт·ч	4,8	9,0	13,2
Чистый торговый спред, долл./МВт·ч	5–18	5–18	5–18
Стоимость сохраненной ВИЭ-выработки, долл./МВт·ч	15–35	15–35	15–35
Предотвращенный curtailment, млрд кВт·ч	0,9	2,2	3,5

Источник: расчеты экспертов ЕАБР

Таким образом, сценарные объемы 4,8, 9,0 и 13,2 млрд кВт·ч являются энергетическим эквивалентом используемой пропускной способности, а не дельты годовых профицитов и дефицитов. Балансы стран используются только как проверка наличия ресурса и спроса. Фактический прирост АТС каждого проекта должен быть подтвержден расчетами установившихся режимов, N-1, динамической устойчивости и каскадных ограничений.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б.

МЕТОДОЛОГИЯ СЦЕНАРНОЙ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЫГОД ИНТЕГРАЦИИ

Приложение раскрывает допущения, источники параметров и расчетные правила, использованные в [главе 5](#). Оценка является предварительным анализом и предназначена для определения порядка величины потенциального эффекта. Все денежные показатели выражены в долларах США в постоянных ценах 2026 г. и относятся к установившемуся годовому режиму после реализации соответствующего пакета мер. Налоги, субсидии и иные трансферты внутри региона не рассматриваются как чистая экономическая выгода.

Б.1. Базовый сценарий

Базовый сценарий описывает развитие энергосистем до 2030 г. при реализации уже принятых национальных планов и проектов, но без дополнительных региональных сетевых усиления, цифровых платформ и рыночных механизмов, предусмотренных сценариями интеграции. Фактический объем торговли 2024 г. используется для калибровки существующей эффективно используемой передающей способности, но не интерпретируется как неизменный прогноз на 2030 г. Выгоды рассчитываются как разница между интеграционным и базовым сценариями при одинаковых предпосылках по спросу, топливу, гидрологии и вводу генерации.

↓ Таблица 36. Базовый сценарий и уровни региональной интеграции

Сценарий	Сетевая и цифровая конфигурация	Рыночная конфигурация	Прирост эффективно доступной способности, ГВт	Доп. торговля, млрд кВт·ч/год
Базовый сценарий 2030	Принятые национальные проекты; действующие ограничения внутренних и межгосударственных сечений	Двусторонние контракты и существующие процедуры	0	0
Частичная интеграция	WAMS/WACS, АРЧМ, АСКУЭ, координация ремонтов, локальные усиления	Формализованные графики, отклонения, аварийная и балансирующая энергия	0,7–1,2	3,5–6,0
Углубленная интеграция	Приоритетные линии и подстанции, снятие части внутренних ограничений	Пилотный рынок «на сутки вперед», платежное обеспечение, ограниченный набор системных услуг	1,5–2,2	7–11
Развитая архитектура	Комплексное усиление внутренних и межсистемных коридоров, полный цифровой контур	DAM/RTM, балансирование, системные услуги и совместное резервирование	2,2–3,3	10,5–16

Источник: сценарные допущения и расчеты экспертов ЕАБР.

Б.2. Параметры и источники данных

Параметры заданы диапазонами, поскольку единый набор публичных почасовых данных по всем энергосистемам региона отсутствует. Нижние границы отражают ограниченную реализацию торговых и надежности выгод, верхние — более полное использование сети и согласованных правил. Диапазоны не являются независимыми: при формировании итоговой оценки используются согласованные комбинации предпосылок. Ценовые и капитальные параметры по возможности откалиброваны на конкурентных закупках ВИЭ и новых проектах тепловой генерации Центральной Азии, а международные показатели используются только для проверки порядка величины.

↓ Таблица 37. Основные параметры сценарной оценки

Параметр	Рабочий диапазон	Источник/метод
Региональная торговля в 2024 г.	12,1 млрд кВт·ч	КДЦ «Энергия»; национальные балансы
Эквивалентная эффективно используемая способность	2,0–2,3 ГВт	Обратный расчет по торговле, часам использования и потерям
Часы использования	5 500–6 500 ч	Сценарное допущение ЕАБР
Потери при передаче	6%	Техническое допущение для межсистемной цепочки
Чистый торговый спред	5–18 долл./МВт·ч	Разница предотвращенных и дополнительных переменных затрат
Надежный вклад трансграничного ресурса	0,3–2,2 ГВт	Доля прироста АТС с учетом совпадения пиков и N-1
Приведенная годовая стоимость надежной мощности	80–185 долл./кВт·год	CAPEX 700–1 800 долл./кВт; 8%; 25 лет; фиксированные O&M ≈ 15 долл./кВт·год
Потенциальный региональный curtailment ВИЭ	5,4–7,2 млрд кВт·ч/год	Прогноз Узбекистана и масштабирование по странам
Предотвращенный curtailment	0,6–4,5 млрд кВт·ч/год	Доля ограничений, снимаемая сетями и балансированием
Стоимость сохраненной выработки ВИЭ	15–35 долл./МВт·ч	Консервативная ресурсная стоимость
Стоимость стрессовой энергии	150–350 долл./МВт·ч	Аварийный импорт, редиспетчеризация и риск недоотпуска
Ставка дисконтирования и горизонт	8–10%; 20–25 лет	Сценарное допущение ЕАБР
Приведенные годовые затраты интеграции	50–750 млн долл./год	Портфель сетевых, цифровых и институциональных мер

Источник: систематизация экспертов ЕАБР на основе данных КДЦ «Энергия», национальных планов, международных ориентиров и проектного портфеля доклада.

Б.3. Расчетные формулы

Совокупный чистый эффект:

$$NB_s = B_s^{trade} + B_s^{capacity} + B_s^{curt} + B_s^{reliability} - C_s^{integration}$$

Четыре группы выгод оцениваются отдельно, а затем уменьшаются на приведенные годовые затраты интеграции.

Эквивалентная существующая передаточная способность:

$$ATC^{eq} = \frac{E^{trade}}{H \times k^{use} \times (1 - L)}$$

Показатель используется только для калибровки существующей базы по фактически реализованной торговле.

Дополнительный объем торговли:

$$\Delta E_s = \Delta ATC_s \times H_s \times k_s^{use} \times (1 - L_s)$$

Прирост АТС переводится в годовой объем с учетом часов использования, фактической диспетчерской реализации и потерь.

Операционная экономия:

$$B_s^{trade} = \Delta E_s \times \Delta MC_s^{net}$$

Чистый спред учитывает предотвращенные затраты импортера за вычетом переменных затрат экспортера, потерь и передачи.

Предотвращенные инвестиции в мощность:

$$B_s^{capacity} = P_s^{avoided} \times AC^{firm}$$

Учитывается только надежно доступная и сетевая доставляемая мощность, подтвержденная для критических часов.

Эффект сокращения вынужденных ограничений ВИЭ:

$$B_s^{curt} = E_s^{curt,avoided} \times V^{VRE}$$

Оценивается только та часть ограничений, которая может быть снята региональной координацией и сетевыми усилениями.

Эффект надежности:

$$B_s^{reliability} = P_s^{support} \times H_s^{stress} \times k_s^{availability} \times V_s^{stress}$$

Включает переменные затраты стрессовых режимов; стоимость строительства резервной мощности учитывается отдельно.

Приведенные годовые затраты интеграции:

$$C_s^{integration} = CAPEX_s \times CRF(r, n) \times FOM_s \times C_s^{digital} \times C_s^{market} \times C_s^{security}$$

CAPEX ежегодно приводится через коэффициент возврата капитала, затем добавляются эксплуатационные и институциональные затраты.

Чистая приведенная стоимость:

$$NPV_s = \sum_{t=0}^n \frac{B_{s,t} - C_{s,t}}{(1+r)^t}$$

Для проектного анализа выгоды и затраты рассчитываются по годам с учетом графика строительства и постепенного освоения эффекта. Для скрининга в [главе 5](#) эквиваленты за весь срок рассчитываются как аннуитеты: приведенная стоимость равна годовому эффекту центрального случая, умноженному на аннуитетный коэффициент $(1 - (1+r)^{-n}) / r$, который составляет около 10,7 при $r = 8\%$ и $n = 25$ лет и около 8,5 при $r = 10\%$ и $n = 20$ лет ([таблица 386](#)).

Рассчитанный объем не может превышать одновременно доступный экспортный ресурс, импортную потребность и физическую способность сети.

Б.4. Анализ чувствительности

В [главе 5](#) приведены центральные значения (середины диапазонов) и благоприятный случай. Чувствительность при варьировании ключевых параметров, стрессовые случаи и эквиваленты за весь срок приведены ниже ([таблицы 38а](#) и [386](#)). Для инвестиционного решения необходимы однопараметрический и комбинированный стресс-тесты. Особое значение имеет коэффициент фактической реализации выгод: технически доступная сеть не создает полного эффекта, если сохраняются административные ограничения, неплатежи, непрозрачный расчет ATC/NTC или недостаточная координация режимов.

↓ [Таблица 38. Схема анализа чувствительности](#)

Параметр	Консервативная проверка	Основной диапазон	Проверка верхней границы
Дополнительная торговля	2,3–3,1 млрд кВт·ч на 1 ГВт (на 35–50% ниже основного диапазона)	Диапазоны таблицы 7	На 10–15% выше верхней границы при подтвержденной ATC
Чистый торговый спред	На 25% ниже	5–18 долл./МВт·ч	На 25% выше
Надежный вклад мощности	На 30% ниже	0,3–2,2 ГВт	На 20% выше при подтвержденном ELCC
Предотвращенный curtailment	На 30% ниже	0,6–4,5 млрд кВт·ч	На 20% выше при сетевом усилении
CAPEX и годовые затраты	На 30% выше	Диапазоны главы 5	На 15% ниже
Фактическая реализация валовых выгод	70%	85%	100%
Ставка дисконтирования	10%	8–10%	8%

Источник: допущения экспертов ЕАБР.

Нижняя и верхняя оценки не должны формироваться путем механического сложения всех минимальных или максимальных параметров. Рост торговли, сокращение ограничений ВИЭ и вклад трансграничной мощности коррелируют через общие драйверы: состояние сети, цифровую наблюдаемость, рыночные правила и платежную дисциплину. Для каждого сценария применяется внутренне согласованный набор предпосылок. Крайние значения чистого эффекта, сочетающие наименьшие выгоды с наибольшими затратами (таблица 38а), являются стрессовыми случаями, а не сценариями.

Чувствительность чистого эффекта. Таблица 38а показывает, как годовой чистый эффект центрального случая реагирует на снижение реализации выгод и на крайние сочетания выгод и затрат. Частичная интеграция остается положительной почти во всех случаях и требует около 40% центрального валового эффекта для покрытия затрат; углубленная интеграция — около 70%; развитая архитектура — около 94%, поэтому ее результат в центральном случае близок к безубыточности, а ее запуск должен следовать за демонстрацией результатов предыдущих этапов, а не предшествовать ей.

↓ Таблица 38а. Чувствительность годового чистого эффекта, млн долл. в год

Случай	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая архитектура
Центральный случай	118	123	40
Выгоды на 25% ниже центральных (центральные затраты)	70	25	-120
Выгоды на 50% ниже центральных (центральные затраты)	20	-75	-280
Благоприятный случай (наибольшие выгоды, наименьшие затраты)	270	450	580
Стрессовый случай (наименьшие выгоды, наибольшие затраты)	-35	-205	-500
Реализация выгод, необходимая для безубыточности, % центрального валового эффекта	39%	69%	94%

Примечание: благоприятный случай сочетает верхние границы выгод с нижними границами затрат. Стрессовый случай сочетает нижние границы выгод с верхними границами затрат; это крайнее сочетание, а не прогноз. Безубыточная реализация выгод — доля центрального валового эффекта, необходимая для покрытия центральных приведенных годовых затрат. Затраты учитываются для всего портфеля интеграции. Если часть компонентов, например внутренние сетевые усиления, в любом случае потребовалась бы по национальным планам, в данном сопоставлении следует учитывать только их долю, относящуюся к интеграции, но тогда и связанные с этими компонентами выгоды частично относились бы к базовому сценарию. Такое разграничение требует данных CAPEX на уровне проектов и оставлено для следующего этапа моделирования (приложение Б.7).

Источник: расчеты экспертов ЕАБР.

Эквиваленты за весь срок. Значения в главе 5 являются годовыми потоками, а не накопленными суммами или суммами за весь срок. Таблица 38б пересчитывает центральный случай в эквиваленты за 25-летний горизонт при ставке дисконтирования 8% — тех же допущениях, что использованы для приведения затрат к годовому виду. Приведенная стоимость чистых выгод составляет около 1,3 млрд

долл. как для частичной, так и для углубленной интеграции и около 0,4 млрд долл. для развитой архитектуры; без дисконтирования чистые выгоды за 25 лет составляют около 3,0, 3,1 и 1,0 млрд долл. соответственно. Взгляд через весь срок подкрепляет последовательность этапов: если выгоды нарастают постепенно в течение пяти лет, а не сразу на полном уровне, приведенная стоимость развитой архитектуры становится отрицательной (около –0,7 млрд долл.), тогда как для частичной и углубленной интеграции она остается положительной (около 0,9 и 0,6 млрд долл.).

↓ Таблица 386. Эквиваленты центрального случая за весь срок, млрд долл.

Показатель	Частичная интеграция	Углубленная интеграция	Развитая архитектура
Приведенная стоимость валовых выгод (8%, 25 лет)	2,1	4,2	6,8
Приведенная стоимость приведенных годовых затрат интеграции (8%, 25 лет)	0,8	2,9	6,4
Приведенная стоимость чистых выгод (8%, 25 лет)	1,3	1,3	0,4
Приведенная стоимость чистых выгод (10%, 20 лет)	1,0	1,0	0,3
Приведенная стоимость чистых выгод при пятилетнем нарастании выгод (8%, 25 лет)	0,9	0,6	–0,7
Чистые выгоды за 25 лет без дисконтирования	3,0	3,1	1,0

Примечание: приведенные стоимости равны годовым значениям центрального случая, умноженным на аннуитетный коэффициент (около 10,7 для 8% и 25 лет; около 8,5 для 10% и 20 лет). Поскольку затраты приводятся к годовому виду при той же ставке дисконтирования и том же горизонте, приведенная стоимость затрат приблизительно равна капитальным вложениям плюс эксплуатационные затраты за горизонт. Расчет не учитывает рост выгод, инфляцию, остаточную стоимость и различия в сроках службы активов (цифровые системы служат меньше, линии электропередачи — дольше). Вариант с нарастанием предполагает линейный рост выгод с 20% до 100% центрального уровня в течение первых пяти лет при неизменных затратах.

Источник: расчеты экспертов ЕАБР.

Б.5. Проверка двойного счета и учет трансфертов

↓ Таблица 39. Правила разграничения экономических эффектов

Потенциальное пересечение	Правило учета
Операционная экономия и предотвращенные инвестиции в мощность	Торговый спред включает только переменные затраты; капитальная и фиксированная стоимость надежной мощности учитывается отдельно
Операционная экономия и эффект надежности	Аварийная и стрессовая энергия включается в надежностный эффект только в части, не учтенной в обычном торговом спреде
Торговля и сокращение curtailment ВИЭ	Одна и та же МВт·ч не учитывается одновременно по полной стоимости сохраненной выработки и по полному торговому спреду. Если энергия продается, торговая выгода рассчитывается как дополнительный чистый спред сверх уже учтенной стоимости ВИЭ

Предотвращенная мощность и аварийная поддержка	Стоимость строительства резервной мощности относится к capacity benefit; переменные затраты ее использования — к reliability benefit
Транзитные тарифы, congestion rent и платежи за системные услуги	Платежи между участниками региона являются распределением эффекта, а не дополнительной чистой выгодой. В чистый эффект включаются реальные затраты, потери и инвестиции
Климатический эффект	Сокращение выбросов показывается в физических единицах и не монетизируется в базовой сумме выгод, если стоимость углерода уже отражена в предельных затратах
Налоги, субсидии и государственные трансферты	Исключаются из регионального чистого эффекта, но учитываются при распределении выгод по странам и анализе фискальных последствий

Источник: методологическая рамка экспертов ЕАБР.

Б.6. Условия пересмотра сценарной оценки

Сценарная оценка должна быть пересмотрена при наступлении одного или нескольких наблюдаемых условий: устойчивое отклонение фактических чистых спредов от диапазона 5–18 долл./МВт·ч более чем на 30%; отклонение фактического ввода ВИЭ и BESS в Узбекистане и Казахстане более чем на 20% от использованных программ; задержка приоритетных сетевых проектов Р1 более чем на два года; фактический прирост АТС после цифровых и сетевых мероприятий более чем на 20% отличается от сценарного; капиталоемкость новых CCGT или сетевых объектов выходит за пределы принятых региональных диапазонов; существенно изменяется институциональный статус или финансирование REMIT. Пересмотр должен включать обновление исходных данных, повторную калибровку цен и затрат, а также проверку распределения выгод по странам.

Б.7. Требования к следующему этапу моделирования

Для перехода от предварительной оценки к инвестиционному обоснованию необходима единая почасовая модель ОЭС ЦА, включающая unit commitment, гидрологические сценарии, ВИЭ, BESS, аварийность оборудования, внутренние и межгосударственные ограничения сети, LOLE, EENS и ELCC. Расчетный пакет должен содержать реестр исходных данных с датой и источником, машиночитаемые сценарные параметры, алгоритм определения торговли и АТС, пообъектный CAPEX, результаты чувствительности и распределение выгод по странам. Независимая техническая верификация модели должна предшествовать использованию результатов для государственного обязательства, тарифа или инвестиционного решения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., & Lunn, D. (2014) Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*, 69, 43–56. Доступно на: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513010926> (Accessed August 24, 2026).
- Asian Development Bank (ADB) (2019) CAREC energy strategy 2030: Common borders. common solutions. common energy future. Manila. Доступно на: <https://www.carecprogram.org/uploads/CAREC-Energy-Strategy-2030.pdf> (Accessed August 22, 2026).
- Asian Development Bank (ADB) (n.d.) Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan. Project 43549-012. Доступно на: <https://www.adb.org/projects/43549-012/main> (Accessed October 2, 2026).
- Asian Infrastructure Investment Bank (AIIB) (2025) Surkhandarya CCGT project documentation. Доступно на: https://www.aiib.org/en/projects/details/2025/_download/Uzbekistan/20251031-PSI-P000603-Surkhandarya-1560MW-CCGT.pdf (Accessed July 19, 2026).
- Azerbaijan Ministry of Energy (2026) “The Stage I Feasibility Study Inception Workshop for the Central Asia–Azerbaijan Green Energy Corridor Was Held.” Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan, March 4, 2026. Доступно на: <https://minenergy.gov.az/en/xeberler-arxivi/00755> (Accessed May 24, 2026).
- Bernauer, T., & Siegfried, T. (2012) Climate change and international water conflict in Central Asia. *Journal of Peace Research*, 49(1), 227–239. Доступно на: https://www.researchgate.net/publication/227574792_Climate_change_and_international_water_conflict_in_Central_Asia (Accessed July 24, 2026).
- CESI (2026) “CESI to Lead Feasibility Study for Caspian Green Energy Corridor.” CESI, February 16, 2026. Доступно на: <https://www.cesi.it/news/2026/cesi-to-lead-feasibility-study-for-caspian-green-energy-corridor/> (Accessed July 27, 2026).
- De Keyser, J. et al. (2023) ‘Integrating Open-Source Datasets to Analyze the Transboundary Water–Food–Energy–Climate Nexus in Central Asia’, *Water*, 15(19), 3482. Доступно на: <https://doi.org/10.3390/w15193482> (Accessed June 18, 2026).
- De Keyser, J. et al. (2026) ‘A review of hydropower in Central Asia: Past, present, and future’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 226, 116239. Доступно на: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.116239> (Accessed July 2, 2026).
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) (2025) *Beyond Borders: Power Grid Interconnections and Regional Electricity Markets for the Sustainable Energy Transition*. Washington, DC: World Bank. Доступно на: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/4020f27e-341c-4883-a3ad-b603fc82cb48> (Accessed July 24, 2026).
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) (2026) *Guidelines on Transmission Pricing and Cost Allocation for Regional Power Trade*. ESMAP Papers. Washington, DC: World Bank. Доступно на: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099041526140598150> (Accessed June 11, 2026).
- ENTSO-E Expert Panel (2026) *Final Report on the Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025*. Brussels: ENTSO-E. Доступно на: <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/> (Accessed June 4, 2026).
- European Bank for Reconstruction and Development (EBRD) (2020) Syrdarya Power Project. Доступно на: <https://www.ebrd.com/home/work-with-us/projects/psd/51963.html> (Accessed May 17, 2026).
- European Commission (2017) *Commission Regulation (EU) 2017/1485. A guideline on electricity transmission system operation*. Official Journal of the European Union. Доступно на: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng> (Accessed July 28, 2026).
- GridLab et al. (2025) The New Reality of Power Generation. Доступно на: https://gridlab.org/wp-content/uploads/2025/09/GridLab_Gas-Turbine-Costs-Report-1.pdf (Accessed July 16, 2026).
- IFC (2022) Uzbekistan Advances Solar Parks to Reduce Greenhouse Gas Emissions, Diversify Energy Mix. Доступно на: <https://www.ifc.org/en/pressroom/2022/uzbekistan-advances-solar-parks-to-reduce-greenhouse-gas-emissions-diversify-energy-mix> (Accessed August 2, 2026).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) (2022) *IEEE Std 2800–2022: Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems*. New York: IEEE. Доступно на: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9762253/> (Accessed August 28, 2026).

- International Electrotechnical Commission (IEC) (2026) IEC 62351 SER: *Power systems management and associated information exchange — Data and communications security*. All parts. Geneva: IEC. Доступно на: <https://webstore.iec.ch/en/publication/6912> (Accessed May 7, 2026).
- International Electrotechnical Commission (IEC), SyC Smart Energy IEC 62443: *Industrial automation and control systems security. Cybersecurity Guidelines*. Доступно на: <https://syc-se.iec.ch/deliveries/cybersecurity-guidelines/security-standards-and-best-practices/iec-62443/> (Accessed July 8, 2026).
- International Energy Agency (IEA) (2021) *Cross-Border Electricity Trading for Tajikistan: A Roadmap*. Paris: IEA. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/cross-border-electricity-trading-for-tajikistan-a-roadmap> (Accessed August 6, 2026).
- International Energy Agency (IEA) (2024) *Integrating Solar and Wind: Global Experience and Emerging Challenges*. Paris: IEA. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/integrating-solar-and-wind> (Accessed June 10, 2026).
- International Energy Agency (IEA) (2025) *Electricity Market Design: Building on Strengths, Addressing Gaps*. Paris: IEA. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-design> (Accessed May 13, 2026).
- IRENA (2019) Innovation landscape brief: Regional markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Regional_markets_Innovation_2019.pdf (Accessed June 16, 2026).
- IRENA (2023) The changing role of hydropower: Challenges and opportunities, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Feb/IRENA_Changing_role_of_hydropower_2023.pdf (Accessed August 28, 2026).
- IRENA (2026) Unlocking the potential of regional interconnections: Technical and regulatory harmonisation of grid codes. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Доступно на: <https://www.irena.org/Publications/2026/May/Unlocking-the-potential-of-regional-interconnections> (Accessed May 4, 2026).
- KOREM (2024a) Results of the auction for the selection of hydroelectric power plant (HPP) projects, 10 June 2024. Press Centre, JSC KOREM. Доступно на: https://www.korem.kz/eng/press-centr/novosti_kompanii/?cid=0&rid=11402 (Accessed August 11, 2026).
- KOREM (2024b) Results of the final auction for the selection of solar power plant (SPP) projects for the Southern Zone, 26 September 2024. Press Centre, JSC KOREM. Доступно на: https://www.korem.kz/eng/press-centr/novosti_kompanii/?cid=0&rid=11451 (Accessed August 28, 2026).
- Mehta, A. et al. (2007) 'Power sector reform in Central Asia: observations on the diverse experiences of some formerly Soviet Republics and Mongolia', *Journal of Cleaner Production* [preprint/in press]. Доступно на: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652606001168> (Accessed July 12, 2026).
- North American Electric Reliability Corporation (NERC) (2017) *Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems. Reliability Guideline*. Atlanta: NERC. Доступно на: https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/irpwg/item_4a_integrating_inverter-based_resources_into_low_short_circuit_strength_systems_-_2017-11-08-final.pdf (Accessed May 9, 2026).
- North American Electric Reliability Corporation (NERC) (2023) *Inverter-Based Resource Performance Issues Report*. Atlanta: NERC. Доступно на: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/NERC_Inverter-Based_Resource_Performance_Issues_Public_Report_2023.pdf (Accessed August 17, 2026).
- OECD (2025) *Strengthening the Water-Energy Nexus for a Climate Resilient Central Asia*. Paris: OECD. Доступно на: https://www.oecd.org/en/publications/strengthening-the-water-energy-nexus-for-a-climate-resilient-central-asia_632162c2-en.html (Accessed May 23, 2026).
- Sehring, Jenniver (2009) The politics of water institutional reform in neopatrimonial states: A comparative analysis of Kyrgyzstan and Tajikistan. 10.1007/978-3-531-91377-3. Доступно на: https://www.researchgate.net/publication/228361733_The_politics_of_water_institutional_reform_in_neopatrimonial_states_A_comparative_analysis_of_Kyrgyzstan_and_Tajikistan (Accessed May 1, 2026).
- Seidel, U., Mende, C., Hubner, B., Weber, W. and Otto, A. (2014) Dynamic loads in Francis runners and their impact on fatigue life, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, Vol. 22, Доступно на: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/22/3/032054> (Accessed August 3, 2026).

Silk Road Energy Planning and Engineering (2025) *План развития энергосистемы Узбекистана на 2026–2028 годы*. Рабочий/проектный документ. Данные использованы по материалам КДЦ «Энергия» 2026 г. (Accessed July 26, 2026).

Skalamera, M. (2022) “‘Steppe-ing’ out of Russia’s shadow: Russia’s changing “energy power” in post-Soviet Eurasia”, *Europe-Asia Studies*, 74(9), pp. 1640–1656. Доступно на: <https://doi.org/10.1080/09668136.2022.2126440> (Accessed July 26, 2026).

Stark, Greg, and Greg Brinkman (2023) *The Role of Hydropower Flexibility in Integrating Renewables in a Low-Carbon Grid*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-86752. Доступно на: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/86752.pdf> (Accessed August 9, 2026).

USAID (2024) *The USAID Power Central Asia Activity: Annual Report 2024*. United States Agency for International Development. Доступно на: https://powercentralasia.org/wp-content/uploads/2024/04/PCA-Public-Annual-Report-2024_compressed.pdf (Accessed July 20, 2026).

World Bank (2025) *Uzbekistan — Solar and Renewable Energy Storage (USRES) Project* (English). Washington, D.C.: World Bank Group. Доступно на: <http://documents.worldbank.org/curated/en/099120723170018636> (Accessed July 23, 2026).

World Bank (2026a) “World Bank Supports Central Asia’s First Regional Electricity Market to Boost Energy Security and Affordability.” Press release, January 22, 2026. Accessed May 14, 2026. Доступно на: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2026/01/22/central-asia-regional-electricity-market-interconnectivity-and-trade-program> (Accessed May 14, 2026).

World Bank (2026b) “Updated Q&A on CASA-1000 Resumption in Afghanistan.” Brief, January 15, 2026. Доступно на: <https://www.worldbank.org/en/country/afghanistan/brief/>

[updated-q-a-on-casa-1000-resumption-in-afghanistan](#) (Accessed June 18, 2026).

World Bank (2026c) *Central Asia Regional Electricity Market Interconnectivity and Trade (REMIT) Program Using the Multiphase Programmatic Approach*. Chair Summary, January 22, 2026. Washington, DC: World Bank. Доступно на: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099012326120517614/pdf/BOSIB-40b67fa9-326d-48e7-b201-6a4d4f444b267.pdf> (Accessed July 5, 2026).

Акчабаев, Н. (2024) Перспективы развития гидроаккумулирующих электростанций на территории Республики Узбекистан. Данные использованы по материалам КДЦ «Энергия» 2026 г. (Просмотрено 12 мая 2026).

Винокуров, Е., Ахунбаев, А., Кабылбаев, Д., Чуев С., Сарсембеков Т. (2026) *Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход*. Доклад 26/4. Алматы: Евразийский банк развития. Доступно на: <https://eabr.org/analytics/special-reports/power-sector-of-central-asia-modernization-and-energy-transition/> (Просмотрено 9 июня 2026).

Евразийский банк развития (ЕАБР) (2008) *Общий электроэнергетический рынок СНГ*. Доступно на: <https://eabr.org/upload/iblock/03e/Obshchiy-elektroenergeticheskiy-rynok-SNG.pdf> (Просмотрено 14 августа 2026).

КДЦ «Энергия» (2026) «Обзор регионального энергетического сотрудничества». Рабочий материал, подготовленный для ЕАБР/ESCAP, 14 января 2026 г. (Просмотрено 11 июля 2026).

Экономическая и социальная комиссия для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО) (2021). *Региональная дорожная карта по связуемости энергосистем: содействие трансграничной электроэнергетической связуемости в интересах устойчивого развития*. ESCAP/CE/2021/4. Доступно на: <https://www.unescap.org/our-work/energy/energy-connectivity/roadmap> (Просмотрено 16 августа 2026).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АБР/ADB	Азиатский банк развития
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности
АСКУЭ	автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АЭС	атомная электростанция
БВО	бассейновое водохозяйственное объединение
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ВЛ	воздушная линия электропередачи
ВПТ	вставка постоянного тока
ВЭС	ветровая электростанция
ГАЭС	гидроаккумулирующая электростанция
ГПУ/ГПД	газопоршневая установка/двигатель
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ЕАБР	Евразийский банк развития
ЕАЭС	Евразийский экономический союз
ЕЭС	единая энергетическая система
КДЦ	координационно-диспетчерский центр
КЭС ЦА	Координационный электроэнергетический совет Центральной Азии
НСО	национальный системный оператор
ОЗП	осенне-зимний период
ОЭС ЦА	Объединенная энергетическая система Центральной Азии
ПГУ	парогазовая установка
ПС	подстанция
СЭС	солнечная электростанция
ТЭС	тепловая электростанция
AGC	Automated Generation Control
ATC	Available Transfer Capacity
BESS	Battery Energy Storage System
CAPEX	капитальные затраты
CCGT	парогазовая установка (combined-cycle gas turbine)
DAM	Day-Ahead Market
EENS	Expected Energy Not Served (ожидаемый недоотпуск электроэнергии)
ELCC	Effective Load Carrying Capability
HVDC	High-Voltage Direct Current
KEGOC	Казахстанская компания по управлению электрическими сетями
KPI	ключевой показатель эффективности
LOLE	Loss of Load Expectation (ожидаемая продолжительность дефицита нагрузки)
NEPS	Северо-Восточная энергосистема Афганистана
NTC	Net Transfer Capacity
PMU	Phasor Measurement Unit
REMIT	Regional Electricity Market Interconnectivity and Trade
RTM	Real-Time Market
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TTC	Total Transfer Capability
TRM	Transmission Reliability Margin
WAMS	Wide Area Measurement System

WACS	Wide Area Control System
г.	год
гг.	годы
ГВт·ч	гигаватт-час
долл.	доллар США
кВт·ч	киловатт-час
МВт	мегаватт
МВт·ч	мегаватт-час
млн	миллион
млрд	миллиард
м³	кубический метр
тыс.	тысяча
%	процент

ГЛОССАРИЙ

Термин	Определение
ОЭС ЦА	Объединенная энергетическая система Центральной Азии
«средний путь»	баланс надежности, доступности энергии и экологической устойчивости
SCADA	диспетчерская система сбора данных и управления
АРЧМ/AGC	автоматическое регулирование частоты и мощности
WAMS	широкозонная система мониторинга на базе PMU
WACS	широкозонная система управления
PMU	устройство синхронизированных фазорных измерений
АСКУЭ	автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
BESS	аккумуляторная система хранения энергии
Curtailment	вынужденное ограничение выработки ВИЭ
Grid code	сетевой кодекс; технические требования к подключению и работе объектов генерации, ВИЭ и BESS
DAM	рынок «на сутки вперед»
RTM	рынок реального времени
TTC	общая передаточная способность
TRM	резерв надежности передачи
NTC	чистая передаточная способность
ATC	доступная передаточная способность
HVDC	высоковольтная передача постоянного тока
ВПТ/B2B	вставка постоянного тока, включая схему back-to-back
Resource adequacy	оценка достаточности мощности
ELCC	эффективная способность покрытия нагрузки; реальный вклад ресурса в надежное покрытие спроса
LOLE	ожидаемая продолжительность дефицита нагрузки
EENS	ожидаемый недоотпуск электроэнергии
Firm capacity	надежно доступная мощность
Deliverability	сетевая доставляемость ресурса
Reliability options	опционы надежности; мягкий механизм оплаты готовности ресурса с ответственностью при дефиците
Capacity mechanism	механизм мощности/механизм оплаты долгосрочной надежности
Hydropower flexibility	гидроэнергетическая гибкость/гидрогибкость
Ramping	быстрое изменение мощности
Availability	готовность/доступность ресурса
Opportunity cost	альтернативная стоимость
Wear-and-tear	эксплуатационный износ оборудования
PPA	договор купли-продажи электроэнергии
Take-or-pay	обязательство оплаты независимо от фактического отбора

Offtake	подтвержденный покупатель/обязательство закупки
Bankability	инвестиционная реализуемость/приемлемость для финансирования
CAPEX	капитальные затраты
Benefit sharing	распределение выгод
Cost allocation	распределение затрат
Wheeling charges	плата за транзит/плата за использование сети третьей стороны
Payment security	платежное обеспечение
Collateral	обеспечение
Escrow account	эскроу-счет
Letter of credit/LC	аккредитив
Netting	взаимозачет
Default fund	фонд покрытия дефолтов/неисполнения обязательств
Market power	рыночная власть
Market monitoring	мониторинг рынка
Dispute resolution	разрешение споров
Risk register	реестр рисков
FX hedging	хеджирование валютного риска
ESIA	оценка экологического и социального воздействия
Stakeholder engagement	взаимодействие с заинтересованными сторонами
Guarantee of origin/ GO	гарантия происхождения электроэнергии
Additionality	дополнительность
Green Energy Corridor	зеленый энергетический коридор
Feasibility study/FS	технико-экономическое обоснование/ТЭО
Pre-feasibility study/ Pre-FS	предварительное ТЭО
Ring-fenced approach	обособленный подход/обособленный контур реализации
Stranded assets	риск недоиспользования или обесценения активов



Аналитика на сайте ЕАБР



Макроэкономический прогноз (RU/EN)

Макроэкономический прогноз 2026–2028

В аналитическом материале представлен анализ экономического развития государств — участников Банка в 2025 г. и прогноз основных макроэкономических показателей на 2026–2028 гг.



Доклад 26/10 (RU/EN)

Архитектура промышленной трансформации развивающихся экономик

На основе мирового опыта и подходов ведущих институтов на примере Евразийского региона предложена модульная трехэтапная архитектура индустриального развития: от базовой производственной основы через промышленную платформу к экономике знаний и технологическому усложнению. Этот гибкий инструмент применим для большинства развивающихся экономик.



Доклад 26/9 (RU/EN)

Инфраструктура транспортных коридоров: Обзорная и интерактивная карта проектов Евразийского транспортного каркаса — 2026

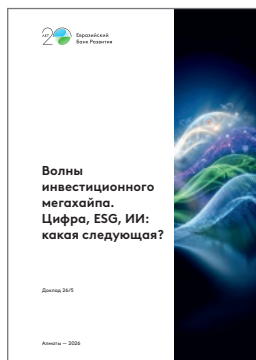
В рабочем документе представлены результаты мониторинга инвестиций в развитие транспортных коридоров в Евразийском регионе в 2025 г., а также анализа проектов, находящихся в стадии реализации или планирования на период до 2035 г. Оценена роль Китая в развитии транспортной инфраструктуры в Центральной Азии.



Доклад 26/6 (RU/EN)

Многосторонние банки развития: как они устроены и куда движутся

Доклад представляет собой первую комплексную «энциклопедию» системы МБР. В нем рассмотрены критерии отнесения организаций к МБР, этапы формирования, география деятельности, управление, мандаты, инструменты, ключевые показатели и перспективы развития системы МБР на ближайшие 10 лет.



Доклад 26/5 (RU/EN)

Волны инвестиционного мегахайпа. Цифра, ESG, ИИ: какая следующая?

В докладе проанализированы технологические инвестиционные бумы и возможные новые волны на 20-летнем горизонте: биотех, роботы, космос, VR, накопители энергии и климатическая адаптация. Отдельный акцент — инвестиции в биотех и долголетие как ответ на вызовы рынка труда.



Доклад 26/4 (RU/EN)

Энергетика Центральной Азии: модернизация энергетического сектора и энергопереход

Как обеспечить надежность и чистоту энергетики Центральной Азии? Ответ — в стратегии «Среднего пути». Доклад обосновывает модель модернизации, объединяющую потенциал зеленой энергии, надежность традиционных мощностей и преимущества региональной интеграции.



Доклад 26/3 (RU/EN)

Образовательные инициативы многосторонних банков развития как инструмент укрепления потенциала стран

В докладе рассматриваются образовательные инициативы МБР (академии, институты, обучающие программы), проанализированы их цели, модели управления и финансирования, направления обучения и другие особенности, представлены долгосрочные перспективы развития образовательных инициатив МБР.



Доклад 26/2 (RU/EN)

Евразийский регион и страны-партнеры из Азии: анализ инвестиционных потоков на основе Мониторинга взаимных инвестиций ЕАБР

Доклад содержит детальные сведения о масштабах, динамике, географической и отраслевой структуре взаимных прямых иностранных инвестиций стран Азии и стран Евразийского региона за период с 2016 г. по первое полугодие 2025 г., а также ключевых трендах инвестиционного сотрудничества.



Доклад 26/1 (RU/EN)

Сотрудничество многосторонних банков развития в развивающихся странах: новые возможности

В докладе рассматриваются семь перспективных направлений для сотрудничества МБР: 1) мобилизация капитала, 2) рынки капитала, 3) национальные валюты, 4) экспертиза в области проектов, 5) объединение знаний, 6) техническое содействие, 7) трансграничные проекты.



Доклад 25/15 (RU/EN)

Китай и Евразийский регион: анализ инвестиционных потоков на основе Мониторинга взаимных инвестиций ЕАБР

Доклад содержит детальные сведения о масштабах, динамике, географической и отраслевой структуре накопленных взаимных прямых иностранных инвестиций между Китаем и странами Евразийского региона за период с 2016 г. по первое полугодие 2025 г.



Доклад 25/14 (RU/EN)

Инвестиционное сотрудничество в Евразийском регионе на основе Мониторинга взаимных инвестиций ЕАБР

Доклад содержит детальные сведения о масштабах, динамике, географической и отраслевой структуре взаимных прямых иностранных инвестиций стран Евразийского региона за период с 2016 г. по первое полугодие 2025 г., а также ключевых трендах инвестиционного сотрудничества.



Рабочий документ 25/13 (RU)

Персидский залив: мониторинг макроэкономики и финансов

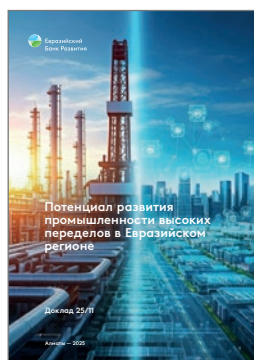
В мониторинге ЕАБР проанализированы экономики шести стран Персидского залива, оценены среднесрочные тенденции: рост ВВП, инфляция, долговая устойчивость, бюджетная и денежно-кредитная политики.



Доклад 25/12 (RU/EN)

Складская инфраструктура Евразийского региона: возможность десятилетия

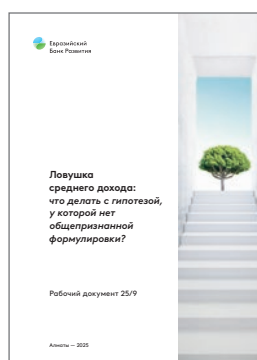
В докладе представлен анализ текущего состояния сектора складирования, хранения и сортировки в Евразийском регионе, изучены основные факторы, влияющие на его развитие, а также дана детальная прогнозная оценка потребностей в складской инфраструктуре в регионе в перспективе до 2040 г.



Доклад 25/11 (RU/EN)

Потенциал развития промышленности высоких переделов в Евразийском регионе

Переход к производству продукции высоких переделов может стать мощным драйвером экономического роста региона. В исследовании определены приоритетные отрасли промышленности и узкие ниши для каждой страны, а также представлены оценки экспортного потенциала и потенциала импортозамещения.



Рабочий документ 25/9 (RU/EN)

Ловушка среднего дохода: что делать с гипотезой, у которой нет общепризнанной формулировки?

Исследование показывает, что разнообразие трактовок «ловушки среднего дохода» мешает понять, попала ли экономика в нее. При этом выявлены факторы перехода к высокому доходу: стабильная макроэкономика, инновационность, сильные институты и благоприятная демография.



Доклад 25/8 (RU/EN)

Инвестиции в будущее: проекты международных финансовых организаций в Евразии

В докладе проанализированы 10 фундаментальных трендов несuverенного финансирования международных финансовых организаций в Евразийском регионе и сформулирован ряд предложений для более активных и диверсифицированных инвестиций МФО в проекты развития.



Евразийский Банк Развития

**ДИРЕКЦИЯ ПО АНАЛИТИЧЕСКОЙ РАБОТЕ
ЕВРАЗИЙСКОГО БАНКА РАЗВИТИЯ**

Комментарии, предложения и замечания
к настоящему докладу вы можете направить
по адресу pressa@eabr.org



www.eabr.org