



Евразийский
Банк Развития

ЭНЕРГЕТИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ:

модернизация энергетического сектора и энергопереход



Доклад 26/4

Алматы — 2026

ЭНЕРГЕТИКА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ: МОДЕРНИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА И ЭНЕРГОПЕРЕХОД

КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД '26

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА ПЕРЕЖИВАЕТ КРУПНЕЙШУЮ ТРАНСФОРМАЦИЮ СО ВРЕМЕН ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕВОЛЮЦИИ

Доля ВИЭ в глобальной выработке в 1-й половине 2025 г.

34,3%

(впервые больше доли угля в 33,2%)

Новые вызовы мировой энергетики

- Интеграция сотен ГВт переменных ВИЭ
- Электрификация отраслей

20%

сегодня

30%

к 2040 г.

Решение для экономической политики



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРИЛЕММА

Баланс между устойчивостью, надежностью и доступностью энергии

РЕГИОН СТАЛКИВАЕТСЯ С РОСТОМ СПРОСА, ИЗНОСОМ АКТИВОВ И НЕОБХОДИМОСТЬЮ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ И ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ



+40%

Рост спроса к 2030 г. (с 270 до 370 ТВт·ч)



до 70%

Критический износ инфраструктуры



1,4

трлн долл.

Необходимые инвестиции для УН до 2050 г.

Спрос на электроэнергию в ЦА к 2030 г., млрд кВт·ч



«СРЕДНИЙ ПУТЬ» — СБАЛАНСИРОВАННЫЙ ПОДХОД

Генерация

- Модернизация существующей генерации
- Маневренные резервы: ПГУ, ГТУ, BESS и ГАЭС
- Низкоуглеродное развитие: АЭС, ВИЭ
- Децентрализованная генерация

Сети

- Обновление сетей
- Цифровизация: SCADA/EMS
- Умные датчики и счетчики

Рынок

- Отказ от перекрестного субсидирования
- Развитие рынков сетевых услуг
- Прозрачные правила доступа в сеть и РРА

Потребление

- Динамические тарифы
- Энергоэффективность в промышленности и ЖКХ
- Управление нагрузкой (электромобили, майнинг, др.)

Интеграция

- Совместные резервы и координация регулирования
- Региональный рынок электроэнергии
- Совместное планирование сетей
- Сезонная комплементарность генерации

Переход

- Переобучение персонала и защита рабочих мест
- Диверсификация экономик моногородов



Евразийский Банк Развития

Полная версия аналитического доклада



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.

В докладе анализируется трансформация энергетики Центральной Азии и предлагается стратегия «среднего пути». В основе лежит концепция энергетической трилеммы Всемирного энергетического совета — баланса между безопасностью, доступностью и экологической устойчивостью. На фоне глобального энергоперехода, когда в 2024 г. в мире было введено рекордное количество (585 ГВт) «зеленых» мощностей, Центральная Азия столкнулась с быстрым ростом спроса на электроэнергию (до +40% к 2030 г.), высоким износом инфраструктуры (до 70% сетей и ТЭС) и зависимостью от угля и газа. Регион при этом обладает огромным потенциалом для развития ВИЭ — солнечной, ветровой и гидроэнергетики, а также возможностями для внедрения атомных и газовых гибридных мощностей. Предлагаемая стратегия «среднего пути» опирается на прагматичное сочетание модернизации традиционных технологий генерации, поэтапного развития ВИЭ, внедрения систем хранения энергии и цифровизации, а также на восстановление региональной интеграции энергосистем для балансировки сезонных и ресурсных различий. Такой подход позволит странам Центральной Азии обеспечить надежное и доступное энергоснабжение, снизить углеродный след, укрепить энергетическую безопасность и создать основу для устойчивого экономического роста в XXI веке.

Ключевые слова: Центральная Азия, электроэнергетика, возобновляемая энергия, энергопереход, водно-энергетический баланс, устойчивое развитие, «средний путь».

JEL: C10, E17, L81, L91, R33, 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 данного документа доступна на сайтах Евразийского банка развития <https://eabr.org/analytics/special-reports/>

© Евразийский банк развития, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	13
ГЛАВА 1. ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ, ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГОПЕРЕХОД И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРИЛЕММА.....	15
1.1. Текущее состояние глобального энергетического перехода и ЦУР №7	16
1.2. Энергетическая трилемма: баланс безопасности, доступности и устойчивости	20
1.3. Энергетический сектор Центральной Азии через призму энергетической трилеммы	26
ГЛАВА 2. ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТРИЛЕММЫ.....	29
2.1. Энергетическая безопасность.....	31
2.2. Энергетическая доступность (справедливость)	43
2.3. Экологическая устойчивость	50
ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СБАЛАНСИРОВАННОГО ЭНЕРГОПЕРЕХОДА.....	59
3.1. Диспетчируемая генерация	61
3.2. Переменные источники генерации	76
3.3. Системы накопления энергии	82
3.4. Децентрализованная энергетика: от умных сетей до хранения углерода	86
3.5. Управление спросом и цифровая адаптация: основа устойчивого потребления.....	89
3.6. Технологические решения для Центральной Азии.....	91
ГЛАВА 4. «СРЕДНИЙ ПУТЬ» В ЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ: БАЛАНС БЕЗОПАСНОСТИ, ДОСТУПНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ	95
4.1. «Зеленый» максимализм	97
4.2. Консервативный скептицизм	98
4.3. Средний путь: реализм, диверсификация и контекст	99
4.4. Принципы универсальной стратегии «среднего пути».....	101
4.5. Интегральная стратегия «среднего пути» для Центральной Азии...	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	111
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	116

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают искреннюю благодарность Международному агентству по возобновляемым источникам энергии (IRENA) за техническую поддержку при подготовке главы 3, а также следующим лицам за их вклад: Франциско Гафаро, Гаятри Наир и Леонардо Далла Рива (IRENA); Юлия Шамис, руководитель отдела стратегических проектов Евразийского банка развития.

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

ОТКАЗ ОТ ОТВЕТСТВЕННОСТИ

Данные, представленные в настоящем документе, считаются точными на момент публикации, но не могут быть гарантированы. Выводы, заключения и рекомендации, содержащиеся в настоящем докладе, основаны на информации, добросовестно собранной из первичных и вторичных источников, точность которой не всегда может быть гарантирована. Мнения, интерпретации и выводы, изложенные в настоящем докладе, не обязательно отражают точку зрения Евразийского банка развития (ЕАБР).

Обозначения и изложение материала в настоящем документе не означают выражения какого-либо мнения со стороны ЕАБР относительно правового статуса какой-либо страны, территории, города или района, или их властей, или относительно делимитации их границ или рубежей, или их экономической системы или степени развития. Такие обозначения, как «развитая», «промышленно развитая» и «развивающаяся», предназначены для удобства статистики и не обязательно выражают суждение о том, какой стадии развития достигла та или иная страна или район.

Упоминание названий компаний или коммерческих продуктов не означает одобрения со стороны ЕАБР. Несмотря на то, что была предпринята большая работа по обеспечению точности представленной информации, ни ЕАБР, ни IRENA, ни их государства-члены не берут на себя ответственность за любые последствия, связанные с использованием данного материала.

Настоящий документ может свободно цитироваться или перепечатываться, но при этом обязательно требуется упоминание источника информации.

Информация, мнения и выводы, содержащиеся в настоящем документе, не отражают точку зрения IRENA или его членов, а представление каких-либо материалов в настоящем документе не означает выражение какой-либо позиции со стороны IRENA в отношении правового статуса какого-либо региона, страны, территории, города или района, либо их властей, либо в отношении делимитации границ или рубежей. Ни IRENA, ни его должностные лица или агенты не дают никаких гарантий, явных или подразумеваемых, в отношении информации, содержащейся в настоящем документе, и не несут никакой ответственности за любые последствия ее использования. Упоминание конкретных технологий, компаний, проектов или продуктов не означает одобрения или рекомендации со стороны IRENA, которое выступает за развитие всех видов возобновляемой энергии.

ВСТУПИТЕЛЬНОЕ СЛОВО ПРЕДСЕДАТЕЛЯ



Н.Р. Подгузов,
Председатель Правления
Евразийского банка развития

Мировая энергетика вступила в новую эпоху — самую масштабную трансформацию со времен промышленной революции. В 2024 г. в мире 92% всех новых мощностей генерации электроэнергии составили возобновляемые источники энергии, а их доля в глобальной выработке электроэнергии впервые превысила долю угольных электростанций. Однако глобальные выбросы парниковых газов при этом выросли до рекордных значений, что показывает: технологический прогресс сам по себе не гарантирует устойчивости. Мир столкнулся с новой дилеммой — как обеспечить надежность, доступность и экологическую устойчивость одновременно.

В этих условиях центральным ориентиром становится энергетическая трилемма — баланс между безопасностью, доступностью и экологичностью. Для всех стран, независимо от уровня развития, ключевой вопрос сегодня не только «как быстро перейти на чистую энергетику», но и «как сделать этот переход устойчивым и справедливым». Концепция «среднего пути», представленная в настоящем докладе, предлагает именно такой подход — прагматичное сочетание модернизации традиционной генерации, постепенного наращивания ВИЭ, цифровизации и развития систем хранения энергии.

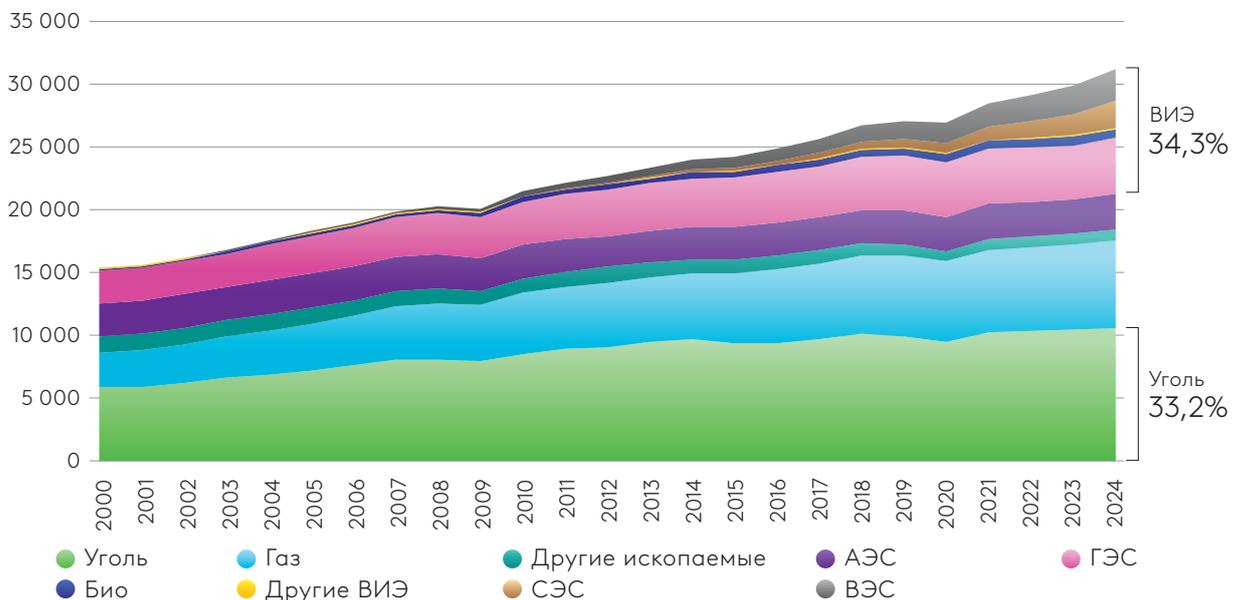
Центральная Азия - регион, где вызовы и возможности энергоперехода проявляются особенно остро. Здесь совокупный спрос на электроэнергию может вырасти на 40% к 2030 г., при этом до 70% сетей и ТЭС нуждаются в модернизации. В то же время регион обладает уникальными ресурсами: крупнейшим гидропотенциалом, обширными зонами для солнечной и ветровой генерации, значительными запасами газа и стратегическим положением между Россией, Китаем и Южной Азией. Особенную роль играет укрепление региональной интеграции. Расширение трансграничных связей и совместное использование водно-энергетических ресурсов могут снизить системные риски, сбалансировать сезонные различия и привлечь масштабные частные инвестиции.

При этом успешный энергетический переход потребует защиты уязвимых групп населения, сохранения доступных тарифов и поддержки занятости в традиционных отраслях. В этом смысле Центральная Азия может предложить универсальный пример для других регионов мира: переход, основанный на балансе интересов, способный объединить климатические цели с задачами экономического развития, энергетической безопасности и справедливости.

РЕЗЮМЕ

Мировая энергетика переживает **крупнейшую трансформацию со времен промышленной революции**. В течение последних десяти лет ключевые чистые технологии достигли масштабов, которые раньше считались недостижимыми: рекордный ввод 585 ГВт ВИЭ в 2024 г. Впервые в истории доля ВИЭ в глобальной выработке электроэнергии — 34,3% — превысила долю угля (33,2%). Во многом это связано с тем, что ВИЭ стали высококонкурентными с другими технологиями генерации по стоимости: с 2015 г. себестоимость электроэнергии (LCOE) от крупных солнечных станций снизилась на 70%, а ветровых — на 55%. Инвестиции в энергетический переход достигли 2,2 трлн долл., вдвое превзойдя инвестиции в ископаемое топливо.

↓ Рисунок А. Структура генерации электроэнергии в мире, млрд кВт·ч



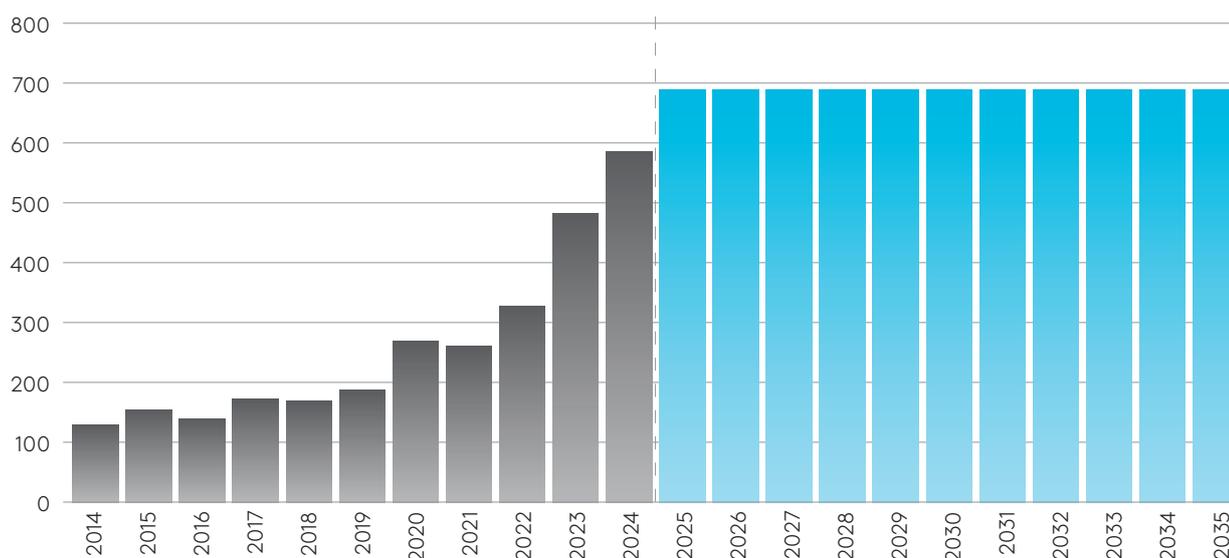
Источник: Ember, 2025.

Однако эти достижения сопровождаются новыми вызовами. **Рост спроса на электроэнергию опережает возможности интеграции** новых низкоуглеродных технологий, поэтому глобальные выбросы CO₂ в секторе энергетики в 2024 г. снова выросли и достигли рекордного уровня. Основные ограничения имеют технический характер. Если мгновенно не восполнить спад выработки, вызванный непредсказуемым изменением погоды, то система может оказаться под угрозой отключения. Аналогичным образом, системе нужно адаптироваться к значительным объемам электроэнергии от солнечных электростанций в разгар дня, что требует уменьшения выработки от других генераторов днем и резкого наращивания мощности вечером. Ввод переменной генерации идет быстрее, чем развиваются сети, системы хранения, гибкие резервные мощности и инструменты оперативного управления. **Инфраструктура во многих странах не рассчитана на высокую долю нерегулярной выработки**, а точность прогнозирования остается недостаточной для поддержания приемлемого уровня системной надежности. Реформы рынков мощности, резервов и тарифного

регулирования во многих странах также отстают, что не стимулирует создание необходимых механизмов поддержки. В итоге реальная стоимость ВИЭ выше ожидаемой, а риски для надежности энергоснабжения возрастают.

Одновременно **электроэнергия становится центральным видом энергии** в мировой экономике на фоне цифровизации и стремительного расширения прикладного применения искусственного интеллекта. Удельный вес электричества в конечном потреблении энергии увеличится с 20% сегодня до 30% к 2040 г. по мере ускорения электрификации промышленности, транспорта и теплоснабжения. Параллельно растет «технологический» спрос: инвестиции в дата-центры, по оценке IEA, достигли 580 млрд долл. в 2025 г. Потребление электроэнергии дата-центрами к 2035 г. может утроиться. В такой конфигурации надежность электроснабжения выходит на первый план. Новый спрос (*ИИ, дата-центры, цифровые услуги, электрифицированные цепочки поставок*) требует гарантированной мощности и системной устойчивости, которую обеспечивают только диспетчируемые и стабильные источники в связке с сетями и резервами.

↓ Рисунок Б. Иллюстративная оценка среднего прироста ВИЭ до 2035 г., ГВт



Источник: IEA, 2025.

Глобальный энергопереход теперь вступил в новую фазу, где **главными становятся вопросы системной надежности и баланса**. Достигнув снижения цен на «зеленые» технологии, мировое сообщество столкнулось с проблемой интеграции стремительно растущих объемов переменной генерации в инженерные и инфраструктурные решения: развитие сетей, систем накопления энергии, маневренных мощностей и цифровых платформ управления будут определять, сможет ли низкоуглеродная энергетика эффективно масштабироваться. В этом контексте **концепция энергетической трилеммы** — баланс между экологической устойчивостью, надежностью снабжения и доступностью энергии — **выходит на первый план как основной принцип политики**. Одностороннее стремление только к «зеленой» цели без учета безопасности энергоснабжения и энергетической справедливости ведет к уязвимости.

Особенно наглядно это проявляется в Центральной Азии, которая вписывается в глобальный контекст со своей спецификой. **Регион с населением свыше 80 млн человек демонстрирует устойчивый рост спроса на электроэнергию** на 3–6% в год, и к 2030 г. потребление может вырасти еще примерно на 40% — с текущих 270 млрд до 370 млрд кВт·ч ежегодно. Энергетическая инфраструктура изношена: в некоторых странах до 70% электросетей и тепловых электростанций выработали ресурс, а в среднем по региону более 60% распределительных сетей требуют замены или капремонта. Потери при передаче и распределении электроэнергии достигают 15–20%, что в два-три раза выше, чем в развитых странах. Многие действующие электростанции были построены еще в советский период и давно окупили капитальные затраты, благодаря чему сегодня дают самую дешевую электроэнергию — их оптовая цена может быть в разы ниже новых мощностей. Это временно сдерживает тарифы, но одновременно маскирует проблему: значительная часть генерирующих активов выработала свой ресурс, аварийность растет, а их предстоящая замена неизбежно приведет к удорожанию энергии.

Структурная уязвимость энергетики Центральной Азии усложняет энергопереход. Энергобаланс региона поляризован: Кыргызстан и Таджикистан практически полностью зависят от гидроэнергетики (до 90% выработки), Казахстан, Узбекистан и Туркменистан — от ископаемого топлива (*уголь и газ дают основу генерации*). В засушливые годы зимой резко падает выработка на ГЭС, приводя к острому дефициту электроэнергии: гидрозависимые системы вынуждены вводить веерные отключения или увеличивать импорт. В газозависимых энергосистемах в холодные периоды повышается риск всплеска потребления, падения давления в газовой сети и отключения электричества. Кроме того, регион страдает от низкой энергоэффективности, высоких удельных расходов топлива на устаревших ТЭС, недостаточного регионального сотрудничества, ограниченной межсвязанности энергосистем, недостатка маневренных мощностей, низкого уровня цифровизации. Нестабильность водных ресурсов из-за таяния ледников и учащение экстремальных погодных явлений (морозы, засухи) еще более обостряют ситуацию. Все это подчеркивает, что энергетический переход в Центральной Азии требует системного и прагматичного подхода, адаптированного к региональной специфике.

Тем не менее у региона есть и **уникальные возможности для сбалансированного развития**. Центральная Азия обладает огромным потенциалом ВИЭ — богатыми ресурсами солнца, ветра и гидроэнергии, а также значительными запасами природного газа и перспективами внедрения ядерной генерации. Сочетание серьезных вызовов и богатых ресурсов диктует необходимость стратегии «среднего пути», основанной на балансе целей энергетической трилеммы: экологии, надежности и экономической устойчивости. Экстремальные подходы — будь то форсированный отказ от ископаемой генерации или, наоборот, консервирование устаревшей архитектуры — несут неприемлемые риски. Оптимальным видится эволюционный сценарий, при котором страны региона модернизируют существующий энергосектор, извлекая максимум из текущей инфраструктуры, и параллельно создают основы будущей низкоуглеродной системы. Такой прагматичный курс позволит обеспечить энергобезопасность и доступность сегодня, не жертвуя устойчивостью завтра.



КОНСЕРВАТИВНЫЙ СКЕПТИЦИЗМ

«ВИЭ — мошенничество»

- Ставка на традиционную генерацию (уголь, газ)
- Приоритет — энергобезопасность (в т.ч. от импорта оборудования, металлов)
- Недопустимость повышения цен на топливо/электроэнергию
- Ископаемые ресурсы — основа энергобаланса
- Климатические цели вторичны
- Отказ от новых технологий (электромобили, водород, ВИЭ)



СРЕДНИЙ ПУТЬ

Баланс

- Сочетание традиционной (базовой) генерации переменной (ВИЭ)
- Модернизация существующих ТЭС и поэтапный вывод
- Развитие ВИЭ и хранения энергии
- Признание роли атомной энергетики
- Развитие маневренных газовых мощностей
- Справедливый переход для затронутых отраслей



«ЗЕЛЕНый» МАКСИМАЛИЗМ

«ВИЭ — панацея»

- Быстрая декарбонизация, даже ценой краткосрочных экономических потерь
- Полный отказ от угля и ДВС к 2040 г.
- Масштабное наращивание ВИЭ и полная электрификация
- ВИЭ должны обеспечивать до 90–100% электроэнергии
- Жесткое регулирование выбросов, углеродный налог и отказ от субсидий на ископаемое топливо

Во-первых, требуется **модернизация существующих активов** там, где это экономически целесообразно. Эти активы в настоящее время обеспечивают наиболее низкую себестоимость электроэнергии для развития экономик, а также зачастую являются безальтернативным источником теплоснабжения. Критически важно продлить ресурс существующих угольных, газовых и гидравлических электростанций, повысив как их эффективность, так и маневренность для будущих целей. Обновление оборудования способно снизить удельный расход топлива, уменьшить выбросы и продлить срок службы станций на 10–15 лет. Параллельно важно обновлять сетевую инфраструктуру, сокращая потери, внедряя цифровую автоматику и мониторинг. Только восстановив функциональность инфраструктуры, можно безопасно интегрировать нарастающие объемы ВИЭ.

Во-вторых, **энергосистемам региона целесообразно повысить гибкость и маневренность**. Наращивание переменной солнечной и ветровой генерации должно сопровождаться созданием резервных мощностей быстрого реагирования. Необходимо строительство современных газовых турбин малой и средней мощности, способных быстро включаться при падении выработки ВИЭ, а также внедрение систем накопления энергии (*аккумуляторных парков*). Следует развивать механизмы управляемого спроса — от дистанционного регулирования нагрузок промышленных потребителей до интеллектуальных счетчиков в бытовом секторе. Перспективным направлением

являются гибридные энергопарки, комбинирующие ВИЭ, газовые установки и накопители на одной площадке для круглосуточного энергоснабжения. Без всех этих решений высокая доля возобновляемой генерации будет приводить к росту риска отключений и аварий.

В-третьих, важны **тарифные и рыночные реформы**. Переход к экономически обоснованным розничным тарифам устранил хроническое недофинансирование отрасли и создаст предсказуемые условия для частных инвестиций. Разумеется, повышение тарифов должно проходить постепенно и сопровождаться адресной социальной поддержкой — субсидированием уязвимых слоев населения вместо всеобщих льгот. Это позволит сохранить энергодоступность для граждан, не лишая энергетические компании ресурсов на модернизацию. Имеет смысл модернизация механизма рынка электроэнергии. Исторически в регионе действует модель торговли только энергией (*киловатт-часами*) по фиксированным ценам, что не отражает реалий нового времени. По мере роста доли ВИЭ и усложнения спроса важным становится запуск рынков мощности, резервов и вспомогательных услуг. В таких сегментах ценится готовность станции обеспечить энергосистему мощностью по требованию, даже если большую часть времени она простаивает. Вознаграждение за поддержку устойчивости (*поставку резервной мощности, регулирование частоты, оперативное восстановление после аварий*) создаст стимулы для строительства маневренных газовых блоков, крупных накопителей, быстрореагирующих генерирующих установок. Формирование полноценных оптовых и балансирующих рынков, по опыту других регионов, повысит прозрачность и надежность.

В-четвертых, **развитие ВИЭ важно осуществлять в рамках комплексного планирования всей системы**. Недостаточно просто вводить сотни мегаватт солнечных и ветровых установок — важно заранее интегрировать их в энергосеть с учетом предельной пропускной способности и будущих узких мест. Новые ВИЭ-станции следует размещать там, где сети смогут принять дополнительную мощность без потерь качества. Имеет смысл опережающее строительство линий электропередачи к перспективным районам генерации. Важным элементом становится и установка систем накопления энергии при ВИЭ-парках, чтобы сглаживать колебания выдачи мощности. Одновременно можно внедрять современные средства прогнозирования выработки и нагрузки — повышение точности прогнозов позволит более экономно привлекать резервы. Комплексный подход также подразумевает **справедливый переход** для людей и отраслей, затронутых преобразованиями.

Наконец, **ключевым элементом стратегии выступает региональная интеграция**. Усиление межгосударственных электросвязей и координация действий стран способны значительно повысить устойчивость энергосистем Центральной Азии. Важно наращивать пропускную способность линий между государствами, восстанавливая полноценную единую энергетическую систему. Совместное развитие крупных проектов — например, гидроэлектростанций или ветропарков, рассчитанных на экспорт электроэнергии соседям — даст всем участникам доступ к дешевым и чистым источникам. Координация водно-энергетических режимов позволит оптимально

использовать гидропотенциал без нарушения ирригационного режима. Создание региональных рынков мощности и резервов даст эффект масштаба: страны смогут разделять резервные генераторы. Для инвесторов интегрированный рынок объемом в более 80 млн потребителей также гораздо привлекательнее разрозненных. Опыт других объединенных энергосистем показывает, что взаимосвязь укрепляет сразу все аспекты трилеммы: повышается надежность снабжения за счет взаимного резервирования, снижается тарифное давление благодаря оптимальному распределению нагрузок и облегчается внедрение ВИЭ за счет географического разброса генерации.

Верхнеуровневая сравнительная оценка трех сценариев развития электроэнергетики Центральной Азии указывает на то, что именно интегральная стратегия «среднего пути» обеспечивает наиболее устойчивый профиль по всей энергетической трилемме. Исходя из планов стран Центральной Азии, заявленных в стратегических отчетах, ожидаемый объем новых мощностей в электроэнергетике составляет в общей сложности, как минимум 62,8 ГВт к 2035 г., что эквивалентно 230 млрд кВт·ч новой годовой выработки. Сравнительное моделирование показывает, что данный сценарий обеспечивает CAPEX порядка 151–179 млрд долл., что на 30–45% ниже сценария «зеленого максимализма» (239–254 млрд долл.) и сопоставимо с консервативным сценарием (150–170 млрд долл.). По нормированной себестоимости электроэнергии «средний путь» также сравним с консервативным подходом в диапазоне 8,6–10,3 центов/кВт·ч, что на 25–35% ниже «зеленого максимализма» (11–12,2 центов/кВт·ч), однако сопровождается в 5 раз меньшим углеродным следом. По показателю жизненного цикла выбросы составляют около 0,15 тонн CO_{2e}/МВт·ч против 0,8 тCO_{2e}/МВт·ч в консервативном сценарии, то есть почти в 5 раза ниже, при сохранении высокой системной устойчивости.

Сбалансированная стратегия «среднего пути» предоставляет Центральной Азии реалистичный маршрут энергетической модернизации. Комплекс мер — от продления жизни базовых активов и повышения гибкости системы до реформ рынка, продуманного роста ВИЭ и нового этапа регионального сотрудничества — позволит региону обеспечить надежное и доступное энергоснабжение, существенно снизить углеродный след, укрепить энергетическую безопасность и заложить основу для устойчивого экономического роста в XXI веке.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия — это основа современного мира и ключ к устойчивому экономическому росту. От стабильного энергоснабжения напрямую зависит функционирование промышленности, транспорта, социальной инфраструктуры и цифровой экономики. Особенно важную роль играет электроэнергия — наиболее универсальная и гибкая форма энергии, которая уже сегодня обеспечивает около 20% мирового конечного энергопотребления и, по прогнозам, достигнет 30% к 2040 г. в некоторых сценариях (IEA, н.д.). Некоторые страны уже демонстрируют опережающий прогресс (Китай, Япония). Электрификация секторов экономики — от промышленности до отопления и транспорта — становится важнейшим трендом, который позволяет снижать углеродный след и повышать производительность. Это ведет к тому, что доступность и надежность электроснабжения становится условием национальной безопасности, социальной стабильности и экономической конкурентоспособности.

Электроэнергетика работает в режиме постоянного баланса между выработкой и потреблением: в отличие от большинства товаров, электроэнергию нельзя накопить в масштабах системы, поэтому в каждый момент времени объем генерации должен точно соответствовать спросу. Любое отклонение ведет к изменению частоты в сети, что при значительных дисбалансах может привести к аварийным отключениям и каскадным отказам оборудования. Традиционно эту задачу решали за счет крупных управляемых электростанций, обладающих инерцией и возможностью оперативного регулирования мощности. Однако рост доли переменной генерации, прежде всего ветровой и солнечной, усложняет управление системой: такая выработка все больше зависит от погоды, требует дополнительной резервации, а пики потребления смещаются во времени и пространстве из-за новых секторов и паттернов потребления.

С учетом вышесказанного ВИЭ играют все более важную роль, но также меняют саму архитектуру энергосектора. Доля ВИЭ в глобальной генерации достигла 34% и продолжает расти, а вместе с этим и риски. Цифровизация, развитие накопителей, умных сетей, распределенной генерации и программы управления спросом — все это формирует новую энергетическую реальность. При этом усиливаются климатические вызовы: электроэнергетика остается источником примерно 35% глобальных выбросов CO₂, что делает ее ключевым пространством для достижения целей Парижского соглашения и Повестки-2030 ООН по устойчивому развитию.

Доля ВИЭ в глобальной генерации достигла

34%

и продолжает расти

Центральная Азия — часть этой глобальной картины, но со своими уникальными особенностями и вызовами. Регион с населением свыше 80 млн человек показывает стабильный рост спроса на электроэнергию — в среднем на 3–6% ежегодно. Однако значительная часть энергетической инфраструктуры региона изношена: в некоторых странах до 50% сетей и электростанций нуждается в срочной

модернизации. Структура энергобаланса чрезвычайно разнообразна: если Кыргызстан и Таджикистан опираются в основном на гидрогенерацию (до 90% в структуре производства), то Казахстан и Узбекистан в значительной степени зависят от угля и газа. Это создает риски как с точки зрения климатической устойчивости, так и с позиции энергетической безопасности. Регион также отличается низкой энергоэффективностью и ограниченными возможностями для интеграции новых мощностей без глубоких реформ.

Эти вызовы усугубляются институциональными и историческими факторами. После распада СССР координация внутри Объединенной энергетической системы Центральной Азии была утрачена. В результате возникла фрагментация: трансграничные потоки электроэнергии снизились до 5% от регионального потребления. Это приводит к серьезным сезонным дисбалансам: одни страны сталкиваются с нехваткой электроэнергии зимой, другие — с профицитом летом. Кроме того, климатические изменения усиливают нестабильность водных ресурсов, от которых зависит гидрогенерация, а экстремальные погодные условия все чаще нарушают работу энергосистем. Это подчеркивает, что региональный энергопереход не может быть реализован без системного, межгосударственного и прагматичного подхода.

В условиях технологической нестабильности и растущих климатических рисков Центральной Азии важно не только наращивать мощности, но и выстраивать сбалансированную стратегию перехода к устойчивой энергетике. Для этого требуется комплексный анализ, который учитывает три взаимосвязанных цели — энергетическую безопасность, доступность и экологическую устойчивость. Эти принципы лежат в основе концепции энергетической трилеммы, предложенной World Energy Council, и используются в настоящем докладе как аналитическая рамка. Такой подход позволяет оценить текущее состояние и определить реальные, а не декларативные пути развития энергетики в условиях высокой неопределенности.

Доклад строится на четырех логически связанных направлениях анализа. В первой главе раскрываются глобальные тренды энергоперехода и формируется концепция энергетической трилеммы. Обсуждается стремительное внедрение ВИЭ, рост инвестиций в чистую энергетику, а также роль электроэнергетики в достижении климатических целей.

Вторая глава переходит к региональной диагностике: через призму трилеммы анализируются надежность снабжения, тарифная доступность, социальные и экологические аспекты электроэнергетики в странах Центральной Азии, включая особенности водно-энергетических взаимосвязей.

Третья глава посвящена технологическим решениям: от модернизации традиционных систем энергогенерации до внедрения солнечной, ветровой энергии, накопителей и цифровых платформ управления.

Завершающая, четвертая глава предлагает концепцию «среднего пути» — прагматического баланса между развитием ВИЭ, поддержкой традиционных источников и институциональными реформами. Такой подход нацелен на устойчивый энергопереход, адаптированный к особенностям стран региона.

ГЛАВА 1.

ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ, ГЛОБАЛЬНЫЙ ЭНЕРГОПЕРЕХОД И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ТРИЛЕММА



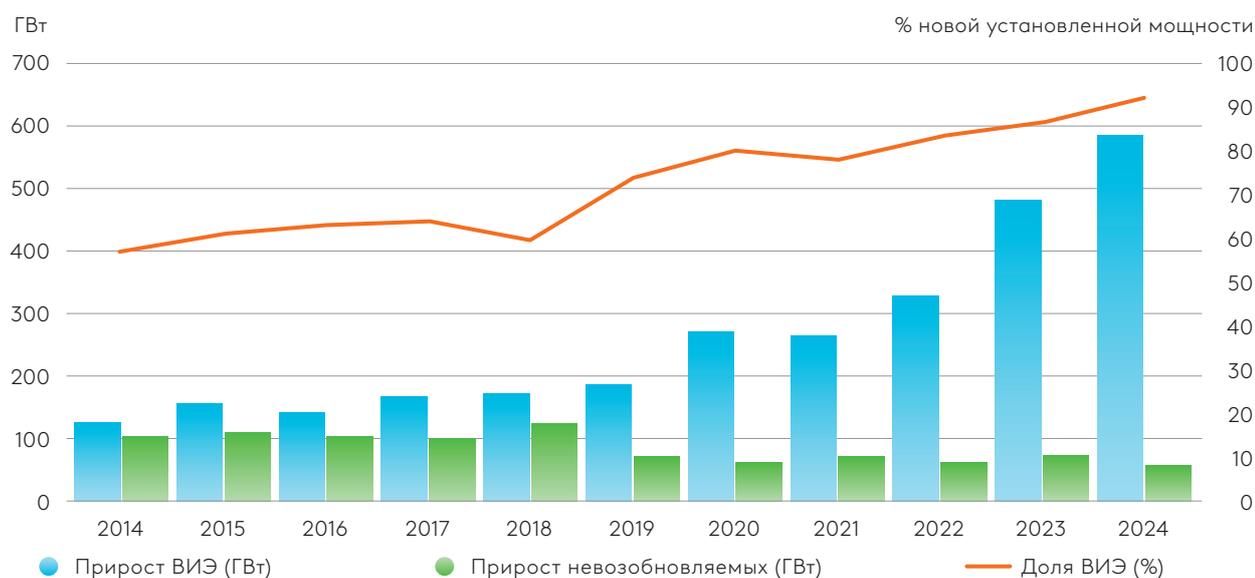
1.1. Текущее состояние глобального энергетического перехода и ЦУР №7

92%

всех новых мощностей в энергетике составили ВИЭ в 2024 г. (585 ГВт)

Мировая энергетическая система вступила в третье десятилетие XXI века, находясь в состоянии глубокой трансформации. С одной стороны, человечество переживает эпоху беспрецедентного роста чистых источников энергии: только в 2024 г. в мире было введено 585 ГВт новых мощностей возобновляемой энергетики, что составило 92% всех новых вводов (IRENA, 2025). Впервые в истории доля ВИЭ в глобальной выработке электроэнергии — 34,3% — превысила долю угля (33,2%) (Ember, 2025). Наблюдаются рекордный рост инвестиций в ВИЭ, повышение энергоэффективности и электрификация транспорта. В 2024 г. инвестиции в чистую энергетику достигли 2,2 трлн долл., вдвое превзойдя вложения в ископаемое топливо (IEA, 2025). По прогнозам Международного энергетического агентства, к 2030 г. возобновляемые источники смогут обеспечить половину всей мировой генерации (IEA, 2024a).

↓ Рисунок 1. Ввод новых мощностей ВИЭ на глобальном уровне



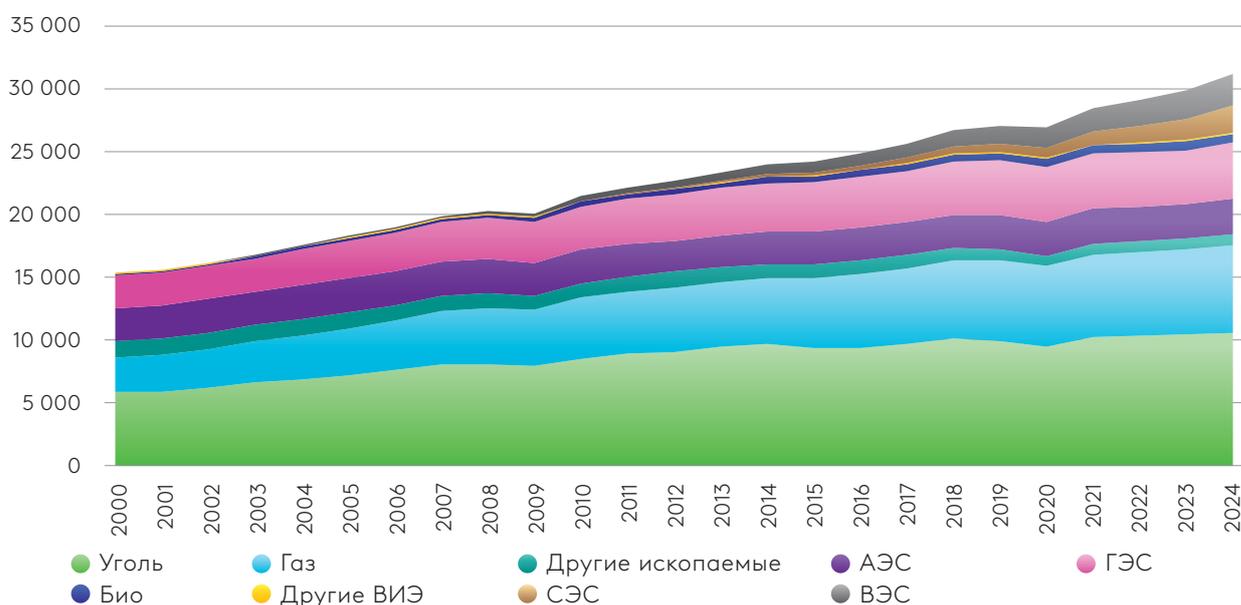
Источник: IRENA, 2025a.

Однако этот прогресс сопровождается глобальным увеличением выбросов CO₂ — по данным МЭА, в 2023 г. они увеличились на 1,1% (на 410 млн тонн), достигнув нового рекорда в 37,4 млрд тонн (IRENA, COP30 and GRA, 2025). Это означает, что глобальные темпы сокращения выбросов остаются недостаточными для достижения траектории 1,5–2°C. Глобальный спрос на энергию растет быстрее, чем вводятся новые мощности ВИЭ. В 2024 г. спрос увеличился на 2,2%, тогда как средний показатель предыдущего десятилетия составлял около 1,3%. Рост покрывается всеми доступными источниками, включая уголь

и природный газ, что привело к новому историческому рекорду выбросов парниковых газов. Энергетический переход происходит по сути не за счет вытеснения ископаемых ресурсов — они продолжают существовать наряду с новыми технологиями. Также следует учитывать, что прямое сравнение стоимости электроэнергии от ВИЭ и от других источников не совсем корректно — при переходе на ВИЭ требуются дополнительные расходы на инфраструктуру и механизмы гарантирования цены. Если эти расходы не заложить заранее, повышаются риски перебоев и скрытых издержек.

Глобальные выбросы CO₂ продолжают расти, что указывает на структурный разрыв между целями декарбонизации и реальными возможностями энергосистем

↓ Рисунок 2. Структура генерации электроэнергии в мире, млрд кВт·ч



Источник: Ember, 2025.

Тем не менее большинство стран официально признали необходимость энергоперехода. По состоянию на 2024 г. 107 стран (включая все пять стран Центральной Азии), на долю которых приходится 82% мировых выбросов парниковых газов, объявили цели достижения углеродной нейтральности к середине XXI века (UNEP, 2024). Эти декларации — важный шаг, однако между ними и текущей политикой существует разрыв. Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ), зафиксированный в Парижском соглашении для всех стран, подписавших его, суммарно не выводит мир на траекторию 1,5°C: при выполнении нынешних обещаний к 2100 г. ожидается повышение температуры на 2,5–2,7°C. Так, в случае выполнения взятых в рамках ОНУВ обязательств объем мощностей ВИЭ может достигнуть 5,4 ТВт мощностей к 2030 г., что в два раза меньше по сравнению с 11,2 ТВт, необходимыми в рамках сценария 1,5°C (IEA, IRENA, UN, World Bank, and WHO, 2025).

Одной из ключевых задач энергоперехода, наряду с сокращением выбросов, является выполнение Цели устойчивого развития (ЦУР) ООН №7 — всеобщий

доступ к недорогим, надежным и современным энергосервисам к 2030 г. Прогресс по этой цели также неоднороден. Согласно совместному докладу IEA, IRENA, Всемирного банка и ООН Tracking SDG7: Energy Progress Report 2025 (IEA, IRENA, UN, World Bank, and WHO, 2025), в 2023 г. доля населения планеты с доступом к электроэнергии достигла 92%, тогда как 666 млн человек все еще жили без электрификации (958 млн человек в 2015 г.). В части экологической устойчивости прогресс тоже недостаточен. Доля ВИЭ в глобальном конечном энергопотреблении выросла с 15,6% (2015) до 17,9% (2023) — весьма скромный прирост, учитывая, что к 2030 г. долю ВИЭ необходимо удвоить. Энергоэффективность, измеряемая снижением энергоемкости ВВП, повышается слишком медленно — 3,87 МДж/долл. в 2022 г. (4,26 МДж/долл. в 2015 г.). Это порядка 1% в год, тогда как для достижения целей необходимо 3% ежегодно. Иными словами, мир пока не движется уверенно к цели ни по одному индикатору ЦУР №7.

Международные организации призывают к активизации усилий: необходимо ускорить электрификацию отдаленных и сельских районов (в том числе через децентрализованные решения — мини-сети и бытовые СЭС), увеличить финансирование проектов, связанных с источниками чистой энергии в наименее развитых странах, интегрировать задачи доступа с задачами декарбонизации и др. (IEA, IRENA, UN, World Bank, and WHO, 2025). Последнее особенно важно: энергообеспеченность и климатическая устойчивость должны достигаться совместно, а не за счет друг друга. Концепция «не оставить никого позади» подразумевает, что переход к чистой энергии должен происходить повсеместно — если какие-то регионы останутся в зависимости от загрязняющих или дорогостоящих источников, глобальные цели не будут достигнуты.

Энергокризис 2021–2022 гг. выявил противоречие между энергопереходом и реальной устойчивостью энергетических систем. Восстановительный рост глобальной экономики после COVID-19, геополитические конфликты и экстремальные погодные явления привели к беспрецедентному скачку цен на энергоносители. Особенно резко подорожал природный газ в Европе: спотовые цены взлетали в этот период до эквивалента 250–300 долл. за МВт·ч, что сделало газовую электроэнергию самой дорогой на рынке. В среднем за 2022 г. газ в Европе стоил в семь раз дороже исторических уровней, вызвав сокращение газовой генерации и возвращение к углю там, где это было возможно. Столкнувшись с угрозой веерных отключений и недоступностью газа, даже развитые страны были вынуждены прибегнуть к чрезвычайным мерам: Япония перезапускала законсервированные угольные блоки, а Германия временно продлила работу угольных ТЭС.

Данный кризис высветил уязвимость односторонних стратегий. Европа, десятилетиями делавшая ставку на импортный трубопроводный газ как на «мост» к низкоуглеродной системе, столкнулась с угрозой энергетической безопасности. Высокие цены нанесли удар по доступности энергии для потребителей, вызвав социально-экономические последствия (рост инфляции, повышение затрат домохозяйств и промышленности). Для покрытия возникшего дефицита

электроэнергии странам пришлось увеличить использование угля — что является непоследовательным шагом в плане экологической устойчивости. МЭА отмечает, что без засух (*сокративших выработку на ГЭС*) и связанных с этим дополнительных выбросов глобальный электроэнергетический сектор мог бы снизить эмиссии в 2023 г.; однако, компенсируя спад гидроэнергии с помощью ископаемых источников энергии, мир получил 170 млн тонн CO₂ дополнительных выбросов. Успешная трансформация должна учитывать устойчивость к внешним шокам. Одновременное достижение надежности, доступности и устойчивости — обязательное условие взвешенной энергетической политики государств.

Глобальный энергопереход вступает в новую фазу. Первый этап, сосредоточенный на снижении стоимости ВИЭ, во многом пройден: **сегодня солнечная и ветровая энергия стали самыми дешевыми новыми источниками энергии в большинстве стран** (IRENA, COP30 and GRA, 2025). Однако эти источники энергии изменчивы, неопределенны, географически ограничены и основаны на инверторах, что создает новые вызовы для работы системы.

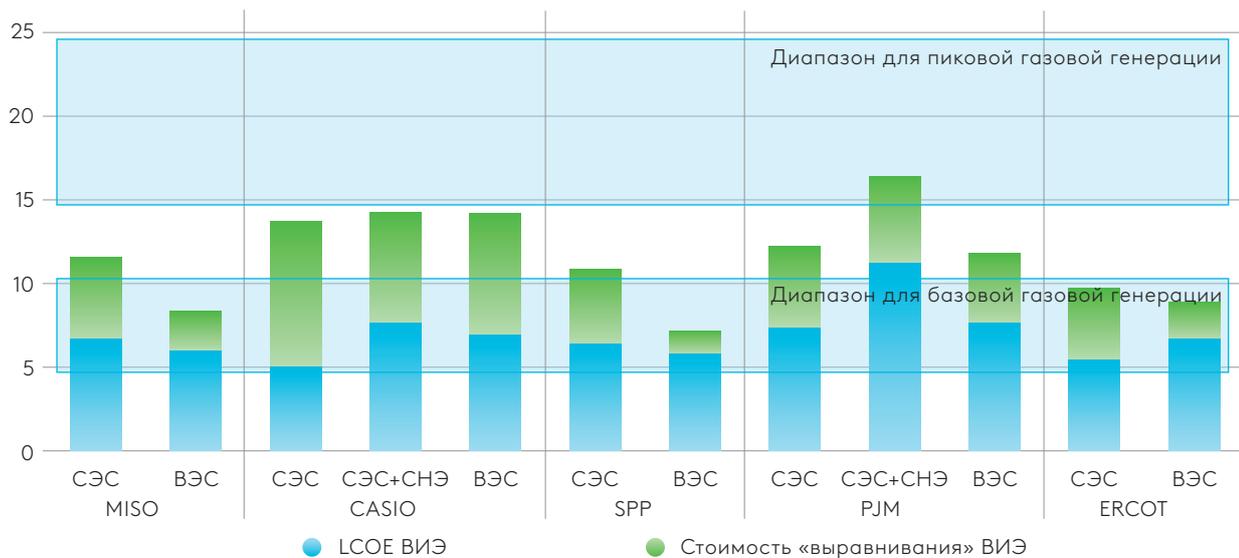
Солнечная и ветровая электроэнергия стали экономически конкурентоспособными в большинстве стран мира

Данные вызовы носят системный характер — интеграция больших объемов ВИЭ в энергосети, обеспечение резервных мощностей и систем хранения, модернизация инфраструктуры, а также привлечение инвестиций, особенно в развивающиеся рынки. Для обеспечения круглосуточного стабильного энергоснабжения в дополнение к ВИЭ требуется «страховка» в виде дублирования мощностей, которые будут использоваться все реже, однако необходимы в случае запланированных или незапланированных изменений в выработке новых источников. Экономика данных резервных мощностей отличается высокой удельной себестоимостью в силу низкого коэффициента использования. В целом, для энергосистем и потребителей это выражается в росте конечных затрат. Данные затраты индивидуальны для каждой энергосистемы, однако сложность заключается в том, что традиционные показатели экономической эффективности генерации в виде нормированной себестоимости электроэнергии (LCOE) не могут в полной мере отразить данный эффект. В целом, ВИЭ потребует значительных затрат, которые отражены во многих сценариях нейтральности как инвестиционный гэп и будут оплачены потребителями.

Налицо смещение проблематики: от удешевления технологий — к укреплению энергетической безопасности и преодолению инфраструктурных ограничений. Достижение ЦУР №7 требует комплексных усилий, включающих как ускорение внедрения чистой энергии, так и адресную поддержку энергодоступности и устойчивости систем. В этих условиях концепция энергетической трилеммы, основанной на балансе трех целей как руководящего принципа политики, становится все более актуальной.

Ключевым ограничением энергоперехода становится не стоимость ВИЭ, а состояние сетей, наличие маневренных мощностей, накопителей и цифровых инструментов управления

↓ Рисунок 3. Средняя себестоимость и стоимость «выравнивания» ВИЭ у разных сетевых операторов в США, центов/кВт·ч



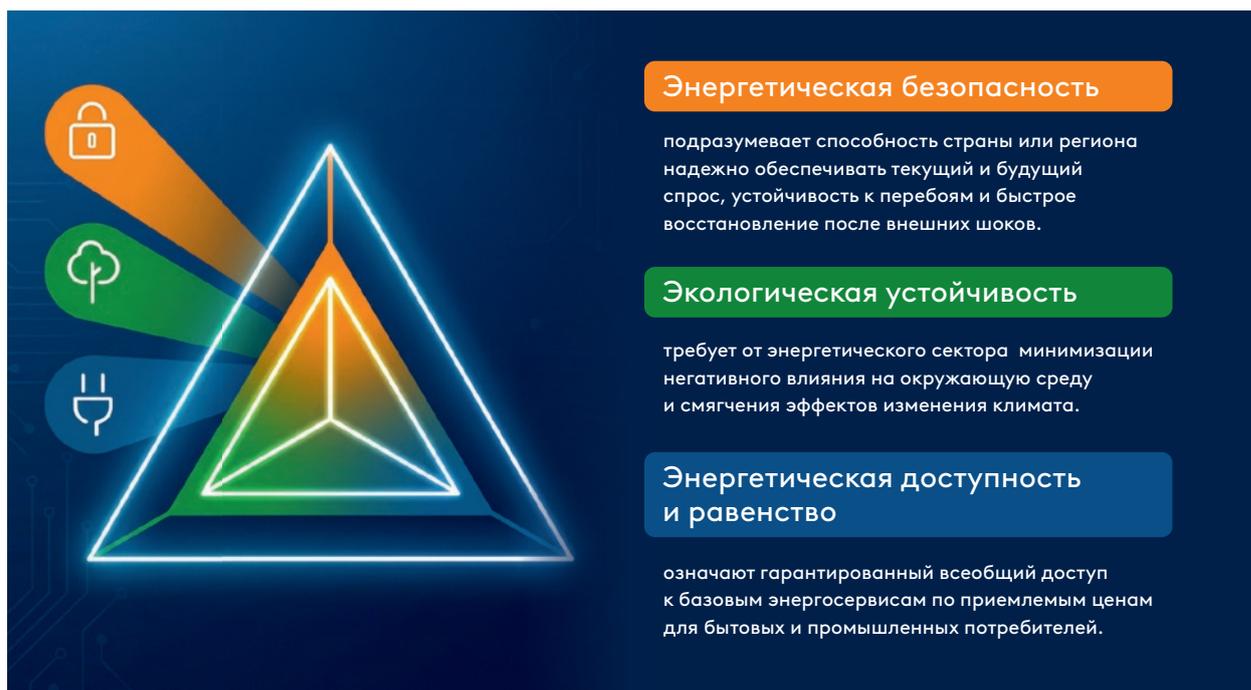
Источник: Lazard, 2025.

1.2. Энергетическая трилемма: баланс безопасности, доступности и устойчивости

Термин «энергетическая трилемма» введен Всемирным энергетическим советом ([World Energy Council, 2025](#)) и отражает идею, что здоровая энергетическая система должна удовлетворять трем равнозначным критериям: энергетической безопасности (*energy security*), энергетической доступности и равенству (*energy equity*) и экологической устойчивости (*environmental sustainability*). Это своего рода «треугольник целей», в вершинах которого находятся ключевые приоритеты энергетической политики ([рисунок 4](#)).

- **Энергетическая безопасность** подразумевает способность страны или региона надежно обеспечивать текущее и перспективное энергопотребление, устойчивость к перебоям и быстрое восстановление после внешних шоков. Это включает диверсификацию источников и маршрутов поставок, развитие собственной генерации, резервные мощности и инфраструктурную надежность (сети, хранилища). Безопасность предотвращает ситуации, когда дефицит мощности, неблагоприятные погодные условия или аварии выводят систему из строя.
- **Энергетическая доступность и равенство** означают гарантированный всеобщий доступ к базовым энергосервисам по приемлемым ценам. Данный компонент охватывает как бытовую доступность (доля расходов семей на энергию, тарифная политика, субсидии уязвимым группам), так и доступ бизнеса к конкурентоспособной по стоимости энергии для поддержания промышленности. В глобальном контексте сюда относится ликвидация энергетической бедности — электрификация отдаленных регионов, переход на чистые виды топлива для готовки, выравнивание диспропорций между странами.

↓ Рисунок 4. Энергетическая трилемма: три равноправные цели энергетической системы



Источник: World Energy Council, 2025.

- **Экологическая устойчивость** требует минимизации негативного влияния энергетики на окружающую среду и климат. Речь идет прежде всего о сокращении выбросов парниковых газов (*смягчение изменения климата*), об отказе от видов топлива с наибольшим углеродным следом, а также о предотвращении локальных загрязнений (*смог, кислотные дожди*) и сохранении экосистем (*например, при гидростроительстве или добыче ресурсов*). Переход к возобновляемым и низкоуглеродным источникам, повышение энергоэффективности — ключевые элементы этого измерения.

Главная особенность трилеммы в том, что эти три цели часто конфликтуют, и стремление исключительно к одной из них способно подорвать достижение других. Политика, игнорирующая хотя бы один из компонентов, в долгосрочной перспективе оказывается неустойчивой.

Например, если страна делает упор исключительно на экологическую сторону — вводит жесткие ограничения на ископаемое топливо и стимулирует быстрый переход на ВИЭ, но не учитывает аспекты надежности и цены, она может столкнуться с дефицитом энергии и социальным недовольством из-за высоких тарифов.

Пример — трудности энергосистемы отдельных европейских стран в последние годы: агрессивное закрытие угольных и ядерных станций, не синхронизированное с вводом достаточных заменяющих мощностей, привело к росту зависимости от импорта газа и, как следствие, к уязвимости перед ценовыми шоками.

[Энергетическая трилемма — баланс безопасности, доступности и экологической устойчивости — является наиболее адекватной рамкой для оценки энергетической политики стран Центральной Азии](#)

↓ Рисунок 5. Структура индекса энергетической трилеммы

Энергетическая безопасность



Диверсификация первичных энергоресурсов	Диверсификация генерации электроэнергии	Надежность и устойчивость энергосистемы
Зависимость от импорта	Хранение энергии	

Энергетическая доступность (справедливость)



Доступность электроэнергии	Доступ к современным энергоуслугам	Цены на электроэнергию	Цены на бензин и дизель
Доступ к чистым источникам энергии для готовки		Цены на природный газ	Доступность электроэнергии для населения

Экологическая устойчивость



Энергоемкость ВВП	Динамика выбросов CO ₂	Углеродоемкость производства	Выбросы CO ₂ и CH ₄ на душу населения
Потери в сетях передачи и распределения	Рост мощности низкоуглеродной генерации	Загрязнение частицами PM2.5	Загрязнение частицами PM10

Источник: адаптировано из [World Energy Council, 2025](#).

Обратная ситуация — приоритет только доступности (*дешевой энергии*) — обычно выражается в сохранении субсидий на ископаемое топливо, медленном или и вовсе отложенном внедрении экологических стандартов, что со временем ведет к загрязнению окружающей среды, ухудшению здоровья населения и высокому углеродному следу экономики. Страны, держащие внутренние цены на бензин или электричество искусственно низкими, зачастую сталкиваются с перерасходом бюджетных средств и отсутствием стимулов к энергоэффективности, а их энергетические компании — с недофинансированием, что в итоге подрывает и надежность снабжения.

Третий дисбаланс — гипертрофированный акцент на безопасности без внимания к экологическим требованиям и доступности. Под лозунгом энергетической независимости государства могут делать ставку на максимальное использование местных ресурсов, даже если это самые «грязные», дорогие и устаревшие технологии (*например, низкосортный уголь*). Краткосрочно это повышает автономность, но чревато изоляцией от глобальных трендов, технологическим отставанием и, в перспективе, экономическими издержками (*углеродные налоги, пограничное*

углеродное регулирование и потеря рынков сбыта). Перекос в данном компоненте может также выражаться в политике изоляционизма от соседей под эгидой «энергетической безопасности и независимости». ВЭС отмечает, что успешные энергетические системы управляются посредством «аккуратного баланса» между безопасностью, доступностью и устойчивостью, без «пассивных компромиссов», когда один приоритет приносят в жертву другим.

Дополнительно на политическом уровне чувствительной темой становится концепция «справедливого перехода» (*just transition*) — при декарбонизации следует обеспечивать социальную справедливость, защиту уязвимых слоев и работников, задействованных в затронутых отраслях. Международные механизмы климатического финансирования, такие как *Initiative for Energy Transition (JETPs)* для ЮАР, Индонезии, Вьетнама, призваны помогать развивающимся странам закрывать угольные станции, параллельно инвестируя в альтернативы и поддержку занятости — то есть решать экологические и социально-экономические задачи вместе.

Немногим странам удастся достичь высоких результатов по всем компонентам трилеммы одновременно. В топ-10 и топ-20 рейтинга WEC стабильно входят преимущественно развитые государства с высокими доходами на душу населения. По данным индекса 2024 г., лидерами были Дания, Швеция, Финляндия, Швейцария, Канада, Австрия, Франция, Германия, Эстония, Великобритания и др. (таблица 1).

Страны-лидеры выделяются следующими характеристиками.

- **Высокая энергетическая безопасность** достигается через диверсификацию источников и импорта, развитую инфраструктуру хранения и резервирования, региональное сотрудничество. Например, Дания и Германия интегрированы в общеевропейскую энергосеть, могут импортировать или экспортировать электричество при необходимости, а также сочетают разные типы генерации (*ветер, газ, биоэнергетика*) для устойчивости системы. Канада, Норвегия обладают собственными огромными ресурсами и при этом инвестируют в надежные сети — это делает их лидерами по безопасности.
- **Энергетическая доступность и справедливость** обеспечены в этих странах благодаря продуманной социальной политике и эффективной экономике. Практически все жители имеют доступ к современным энергетическим услугам. Хотя цены на энергию в Европе высокие, существуют адресные компенсации малоимущим, программы по повышению энергоэффективности жилья, что снижает нагрузку на домохозяйства. В некоторых лидирующих странах (*например, Франции, Швеции*) доля расходов семьи на энергоресурсы сравнительно невелика из-за высоких доходов и умеренных тарифов, что отражается в высоком балле по equity.

↓ Таблица 1. Сравнение рейтингов стран по индексу энергетической трилеммы, ЦУР и индексу энергетического перехода ВЭФ



WEC 2025
(место из 99 стран)



UN SDG 2025
(место из 167 стран)



WEF ETI 2025
(место из 118 стран)

Страна	WEC 2025 (место из 99 стран)	UN SDG 2025 (место из 167 стран)	WEF ETI 2025 (место из 118 стран)
Дания	1	3	3
Швеция	1	2	1
Финляндия	2	1	2
Швейцария	3	26	5
Канада	4	25	33
Австрия	5	6	6
Франция	6	5	14
Эстония	7	17	11
Германия	7	4	9
Великобритания	8	11	16
Норвегия	8	7	4
Новая Зеландия	9	28	24
США	10	44	17
Россия	39	51	нет в рейтинге
Казахстан	51	70	94
Армения	58	50	65
Таджикистан	69	88	95
Кыргызстан	нет в рейтинге	47	78
Туркменистан	нет в рейтинге	96	нет в рейтинге
Узбекистан	нет в рейтинге	62	нет в рейтинге
Беларусь	нет в рейтинге	32	нет в рейтинге

Источник: WEC, UN, WEF.

- **Экологическая устойчивость** — сильная сторона большинства лидеров рейтинга. Европейские страны планомерно снижали углеродный след энергетики: внедряли возобновляемые источники, развивали атомную энергетику (Франция, Швеция), улучшали энергоэффективность. Дания более 50% электроэнергии получает от ветра, Швейцария и Франция — практически безуглеродны за счет ГЭС и атомной генерации, Новая Зеландия сочетает гидроэнергию, геотермальные и ветровые станции. В результате их показатель устойчивости близок к максимуму.

Лидирующие страны добиваются прогресса по всем трем направлениям одновременно. Например, Швеция значительно увеличила долю ВИЭ, но параллельно укрепляла интеграцию сетей с соседями и сохраняла разумные цены. Дания, отказавшись от угля в пользу ветра и газа, не только снизила выбросы, но и повысила надежность снабжения благодаря соединению с энергосистемами скандинавских стран и Германии. Примечательно, что страны с самыми высокими показателями в индексе энергетической трилеммы регулярно занимают лидирующие позиции также в рейтингах Целей устойчивого развития (ЦУР) и в индексе энергетического перехода Всемирного экономического форума (ВЭФ) (таблица 1). Это подчеркивает их высокие показатели в области энергетической устойчивости, соответствия Целям устойчивого развития и готовности к энергетическому переходу. Высокие баллы скандинавских стран отражают их стремление структурно и последовательно подходить к социально-экономическим и экологическим проблемам.

Однако энергокризис 2021–2022 гг., упомянутый выше, должен быть учтен в рамках энергетической трилеммы. Несмотря на высокие показатели, этот кризис, затронув многие европейские страны, продемонстрировал, что несбалансированная энергетическая политика без достаточных мер по энергобезопасности может привести к откату. Европейский союз к 2020 г. добился заметных успехов в снижении выбросов (–31% от уровня 1990 г.) и росте доли ВИЭ, однако при этом не обеспечил диверсификации газовых поставок и хранения газа. Резкое сокращение поставок вызвало ценовой шок, фактически поставив под угрозу саму климатическую повестку: государства были вынуждены временно увеличить выработку электроэнергии на угле и мазуте, а также субсидировать счета потребителей на десятки миллиардов евро, чтобы сохранить доступность энергии. Европейская комиссия сделала выводы: теперь надежность и гибкость энергосистемы рассматриваются как неотъемлемая часть «зеленого курса». В частности, принято решение ускоренно развивать средства хранения энергии и модернизировать сети. После крупных отключений электроэнергии в 2025 г. Испания и Португалия публично признали необходимость срочных инвестиций в накопители и инфраструктуру для предотвращения подобных случаев (WEF, 2025).

Со стороны доступности поучителен пример ряда развивающихся стран, где попытки удерживать низкие цены на энергоносители привели к финансовым кризисам и стагнации развития энергетики. Например, в ряде южноазиатских

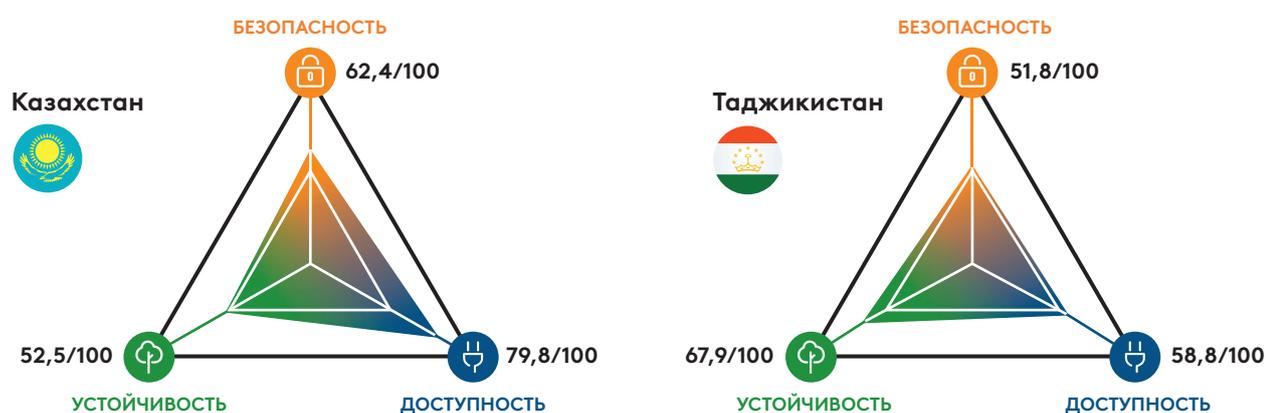
государств длительное субсидирование бензина и электроэнергии привело к хроническому недоинвестированию в генерирующие мощности и сети, дефициту электроэнергии и регулярным отключениям — то есть в конечном счете пострадали и безопасность, и качество услуг. Сейчас там переходят к рыночным механизмам ценообразования, параллельно внедряя адресную поддержку беднейших слоев.

Концепция энергетической трилеммы также адаптируется под условия энергоперехода. Вызовы нового времени расширили содержание каждого из компонентов трилеммы. В последнем докладе WEC-2024 отмечено, что энергобезопасность теперь включает надежность ВИЭ, доступность критически важных минеральных ресурсов и устойчивость инфраструктуры к физическим угрозам и кибератакам. Энергетическая справедливость также подразумевает справедливый переход: равный доступ уязвимых сообществ к чистой энергии, справедливое распределение выгод от энергоперехода и учет интересов работников и отраслей при отказе от ископаемого топлива. Экологическая устойчивость трансформировалась в более широкий подход к «здоровью планеты», включая принципы циркулярной экономики, взаимосвязь энергетики с водой и продовольствием, а также приведение темпов декарбонизации в соответствие с экологическими ограничениями планеты. Энергетическая трилемма эволюционирует, отражая новые амбиции человечества — не простое сокращение выбросов углерода, но создание более устойчивых к кризисам и справедливых энергосистем.

1.3. Энергетический сектор Центральной Азии через призму энергетической трилеммы

Энергетический сектор стран Центральной Азии характеризуется выраженной структурной поляризацией, где государства демонстрируют различные компромиссы в рамках энергетической трилеммы. Регион богат первичными энергоресурсами, однако их структура предопределяет неравномерность позиций в глобальных рейтингах.

↓ Рисунок 6. Индекс энергетической трилеммы для Казахстана и Таджикистана



Источник: World Energy Council, 2025.

Казахстан, занимающий 51-е место в индексе энергетической трилеммы в 2025 г., остается одним из крупнейших производителей ископаемого топлива в Евразии. Это обеспечивает стране сравнительно высокие показатели по энергетической безопасности и доступности, но обуславливает ограниченный уровень экологической устойчивости. Казахстан занимает 70-е место в индексе ЦУР ООН и 94-е — в индексе энергетического перехода ВЭФ. Эти позиции подчеркивают зависимость национальной энергетики от угля и критическую необходимость технологической модернизации, диверсификации и ускорения декарбонизации сектора.

Противоположную структуру демонстрирует **Таджикистан** (69-е место в индексе энергетической трилеммы). Его энергосистема почти полностью основана на гидроэнергетике, что формирует «чистую» структуру генерации. Однако страна занимает лишь 88-е место в рейтинге ЦУР и 95-е в индексе энергетического перехода ВЭФ, что отражает слабую инфраструктурную обеспеченность, хронический дефицит резервных мощностей и нестабильность энергоснабжения. Несмотря на низкий углеродный след, Таджикистан стоит перед вызовами, связанными с надежностью и доступностью.

Положение стран, не представленных в рейтинге WEC, можно оценить по смежным индексам.

- **Кыргызстан** занимает 47-е место в рейтинге ЦУР и 78-е в индексе энергетического перехода ВЭФ. Эти результаты заметно лучше, чем у Казахстана и Таджикистана, и указывают на постепенные успехи в устойчивом развитии и энергопереходе. Хотя энергосистема страны, основанная на гидроэнергетике, сталкивается с рисками сезонности и обладает ограниченными резервами мощности, Кыргызстан занимает высокое положение в рейтинге экологической устойчивости.
- **Узбекистан** находится на 62-м месте в рейтинге ЦУР. Его энергетическая структура остается зависимой от природного газа, однако активное внедрение солнечных и ветровых электростанций, модернизация ТЭС и создание гибких мощностей позволяют улучшать показатели по безопасности и устойчивости. Вероятно, страна движется к модели с умеренно высокими уровнями безопасности и доступности, но все еще ограниченной устойчивостью.
- **Туркменистан** находится в наиболее уязвимой позиции среди стран региона. Он занимает 96-е место в рейтинге ЦУР. Высокая зависимость от экспорта природного газа обеспечивает формальную энергетическую безопасность, но при этом сопровождается ограниченной экологической устойчивостью, менее прозрачным управлением и ограниченным прогрессом в энергетическом переходе. В терминах трилеммы Туркменистан, вероятно, остается в категории с невысокой оценкой по устойчивости, несмотря на значительные запасы газа и потенциал для экспорта электроэнергии.

На фоне этих различий все более заметным становится фактор региональной энергетической интеграции, который способен смягчить дисбалансы трилеммы и повысить общую устойчивость систем. Опыт развитых стран, лидирующих в рейтинге по индексу энергетической трилеммы, — от Европейского союза до Северной Америки — подтверждает, что межсистемная связанность и взаимный обмен энергией позволяют укреплять все три компонента трилеммы: повышать надежность поставок за счет взаимного резервирования мощностей, снижать тарифное давление благодаря оптимизации производственных издержек и увеличивать долю ВИЭ благодаря географической диверсификации.

Главные выводы анализа текущего состояния энергоперехода и его вызовов следующие.

Энергетическая политика должна опираться на комплексный подход, интегрируя энергетическую безопасность, доступность и устойчивость в единую стратегию

• **Энергетическая политика должна опираться на комплексный подход, интегрируя три цели в единую стратегию.** Это сложно и требует тонкой настройки, но альтернативой будут провалы либо по климатической, либо по социально-экономической части. Например, при анализе новой энергетической технологии важно задаваться вопросами, повышает ли она надежность системы (*или вносит новые риски*), насколько доступна она для внедрения в широком масштабе, какова динамика изменения ее стоимости и насколько она экологична в течение полного жизненного цикла. Именно сбалансированное мышление целесообразно закладывать в основу стратегии энергоперехода.

- Для Центральной Азии развитие интеграционных проектов может стать катализатором перехода от фрагментированных национальных систем к регионально сбалансированной модели. Связанные энергосистемы повышают устойчивость гидроэнергетических стран (*Кыргызстан, Таджикистан*), обеспечивая экспорт в периоды избытка и импорт в сезоны дефицита, а для Казахстана, Узбекистана и Туркменистана — создают стимул диверсифицировать генерацию и эффективнее использовать газовые и возобновляемые ресурсы. Региональная энергетическая интеграция выступает ключевым позитивным фактором для трилеммы, повышая сбалансированность между безопасностью, доступностью и устойчивостью и приближая регион к модели энергетического равновесия, характерной для более развитых экономик.

ГЛАВА 2.

ДИАГНОСТИКА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
СЕКТОРА ЦЕНТРАЛЬНОЙ
АЗИИ ЧЕРЕЗ ПРИЗМУ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ТРИЛЕММЫ



Электроэнергетический сектор стран Центральной Азии формировался в советский период как единая Объединенная энергетическая система Центральной Азии (ОЭС ЦА), охватывавшая Казахстан (южную часть), Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан (Винокуров и др., 2021). Центральное диспетчерское управление из Ташкента оптимизировало работу генерирующих мощностей и водохранилищ в интересах всего региона — летом верховья (Кыргызстан, Таджикистан) накапливали воду и снабжали низовья гидроэлектроэнергией, а зимой получали из низовий электроэнергию и топливо.

Распад СССР в 1991 г. привел к разрушению отлаженной схемы обмена энергоресурсами. Региональная энергосистема фрагментировалась на национальные сегменты, страны стали преследовать исключительно собственные интересы. Совместное управление гидроресурсами прекратилось: верховья перевели работу ГЭС на зимний режим для выработки электроэнергии в ущерб летнему орошению в низовьях (Винокуров и др., 2022а). Последствиями стали потеря координации, хронические дисбалансы: в одних сезонах и частях региона дефицит энергии, в других профицит, который трудно использовать из-за ограниченных перетоков (Винокуров и др., 2021).

Несмотря на значительный потенциал ВИЭ и мировые тренды, энергетика Центральной Азии остается преимущественно углеродной, а структура генерации почти не изменилась за последние 30 лет. Это говорит о сильной инерции и структурных барьерах: проблемой является не только физический износ оборудования, но и институциональные, политические и экономические препятствия, замедляющие трансформацию. Региону приходится догонять глобальные тенденции декарбонизации и энергоэффективности, располагая критически устаревшей инфраструктурой и испытывая быстро растущий спрос на электроэнергию. Это делает задачу перехода к новой энергетической модели особенно сложной, капиталоемкой и неотложной.

В настоящей главе анализ состояния и вызовов электроэнергетического сектора Центральной Азии структурирован через призму концепции энергетической трилеммы. В ее основе лежит баланс между тремя целями: энергетической безопасностью, энергетической доступностью (*справедливость*) и экологической устойчивостью. Последовательно рассмотрены ключевые аспекты каждого составляющего трилеммы применительно к странам ЦА с опорой на актуальные данные и выводы последних исследований. Особое внимание уделено историческому контексту, фрагментации региональной системы, состоянию инфраструктуры, диверсификации генерации, водно-энергетическим связям и новым вызовам, в числе которых рост нестабильных нагрузок, влияние климатических факторов, необходимость цифровизации и др.

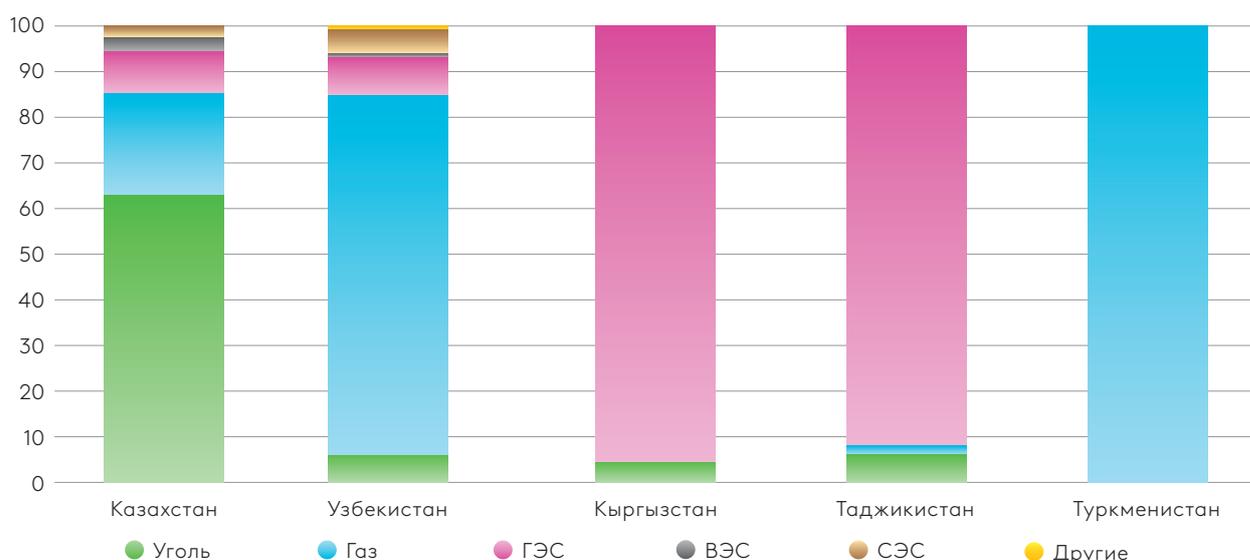
2.1. Энергетическая безопасность

Энергетическая безопасность отражает способность страны или региона надежно удовлетворять текущие и будущие потребности в энергии за счет разнообразных источников и устойчивой к сбоям инфраструктуры. Для Центральной Азии эта задача осложнена вызовами, связанными с прежде единой фрагментацией энергосистемы, а также быстрым ростом спроса на электроэнергию. Рассмотрим три основных аспекта энергобезопасности региона: диверсификация энергоресурсов, надежность энергоснабжения и инфраструктуры и устойчивость (надежность) энергосистемы в условиях новых нагрузок.

Диверсификация ресурсной базы и генерации электроэнергии

Исторически топливно-энергетические балансы республик ЦА существенно различаются, что отражает их природно-ресурсную базу. Страны низовья бассейна Аральского моря — Казахстан, Узбекистан, Туркменистан — располагают значительными запасами ископаемых видов топлива (уголь, нефть и природный газ), тогда как страны верховья — Кыргызстан и Таджикистан — почти полностью зависят от гидроэнергетики. В результате диверсификация генерации в большинстве стран низкая: например, в Казахстане 63% электроэнергии производится из угля, а в Туркменистане 99,9% из газа. На уголь и газ также приходится подавляющая часть генерации Узбекистана (суммарно 80%), тогда как Кыргызстан и Таджикистан свыше 90% электроэнергии получают от ГЭС. Доля же солнечных и ветровых станций пока невелика — порядка 7% в Казахстане и менее 1% в остальных республиках. Такой однотипный профиль создает уязвимости: нехватка какого-либо ключевого топлива или неблагоприятные природные условия могут вызвать дефицит энергии.

↓ Рисунок 7. Структура выработки электроэнергии в странах Центральной Азии на начало 2025 г.



Источники: Министерство энергетики РК, ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр», Министерство энергетики и водных ресурсов РТ, Ember.

Низкая диверсификация генерации приводит к проблемам. Таджикистан и Кыргызстан уязвимы к маловодью: зимой в засушливые годы выработка на их ГЭС снижается, и страны испытывают острый дефицит мощности. Таджикистан традиционно вынужден прибегать к веерным отключениям или увеличению импорта зимой, что подчеркивает узость ресурсной базы (*ограниченность альтернатив ГЭС*). Кыргызстан столкнулся с похожей ситуацией: зимой 2024 г. около 25% необходимой электроэнергии импортировалось из соседних стран из-за падения генерации на ГЭС (IEA, 2024a) на фоне рекордных объемов потребления. Узбекистан из-за чрезмерной опоры на газовые ТЭС испытал масштабный энергетический кризис в январе 2023 г.: аномальные холода спровоцировали всплеск потребления, что привело к снижению давления в газовой сети и вывело

60–90%

выработки электроэнергии в каждой стране приходится на один вид генерации, что говорит о низкой диверсификации генерации

из строя ряд электростанций. Последовали массовые отключения электроэнергии, продемонстрировавшие опасность недостаточно диверсифицированной генерации и нехватки резервных мощностей. В богатых углем и газом Казахстане, Узбекистане, Туркменистане риск другой — хотя они обеспечены собственным топливом, ставка на один его вид (*уголь или газ*) тоже создает уязвимость. Например, монополизация выработки на угле чревата авариями и экологическими проблемами, а на газе — рисками перебоев поставок топлива и ценовой волатильностью.

↓ Таблица 2. Установленная мощность и структура генерации электроэнергии по странам Центральной Азии на начало 2025 г.

Страна	Установленная мощность, МВт	Общая выработка, млрд кВт·ч	Доля в общей выработке, %						
			Уголь	Газ	ГЭС	ВЭС	СЭС	Др.	
Казахстан	25 314	117,2	63,2	21,9	8,5	3,6	2,5	-	
Узбекистан	21 259	81,5	6,1*	73,7*	8,5*	4,4*	7,3*	0,9	
Кыргызстан	3 930	14,7	5,7	-	91,9	-	-	2,3	
Таджикистан	6 454	22,4	7	1,7	91,3	-	-	0,1	
Туркменистан	6 945	31,6	<0,1	99,9	-	-	-	-	
ИТОГО	63 902	267,4							

Примечание: * на середину 2025 г.

Источники: Statista, АО «KEGOC», ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр», Министерство энергетики РК, Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, Ember.

У диверсификации и модернизации есть цена, и за последние годы все энергетические технологии и виды топлива стали обходиться дороже. Например, несмотря на то что стоимость электроэнергии от ВИЭ в Казахстане за последние годы заметно снизилась, она все еще остается в несколько раз выше закупочной цены традиционной генерации. По данным РФЦ за 2024 г., средняя закупочная цена электроэнергии от тепловых электростанций составила около 12,9 тенге за кВт·ч, тогда как закупки от объектов ВИЭ обошлись примерно в 34,8 тенге за кВт·ч. Существенный разрыв объясняется тем, что большая часть тепловых станций уже полностью амортизирована и работает с низкой себестоимостью, что временно создает значительное ценовое преимущество. При этом у таких ТЭС остается пространство для дальнейшего улучшения производительности через реконструкцию и модернизацию, что позволяет продлить срок службы оборудования и сохранить низкие цены для потребителей и энергосистемы.

Стоимость
электроэнергии
от ВИЭ в Казахстане
за последние годы
заметно снизилась,
однако все еще
остается значительно
выше закупочной цены
традиционной генерации

Для укрепления энергобезопасности все страны ЦА декларируют планы по диверсификации энергоснабжения — цели развития возобновляемой энергетики как пути к декарбонизации и к снижению зависимости от традиционных ресурсов. В силу высокого потенциала основная ставка делается на солнечную и ветровую энергетику, а также (в Казахстане и Узбекистане) на атомную энергетику и (в Кыргызстане и Таджикистане) традиционные и малые ГЭС. Ниже приведены заявленные целевые ориентиры энергетического развития к 2030–2040 гг.

- **Казахстан:** планирует ввести к 2035 г. свыше 26 ГВт новых мощностей (5,5 ГВт — модернизация и расширение существующих ТЭС, 8,4 ГВт — ВИЭ, 12 ГВт — новые угольные, газовые и атомные станции). Долю ВИЭ в общем потреблении энергии планируется довести до 15% к 2030 г. и 50% к 2050 г., конечная цель — углеродная нейтральность к 2060 г. Для замещения выбывающих угольных мощностей планируется строительство АЭС (первой к 2035 г.) и внедрение технологий «чистого угля» на новых ТЭС (Министерство энергетики, 2024).
- **Узбекистан:** опирается на природный газ, но его добыча упала на 27% за шесть лет (с 60 млрд м³ в 2019 г. до 44 млрд м³ в 2024 г.), что усиливает необходимость диверсификации. Согласно стратегии «Узбекистан-2030», доля выработки электроэнергии из ВИЭ должна достигнуть 40% к 2030 г. (+25 ГВт новых ВИЭ). В январе 2025 г. целевой показатель подняли до 54% к 2030 г. (Сайт президента Узбекистана, 2025). Заявлен пакет из 50+ «зеленых» проектов стоимостью более 26 млрд долл. для реализации этих планов.
- **Кыргызстан:** делает ставку на освоение богатых гидроресурсов (строительство каскадов ГЭС, включая мегапроект Камбар-Ата-1 на 1860 МВт, новые средние и малые ГЭС). В планах также увеличить долю ВИЭ, не связанных

с гидроресурсами, до 10% энергобаланса к 2040 г. Эта цель, вероятно, будет достигнута раньше: согласно «Энергетической программе КР до 2035 г.», намечено строительство 3 650 МВт СЭС и 400 МВт ВЭС уже к 2035 г.

- **Таджикистан:** утвердил концепцию «10/10/10/10» к 2030 г.: нарастить установленную мощность электростанций до 10 ГВт, повысить экспорт электроэнергии до 10 млрд кВт·ч, снизить потери в сетях до 10% и обеспечить 10% генерации из альтернативных источников. Основной прирост мощности планируется за счет завершения реконструкции Рогунской ГЭС (3 700 МВт) и других ГЭС, а также строительства 2 000 МВт солнечных и ветровых станций к 2030 г. (Министерство энергетики и водных ресурсов Таджикистана, 2024).
- **Туркменистан:** в силу огромных запасов газа пока минимально диверсифицирует энергетику, но планирует ввод 300 МВт солнечных станций и пилотной гибридной станции (СЭС + ВЭС) на 10 МВт. Основной упор делается на рост экспорта электроэнергии из газовых ТЭС и на развитие ЛЭП в Афганистан/Пакистан.

↓ Таблица 3. Сводная таблица целевых показателей по развитию энергетических секторов стран Центральной Азии

Страна	Цели по традиционной генерации	Цели по развитию ВИЭ
Казахстан	12 ГВт угольной и газовой генерации, АЭС. 5,5 ГВт, реконструкция существующих ТЭС	15% и 50% выработки электроэнергии из ВИЭ к 2030 и 2050 гг. соответственно. Ввод 8,4 ГВт ВИЭ к 2035 г.
Узбекистан	Реконструкция 3 ГВт ТЭС. Малые модульные реакторы 330 МВт	>25 ГВт ВИЭ (17 ГВт ВЭС и >8 ГВт СЭС) и 54% выработки из ВИЭ к 2030 г. (включая ГЭС и АЭС)
Кыргызстан	4,6 ГВт новых крупных ГЭС. 80 МВт малых ГЭС. Реконструкция существующих ГЭС	3 650 МВт СЭС, 400 МВт ВЭС к 2035 г.
Таджикистан	Завершение ГЭС «Рогун». 2 ГВт новых ГЭС. Реконструкция существующих ГЭС	2 000 МВт СЭС и ВЭС к 2030 г.
Туркменистан	–	300 МВт СЭС. 10 МВт гибридная станция

Источник: подготовлено экспертами ЕАБР на основе стратегических документов.

Страны Центральной Азии признают значение диверсификации. Если эти планы будут реализованы, к середине 2030-х гг. энергобаланс региона станет более разнообразным, снизится зависимость от одного-двух видов генерации, а значит, уменьшатся и риски для энергетической безопасности. Пример Узбекистана показывает, что быстрая диверсификация (за счет ВИЭ) возможна, однако это может быть сопряжено с рядом вызовов в будущем. Успех во многом зависит от привлечения инвестиций и решения инфраструктурных проблем, рассмотренных далее.

Надежность энергоснабжения и состояние инфраструктуры

Надежность энергоснабжения в Центральной Азии испытывает серьезное давление из-за старения генерирующей и передающей инфраструктуры и исторического недофинансирования.

Значительная часть генерирующих мощностей и сетей была введена еще в советский период (1960–1980-е гг.) и выработала свой ресурс. Более 50% электростанций и около 70% линий электропередачи в регионе эксплуатируются свыше 30–40 лет и приближаются к окончанию срока службы (ADB, 2019). В Казахстане износ теплоэлектростанций достигает 56%, а для угольных ТЭС — до 70%, что приводит к повышению аварийности и росту выбросов. В Узбекистане большинство крупных энергоблоков ТЭС работают более 25 лет с низким КПД (25–35% против более 60% у современных аналогов). В Таджикистане и Кыргызстане износ ГЭС и сетей без модернизации также увеличивает риск аварий, особенно с учетом растущей нагрузки и влияния климата (ледники тают, режим рек меняется) (IEA, 2022).

Развитие сетей в Центральной Азии отражает общие вызовы старения инфраструктуры, роста нагрузок и необходимости интеграции, но ситуация по странам различается. Казахстан опирается на унаследованные протяженные сети с высоким износом и дисбалансом между северной генерацией и южным спросом. Ограниченная пропускная способность магистрали Север — Юг приводит к зависимости южной зоны от перетоков из России. В последние годы Казахстан модернизирует инфраструктуру, внедряет миллионы умных счетчиков, усиливает межсистемные линии и продвигает цифровизацию управления сетью. При этом Казахстан играет ключевую роль в региональных обменах, используя синхронизацию с Россией и перетоки с Кыргызстаном и Узбекистаном для балансировки ВИЭ.

В Узбекистане и Кыргызстане развитие сетей определяется быстрым ростом нагрузки, высоким уровнем потерь и географическими ограничениями. В Узбекистане износ трансформаторов и ЛЭП в сочетании с размещением новой солнечной и ветровой генерации вдали от центров потребления требует масштабных инвестиций в магистральные линии и цифровизацию распределительных

сетей. В Кыргызстане энергосистема исторически была разделена рельефом: строительство линии Датка — Кемин позволило объединить север и юг, но распределительные сети остаются уязвимыми и испытывают высокие потери. Оба государства активно внедряют АСКУЭ для снижения хищений и улучшения платежной дисциплины, а их энергетическая устойчивость в значительной мере зависит от сезонных обменов с соседями.

Таджикистан, почти полностью базирующийся на гидрогенерации, сократил фрагментацию энергосистемы благодаря строительству магистрали Юг — Север и развитию внутренних ЛЭП, хотя высокие потери и сезонные дефициты сохраняются. Страна активно модернизирует городские сети и расширяет экспортные возможности (CASA-1000). Туркменистан, напротив, работает почти автономно, опираясь на газовую генерацию и собственные линии 500 кВ. Потери в сетях относительно низки, а приоритет смещен к укреплению экспортных коридоров и постепенной цифровизации. В целом развитие сетей в регионе движется в сторону модернизации, цифрового учета и усиления трансграничной интеграции, необходимой для балансировки растущей доли ВИЭ и обеспечения надежности энергоснабжения.

Спрос на электроэнергию в странах Центральной Азии может вырасти на

40%

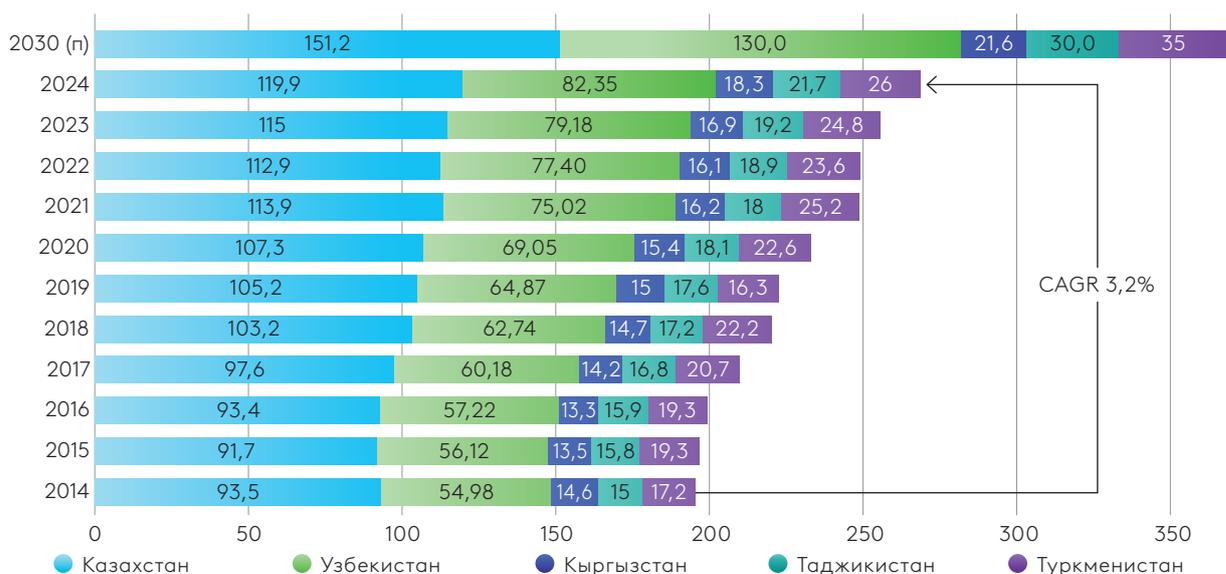
к 2030 г.

1800 кВт·ч/год —

среднедушевое потребление электроэнергии в Узбекистане в 2024 г., что в два раза ниже среднемирового и в четыре раза ниже, чем в России или Франции

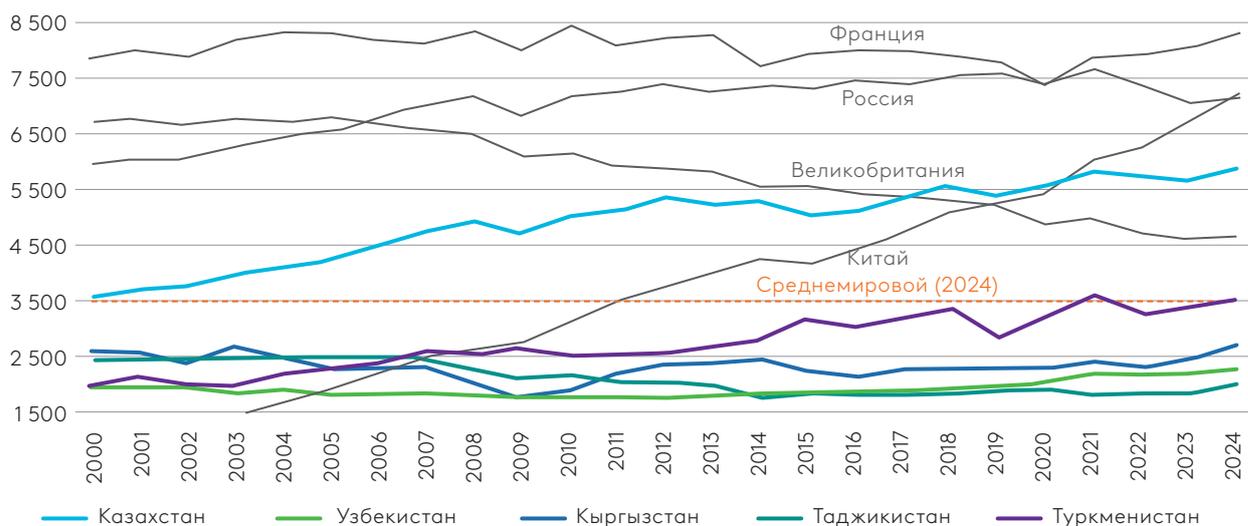
Вместе с тем спрос на электроэнергию во всех странах ЦА устойчиво растет темпами, опережающими мировые, за счет экономического роста, индустриализации, урбанизации и роста населения. Кроме того, появляются новые энергоемкие центры нагрузки и потребители, такие как майнинг криптовалют, центры обработки данных и электромобили. С 2014 по 2024 г. среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в регионе составил 3,2%. При этом потребление электроэнергии на душу населения все еще остается ниже среднемирового (3500 кВт·ч на человека в год) для большинства стран региона (практически в два раза ниже для Узбекистана — 1800 кВт·ч). В перспективе 2030 г., согласно оценкам правительств и международных организаций, потребление может увеличиться дополнительно на 40%, с 270 до 370 млрд кВт·ч в год. Прогнозы прошлого систематически недооценивали реальный рост потребления, что говорит об опережающем росте. В результате энергосистемы оказались не готовы к текущим нагрузкам: во многих случаях мощность и сети работают на пределе.

↓ Рисунок 8. Динамика и прогноз потребления электроэнергии по странам Центральной Азии, млрд кВт·ч



Источники: расчеты ЕАБР на основе исторических данных и прогнозов ВБ, министерств энергетики.

↓ Рисунок 9. Электропотребление на душу населения, кВт·ч в год



Источники: Ember на основе данных из EI, EIA, Eurostat, China Electricity Council (CEC), National Bureau of Statistics of China (NBS), Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ).

Изношенная инфраструктура ведет к высоким потерям и частым сбоям. Технические потери электроэнергии в сетях Центральной Азии достигают 15–20%, что в два-три раза выше среднего уровня ОЭСР (IEA, 2024b). Например, в Казахстане потери оцениваются около 11%, а в Таджикистане — до 20% передаваемой электроэнергии. Более 60% распределительных сетей требуют замены или капитального ремонта (ADB, 2020). Такие потери указывают на недостаточную надежность сетевого хозяйства и напрямую влияют на качество снабжения потребителей. Ситуация усугубляется тем, что тарифы долгое время удерживались на заниженном уровне (см. раздел *Энергетическая справедливость*), из-за чего у энергокомпаний не хватало средств на обслуживание и обновление

активов. Следствием этого стали участвовавшие аварии и перебои. В Казахстане аварийность станций сохраняется высокой, поэтому растут объемы дисбалансов, покрываемых за счет балансирующего рынка РФ (KEGOC, 2024). Точные показатели надежности SAIDI/SAIFI по регионам недоступны, но косвенные данные указывают на неудовлетворительный уровень — в частности, горные районы Кыргызстана и Таджикистана, формально электрифицированные, фактически получают энергию с частыми перебоями и пониженным качеством.

Для повышения надежности необходима масштабная модернизация инфраструктуры. Прежде всего, действующие электростанции требуют капитального ремонта и технического перевооружения. В краткосрочной перспективе приоритет следует отдавать объектам, где экономический эффект максимален, то есть производить ремонт наиболее изношенных узлов генерирующего оборудования и линий с наибольшими потерями. В Казахстане и Узбекистане это означает модернизацию существующих угольных и газовых ТЭС — установку новых котлов, турбин, систем очистки дымовых газов, чтобы повысить эффективность и продлить ресурс без роста аварийности. Параллельно целесообразно ускорить реконструкцию сетей: замену старых трансформаторов, усиление перегруженных линий (например, магистрали Север — Юг в Казахстане, межрегиональных ЛЭП в Узбекистане), внедрение современных систем управления и мониторинга. Без укрепления сетевой инфраструктуры регион столкнется с дальнейшим ростом перебоев и ограничений, особенно в периоды пиковых нагрузок.

Применяются и экстренные меры: так, после веерных отключений 2022 г. правительства начали жестче регулировать майнинговые фермы и новые энергоемкие производства, требуя их регистрации и ставя для них условие об ограничении потребления в часы пик. В Кыргызстане в ноябре 2025 г. был объявлен энергетический кризис: дефицит электроэнергии вынудил власти вводить сокращения работы заведений (в частности, ресторанов) после 22.00, граждан призывали экономить электричество. Без системного обновления основных фондов и изменения тарифной политики проблема надежности снабжения остается актуальной как никогда.

Устойчивость и надежность энергосистемы

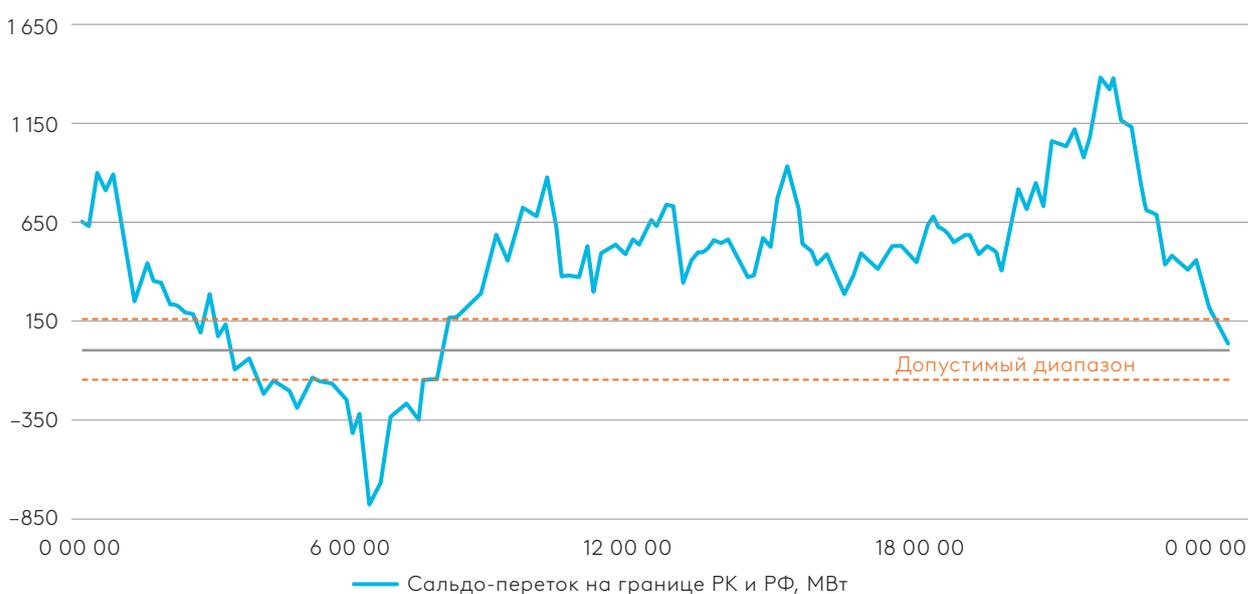
Устойчивость энергосистемы отражает ее способность адаптироваться к резким изменениям нагрузки, внештатным ситуациям и долгосрочным изменениям. В Центральной Азии надежность энергосистемы находится в зоне риска из-за недостатка маневренных мощностей, ограниченной пропускной способности сетей и возникающих новых вызовов со стороны переменной генерации и дополнительных потребителей.

Одной из проблем является низкая маневренность генерирующего парка. Многие крупные электростанции региона — устаревшие ТЭС — рассчитаны на равномерную базовую работу. Они не могут быстро изменять выдаваемую мощность, чтобы

покрывать суточные пики потребления или колебания генерации ВИЭ. В Казахстане и Узбекистане, где доля солнечных и ветровых станций растет, уже в ближайшие годы потребуются значительно больше регулирующей мощности для балансировки системы. Оценки показывают, что при высокой доле переменных ВИЭ (этого уровня ожидается достичь к 2030 г. в Казахстане и Узбекистане) возникнет необходимость в дополнительных резервах, маневренных газовых турбинах, накопителях энергии и системах управления спросом (IEA, 2024b). В противном случае увеличиваются риски перегрузок сетей, вынужденных ограничений ВИЭ-генерации и даже дефицита мощности в пиковые часы, особенно зимой при безветрии и сильных морозах.

Инерционность системы иллюстрирует опыт Казахстана: на границе с Россией фиксируются значительные дисбалансы перетоков мощности, многократно превышающие допустимый диапазон в ± 150 МВт. То есть при колебаниях генерации и спроса системные отклонения перекрываются за счет сверхлимитных перетоков с РФ, что помогает держать частоту. Историческая связанность систем и сотрудничество позволяют Казахстану пользоваться возможностями соседа, однако растущие цены и отсутствие альтернатив могут повлиять на общую энергобезопасность. С ростом доли ВИЭ такая ситуация усугубится, если не развить собственные средства балансировки. Несмотря на значительный потенциал гидроэнергетики в Кыргызстане и Таджикистане, сегодня ГЭС в этих странах лишь частично выполняют роль маневренной генерации — их работа в основном определяется сезонными графиками водохранилищ для ирригации. Чтобы ГЭС могли больше участвовать в суточном регулировании мощности, требуются модернизация оборудования и новые институциональные механизмы — рынки вспомогательных услуг, координация водно-энергетических режимов и более тесная интеграция с соседними энергосистемами. В перспективе часть существующих ГЭС, особенно в сочетании с внедрением накопителей энергии, могла бы гибко покрывать пики и провалы генерации ВИЭ.

↓ Рисунок 10. Характерные дисбалансы мощности на границе РК — РФ, МВт



Источник: QazaqGreen и Huawei, 2025.

Отдельная проблема — прогнозирование и балансирование выработки ВИЭ. С увеличением доли СЭС и ВЭС нужны точные прогнозы генерации и инструменты компенсации ошибок. Сейчас точность прогнозов оставляет желать лучшего. Например, в Казахстане за девять месяцев 2022 г. отклонения фактической выработки ВИЭ от прогнозной достигли 1 751 млн кВт·ч при общем объеме «зеленой» генерации 3 504 млн кВт·ч. Иными словами, половина произведенной ВИЭ-энергии сопровождалась значительными ошибками прогноза, что указывает на отсутствие эффективных систем прогнозирования и стимулов для точного следования графику. Если ситуация не улучшится, в ближайшие годы это вызовет усиление системных дисбалансов на балансирующем рынке и финансовые риски для операторов и участников рынка ВИЭ.

В будущем сочетание **Dunkelflaute**, высокой сезонности и неточности в прогнозировании могут привести к дефицитам мощности, росту зависимости от межсистемной помощи и финансовым потерям для рынка без развития резервов, накопителей и региональной интеграции

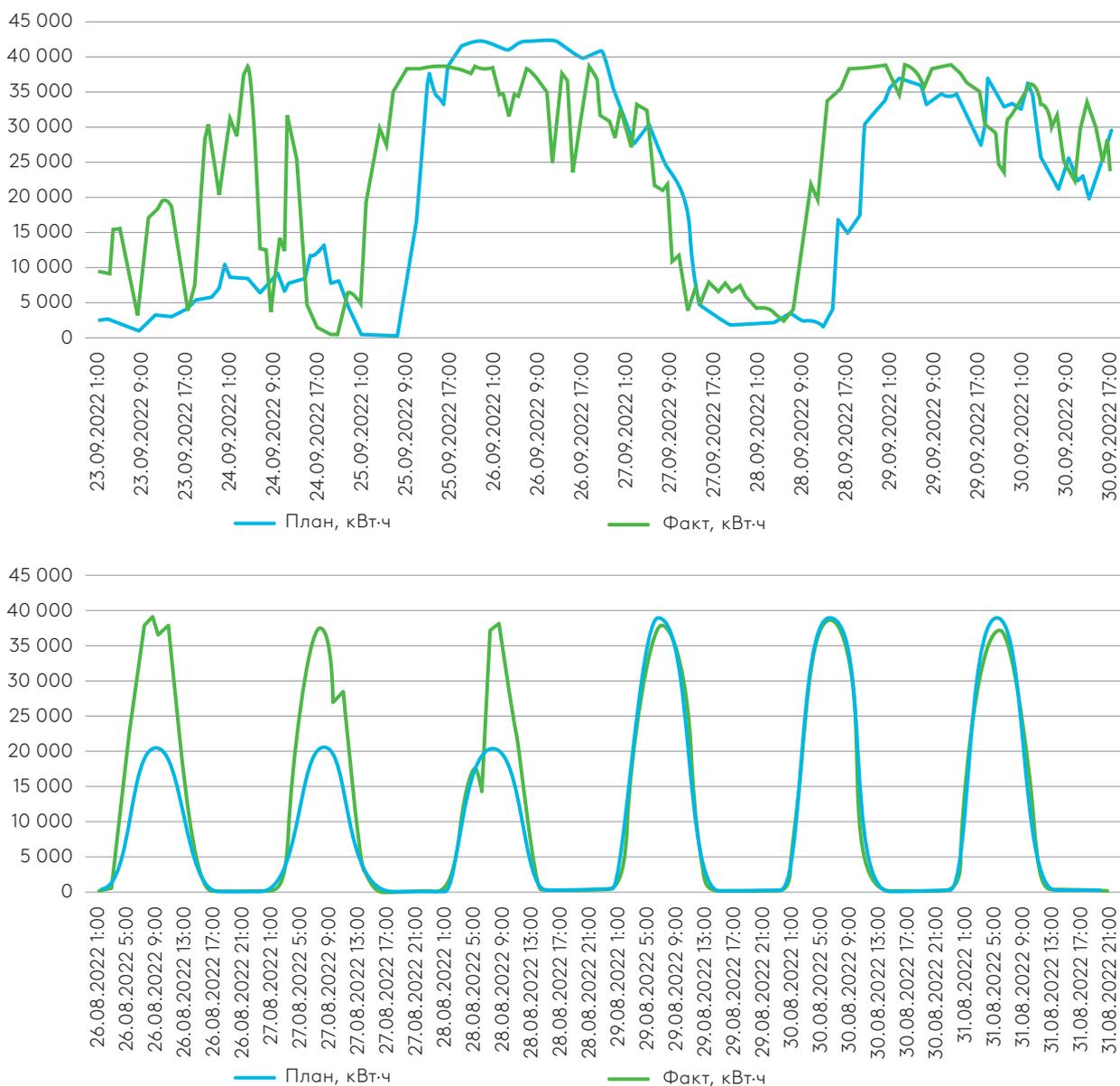
Важной задачей является адаптация энергосистем при увеличивающейся доле ВИЭ к **Dunkelflaute** — погодному явлению, характеризующемуся одновременно низкой солнечной радиацией и пониженным ветровым потенциалом. В Европе фиксируется в год 2–10 таких событий продолжительностью более 24 часов. Иногда они длятся от трех до пяти дней (Li et al., 2021). Подобные периоды особенно критичны в зимнее время, когда нагрузка на сеть возрастает, а выработка от солнечных и ветровых источников резко падает. Для Центральной Азии проблема может оказаться крайне острой при достижении значимых мощностей ВИЭ в системе в силу низкой маневренности систем и высокой географической концентрации ВИЭ, что повышает корреляцию между

объектами и делает их более уязвимыми к синхронным погодным колебаниям. **Dunkelflaute** создает риск снижения генерации на крупных участках сети на протяжении периодов, превышающих текущие возможности батарейных накопителей энергии. Странам региона необходимо закладывать значительные резервы, развивать сезонное хранение энергии, усиливать региональные межсистемные связи и учитывать статистику неблагоприятных погодных периодов.

Кроме экстремальных событий, в ЦА ярко выражена сезонная вариабельность возобновляемой генерации. Регион характеризуется одной из самых высоких сезонных амплитуд солнечной радиации — выработка солнечных станций летом существенно выше, чем зимой. В Казахстане и Узбекистане пик генерации СЭС приходится на май — июль, когда коэффициент использования достигает максимума, тогда как в декабре — январе падает в четыре раза (SolarGIS, 2020). Ветровая генерация имеет противоположную сезонность — летом в среднем 20%, зимой 40–45%, но полностью не компенсирует провал солнечной генерации. В итоге зимой, когда нагрузка максимальна, суммарный вклад ВИЭ может оказаться минимальным. Такие перепады усиливают нагрузку на систему и требуют заблаговременного планирования и обмена энергией между странами: летом

профицит может возникнуть у одних, зимой у других. При высокой доле переменных ВИЭ (что ожидается в Казахстане и Узбекистане к 2030 г.) потребуются значительно больше резервных мощностей, гибких газовых станций, систем накопления, а также инструментов управляемого спроса, точного прогнозирования и, главное, регионального обмена энергией (IEA, 2024b).

↓ Рисунок 11. График отклонений плановой и фактической выработки ВЭС и СЭС в Казахстане, кВт·ч



Источник: Qazaq Green и Huawei, 2025.

Другой вызов — неожиданные всплески спроса от новых типов потребителей. Ранее планирование исходило из плавного роста нагрузки, но в последние годы появились новые энергоемкие реципиенты: криптомайнинговые фермы, центры обработки данных (ЦОД), электромобили. Их влияние уже ощутимо. Так, миграция криптомайнеров в Казахстан после запрета майнинга в Китае в 2021 г. привела к скачку потребления электроэнергии на 8% всего за год — это перегрузило распределительные сети и стало одним из факторов аварийного блэкаута

в январе 2022 г. Массовое внедрение электромобилей также влечет за собой новые пики нагрузки. Продажи электромобилей в Казахстане в 2024 г. выросли в 36 раз благодаря импорту дешевых моделей из Китая. Если большинство автомобилей будет заряжаться вечерами, это локально перегрузит трансформаторы и линии, потребуются дорогостоящее усиление инфраструктуры (KPMG, 2024). Крупные дата-центры могут потреблять десятки МВт каждый: уже объявлено о планах строительства ЦОД мощностью 200 МВт в Казахстане и нескольких центров в Узбекистане. С учетом того, что большинство мощностей ЦОД планируется в США, Китае и Европе, общий рост в регионе может быть ограниченным, однако для относительно небольших энергосистем стран ЦА новые нагрузки могут быть ощутимыми (по аналогии с майнингом). Без проактивного планирования эти новые нагрузки способны подорвать стабильность энергосистем даже при наличии достаточной генерации — слабыми звеньями станут сети распределения и оперативное резервирование мощности.

Фрагментация региональной энергосистемы привела к снижению трансграничных потоков

до 10%
от прежних уровней
и усилению сезонных дисбалансов

Региональная фрагментация усугубляет проблему устойчивости. После распада единой системы ОЭС ЦА в 1990-х гг. механизмы координации и взаимопомощи перестали работать. Сейчас каждое государство вынуждено держать собственные резервные мощности на случаи пиков и аварий, вместо того чтобы разделять резерв между соседями. Такой дублирующий подход менее эффективен и обходится дороже. Ограниченная пропускная способность межгосударственных линий (например, единственный коридор Север — Юг в Казахстане способен передать лишь 2 100 МВт) не позволяет свободно распоряжаться энергией, оперативно распределяя ее внутри региона. Южные области испытывают дефицит, в то

время как на севере Казахстана или в летние месяцы на ГЭС Таджикистана профицит генерации. Без усиления сетевых связей устойчивость остается низкой: локальные аварии или природные катаклизмы приводят к отключениям целых регионов, поскольку возможности оперативно перераспределить мощность через границы ограничены.

Вывод по энергетической безопасности

Центральная Азия обладает богатой ресурсной базой, унаследованной энергосистемой и развивает новые направления генерации. Однако для обеспечения энергетической безопасности требуются структурные изменения. Необходимо углублять диверсификацию — развивать ВИЭ, гидро- и атомную энергетику, децентрализованные источники — и не полагаться чрезмерно на один тип ресурса. Критически важно модернизировать стареющую инфраструктуру генерации и передачи, иначе аварийность будет расти, угрожая надежности снабжения.

Цифры показывают, что есть экономический смысл в обновлении существующих тепловых электростанций — это обеспечит надежность в кратко- и среднесрочной перспективе. Наконец, для повышения устойчивости энергосистемы целесообразно вводить маневренные мощности (*маневренные газовые ТЭС, системы накопления*), цифровые системы управления сетью, а также восстанавливать региональную интеграцию и механизмы взаимопомощи. Без этих мер страны ЦА рискуют столкнуться с нарастающими дефицитами и перебоями, особенно в условиях изменения климата и растущей нестабильности спроса.

2.2. Энергетическая доступность (справедливость)

Энергетическая доступность и справедливость — это гарантированный доступ всех слоев населения к современным энергоуслугам по приемлемой цене, а также справедливое распределение выгод и издержек энергетического перехода. В контексте Центральной Азии можно выделить три подаспекта: это физическая доступность электроэнергии (*универсальная электрификация и качество снабжения*), ценовая доступность (*тарифная политика, субсидии*) и социальная справедливость перехода (*минимизация негативных последствий декарбонизации для уязвимых групп и регионов*).

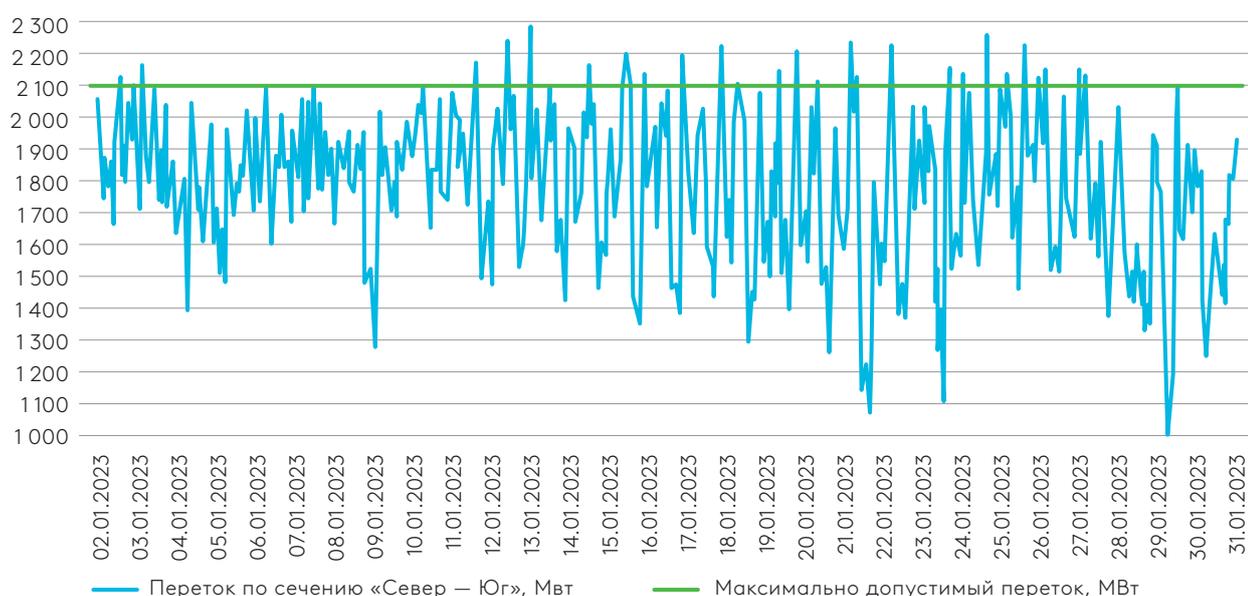
Доступность и качество энергоснабжения

С советских времен страны Центральной Азии унаследовали относительно высокий уровень электрификации. Формально почти все населенные пункты региона подключены к электроэнергии, и доля населения с доступом к электричеству близка к 100% ([World Bank, 2023](#)). Тем не менее номинальная доступность не всегда равнозначна фактической. В отдаленных сельских районах наблюдаются перебои и сниженное качество энергоснабжения, особенно в зимний период. Например, в горных селениях Таджикистана и Кыргызстана слабое развитие сетей приводит к частым отключениям во время холодов. Люди вынуждены ограничивать потребление электроэнергии для базовых нужд, несмотря на наличие линии электропередачи. Энергетическая бедность в регионе проявляется не столько в отсутствии подключения, сколько в ненадежности услуг и невозможности использовать достаточно энергии для комфортной жизни.

Проблемы начинаются с географического разрыва между центрами генерации и потребления. Исторически крупные электростанции в ЦА расположены не там, где сосредоточено основное потребление. Удаленность зон генерации от зон нагрузок ведет к повышенным потерям при передаче, перегрузкам сетей и затрудняет интеграцию новых ВИЭ-мощностей. Электроэнергия порой просто не доходит до потребителей в нужном объеме и качестве. Например, в Казахстане энергосистема фактически разделена на три изолированные зоны — Северную, Южную и Западную. Связи между ними слабы: пропускная

способность магистрали Север — Юг ограничена — 2 100 МВт. В результате на юге страны хронически не хватает мощности, в то время как на севере — избыток (там расположены крупные угольные ТЭС). В Узбекистане большинство новых СЭС и ВЭС строится на солнечном юге и западе, тогда как главные центры нагрузки — на северо-востоке (Ташкент, Ферганская долина). В Кыргызстане и Таджикистане схожая картина: основная доля ГЭС на юге, а основное потребление — на севере; передача энергии между регионами затруднена горным рельефом и сезонными колебаниями стока. Перспективные площадки для солнечных и ветровых парков тоже находятся далеко от существующих сетей и городов, требуя строительства новых ЛЭП.

↓ Рисунок 12. Характерная загрузка линии передачи «Север — Юг» в январе 2023 г. в Казахстане, МВт



Источник: QazaqGreen и Huawei, 2025.

Правительства осознают проблему и предпринимают шаги для улучшения качества снабжения. В Казахстане реализуется программа модернизации распределительных сетей и установки умных счетчиков, направленная на сокращение перерывов и снижение потерь (KEGOC, 2025). В Узбекистане после энергокризиса 2020–2022 гг. выросли инвестиции в расширение пропускной способности сетей в ферганском энергоузле и южных регионах. Кыргызстан и Таджикистан при поддержке международных финансовых институтов обновляют трансформаторы и линии электропередачи для решения вышеупомянутой проблемы. Кроме того, развитие децентрализованной генерации рассматривается как способ повысить доступность: строительство малых ГЭС и солнечных станций, а также аккумуляторов вблизи отдаленных потребителей снижает зависимость от сетей. Внедрение таких систем для сельской местности технически и экономически целесообразно и уже началось пилотно во многих областях (UNDP, 2022a).

Тем не менее существенные различия в надежности снабжения между городом и селом сохраняются. Важно, чтобы каждый потребитель имел не только подключение, но и устойчивое энергоснабжение с достаточной мощностью. Обеспечение качества особенно важно в условиях экстремальных температур региона: надежное отопление зимой и кондиционирование летом становятся вопросом выживания. Это подразумевает дальнейшую реконструкцию местных сетей, резервирование питания (например, с помощью дизель-генераторов или батарейных систем в изолированных районах) и развитие микросетей.

Ценовая доступность и тарифная политика

Долгие годы электроэнергетика в Центральной Азии рассматривалась как социально значимый сектор, а тарифы для населения удерживались на искусственно низком уровне, чтобы обеспечить доступность. В результате цены на электроэнергию в республиках — одни из самых низких в мире: например, средний тариф для домохозяйств в Казахстане в 2024 г. составлял около 4 центов за кВт·ч, тогда как средний мировой уровень — 17 центов за кВт·ч. В Таджикистане и Кыргызстане тарифы для населения еще ниже. Эти меры обеспечивали высокую ценовую доступность энергии и минимизировали энергетические расходы семей. Долгое время в Туркменистане электричество, как и газ, и бензин, отпускалось населению практически бесплатно. Такая политика обеспечила высокую ценовую доступность: доля расходов семей на энергию минимальна, электроэнергия доступна всем. По индексу энергетической трилеммы WEC Казахстан и Таджикистан, участвующие в рейтинге, получили высокие оценки по компоненту Equity (доступности) именно благодаря низким ценам и повсеместной электрификации.

↓ Таблица 4. Средние тарифы на электроэнергию для населения в Центральной Азии, центов за кВт·ч

Страна	Средний тариф*	Комментарий
Казахстан	2,0–7,0	Дифференциация по зонам
Узбекистан	3,8–7,5	Субсидируется, проводится поэтапная корректировка
Кыргызстан	1,4–3,0	Один из самых низких тарифов в мире
Таджикистан	2,8–3,5	
Туркменистан	<1,0	Электроэнергия практически бесплатна

Примечание: * на июль 2025 г.

Источник: оценка ЕАБР на основе публичных данных.

Несмотря на рост себестоимости от новых объектов генерации (как ВИЭ, так и традиционных) и необходимость масштабных инвестиций в модернизацию сетей, страны Центральной Азии все еще удерживают сравнительно низкие тарифы для населения благодаря высокой доле амортизированных электростанций в текущем парке. Большинство тепловых станций, построенных в советский период, уже полностью окупили капитальные затраты, поэтому их текущая стоимость производства ограничивается ценой топлива и операционными расходами. Это позволяет сохранять оптовые цены на уровне 10 тенге за кВт·ч — это заметно ниже уровня, характерного для новой газовой, угольной или ВИЭ-генерации, где требуется возврат капитальных вложений. Представленные в таблице 5 значения отражают именно этот эффект: амортизированная инфраструктура формирует базу дешевой электроэнергии, временно смягчая давление на тарифы, хотя в долгосрочной перспективе ресурса таких станций будет недостаточно и их обновление неизбежно приведет к росту стоимости.

↓ Таблица 5. Закупочные цены от ВИЭ и традиционных генераторов в 2024 г. в Казахстане

	Объем электроэнергии, млрд кВт·ч	Затраты, млрд тг	Оптовая цена, тг/кВт·ч
Традиционные электростанции	68,5	882,8	12,89
ВИЭ	6,6	232,1	34,80

Источник: ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ».

Тарифная недофинансированность остается ключевым барьером модернизации: заниженные цены на электроэнергию подрывают инвестиционную устойчивость сектора

Однако обратной стороной политики заниженных тарифов стали хроническое недофинансирование отрасли и искажение ценовых сигналов. Перекрестное субсидирование — когда убытки от дешевой электроэнергии для населения покрываются за счет промышленности или бюджета — привело к накоплению долгов у энергокомпаний и отсрочке инвестиций в модернизацию. Тарифная выручка зачастую покрывает лишь 40–60% себестоимости энергоуслуг в Центральной Азии. В Казахстане энергетические

компании указывали, что действующие цены не обеспечивают возврата инвестиций, вследствие чего примерно половина инфраструктуры эксплуатируется сверх срока без необходимых обновлений.

Недостаток средств ведет к деградации инфраструктуры и росту аварийности. Более того, искаженные цены стимулируют нерациональное потребление: когда электроэнергия почти бесплатна, у потребителей нет стимулов экономить, а нагрузка на сеть растет. В Туркменистане, где долгое время не платили за энергию, потребление на душу населения было аномально высоким, при том что сетевые

потери входили в число самых высоких в мире. Как следствие, действующая тарифная модель подорвала финансовую устойчивость сектора, который исчерпал запас прочности советской эпохи и теперь вынужден срочно модернизироваться, а это требует огромных инвестиций и возврата этих вложений. Нерыночное регулирование снижает привлекательность сектора для инвесторов и доноров.

В последние годы страны Центральной Азии предпринимают шаги по реформированию тарифной и институциональной архитектуры электроэнергетического сектора. В стратегических документах большинства государств региона обозначена цель постепенного формирования конкурентных рынков электроэнергии. Конкурентная модель потенциально способствует формированию более прозрачных ценовых сигналов, которые позволяют синхронизировать развитие генерации и сетевой инфраструктуры с изменяющейся структурой спроса и предложения.

В переходный период ряд стран региона использует централизованные механизмы закупки электроэнергии, включая модель единого закупщика. Подобные механизмы, как правило, выполняют стабилизирующую функцию на этапе реформирования отрасли, позволяя сглаживать ценовые колебания и снижать краткосрочные социальные риски, связанные с вводом новых капиталоемких генерирующих мощностей. Кроме того, централизованные модели могут способствовать снижению инвестиционных рисков на ранних стадиях развития новых технологий, включая возобновляемые источники энергии.

Практика Казахстана и Узбекистана ([Сайт Президента Узбекистана, 2022](#)) показывает, что модели централизованной закупки электроэнергии могут обеспечивать управляемую интеграцию новых источников генерации и способствовать поддержанию предсказуемости тарифной динамики. Вместе с тем международный опыт показывает, что длительное доминирование централизованных схем может ограничивать формирование рыночных ценовых ориентиров и снижать прозрачность структуры затрат в электроэнергетике. В условиях растущей потребности в инвестициях, включая развитие гибких мощностей, накопителей энергии и модернизацию сетевой инфраструктуры, наличие четких ценовых сигналов приобретает особую значимость для принятия инвестиционных решений.

В Кыргызской Республике формирование централизованных механизмов поддержки ВИЭ находится на начальном этапе и направлено на снижение платежных рисков и стимулирование частных инвестиций в новые проекты генерации. Такие инструменты могут играть важную роль в становлении рынка, однако в долгосрочной перспективе их эффективность во многом будет зависеть от способности интегрироваться в более широкую конкурентную рыночную модель.

По мере роста сложности энергосистем региона и увеличения доли переменной генерации значимость конкурентных рынков, как правило, возрастает. Развитие двусторонних контрактов, биржевой торговли электроэнергией, балансирующих рынков и независимого тарифного регулирования потенциально способствует

более эффективному распределению инвестиционных ресурсов. В подобных условиях рыночные цены могут выполнять функцию индикатора дефицита или избытка мощности, создавая экономические стимулы для развития новых генерирующих объектов, технологий хранения энергии и решений по управлению спросом.

Особую роль конкурентные механизмы могут играть в условиях интеграции ВИЭ. Внедрение элементов динамического ценообразования, отражающих изменение нагрузки и стоимости генерации в различные периоды времени, как показывает международная практика, способно повышать эффективность использования существующих мощностей и стимулировать развитие технологий системной гибкости. При этом успешность таких реформ во многом зависит от последовательности их реализации, уровня институциональной зрелости сектора и наличия эффективных механизмов социальной защиты потребителей.

В целом, движение к экономически обоснованным тарифам уже началось, но продвигается осторожно. Для энергетической справедливости важно найти баланс: обеспечить финансовую устойчивость сектора (*без чего он не сможет надежно снабжать потребителей в будущем*) и одновременно сохранить доступность энергии для населения. Этого возможно достичь посредством адресной социальной политики — поддерживать конкретные уязвимые группы, а не всех подряд. В перспективе прозрачное тарифное регулирование, независимые регуляторы и конкуренция на рынках должны привести цены к рыночным уровням, при этом доля расходов домохозяйств на электроэнергию останется приемлемой благодаря росту доходов и мерам поддержки. Опыт европейских стран показывает, что высокие номинальные тарифы могут сочетаться с высокой энергетической справедливостью, если внедрены механизмы адресных субсидий и повышения энергоэффективности жилья.

Справедливый переход и социальные аспекты

Концепция «справедливого энергетического перехода» (*Just Transition*) приобретает для Центральной Азии все большее значение по мере продвижения декарбонизации. Региональные экономики, особенно Казахстан и Узбекистан, в значительной мере зависят от добычи и использования ископаемого топлива — ТЭК дает до 15–20% ВВП и приносит основную валютную выручку. Форсированный отказ от угля, нефти и газа без продуманной альтернативы грозит социальными потрясениями: сокращением рабочих мест, падением доходов в моногородах, потерей бюджетных поступлений и даже снижением энергобезопасности. Поэтому переход к низкоуглеродной энергетике должен происходить с учетом социальной справедливости — то есть так, чтобы издержки несли в первую очередь те, кто способен их выдержать, и чтобы уязвимые группы получили поддержку.

Для стран Центральной Азии справедливый переход означает поддержку трудовых коллективов и регионов, зависящих от угольной и нефтегазовой промышленности. В Казахстане, к примеру, угольные разрезы и ТЭС сосредоточены в Карагандинской и Павлодарской областях; в этих регионах тысячи людей заняты в угольной отрасли. Планы по декарбонизации предусматривают постепенное закрытие неэффективных угольных мощностей. Чтобы смягчить удар, уже реализуются пилотные проекты программы Just Transition. Они включают разработку планов диверсификации экономики моногородов, создание новых производств помимо добычи угля, стимулирование малого и среднего бизнеса на этих территориях. Обязательным элементом станет переквалификация работников: шахтеров и энергетиков обучат новым специальностям, востребованным в «зеленой» экономике (*монтаж солнечных панелей, обслуживание сетей, строительство инфраструктуры и пр.*). Такая переквалификация поддерживается как государством, так и международными организациями. В международной практике международные финансовые организации, включая Всемирный банк, обеспечивают угольные регионы программами профессионального обучения и инструментами поддержки местного малого и среднего бизнеса (*микrokредиты, малые гранты, инкубация*), что способствует диверсификации экономики и созданию новых рабочих мест ([World Bank, 2021](#); [ILO, 2024](#)).

Еще один аспект — защита уязвимых потребителей в ходе реформ. Как отмечалось, повышение тарифов неизбежно для устойчивости сектора, но важно, чтобы малоимущие домохозяйства не остались без необходимой энергии. Справедливый переход предполагает адресные субсидии на оплату электро- и теплоэнергии, льготные кредиты на установку энергоэффективного оборудования, помощь при замене угольных печей на электрическое или газовое отопление и т.д. ([UNDP, 2022b](#)). Важно, что подобные меры уже внедряются: Узбекистан, помимо социальных норм на электричество, предоставляет льготные кредиты населению на солнечные водонагреватели и утепление жилья; Казахстан разрабатывает механизм ваучеров для малоимущих семей. Эти инструменты позволяют провести реформы без ухудшения базовых условий жизни наиболее уязвимых слоев.

Наконец, справедливость касается и распределения выгод от развития энергетики. Крупные энергетические проекты (*ГЭС, месторождения, большие СЭС/ВЭС*) должны реализовываться с учетом интересов местных сообществ. Международный принцип FPIC (*свободного, предварительного и осознанного согласия*) все чаще упоминается в контексте инвестиций в ВИЭ: строительство крупных солнечных станций или ветропарков должно приносить рабочие места и развитие инфраструктуры на местном уровне, а не только электроэнергию в общую сеть. В ЦА этому пока уделяют мало внимания, но есть первые примеры: в Казахстане некоторые иностранные инвесторы ВИЭ финансируют социальные проекты для местного населения в районах размещения станций ([EBRD, 2022](#)).

Вывод по энергетической справедливости

Странам Центральной Азии удалось сохранить высокую формальную доступность энергии для населения, но ценой финансовой нестабильности отрасли и неравномерного качества услуг. Задача на будущее — обеспечить надежное энергоснабжение всем потребителям, параллельно приведя цены к экономически обоснованному уровню. Это требует тонкой балансировки: тарифные реформы могли бы сопровождаться адресной социальной поддержкой, а энергетический переход — программами развития для затронутых им регионов и рабочих. Только в этом случае переход к новой энергетической модели будет устойчивым в социальном плане и получит поддержку населения вместо непонимания и сопротивления.

2.3. Экологическая устойчивость

Экологическая устойчивость энергетики означает способность удовлетворять потребности в энергии, минимизируя негативное воздействие на окружающую среду — локальное (*загрязнение воздуха, воды, ландшафтов*) и глобальное (*парниковые выбросы*). Для Центральной Азии экологический аспект исключительно актуален: с одной стороны, регион страдает от последствий изменения климата (*растут температуры, участились засухи, тают ледники и т.д.*), с другой — сам вносит значительный вклад в увеличение глобальных выбросов CO₂, используя преимущественно углеродоемкую генерацию. В рамках экологической составляющей рассмотрим четыре аспекта: декарбонизацию (*сокращение выбросов парниковых газов*), развитие низкоуглеродной генерации (*ВИЭ, атом и пр.*), повышение энергоэффективности и адаптацию к изменениям климата и водно-энергетический нексус.

Декарбонизация и снижение выбросов

Электроэнергетика остается крупнейшим источником выбросов CO₂ в регионе, что делает сектор критически важным для достижения климатических целей

Энергетический сектор ЦА исторически ориентирован на ископаемое топливо, поэтому экономики отличаются высокой углеродоемкостью. Казахстан и Узбекистан входят в число крупнейших эмитентов CO₂ в Евразии за счет сжигания угля и газа в энергетике и промышленности. В Казахстане удельные выбросы CO₂ на единицу ВВП — одни из самых высоких в мире, во многом потому что более 60% электроэнергии вырабатывается на угле. В Узбекистане

электро- и теплоэнергетика также базируются на ископаемом газе, оборудование неэффективно, что ведет к большим выбросам CO₂ и метана. Туркменистан, обладая огромными запасами природного газа, слабо контролирует утечки метана при добыче и транспортировке — страна входит в топ-5 по объемам выбросов

метана, что резко увеличивает ее углеродный след (*метан в 84 раза «вреднее» углекислого газа на горизонте 20 лет*). Кыргызстан и Таджикистан имеют почти безуглеродную электроэнергетику, однако в конечном энергопотреблении этих стран все еще велика роль угля (*для отопления*) и нефтепродуктов, что дает значимые выбросы в непроизводственном секторе.

Декарбонизация энергетики ЦА — это многоуровневый долгосрочный процесс, тесно связанный с экономической структурой стран. Десятилетиями уголь, нефть и газ были не только основой электро- и теплоснабжения, но и ключевыми элементами экономики (*значительная часть ВВП, экспорта, занятости*). В Казахстане и Узбекистане угольная и газовая генерация обеспечивают 70–80% электроэнергии, а в крупных городах централизованное теплоснабжение от ТЭЦ покрывает до 80% потребностей в тепле ([KAZENERGY, 2019](#)). В условиях сурового климата и высокой энергоемкости экономики пока нет зрелых и доступных альтернатив таким системам когенерации. Кроме того, страны ЦА вступили в новейшее время с низкой исходной базой по ВИЭ, ограниченным доступом к капиталу и изношенной инфраструктурой ([IRENA, 2023a](#)). Политика низких тарифов, сдерживавшая цены на электро- и теплоэнергию, тормозит модернизацию и внедрение энергоэффективных технологий.

В таких условиях реалистичная стратегия декарбонизации могла бы предусматривать развитие всех доступных решений. Речь о том, чтобы сочетать модернизацию традиционной генерации и наращивание новой чистой генерации. С одной стороны, есть потребность в обновлении существующих угольных и газовых станций — необходимо повышать их КПД, оснащать современными очистными системами и, где возможно, готовить к внедрению технологий улавливания и хранения углекислого газа (CCS). Это позволит на переходном этапе снизить удельные выбросы действующих мощностей без их мгновенного закрытия. С другой стороны, требуются масштабные инвестиции в ВИЭ — солнечные, ветровые станции, а также в гидроэнергетику там, где есть ресурсы. Технологический плюрализм — ключ к снижению углеродной интенсивности без угрозы энергетической безопасности.

Чрезмерно быстрые темпы декарбонизации несут риски роста тарифов, потери рабочих мест и снижения стабильности энергоснабжения — особенно в добывающих регионах ([UNESCAP, 2021](#)). Однако затягивание с декарбонизацией грозит внешними и внутренними издержками. Один из внешних факторов — введение ЕС механизма углеродного пограничного корректирования (CBAM), который уже затрагивает экспорт энергоемких товаров из ЦА (*сталь, ферросплавы, цемент, алюминий*). Без снижения углеродоемкости производства страны региона рискуют утратить конкурентоспособность и доступ на европейские рынки ([European Commission, 2024](#)). Кроме того, медленный прогресс лишает их преференций: ограничивает доступ к «зеленым» инвестициям, климатическим фондам и новым финансовым инструментам (*например, «зеленым» облигациям*) ([EBRD, 2022](#)).

Для успешного перехода к низкоуглеродной энергетике необходима сбалансированная и справедливая политика, сочетающая климатические цели с реалиями экономики и общества. Практические шаги к декарбонизации в Центральной Азии концентрируются в нескольких направлениях: модернизация существующих электростанций, постепенный отказ от угля, развитие низкоуглеродных технологий и развитие системы торговли выбросами. Модернизация подразумевает снижение удельных выбросов на действующих ТЭС — установку более эффективных котлов и турбин, систем очистки дымовых газов, улучшение контроля за процессом сжигания. Эти меры позволяют снизить выбросы CO₂ на единицу выработки и уменьшить загрязнение воздуха (SO₂, NO_x, пыль), что важно для здоровья населения. Полный отказ от угля как топлива — более отдаленная перспектива. Сценарии МЭА предполагают прекращение сжигания угля в развитых странах к 2030–2040 гг., но для Казахстана и Узбекистана столь быстрый отказ нереалистичен (IEA, 2021). Вместо этого планируется к 2035–2040 гг. вывести из эксплуатации наиболее старые и неэффективные угольные блоки, заменив их на газовые и ВИЭ. Казахстан намерен к 2035 г. сократить долю угля в электроэнергии до 30%.

Иными словами, декарбонизацию в ЦА следует рассматривать не как мгновенный отказ от углеводородов, а как поэтапную трансформацию энергетического и экономического ландшафта. Для достижения успеха требуется сохранять баланс между климатическими обязательствами, энергетической безопасностью и социальной устойчивостью, не жертвуя одним во имя другого. Реализация справедливой и постепенной модели перехода позволит странам снизить выбросы и повысить конкурентоспособность, привлечь инвестиции в новые технологии и обеспечить устойчивое развитие.

Рост мощности низкоуглеродной генерации

Расширение ВИЭ — центральный элемент повышения экологической устойчивости. Центральная Азия обладает огромным потенциалом ВИЭ: степи и пустыни юга Казахстана и Узбекистана имеют высокую солнечную инсоляцию, горные районы Кыргызстана и Таджикистана — значительные неосвоенные гидроресурсы, на Каспийском побережье Туркменистана и Казахстана сильные ветра. По оценкам IRENA, реализуемый экономический потенциал солнечной и ветровой энергии в регионе измеряется десятками гигаватт (IRENA, 2023). Осознание и оценка данного потенциала пришли относительно недавно, и сейчас все страны ЦА ставят амбициозные цели по внедрению ВИЭ.

Развитие ВИЭ уже дает результаты. В Казахстане установленная мощность СЭС и ВЭС выросла с нуля в 2010-х до 3,2 ГВт в 2025 г. и продолжает увеличиваться. Доля ВИЭ в производстве электроэнергии достигла 6–7%. Узбекистан, стартовав позже, демонстрирует быстрый рост: в 2023–2024 гг. введены в строй первые крупные солнечные фермы при участии иностранных инвесторов, строятся ветропарки на плато возле Нукуса и в Джизакской области. Уже в первой половине 2025 г. ВИЭ выработали свыше 22% электроэнергии Узбекистана (из них СЭС и ВЭС

около 12%). Кыргызстан и Таджикистан активно развивают сектор ВИЭ — достраивается Рогунская ГЭС (3 700 МВт), планируется Камбар-Ата-1 (1 860 МВт), а также объявлено о сотнях мегаватт СЭС в ближайшее время. Туркменистан начал строительство своей первой крупной солнечной электростанции (100 МВт) и исследует ветровой потенциал на побережье. За последние десять лет ВИЭ стали играть значимую роль в энергосистемах стран, и ее значимость будет только расти.

Основные препятствия на пути масштабного развития ВИЭ — это инфраструктурные и институциональные ограничения. Во-первых, проблемы интеграции ВИЭ в сеть: переменная генерация СЭС и ВЭС требует гибкости энергосистем — без модернизации сетей и расширения гибких резервов высокая доля ВИЭ может вызывать перебои. Во-вторых, многие лучшие площадки для ВИЭ находятся далеко от территорий нагрузок (например, пустынные районы Узбекистана — далеко от Ташкента; ветровые локации Казахстана удалены от промышленных центров). Требуются новые ЛЭП, иначе ВИЭ-мощности будут лишь ограниченно полезны. В-третьих, инвестиционный климат и рыночные механизмы требуют постоянной государственной поддержки. Пример Казахстана и Узбекистана с их аукционами и РРА показал свою эффективность в масштабировании ВИЭ. Кыргызстан и Таджикистан только начинают становление нормативной базы для ВИЭ, однако и там проявляют интерес внешние игроки.

Центральная Азия находится лишь в начале пути по раскрытию потенциала ВИЭ. В ближайшее десятилетие ожидается многократное увеличение мощностей СЭС и ВЭС во всех странах. Это существенно улучшит экологические показатели сектора, но потребует одновременных инвестиций в сети и накопители, а также регионального сотрудничества. При правильном подходе ВИЭ могут стать локомотивом устойчивого развития — обеспечивая чистую энергию для роста экономики, доступа к электроэнергии в отдаленных районах (через децентрализованные решения) и сокращения выбросов парниковых газов.

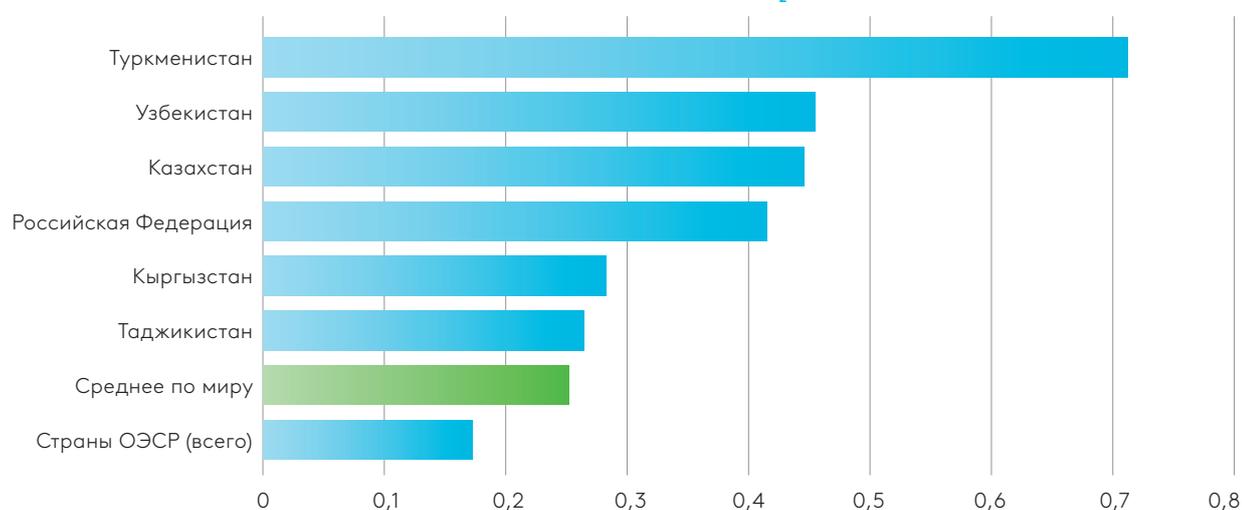
Повышение энергоэффективности

Энергетический профиль Центральной Азии характеризуется экстремально высокой энергоемкостью ВВП, которая в среднем в два-три раза превышает среднемировые показатели и показатели стран ОЭСР (IEA, 2024b). Эта диспропорция обусловлена сохранением устаревшей, еще советской, инфраструктуры генерации и распределения, где потери в сетях могут достигать 20%. Ситуация усугубляется исторически заниженными, субсидируемыми тарифами на электроэнергию, которые десятилетиями служили инструментом социальной поддержки, но лишали рынок стимулов к модернизации. В жилищном секторе и тяжелой промышленности отсутствие рыночных ценовых сигналов привело к игнорированию стандартов термоизоляции и внедрения энергосберегающих технологий. Регион оказался в «ловушке неэффективности», где рост экономики требует непропорционального увеличения выработки энергии, что при текущем износе мощностей создает критические риски для энергетической безопасности.

В настоящее время стратегия энергосбережения в регионе трансформируется из периферийной экологической задачи в ключевой фактор макроэкономической стабильности. На фоне быстрого демографического роста и климатических изменений (в частности, дефицита водных ресурсов, критичного для гидроэнергетики Кыргызстана и Таджикистана) страны Центральной Азии вынуждены переходить от экстенсивного наращивания мощностей к интенсивному энергосбережению. Правительства региона начинают уделять энергоэффективности больше внимания. Казахстан утвердил новые стандарты теплоизоляции зданий, а в крупных городах реализуются программы модернизации жилья с государственным финансированием. Узбекистан в 2022 г. принял закон о рациональном использовании энергии, ввел обязательный энергоаудит для крупных предприятий и бюджетных организаций. В Кыргызстане и Таджикистане при поддержке ЕБРР работают кредитные линии для малого бизнеса и домохозяйств на покупку энергоэффективного оборудования. Однако отчеты подчеркивают, что используемые меры пока охватывают лишь небольшую часть потенциальных возможностей (Copenhagen Centre on Energy Efficiency, 2015). Из барьеров можно перечислить нехватку финансирования, слабый контроль исполнения норм, отсутствие энергосервисных компаний. Требуется привлечение климатических фондов и международных займов.

Меры по повышению эффективности при относительно небольших затратах дают быстрый экологический эффект. Основные направления: модернизация систем отопления, утепление зданий, внедрение энергоэффективных стандартов и оборудования на предприятиях. В ЦА значительная доля энергии идет на отопление, поэтому реконструкция теплосетей, замена старых котельных, установка приборов учета и погодного регулирования могут сократить потери тепла на 20–30%. В жилищном секторе утепление многоквартирных домов, установка энергоэффективных окон, переход на LED-освещение и бытовую технику класса А дают значительную экономию. Например, пилотные проекты ПРООН в Узбекистане показали: комплексная модернизация одного многоквартирного дома снижает его энергопотребление на 30–40%.

↓ Рисунок 13. Интенсивность выбросов на единицу ВВП, кг CO₂/долл.



Источник: UNECE, 2024.

В промышленности многие заводы (металлургия, химия, цемент) уступают мировым бенчмаркам по энергоэффективности на 20–50%. Их поэтапная модернизация — установка нового энергосберегающего оборудования, утилизация отходящего тепла, оптимизация процессов — способна сильно снизить нагрузку на энергосистему и уменьшить выбросы.

Следующий ключевой элемент повышения эффективности — снижение потерь электроэнергии в сетях передачи и оптимизация распределения электроэнергии в странах Центральной Азии. По оценке IEA (2024b), около 60% сетей региона устарели, что подтверждается уровнем потерь: от 11% в Казахстане до 20% в Таджикистане, что в два-три раза превышает средний показатель стран ОЭСР. В Казахстане износ сетевой инфраструктуры составляет 66% (Министерство энергетики РК, 2022), а в Узбекистане насчитывается более 33 тыс. устаревших трансформаторов и 122 тыс. км сетей, где ежегодные потери достигают 14 млрд кВт·ч (Kun.uz, 2023). Массовый износ оборудования ведет к росту аварийности и увеличению риска отключений, что, в свою очередь, требует резервной генерации и ограничивает эффективность энергосистем.

Потери электроэнергии в регионе составляют до 20%, что повышает затраты и выбросы ПГ, а также осложняет энергопереход

↓ Таблица 6. Потери при передаче и распределении электроэнергии в Центральной Азии (2023–2024 гг.)

Страна	Год данных	Потери при передаче и распределении	Оценочные потери, млрд кВт·ч	Средний показатель по ОЭСР
Узбекистан	2023	17,8%	14	6,3%
Таджикистан	2024	20%	4,5	
Кыргызстан	2024	15%	2,6	
Казахстан	2024	11,2%	13,5	

Источники: Национальный статистический комитет Кыргызской Республики, Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, EU SECCA, Министерство энергетики РК.

Высокие потери — общий и критический вызов для всех государств региона. Они напрямую влияют на конечную доступность энергии и повышают потребность в строительстве новых электростанций, то есть фактически выступают скрытым барьером для энергоперехода. Снижение потерь — зачастую самый дешевый и экологичный источник энергии, ведь каждый сэкономленный киловатт-час по сути «зеленый»: он снижает нужду в дополнительной генерации и выбросах. Поэтому борьба с потерями — один из первоочередных способов повысить энергоэффективность и устойчивость энергетики региона. Энергоэффективность также является фундаментом для интеграции ВИЭ: без

снижения базового потребления и модернизации сетей масштабный ввод солнечной и ветровой генерации не сможет покрыть прогнозируемый энергодефицит региона к 2030 г.

Влияние климатических изменений и водно-энергетический нексус

Центральная Азия является одним из наиболее уязвимых в мире регионов к последствиям изменения климата, которые происходят здесь быстрее, чем в среднем по планете (Винокуров и др., 2022b). Ключевой риск — обострение водно-энергетического нексуса: климатические изменения влияют на водные ресурсы, от которых сильно зависят энергетика (гидроэнергетика, охлаждение ТЭС) и сельское хозяйство стран.

Дефицит водных ресурсов из-за потепления уже становится реальностью (Винокуров и др., 2023). Повышение температуры и изменение режима осадков

Климатические изменения могут усилить нестабильность гидроресурсов, повышая риски для стран с высокой долей генерации с ГЭС

ведут к учащению засух и снижению стока рек, особенно в южной части региона. Это может напрямую повлиять на приточность рек в регионе и снизить выработку электроэнергии на ГЭС.

Еще одним косвенным эффектом изменения климата является повышение температуры воды рек и водоемов, используемых для охлаждения тепловых электростанций. Пример: летом 2025 г. в Швейцарии остановили реакторы АЭС Бецнау, а во Франции снизили

мощность АЭС Гольфеш из-за слишком высокой температуры речной воды (выше экологических норм), требуемой для охлаждения.

Исследования Всемирного банка (2014) оценили, как изменится выработка крупнейших ГЭС ЦА при разных климатических сценариях. Результаты показали общий негативный тренд: для большинства водохранилищ (Токтогульское, Камбаратинское, Нурекское и др.) ожидается снижение объемов доступной воды и, соответственно, выработки электроэнергии практически во всех сценариях, особенно в условиях сильного потепления и засухи.

Одним из механизмов снижения напряженности водно-энергетического нексуса является развитие ВИЭ. Если страны низовья (Узбекистан, Казахстан, Туркменистан) летом будут меньше зависеть от гидроэнергии верховьев за счет собственной солнечно-ветровой генерации, а страны верховья (Кыргызстан, Таджикистан) получают альтернативные источники энергии зимой (когда выработка ГЭС падает), это поможет сбалансировать интересы. Моделирование программы USAID (2024) показало, что водно-энергетическое сотрудничество и инвестиции в модернизацию орошения способны заметно снизить дефицит воды в низовьях Амударьи, а сценарии достижения национальных целей по ВИЭ позволяют

покрыть прогнозный спрос на электроэнергию и снизить выбросы CO₂ на 40% к 2050 г. при доле ВИЭ 30–35%. Иными словами, развитие ВИЭ и региональное сотрудничество могут частично снять напряжение и изменить динамику отношений. Для этого потребуется переход от двусторонних соглашений к созданию наднационального регулятора с полномочиями координации и управления водно-энергетическими ресурсами.

↓ Рисунок 14. Изменение выработки электроэнергии с ГЭС соответствующих водохранилищ в зависимости от сценариев изменения климата, ГВт·ч

Водохранилище	Текущая выработка, ГВт·ч	Засушливый	Центральный	Жаркий/ сухой	Теплый/ влажный	Теплый/ влажный+
Все водохранилища	33 847	-31%	-23%	-28%	-21%	-5%
Андижанское водохранилище	316	-52%	-38%	-46%	-37%	-37%
Байпазинский каскад	4 684	-35%	-29%	-29%	-27%	4%
Чарвакское водохранилище	3 013	-29%	-13%	-27%	-16%	-16%
Чирчикский каскад	1 135	-14%	-9%	-13%	-11%	-11%
Фархадское водохранилище	574	-35%	-23%	-33%	-24%	-23%
Камбарата II	527	-61%	-50%	-65%	-33%	-33%
Кайраккумское водохранилище	485	-25%	-18%	-25%	-17%	-17%
Курпсайское водохранилище	2 639	-28%	-20%	-31%	-17%	-17%
Нурекское водохранилище	11 002	-28%	-23%	-21%	-22%	13%
Шардаринское водохранилище	621	-17%	-12%	-18%	-12%	-12%
Ташкумырский каскад	3 082	-28%	-19%	-30%	-16%	-16%
Токтогульское водохранилище	4 595	-35%	-28%	-39%	-21%	-21%
Туямуюнское водохранилище	1 009	-40%	-32%	-36%	-26%	-11%

Источник: World Bank, 2014.

Помимо коллективных усилий каждая страна предпринимает шаги по адаптации своей энергетики к климатическим рискам. В странах верховья (*Кыргызстан, Таджикистан*) критически важно иметь резервные источники энергии на случай маловодья — это означает строительство маневренных ТЭС (*например, газовых*),

развитие СЭС/ВЭС и внедрение накопителей. Если удастся частично замещать зимой производство электроэнергии ГЭС за счет новых ВИЭ или газовых станций, им не придется сбрасывать столько воды для выработки электроэнергии. В свою очередь, Казахстан и Узбекистан могут активно развивать ВИЭ и повышать эффективность водопользования (*сокращать потери в оросительных сетях, внедрять капельное орошение*), чтобы меньше зависеть от летнего стока рек.

Вывод по экологической устойчивости

Экологическая устойчивость энергетики Центральной Азии достигается только через комплексный подход: постепенную декарбонизацию, активное внедрение ВИЭ, масштабное повышение энергоэффективности и адаптацию к неизбежным климатическим изменениям. Регион обладает всеми необходимыми ресурсами — солнечными, ветровыми, водными, а также технологическими решениями для перехода к более устойчивой энергетической модели. Однако успех будет зависеть от политической воли и сотрудничества: экология не знает границ, и проблемы тающих ледников или пыльных бурь затрагивают всех. Устойчивое энергетическое будущее Центральной Азии возможно при условии, что страны совместно сбалансируют ключевые компоненты энергетической трилеммы, а также выработают согласованные стратегии развития водно-энергетического комплекса.

ГЛАВА 3.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СБАЛАНСИРОВАННОГО ЭНЕРГОПЕРЕХОДА

(при поддержке IRENA)



Энергетический переход — переход от ископаемых видов топлива к низкоуглеродной и возобновляемой энергетике — приобретает ключевое значение для стран Центральной Азии. В регионе все еще в большей степени используются традиционные энергоресурсы. Однако глобальные тренды указывают на стремительный рост участия чистой энергии: совокупная доля безуглеродной генерации (*ВИЭ и атомной*) достигла 41% мирового производства электричества в 2024 г. Ветровая и солнечная энергетика уже стали самыми экономически доступными источниками новой генерации, сместив фокус проблем энергоперехода со стоимости технологий на системные ограничения — недостаточную сетевую инфраструктуру и обеспечение надежности энергосистем. Эти вызовы актуальны и для Центральной Азии: изношенные сети, ограниченные возможности маневрирования мощностями и зависимость от водных ресурсов (*в случае гидроэнергетики*) осложняют интеграцию новых источников энергии.

В этих условиях сбалансированный энергопереход требует комплексного подхода, учитывающего специфику каждой страны. Регион включает как крупных экспортеров ископаемого топлива (*Казахстан, Туркменистан*), так и государства с преобладанием гидроэнергетики (*Таджикистан, Кыргызстан*) и стремительно растущим спросом на электроэнергию (*Узбекистан*). Не существует единственного универсального решения: необходимо рациональное сочетание технических и технологических опций, позволяющее обеспечить энергетическую безопасность, устойчивое развитие и выполнение климатических обязательств.

В данной главе рассматриваются основные направления — от угольной, газовой и атомной генерации до возобновляемых источников (*солнечной, ветровой и гидроэнергии*), а также новые технологии вроде водорода, биоэнергетики и улавливания углерода. Отдельное внимание уделено инструментам повышения гибкости энергосистем — системам накопления энергии, электромобилям и управлению спросом. Анализ глобальных трендов по каждому из направлений дополняется оценкой применимости и перспективности технологий в странах Центральной Азии (*Казахстане, Узбекистане, Таджикистане, Туркменистане и Кыргызстане*) с учетом их ресурсов и потребностей.

Все направления рассматриваются сквозь призму глобальных трендов, капитальных и операционных затрат, а также экологических и технологических рисков. Комплексный анализ позволяет сформировать целостное понимание глобальных тенденций и применимости отдельных решений в условиях Центральной Азии.

Сопоставление технологий по стоимости и перспективам развития дает возможность определить наиболее рациональные траектории диверсификации энергобаланса, сбалансировать развитие традиционной и низкоуглеродной генерации, а также оценить, какие инструменты государственной политики будут наиболее эффективными для стимулирования инвестиций и снижения системных рисков.

↓ Таблица 7. Усредненные параметры для различных технологий генерации

Технология/ топливо	Общая стоимость установки, долл./кВт	LCOE, цент/кВт·ч	Коэффициент выбросов ПГ, г CO ₂ /кВт·ч	Балансирующая способность
Наземная ветровая энергия	1 000	3,4	12	Нет
Солнечная энергия	700	4,3	46	Нет
Морская ветровая энергия	2 800	7,9	12	Нет
Биоэнергия	3 200	8,7	18	Низкая
Геотермальная энергия	4 000	6,0	45	Низкая
Природный газ	2 400	5–11	469	Высокая
Нефть (ГПУ)	2 200	7–15	840	Высокая
Уголь	4 000	7–17	1 001	Низкая
АЭС	6 000	8–25	16	Низкая

Источники: IRENA, 2025a; IPCC, 2011; оценка ЕАБР.

3.1. Диспетчируемая генерация

Диспетчируемые источники электроэнергии — это генерация, мощность которой может оперативно регулироваться в соответствии с графиком нагрузки. Такие станции способны выдавать электроэнергию по требованию и тем самым поддерживать баланс в энергосистеме. Традиционно к ним относятся тепловые электростанции на угле и газе, а также гидро- и атомные электростанции. В последние десятилетия в эту категорию включают и некоторые возобновляемые и альтернативные технологии, способные обеспечивать постоянную или управляемую генерацию, — геотермальные станции и биоэнергетику, особенно при использовании накопителей или совместного сжигания топлива. Ниже приводится обзор каждого из этих видов генерации, их текущего состояния, тенденций развития и значимости для энергетического перехода.

Угольная генерация

Угольные электростанции традиционно являются одним из крупнейших источников электроэнергии в мире. По состоянию на начало 2025 г. на уголь приходилось около 33% мирового производства электроэнергии, однако в первой половине 2025 г. они уступили первенство суммарной генерации из ВИЭ (Ember, 2025). Угольная генерация демонстрирует стагнацию: глобальный установленный парк

угольных ТЭС находится на уровне 2 175 ГВт (24% общей мощности). Прирост новых угольных мощностей в Азии компенсируется массовым выводом старых станций на западе. С 2015 по 2024 г. мировая мощность угольных ТЭС выросла всего на 13%, а в 2023 г. рост составил лишь 2% — минимальное значение за десятилетия. Если исключить Китай, совокупная угольная мощность в мире с 2018 г. не увеличивается, а местами сокращается. Крупнейшие экономики (США, ЕС, Великобритания) целенаправленно выводят уголь из эксплуатации: например, в США в 2023 г. закрыто 9,7 ГВт угольных блоков и крупнейшие энергокомпании заявили о полном отказе от угля к 2035 г. В Европе за 2023 г. выведено 4,2 ГВт, некоторые страны уже полностью закрыли угольные станции или утвердили крайние сроки вывода (Германия — до 2038 г., Польша — к 2049 г.). Страны Азии же продолжают эксплуатацию и даже строительство новых угольных ТЭС ради удовлетворения растущего спроса и энергетической безопасности — прежде всего Китай (более 1 000 ГВт установленной мощности) и Индия (250 ГВт). Тем не менее глобально инвестиционный интерес к углю падает: международные инициативы «No New Coal» сократили мировой портфель проектов на 68% с 2015 г., что свидетельствует о формирующемся консенсусе против нового угля.

Совокупная мощность угольных электростанций в мире с 2018 г. не увеличивается, а местами сокращается, если исключить Китай

летворения растущего спроса и энергетической безопасности — прежде всего Китай (более 1 000 ГВт установленной мощности) и Индия (250 ГВт). Тем не менее глобально инвестиционный интерес к углю падает: международные инициативы «No New Coal» сократили мировой портфель проектов на 68% с 2015 г., что свидетельствует о формирующемся консенсусе против нового угля.

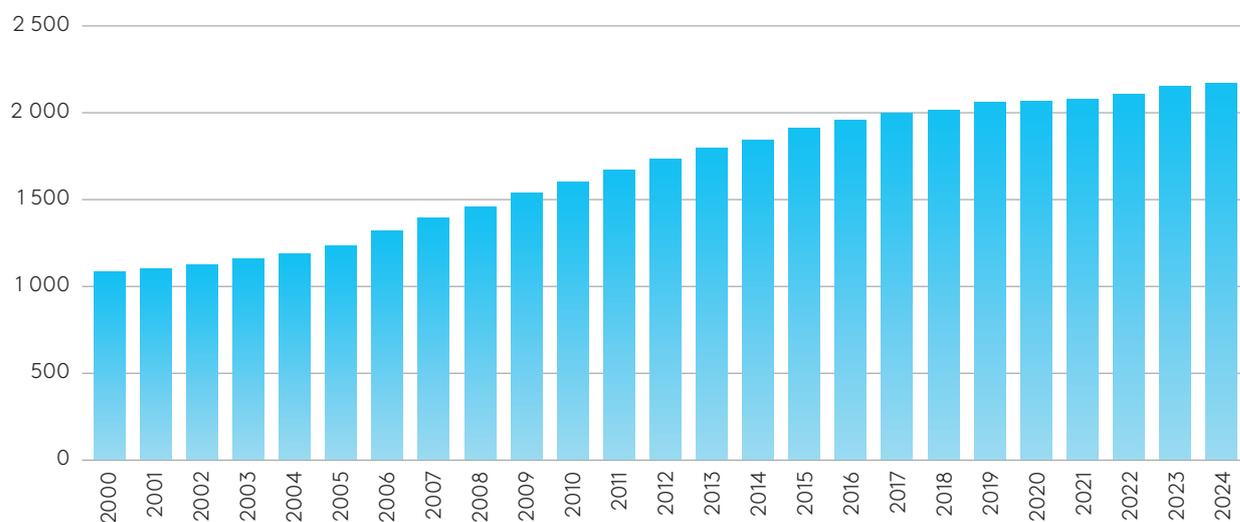
Угольная генерация отличается высокой капиталоемкостью и самым крупным углеродным следом. Строительство современных угольных ТЭС ультрасуперкритического типа обходится примерно в 4 000–5 000 долл. на 1 кВт установленной мощности. Высокий CapEx и углеродные издержки приводят к тому, что усредненная стоимость электроэнергии (LCOE) новых угольных станций составляет порядка 7–17 центов за кВт·ч (в зависимости от региона и технологии) — существенно выше, чем у возобновляемых источников энергии. Например, для солнечных и ветровых ферм LCOE сегодня находится в диапазоне 3–8 центов за кВт·ч, то есть существенно ниже угольной (Lazard, 2025). Добавление систем улавливания углерода (CCS) удваивает стоимость проектов: установка CCS с эффективностью 90% увеличивает капитальные затраты угольной станции примерно с 4 500 до 7 500 долл. за кВт. Кроме того, CCS повышает операционные расходы (фиксированные издержки O&M возрастают до 67 долл. за кВт в год). В регионах с платой

Модернизация существующих угольных, газовых и гидроэлектростанций зачастую является более экономически эффективной мерой, чем их преждевременная замена

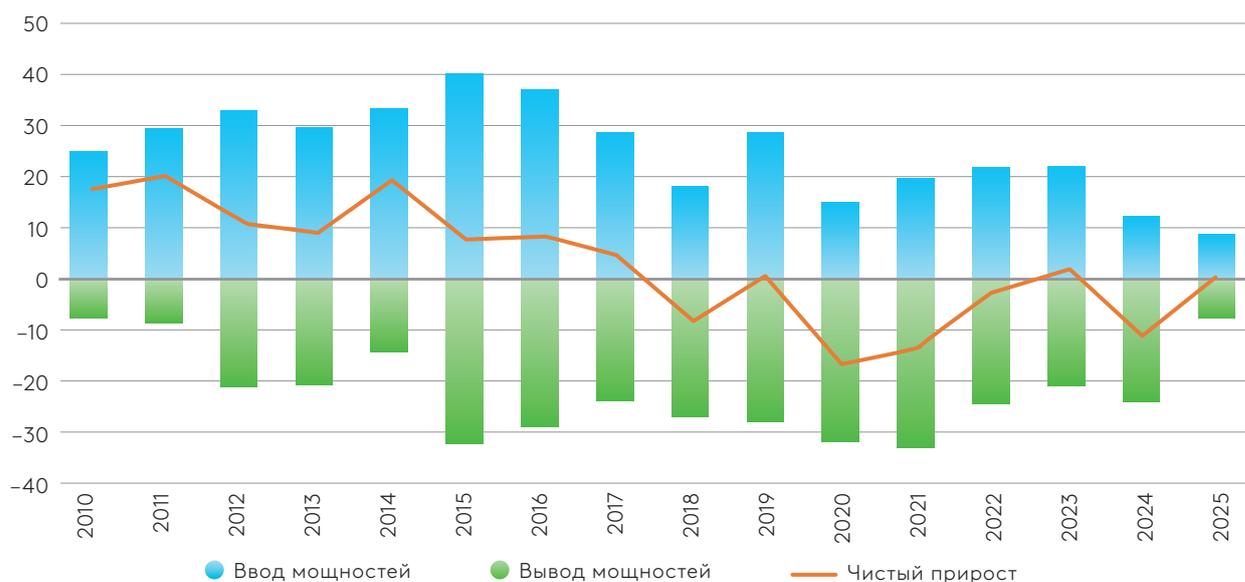
за выбросы угольные станции также несут углеродные расходы: при цене CO₂ 80–90 евро/тонна себестоимость выработки растет на +30–40 долл./МВт·ч, подрывая конкурентоспособность данной технологии. Уголь — наиболее «грязный» источник генерации: полные удельные выбросы достигают 1 000 г CO₂/кВт·ч (для сравнения, у газа 469 г/кВт·ч, у ветра 12 г/кВт·ч). Эти факторы вынуждают страны постепенно отказываться от угля в рамках декарбонизации, несмотря на его роль в энергобезопасности. Тем не менее в краткосрочной перспективе уголь еще

сохраняет свои позиции: в условиях кризисов (например, всплеска цен на газ) многие страны временно увеличивали выработку на угле, чтобы избежать дефицита электроэнергии.

↓ Рисунок 15. Динамика установленной мощности угольных электростанций в мире, ГВт



↓ Рисунок 16. Динамика чистого прироста мощности угольной генерации в мире (искл. Китай), ГВт



Источник: Global Energy Monitor, апрель 2025.

Несмотря на глобальный тренд снижения роли угля, в ряде стран Азии он остается ключевым ресурсом для стабильности энергосистемы и доступности электроэнергии. В Центральной Азии уголь по-прежнему играет заметную роль, особенно в Казахстане, где исторически выстроена угольная генерация для внутренних нужд и экспорта электроэнергии. При этом наблюдается растущая заинтересованность в снижении углеродного следа. Технологии совместного сжигания биомассы на действующих ТЭС могут дать переходный путь — частичная замена угля биотопливом позволяет сокращать выбросы без полного вывода станций из эксплуатации. Другим направлением является оснащение

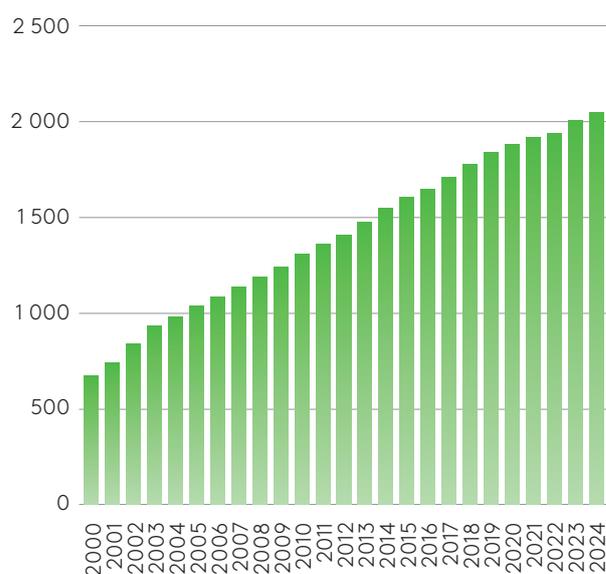
некоторых относительно новых угольных блоках системами улавливания CO₂, что потенциально позволит соответствовать климатическим целям без прекращения работы станции. Однако такие проекты требуют значительных инвестиций и эффективных механизмов поддержки (*углеродное ценообразование, субсидии на «чистый» уголь*). Для стран ЦА более реалистичным сценарием выглядит постепенное замещение устаревших угольных мощностей газовыми и возобновляемыми с сохранением части угольной генерации как резервной и модернизацией наиболее эффективных ТЭС.

Газовая генерация

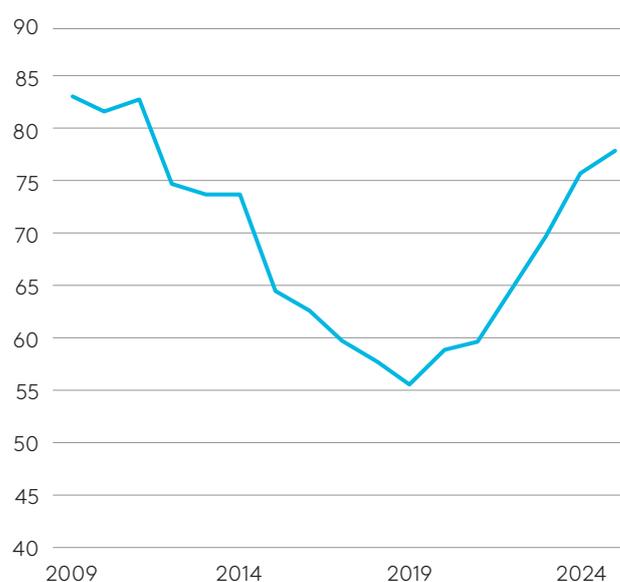
Электростанции на природном газе занимают второе место в мире по выработке электроэнергии после угольных, обеспечивая 22–24% мировой генерации. Суммарная установленная мощность газовой генерации оценивается в 2170–2200 ГВт, то есть сопоставима с угольной. Газовые станции широко распространены благодаря более низкому углеродному следу по сравнению с углем, высокой маневренности и относительно быстрой реализации проектов. В 2025 г. мировое производство электроэнергии на газе продолжает ставить рекорды, хотя темпы роста умеренные (*1–1,5% в год*). Многие страны рассматривают природный газ как «промежуточное» топливо энергоперехода — с его помощью можно быстро сократить угольные выбросы и балансировать переменные ВИЭ.

Глобальная география газовой генерации смещается: основной прирост мощностей происходит в Азии, на Ближнем Востоке и в развивающихся экономиках, где газовые ТЭС строятся для замещения угля и покрытия растущего спроса. Например, Китай за последние годы довел свой газовый парк до 130–150 ГВт и имеет крупнейший портфель проектов (*еще +150 ГВт планируется*). Страны Юго-Восточной Азии (*Бангладеш, Вьетнам, Индонезия*) активно заменяют отмененные угольные проекты на СПГ-станции. На Ближнем Востоке газ доминирует: Катар, ОАЭ, Кувейт вырабатывают более 90% электроэнергии из газа, Саудовская Аравия планирует довести долю газа до 70% к 2030 г. В развитых экономиках рост газовой генерации ограничен — она там выполняет все более вспомогательную, пиковую роль. В ЕС после кризиса 2022 г. газ рассматривается как потенциальный источник резервных мощностей: например, Германия запланировала 17 ГВт новых H₂-ready газовых блоков до 2030 г. для замещения угля. В США и Великобритании газовые станции работают все меньше часов в году, включаясь в основном на пиковые нагрузки. Тенденция такова, что к 2030 г. среднегодовая загрузка газовых ТЭС в мире может сократиться еще на 20–30%, что отражает их переход из разряда базовых источников в разряд балансирующих.

↓ Рисунок 17. Динамика установленной мощности газовых электростанций в мире, ГВт



↓ Рисунок 18. Динамика нормированной стоимости электроэнергии газовой генерации, долл./МВт·ч



Источники: Global Energy Monitor, апрель 2025; Lazard, 2025.

Преимущество газовой генерации — относительно низкие инвестиционные затраты и высокая операционная гибкость. Исторически строительство парогазовых блоков обходилось в 1 100–1 300 долл./кВт, а простых газотурбинных установок (ОСГТ) — в 650–1 000 долл./кВт, что почти в четыре раза дешевле эквивалентных угольных станций. Однако в последние годы стоимость выросла: дефицит оборудования и инфляция повысили CapEx новых газовых станций до 2 000–2 400 долл./кВт в некоторых регионах (IEEFA, 2025). На фоне удорожания строительства экономика газовых проектов все больше зависит от топливной составляющей. Цена газа может быть очень волатильной, как показал энергетический кризис 2021–2022 гг., когда спотовые цены в Европе взлетали до эквивалента 250–300 евро/МВт·ч, делая газовую электроэнергию кратковременно самой дорогой на рынке. В среднем по 2022 г. газ в Европе подорожал более чем в семь раз относительно нормального уровня, что привело к снижению выработки на газе и временному возврату к углю. Тем не менее при умеренных ценах на топливо газовая генерация конкурентоспособна: усредненная LCOE новой ССГТ-станции оценивается в 50–110 долл./МВт·ч (5–11 центов/кВт·ч), что сопоставимо или ниже, чем у угольной (70–170 долл./МВт·ч) (Lazard, 2025). Кроме того, газовые турбины имеют технические преимущества для гибкой работы: низкие минимальные нагрузки и быстрый пуск. Современные установки могут выходить на полную мощность за десятки минут, что крайне важно при колебаниях генерации ВИЭ или резких изменениях спроса. Газовые станции обеспечивают ценные системные услуги — инерцию, регулирование частоты, резерв мощности и поддержку напряжения.

Газ остается главным источником резервной мощности в системах с высокой долей ВИЭ. Альтернативы покрытия пиков пока ограничены: гидроэнергетика эффективна, но географически привязана к рекам, батарейные накопители

стремительно дешевет, но их масштаб и длительность хранения пока невелики, управление спросом находится в стадии становления. Поэтому, по прогнозам, к 2050 г. мировые мощности быстроманевренных ресурсов должны

Газ остается главным источником резервной мощности в системах с высокой долей ВИЭ

вырасти в четыре раза для компенсации переменности ВИЭ при сокращении доли газа. До тех пор газовые электростанции останутся критически важным элементом энергосистем. Быстрый же отказ от газа без готовых альтернатив несет риск дефицита балансовой мощности и проблем с надежностью энергоснабжения.

Для стран Центральной Азии природный газ — ключевой компонент энергосистемы и потенциальный «мост» к низкоуглеродному будущему. Газовая генерация сохранит важное значение для надежности энергосистем и покрытия пиков, особенно по мере увеличения доли переменных ВИЭ. Приоритетами могли бы стать повышение эффективности газовых станций (ПГУ с КПД 55–60% и выше), снижение метановых утечек в газовой отрасли и интеграция газовых мощностей в гибридные энергосистемы (например, сочетание газовых ТЭС с ВИЭ и накопителями, когда газ используется только для покрытия пиков и аварийного резервирования). Эти станции станут своего рода «страховым полисом», обеспечивая энергобезопасность в часы, когда нет солнца или ветра. Казахстан, Узбекистан, Туркменистан обладают значительными запасами природного газа, что дает им возможность относительно недорого модернизировать и расширять парк газовых станций для замещения более «грязного» угля и обеспечения маневренности. В этих странах уже реализуются проекты новых ПГУ, нередко при поддержке международных финансовых институтов, стремящихся снизить углеродную зависимость региональных энергосистем.

Однако в долгосрочной стратегии (горизонт 2040–2050 гг.) необходимо учитывать, что и газ — ископаемое топливо, и его выбросы, возможно, придется сокращать. Здесь странам ЦА стоит обратить внимание на новые технологии: H₂-ready газовые турбины, способные в будущем работать на водороде, и улавливание углерода на крупных газовых объектах. Мировой опыт показывает, что уже сегодня проектируются станции с возможностью последующей установки CCS или перехода на водородное топливо. Например, в Великобритании реализуется проект CCGT Keadby-3 с расчетом на последующее подключение установки CCS.

Атомная энергетика

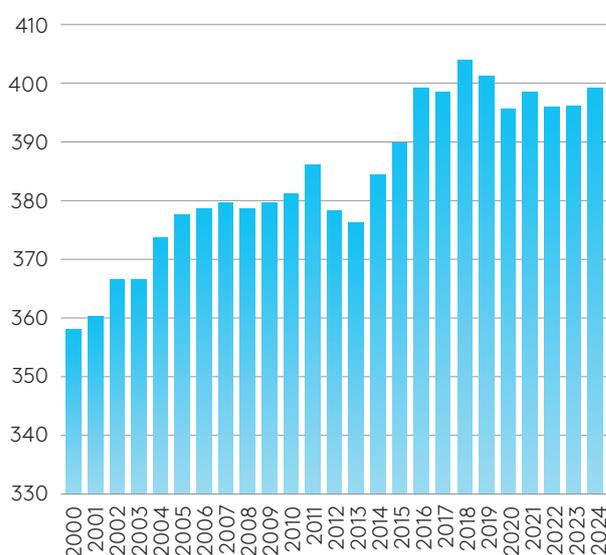
Атомная энергетика сегодня играет важную роль в мировой энергосистеме, оставаясь вторым по величине источником низкоуглеродной электроэнергии после гидроэнергетики. По состоянию на 2025 г. в 31 стране эксплуатируется порядка 440 энергетических реакторов суммарной мощностью 400 ГВт, что обеспечивает около 9% мирового производства электроэнергии. В 2024 г. АЭС выработали

2 778 млрд кВт·ч (Ember, 2025). 14 стран получают более 25% своей электроэнергии за счет атомных станций — во Франции эта доля достигает 70%, в Словакии, Венгрии — около половины.

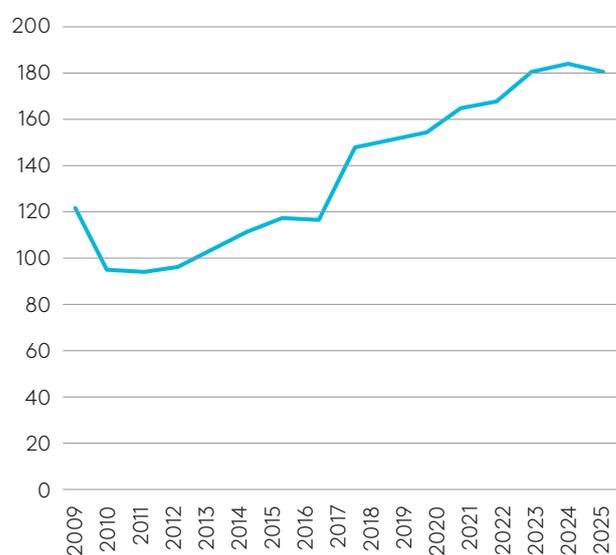
Мировое лидерство по масштабам атомной генерации удерживают США, Франция, Китай, Россия и Республика Корея — на эти пять стран приходится свыше 70% установленной мощности АЭС. США обладают крупнейшим парком (94 реактора, 95 ГВт) и производят порядка 30% мировой атомной электроэнергии. Франция (57 реакторов, 63 ГВт) генерирует 65% своей электроэнергии на АЭС. Китай демонстрирует самые высокие темпы роста: с 1991 г. ввел 57 реакторов, еще 28 блоков (порядка 30 ГВт) строятся; после их ввода установленная мощность Китая превзойдет французскую. Атомная отрасль глобально сконцентрирована в ограниченном числе стран, хотя в общей сложности более 30 государств эксплуатируют ядерные энергоустановки.

Начиная с 2025 г. атомная генерация переживает институциональный ренессанс: на фоне роста спроса на надежную низкоуглеродную базовую мощность ведущие многосторонние банки развития пересматривают ограничения на финансирование АЭС, вновь рассматривая ядерную энергетику как допустимый инструмент декарбонизации, энергетической безопасности и устойчивости энергосистем

↓ Рисунок 19. Динамика установленной мощности атомных электростанций в мире, ГВт



↓ Рисунок 20. Динамика нормированной стоимости электроэнергии атомной генерации, долл./МВт·ч



Источники: Ember Electricity Data Explorer, 2025; Lazard, 2025.

Атомная генерация характеризуется очень высокими капитальными затратами и длительным циклом строительства, но низкими удельными операционными расходами и практически нулевыми выбросами при эксплуатации. Современный реактор большой мощности «под ключ» стоит в среднем 4 000–8 000 долл. за кВт

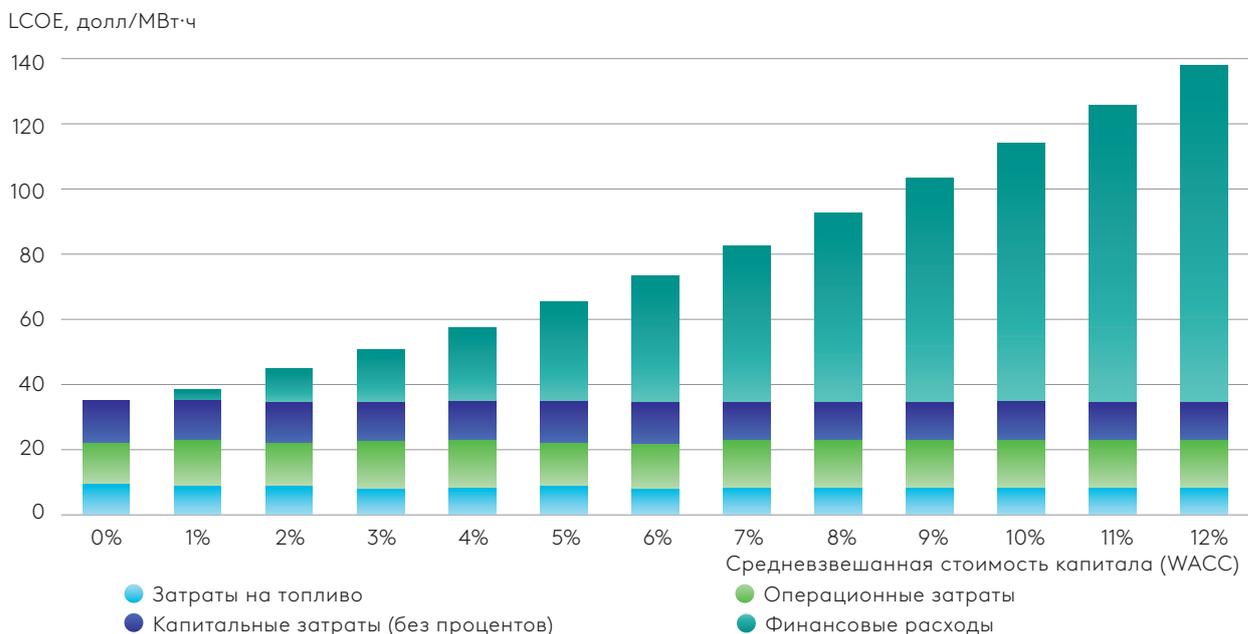
(то есть 4–8 млрд долл. за 1 ГВт) в развитых странах. В эту сумму входят проектирование, оборудование, строительные и пусконаладочные работы, а также стоимость финансирования (проценты по кредитам на долгий период стройки). Именно стоимость капитала и длительность проекта — ключевые факторы экономики АЭС. При доступной стоимости кредитования атомная энергия может быть конкурентоспособной: например, при ставке дисконтирования 3% годовых расчетная LCOE АЭС ниже, чем у большинства источников. Но при 10% годовых стоимость атомной генерации возрастает в разы. При 10%-ном дисконтировании усредненная LCOE новых АЭС оценивается в 60–110 евро/МВт·ч для Китая, Кореи, России (где проекты дешевле) и 95–150 евро/МВт·ч для США, Японии, Европы (OECD/NEA, 2020). Это соответствует диапазону 8–18 центов/кВт·ч, что в верхней границе заметно превышает стоимость других видов генерации при тех же условиях финансирования.

Фактически атомные проекты наиболее жизнеспособны там, где государство разделяет риски строительства или сохранилась индустриальная база для серийного возведения реакторов. Так, Южная Корея в 1990–2000-х гг. ввела серию однотипных реакторов, сумев снизить сметную стоимость до 2 000–3 000 долл./кВт, а средние сроки стройки — до четырех-пяти лет. Китай также добился удешевления до 15% на каждый следующий реактор за счет серийности и локализации. Напротив, единичные проекты в странах, давно не строивших АЭС (европейские EPR во Франции и Финляндии, американские AP1000), столкнулись с перерасходами и задержками, поднявшими удельные инвестиции до 8 000–10 000 долл./кВт. Из этого следует, что атомная генерация сегодня конкурентоспособна только в условиях особой политико-экономической поддержки. В ряде стран внедряются механизмы, компенсирующие рыночные риски: например, в Великобритании строящаяся АЭС Hinkley Point C получила контракт CFD на 35 лет по фиксированной цене £92,5/МВт·ч (в ценах 2012 г.), что гарантирует инвесторам возврат вложений.

Атомная энергетика несет высокие стартовые издержки, но при успешном запуске обеспечивает стабильную и относительно дешевую выработку в течение десятилетий. Топливо для реакторов обладает высокой энергоемкостью и занимает малую долю в структуре издержек. В отличие от газовых станций, где 60–70% себестоимости — это покупка газа, у атомных станций на топливную составляющую приходится лишь порядка 10–15% от LCOE. Ядерное топливо — дешевое в пересчете на кВт·ч и относительно стабильное в цене, что дает атомной генерации преимущество предсказуемости затрат (особенно в Казахстане, лидере в добыче урана в мире). В условиях усиления экологических ограничений атомная энергия становится более привлекательной по сравнению с углеродной генерацией (тем более если принимать во внимание системные эффекты — стабильность, отсутствие выбросов и т.д.), особенно если учесть полную стоимость для энергосистемы. Тем не менее для нового витка развития атомной отрасли необходимо снизить CapEx и риски строительства. Международные усилия направлены на стандартизацию проектов, внедрение малых модульных реакторов (SMR) и серийное производство компонентов — это должно сократить сроки и стоимость сооружения АЭС. Если эти инициативы увенчаются успехом, после 2030 г. атомная энергетика может

не только нарастить объемы, но и улучшить экономические показатели, вновь укрепив позиции среди конкурентных источников энергии.

↓ Рисунок 21. Оценка себестоимости электроэнергии от атомной станции в зависимости от стоимости капитала, долл./МВт·ч



Источник: World Nuclear Association, 2024.

В Центральной Азии пока нет действующих атомных электростанций, но на данный момент запущена разработка нескольких проектов. **Казахстан** — лидер региона по технологическому потенциалу в атомной сфере: страна обладает крупнейшими в мире запасами урана и развитой уранодобывающей промышленностью. В советское время в Казахстане (г. Актау) функционировал небольшой реактор БН-350, закрытый в 1999 г., накоплен опыт эксплуатации и обращения с ядерным топливом. Сейчас в Казахстане началось строительство первой АЭС мощностью 2,4 ГВт в Жамбылском районе Алматинской области, генеральным подрядчиком выступит российский «Росатом». Планируемый срок ввода станции в эксплуатацию — 2035–2036 гг. Рассматривается возможность строительства еще двух. В **Узбекистане** началось строительство АЭС: на одной площадке будут построены как малая (два реактора РИТМ-200Н), так и большая (два реактора ВВЭР-1200) АЭС. Первую малую АЭС планируется ввести в эксплуатацию в 2029 г., при этом общий запуск обоих типов станций намечен на 2029–2035 гг. Проект является совместным с Россией. **Другие страны ЦА** (Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан) в ближайшей перспективе не планируют строительства и использования атомных станций. Однако интерес к малым модульным реакторам потенциально есть: SMR мощностью 50–100 МВт могли бы обеспечить стабильное энергоснабжение отдаленных районов или крупных промышленных объектов.

Для Центральной Азии атомная энергетика могла бы стать ценным элементом сбалансированного энергоперехода, но при условии тщательного планирования, международной поддержки и соблюдения самых высоких стандартов

безопасности. АЭС дают прогнозируемую базовую мощность с нулевыми выбросами, что особенно важно для Казахстана и Узбекистана, испытывающих дефицит чистой электроэнергии в зимний период, когда снижается выработка ГЭС и солнечных станций. Одна атомная станция может заместить значительную часть угольной генерации и сократить выбросы CO₂ на миллионы тонн в год. Среди ключевых вызовов — чрезвычайно высокая стоимость и длительность проекта, потребуется привлечь несколько миллиардов долларов инвестиций, скорее всего, на условиях межправительственного соглашения. Кроме того, необходима разработка ядерной инфраструктуры: создание органа регулирования, обучение персонала, системы утилизации отработанного топлива.

Гидроэнергетика

Гидроэнергетика — старейший и крупнейший источник возобновляемой электрогенерации в мире. Крупные ГЭС обеспечивают 16% мирового производства электроэнергии, что делает гидроэнергию крупнейшим источником низкоуглеродной генерации (около 39% всей безуглеродной электроэнергии). Совокупная установленная мощность ГЭС в мире превышает 1 300 ГВт. Крупнейшими производителями гидроэлектроэнергии являются Китай, Бразилия, Канада, США, Россия, а также ряд развивающихся стран, располагающих значительными речными ресурсами (Индия, Парагвай, Турция и др.). Гидроэнергия ценна своей способностью к накоплению и маневрированию: в отличие от солнца и ветра, гидростанции с водохранилищами могут накапливать воду и выдавать электричество по запросу, покрывая пики нагрузки и обеспечивая резерв системы. Многие ГЭС служат опорой энергосистемы, предоставляя инерцию, регулирование частоты и аварийный резерв. По мере роста переменной генерации роль гидроэнергетики как балансирующего ресурса только увеличивается.

По мере роста доли переменных ВИЭ гидроэнергетика все в большей степени будет выполнять функцию обеспечения гибкости энергосистемы, а не базовой выработки

По мере роста доли переменных ВИЭ гидроэнергетика все в большей степени выполняет функцию обеспечения гибкости энергосистемы, а не базовой выработки. Многие действующие гидроэлектростанции были спроектированы для устойчивых режимов работы и в настоящее время сталкиваются с необходимостью более частых пусков и остановов, работы на частичных нагрузках и быстрого регулирования мощности.

Повышение гибкости существующих ГЭС может быть достигнуто за счет целенаправленной модернизации. Обновление турбин, генераторов и систем управления позволяет расширить рабочие диапазоны, повысить эффективность и снизить механические нагрузки. Внедрение цифровых технологий, включая системы мониторинга в реальном времени и прогнозного обслуживания, повышает надежность и доступность оборудования. Дополнительные эффекты обеспечиваются за счет

гибридизации ГЭС с системами накопления энергии и другими ВИЭ, что делает модернизацию ключевым инструментом повышения устойчивости энергосистемы (IRENA, 2023b).

Возможности наращивания традиционной гидрогенерации ограничены географией и экологическими соображениями. Лучшие места для крупных ГЭС уже использованы во многих странах. Строительство новых плотин сталкивается с проблемами переселения людей, затопления земель, изменения местных экосистем. Климатические изменения также влияют: таяние ледников и изменение режимов осадков вызывают неопределенность относительно водности рек в будущем, особенно в регионах, зависящих от сезонного стока. Некоторые крупные реки могут сократить выработку ГЭС в засушливые годы, что требует учета этого риска при планировании. Существуют возможности для развития малой гидроэнергетики (*малые ГЭС на притоках, каналах*), модернизации действующих станций (*повышение КПД турбин, надстройка дополнительных генераторов, внедрение цифровых систем управления, мониторинг плотин и оборудования для профилактического обслуживания*). Большой интерес вызывает модернизация старых ГЭС — во многих случаях обновление турбин и генераторов способно увеличить мощность станции и продлить срок ее эксплуатации с меньшими инвестициями, чем строительство новой станции. Кроме того, развивается концепция гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) — это гибрид ГЭС и дополнительных технологий, позволяющих аккумулировать и использовать избытки энергии (см. раздел про ГАЭС ниже).

Для Центральной Азии гидроэнергетика является столпом сбалансированного развития сектора, однако требует регионального консенсуса. Реки Амударья и Сырдарья — трансграничные, поэтому использование их вод для выработки энергии и орошения — предмет межгосударственных договоренностей. Гидроэнергетика вместе с накопителями и газом может стать тем самым базисом, на котором будет держаться интеграция огромных массивов солнечных и ветровых станций. ГЭС обладают уникальной гибкостью — могут за минуты нарастить генерацию на сотни МВт, компенсируя перепады переменных ВИЭ. По оценкам, крупные ГЭС Центральной Азии имеют еще резерв пропускной способности турбин, который можно использовать для более интенсивного маневрирования. Однако нужно учитывать экологический фактор: изменение гидрологического цикла из-за потепления может потребовать корректировки режимов работы водохранилищ. Например, для предотвращения обмеления Аральского моря необходимо сохранять минимальные экологические водосбросы Амударьи и Сырдарьи, что накладывает ограничения на режимы работы ГЭС. Баланс интересов энергетики и ирригации — важнейший момент, без которого устойчивое развитие невозможно. Правительства ЦА при поддержке региональных организаций работают над соглашениями по совместному управлению водно-энергетическими ресурсами. Это сопряжено с политическими трудностями, но прогресс последних лет внушает осторожный оптимизм.

Резюме: гидроэнергетика для Центральной Азии — это «якорь» энергоперехода, обеспечивающий чистую и дешевую электроэнергию, на которой можно строить

дальнейшую декарбонизацию. Максимальная реализация ее потенциала (особенно в Таджикистане и Кыргызстане) в сочетании с интеграцией с соседями позволит региону сбалансировать генерацию с низкими затратами и минимальным углеродным следом. При грамотном управлении гидроэнергия станет основой устойчивого энергетического баланса наряду с солнечной, ветровой и газовой генерацией.

Малая гидроэнергетика

Малые гидроэлектростанции представляют собой маневренный и возобновляемый источник энергии, особенно актуальный для горных районов Центральной Азии. В отличие от крупных ГЭС, малые станции обычно работают на малых реках или сбросах воды в ирригационных каналах, обычно без крупных плотин, что снижает экологическое воздействие. Малая гидрогенерация способна обеспечить электричеством удаленные населенные пункты, снизив необходимость в протяженных линиях электропередачи. В мировой практике малые ГЭС считаются ключевым элементом децентрализованной энергосистемы: их модульность и относительная простота позволяют быстро наращивать мощности там, где это нужно, а себестоимость выработки часто конкурентоспособна с дизельными генераторами и другими локальными источниками. Для стран Центральной Азии, обладающих значительным гидропотенциалом, развитие малых ГЭС — дополнение к крупным проектам: они повышают надежность энергоснабжения в периферийных регионах без централизованных сетей. По классификации в регионе к «малой» обычно относят гидростанции единичной мощностью от сотен киловатт до 10–30 МВт. Такие объекты могут частично регулировать выдачу мощности в пределах суточного цикла благодаря небольшим водохранилищам или регулированию потока, хотя и в меньшем объеме, чем большие ГЭС. Малые ГЭС не подвержены топливным рискам и имеют долгий срок службы при минимальных эксплуатационных расходах. Их недостатки — сезонность стока (*снижение выработки зимой для рек паводкового питания*) и относительно высокие капитальные затраты на единицу мощности — компенсируются локальной значимостью и экологической чистотой генерации.

Наибольший упор на развитие малых ГЭС делают Кыргызстан и Таджикистан, имеющие множество горных рек и дефицит электроэнергии в удаленных районах. В Кыргызстане за последние годы принята государственная программа поддержки малой гидроэнергетики. В последние годы отмечается настоящий бум: только за 2023–2024 гг. введено в эксплуатацию 14 малых ГЭС суммарной мощностью около 40 МВт, а в 2025 г. планировалось запустить еще 18 новых мини-ГЭС. Ожидается, что к 2028 г. будут построены десятки новых объектов совокупной мощностью свыше 200 МВт. Таджикистан также обладает большим потенциалом для малой гидроэнергетики — сотни горных рек и каналов могут быть использованы для генерации. Уже в 2000-х гг. в стране функционировало порядка 20 малых ГЭС, в основном советской постройки, но их техническое

состояние оставалось неудовлетворительным. В последние годы при поддержке международных доноров реализуются новые проекты. Знаковым событием стало строительство ГЭС Себзор мощностью 11 МВт в памирском регионе, реализованное при финансировании международных партнеров в 2025 г. В других странах региона малая гидроэнергетика развивается точно и в меньших масштабах.

При грамотном планировании и международной поддержке малые ГЭС могут стать «скрытым резервом» центральноазиатской энергетики — их суммарный потенциал оценивается экспертами IRENA в несколько гигаватт. Особенно ценна их способность работать в изолированном режиме — там, где нет сетевого покрытия, малые ГЭС могут стать основой локальных микросетей. На их основе могут создаваться пилотные изолированные энергосистемы, питаемые сочетанием малых ГЭС, солнечных станций и накопителей энергии. Такой подход позволяет обеспечить круглосуточное энергоснабжение небольших поселков без подключения к единой сети.

Биоэнергия

Биоэнергия охватывает выработку энергии из биомассы — твердого биотоплива (*древесина, сельхозотходы, пеллеты, багасса*), биогаза, биожидкого топлива (*биоэтанол, биодизель*). В электроэнергетике основное применение — сжигание биомассы или биогаза на электростанциях с получением электричества и часто тепла (*когенерация*).

Биоэнергетика может сыграть важную роль в сбалансированном энергетическом переходе в мире, поскольку она обеспечивает диспетчеризуемую генерацию, дополняющую переменные ВИЭ, и способствует повышению эффективности за счет когенерации в промышленности и теплоснабжении. В энергетической системе с преобладанием солнечных и ветровых станций добавление биогенных источников, способных выдавать мощность по графику, повышает гибкость и надежность сети. Кроме того, биоэнергия может использоваться в качестве переходного решения на угольных ТЭС — совместное сжигание биомассы с углем (*co-firing*) уже практикуется в ряде стран, позволяя снизить углеродный след без немедленного полного отказа от угля. Например, замещение 10–20% угля древесной щепой или пеллетами в котле сокращает выбросы CO₂ практически без снижения выходной мощности станции. В сочетании с улавливанием и хранением углерода биоэнергия может также обеспечить отрицательный чистый уровень выбросов, что делает ее стратегическим инструментом для достижения долгосрочных климатических целей (IRENA, 2022). Наконец, биомасса может быть преобразована и в жидкое биотопливо, используемое вне электроэнергетики, — например, биоэтанол и биодизель широко применяются в транспорте как добавки или замены ископаемому топливу, снижая углеродные выбросы и обеспечивая дополнительный рынок сбыта для аграрного сектора.

Выработка электроэнергии из биомассы зависит от доступности сырья, технологии преобразования и логистики доставки топлива. Затраты могут существенно варьироваться по регионам и типам станций. В среднем за последнее десятилетие общая стоимость установки биоэнергетических электростанций колебалась от 2 000 до 3 450 долл./кВт. LCOE для биоэнергетики оставалась относительно стабильной на уровне 0,06–0,087 долл./кВт·ч (6–8,7 цента), что несколько выше, чем у солнечных и ветровых станций, но зачастую ниже, чем у новых угольных ТЭС с учетом платы за выбросы электростанции ([IRENA, 2025a](#)).

Глобальная установленная мощность биоэнергетики продолжает расти, достигнув 151 ГВт в 2024 г. Географически биоэнергетика развита в Европе (особенно в Скандинавии, Великобритании, Германии — из-за политики декарбонизации угля и поддержки пеллет), в Северной Америке, а также в странах с развитым сельским хозяйством (Бразилия — багасса на ТЭЦ сахарных заводов, Юго-Восточная Азия — использование отходов пальмового масла, рисовой шелухи и пр.). Китай тоже активно наращивает биоТЭЦ на отходах и мусоросжигание. Львиная доля (84%) этих мощностей работает на твердом биотопливе — древесная щепа, древесные гранулы (пеллеты), сельхозостатки вроде багассы (жмых сахарного тростника). Около 15% — установки на возобновляемых коммунальных отходах (мусоросжигательные заводы) и менее 1% — биогазовые электростанции ([IRENA, 2025b](#)). Это показывает, что наиболее экономичным видом биоэнергии остается сжигание дешевых твердых биоресурсов в крупных котлах, часто с когенерацией тепла.

Хотя с точки зрения баланса CO₂ биоэнергия близка к нейтральной, имеются экологические вопросы: массовое использование древесины может приводить к обезлесиванию, если вырубка превышает восстановление лесов. Поэтому международные протоколы (например, ЕС) требуют подтверждения устойчивого происхождения биотоплива. Логистика также критична: возить биомассу на большие расстояния нерентабельно из-за ее низкой энергетической плотности, поэтому биоэлектростанции лучше размещать близко к источникам сырья либо при промышленных объектах (лесопилках, сахарных заводах). В противном случае затраты на транспорт и связанные выбросы могут нивелировать преимущества.

В странах Центральной Азии биоэнергетика пока развита слабо. В некоторых сельских районах традиционно используются биогазовые установки малой мощности (для снабжения фермерских хозяйств газом и электроэнергией из отходов животноводства), но биоТЭС промышленного масштаба практически отсутствуют. Тем не менее потенциал существует: значительные объемы сельскохозяйственных остатков и отходов (солома, хлопковая шелуха, навоз и помет скота) могут быть собраны и использованы либо для прямого сжигания, либо для производства биогаза. Например, в Узбекистане и Казахстане крупные агрохолдинги начали внедрять биогазовые комплексы для генерации электроэнергии из отходов птицеводства и животноводства — это решает проблему отходов и улучшает местное энергоснабжение. Еще одним направлением могло бы стать внедрение

совместного сжигания биомассы на существующих ТЭС. В Казахстане, где много угольных ТЭС, можно экспериментально заменять часть угля местными отходами (например, смесью угля с рисовой шелухой в Кызылординской области или древесными отходами в Восточном Казахстане). Это позволило бы сократить выбросы без значительных инвестиций, но требует технической доработки котлов. В контексте сбалансированного энергоперехода в Центральной Азии биоэнергетика может внести только точечный вклад в децентрализацию и декарбонизацию.

Геотермальная энергия

Геотермальная энергия использует тепло недр Земли для выработки электроэнергии и отопления. В мировом производстве электроэнергии ее вклад пока скромный, но стабильный. На конец 2024 г. совокупная установленная мощность геотермальных электростанций составляла около 15,4 ГВт, что эквивалентно 0,35% от общей мощности возобновляемой генерации (IRENA, 2025a). Основными странами, эксплуатирующими геотермальные станции, являются США (Калифорния, Невада), Индонезия, Филиппины, Турция, Новая Зеландия, Исландия, Мексика, Кения и другие — в основном те, где есть доступ к высокотемпературным геотермальным резервуарам (в районах тектонической активности). Несмотря на малую долю, геотермальная генерация ценна тем, что она не зависит от погоды и обеспечивает почти постоянную базовую мощность.

Существуют разные технологии: классические геотермальные станции с паровыми турбинами используют пар/горячую воду из скважин (обычно при температурах более 150–200°C), в то время как бинарные установки (ORC — Organic Rankine Cycle) позволяют вырабатывать электроэнергию даже на средне- и низкотемпературных ресурсах (100–150°C) с помощью теплообмена с рабочим телом. В среднем стоимость строительства геотермальных станций за последнее десятилетие изменялась незначительно и находится в диапазоне 2 000–4 000 долл./кВт. По данным IRENA, она достигала пика 4 909 долл./кВт в 2018 г., а к 2024 г. снизилась до 4 015 долл./кВт. Такие значения сопоставимы с показателями по другим источникам генерации и привлекательны, учитывая обеспечиваемую непрерывность работы (коэффициент использования мощности может превышать 80–90%).

С 2015 по 2024 г. глобальная установленная мощность геотермальной энергетики устойчиво росла, хотя и медленными темпами. Рост сдерживается рядом факторов: геотермальные ресурсы распределены неравномерно и привязаны к геологии, разведка месторождений и бурение скважин требуют значительных первоначальных вложений с неопределенным исходом (нет гарантии, что на разведочной скважине будет получен достаточный дебит горячей воды). Тем не менее в последние годы сектор получил новый импульс благодаря технологическим достижениям. Улучшаются методы геологоразведки — сейсморазведка, 3D-моделирование структуры резервуаров, что повышает вероятность успешного бурения. Прогресс в бурильной технике (усовершенствованные буровые долота, устойчивые к высоким

температурам материалы, лучшая цементация скважин) снижают издержки бурения и позволяют проникать глубже в горячие слои. Также растет интерес к прямому применению геотермального тепла — для централизованного отопления, теплиц, промышленных процессов, что стимулируется повышением цен на ископаемое топливо и стремлением к устойчивому теплоснабжению. По данным IRENA, использование геотермальных систем отопления и охлаждения существенно расширилось: с 2015 г. их суммарная тепловая мощность увеличилась на 50%, достигнув 110 тыс. ГВт·ч выработки тепла в 2022 г. (IRENA, 2023c). Основной рост пришелся на низко- и среднетемпературные ресурсы, доступные во многих регионах, которые ранее не рассматривались для геотермии.

Инновационной концепцией является EGS (Enhanced Geothermal Systems) — создание искусственных геотермальных резервуаров в горячих глубоких породах путем гидроразрыва и закачки воды. EGS-технология может потенциально расширить географию геотермальной генерации, но пока находится на ранней стадии и требует дальнейших исследований.

Хотя регион Центральной Азии в целом не обладает высокотемпературными геотермальными источниками, пригодными для промышленной выработки электроэнергии, у него есть значительные низкотемпературные геотермальные ресурсы (World Bank, 2019). К примеру, в Казахстане, Узбекистане, Таджикистане известны выходы термальных вод (с температурой 40–80°C и выше), которые могут быть использованы для отопления, аквакультуры (рыбоводства), обогрева теплиц, бальнеологических нужд. По оценкам Всемирного банка, использование этих ресурсов могло бы внести вклад в снижение выбросов и сократить потребление ископаемого топлива при теплоснабжении. В будущем, с развитием технологий тепловых насосов, даже ресурсы с температурой 50–70°C могут быть эффективно задействованы для отопления районных сетей. Это особенно актуально для Центральной Азии, учитывая высокий потенциал замещения угольных котельных и печного отопления на экологически чистое геотермальное тепло. Геотермальная генерация не станет ключевым элементом сбалансированного энергоперехода для ЦА, но может внести полезный вклад в повышение энергоэффективности и снижение выбросов.

3.2. Переменные источники генерации

Интеграция ВИЭ без развития накопителей энергии и маневренных мощностей увеличивает системные риски и вероятность аварийных отключений

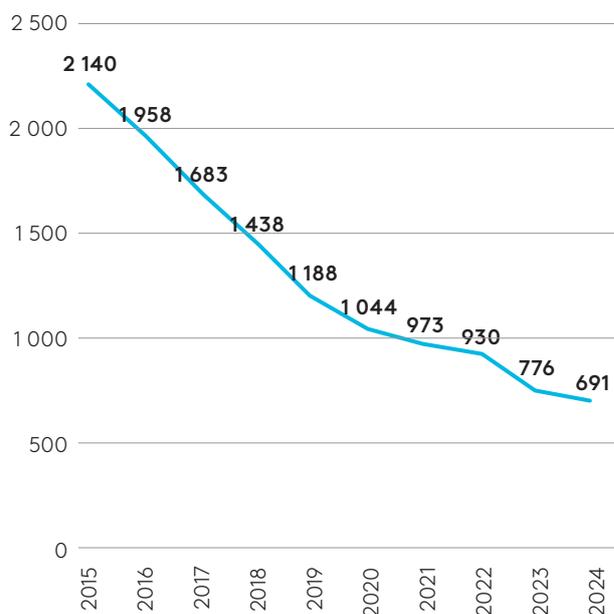
Недиспетчируемые (переменные) источники генерации — это, прежде всего, солнечная и ветровая энергия, которые не могут поставляться строго по графику, так как их выработка зависит от природных условий — солнечного излучения и скорости ветра. Доля таких ВИЭ быстро растет во всем мире благодаря снижению их стоимости и политике декарбонизации. Однако из-за изменчивости и неопределенности данные виды генерации ставят новые задачи

перед энергосистемой. Они не поддаются прямой диспетчеризации, поскольку их выработка не может быть увеличена по команде диспетчера при возрастании спроса. Кроме того, солнечные и ветровые установки обычно подключены через инверторы. Это означает, что без специальных мер они не поддерживают частоту и инерцию сети. При небольшой доле ВИЭ эти проблемы не сильно влияют на систему, но по мере роста их доли потребуется все больше внимания к вопросам интеграции: обеспечение резервов, модернизация сетей, внедрение накопителей энергии и программ управления спросом.

Солнечная фотоэлектрическая энергия

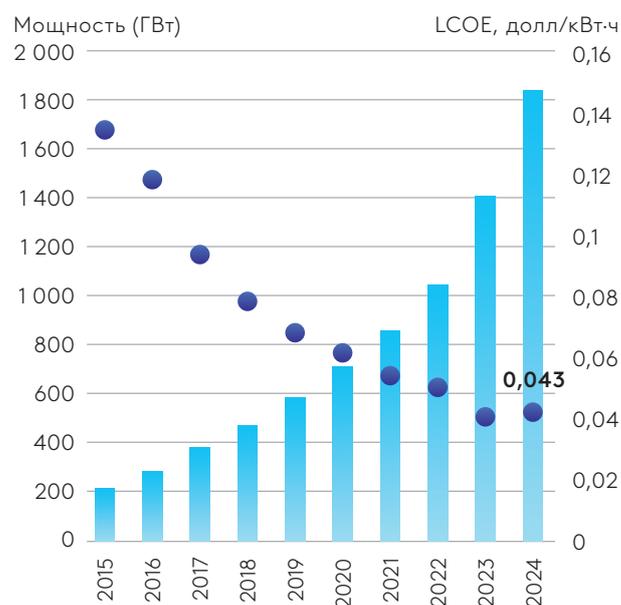
Солнечная фотоэлектрическая энергия — это технология получения возобновляемой энергии, которая быстро развивается благодаря снижению затрат, модульности и универсальности как в автономных, так и в коммунальных подключениях. Крупномасштабная фотоэлектрическая энергия вырабатывается на электростанциях мощностью более 5 МВт и подается через инверторы в сеть.

↓ Рисунок 22. Динамика стоимости установки солнечных фотоэлектрических систем, долл./кВт



Источник: IRENA, 2025a.

↓ Рисунок 23. Динамика совокупной установленной мощности солнечных фотоэлектрических систем и LCOE



Источник: IRENA, 2025a и 2025b.

За последнее десятилетие стоимость солнечной электроэнергии упала более чем в 3 раза. К 2024 г. средняя LCOE крупной солнечной станции составила 4,3 цента/кВт·ч, что примерно на 70% ниже уровня 2015 г. Солнечная генерация стала высококонкурентным источником: в среднем она на 41% дешевле, чем самые недорогие варианты ископаемой генерации (IRENA, 2025a). Цена солнечных модулей, продаваемых в Европе, снизилась на 97% с 2010 по 2024 г., а суммарные капитальные затраты (*total installed cost, TIC*) для проектов

промышленного масштаба упали на 87% от уровня 2010 г. Также наблюдается улучшение эффективности: средневзвешенный КИУМ солнечных электростанций в мире достиг 17,4% благодаря совершенствованию инверторов, отслеживанию

4,3

цента/кВт·ч —

средневзвешенная

нормированная

стоимость

электроэнергии

от СЭС в 2024 г.

точки максимальной мощности, росту КПД модулей. Средний срок ввода в эксплуатацию составляет всего 2,3 года в странах ОЭСР, в то время как в странах, не входящих в ОЭСР, — 1,6 года (Gumber, Zana, & Steffen, 2024).

За счет снижения цен и ускорения ввода объектов в эксплуатацию сфера солнечной энергетики за последнее десятилетие пережила бурный рост. По данным IRENA, к концу 2024 г. совокупная установленная мощность солнечных систем во всем мире достигла 1859 ГВт. Только в 2024 г. было введено рекордное количество — 452 ГВт новых солнечных

мощностей. Из этого прироста 58% (262 ГВт) пришлось на крупные электростанции (*utility-scale PV*) мощностью более 5 МВт, остальные 42% — на распределенные установки (*крышные, коммерческие и т.д.*) (IRENA, 2025b). Солнечная энергетика стала феноменом глобального уровня: крупномасштабные проекты реализуются как в Китае, Индии, США, так и в странах Ближнего Востока, Латинской Америки, Африки.

Крупные станции подключаются к сети через инверторы, преобразующие постоянный ток панелей в переменный ток нужных параметров. Это делает их «несинхронными» генераторами, не участвующими напрямую в поддержании сетевой частоты. Для обеспечения надежности в регионах с большой долей солнечной генерации все чаще применяются гибридные схемы: солнечные станции сочетают с системами накопления энергии. Такие комбинации позволяют сглаживать колебания в выдаче мощности и выдавать электроэнергию в часы пикового спроса после захода солнца. К примеру, в Руанде реализован проект Bugesera: 60 МВт солнечной ЭС + 60 МВт·ч накопитель, обеспечивающие энергоснабжение нового аэропорта. В Египте Международная финансовая корпорация финансирует ввод 300 МВт·ч батарей на солнечной ферме Kom Ombo мощностью 500 МВт. В США подобные связки встречаются все чаще: в 2023 г. три четверти всех новых солнечных проектов планировались с аккумуляторами, что повышает их ценность для энергосистемы.

Масштабное внедрение солнечной энергетики приводит к возникновению новых явлений. Для понимания явления важно ознакомиться с термином «чистой» нагрузки (*net load*), то есть общей нагрузки системы за минусом выработки от изменчивых источников (СЭС и ВЭС). При росте доли солнечной энергии кривая чистой нагрузки приобретает характерную форму «утиного профиля»: в дневные часы традиционная генерация постепенно снижается (*благодаря солнечной выработке*), а к вечеру, когда солнце заходит, возникает необходимость резко нарастить выдачу мощностей. С каждым годом по мере роста солнечных

мощностей амплитуда усиливается. Решением служит развитие маневренности систем: внедрение накопителей, усиление межрегиональных электросвязей, развитие газовых пиковых станций, диверсификация ВИЭ (*географически и по типам*). Другой аспект — появление отрицательных цен на оптовом рынке электроэнергии в часы низкого спроса и высокой солнечной генерации. Отрицательные цены означают, что производители платят потребителям за отбор энергии, что случается при избытке дешевого солнечного электричества. Пока такие случаи редки и локальны, но их появление подчеркивает, насколько важно повысить гибкость системы для интеграции больших объемов ВИЭ.

Ограничением для роста солнечной энергетики могут стать электрические сети. В регионах со слабой сетевой инфраструктурой выработку солнечной энергии нередко приходится ограничивать (*curtailment*) из-за невозможности передать ее потребителям. Сеть передачи с развитой межрегиональной интеграцией может значительно облегчить интеграцию ВИЭ. Надежные межсистемные связи позволяют странам обмениваться электричеством в реальном времени, сглаживая местные колебания генерации и нагрузки, повышая общую устойчивость системы. Пример — энергетический рынок дисбалансов (EIM) в западных штатах США: расширение зоны балансировки оператора CAISO через региональный рынок позволило Калифорнии экспортировать избыток солнечной энергии соседям и сократить вынужденные ограничения ВИЭ (NREL, 2019). В 2014–2018 гг. EIM помог избежать сокращения в 715 млн кВт·ч возобновляемой энергии ($\approx 0,5\%$ общей выработки ВИЭ) (IRENA, 2019).

В Центральной Азии проблема интеграции ВИЭ и развития сетей также актуальна. Исторически энергосистемы республик ЦА были связаны, но сейчас существуют ограничения и пропускная способность между странами недостаточна. Учитывая перспективы крупных солнечных парков в Южном Казахстане, Узбекистане, Туркменистане, региональное сотрудничество и модернизация сетей могут сыграть решающую роль, позволяя обмениваться избыточной солнечной энергией и обеспечивать баланс. К примеру, солнечная генерация могла бы экспортироваться для покрытия базового спроса Кыргызстана и Таджикистана днем, а вечером, наоборот, ГЭС помогли бы покрыть потребности соседей. Такие схемы требуют инвестиций в ЛЭП, гармонизации рыночных механизмов и доверия между странами, но потенциал выгоды значителен — создание более сбалансированной и устойчивой региональной энергосистемы.

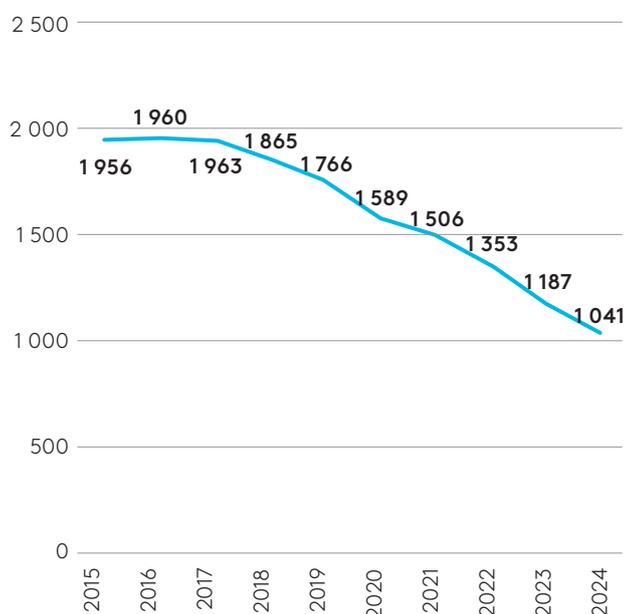
В заключение стоит напомнить, что солнечная фотоэлектрическая энергетика в мировом масштабе уже стала одним из самых дешевых и быстрорастущих источников. Для Центральной Азии она представляет огромную возможность — регион обладает одними из лучших в мире солнечных ресурсов (*большое количество солнечных дней в году, обширные равнинные территории*). При правильном подходе (*поддержка инвестиций, развитие сетей, внедрение накопителей*) солнечная энергия может существенно диверсифицировать энергобаланс ЦА, снизить зависимость от ископаемого топлива и обеспечить электроэнергию для удаленных

районов через децентрализованные установки. Основные вызовы — обеспечить баланс и надежность при высокой доле солнца, что требует интеграции с другими технологиями, о чем и говорится в следующих разделах.

Ветровая энергия

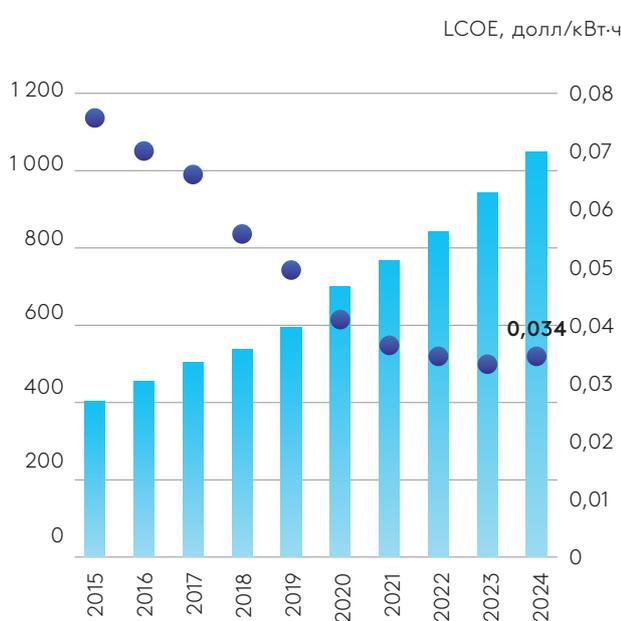
Наземная ветровая энергетика сегодня является одной из наиболее зрелых и экономически эффективных технологий возобновляемой энергетики. Ветропарки играют ключевую роль в сокращении выбросов углерода и поддержке глобального энергетического перехода. За последние полтора десятилетия наземная ветроэнергетика прошла путь от относительно дорогой к одной из самых экономически конкурентных форм генерации электроэнергии.

↓ Рисунок 24. Динамика общей стоимости установки наземных ветровых электростанций, долл./кВт



Источник: IRENA, 2025а.

↓ Рисунок 25. Динамика совокупной установленной мощности наземной ветроэнергетики и себестоимости



Источник: IRENA, 2025а и 2025б.

3,4
цента/кВт·ч —
средневзвешенная
нормированная
стоимость
электроэнергии от ВЭС
в 2024 г.

С 2015 по 2024 г. капитальные затраты на наземные ВЭС резко снизились — почти вдвое. Средняя полная стоимость установки ВЭС упала с 2 000 долл./кВт до 1 040 долл./кВт (IRENA, 2025а). Соответственно, LCOE ветровой энергии тоже уменьшилась: на 55% за десятилетие, стабилизировавшись в последние три года на уровне около 3,4 цента/кВт·ч. Это ставит наземные ВЭС в ряд самых высококонкурентных источников электричества. Падение цен обусловлено технологическими достижениями и эффектом масштаба: ведущие производители турбин нарастили объемы производства, снизив себестоимость, а сами турбины стали гораздо

более мощными и эффективными. Одно из ключевых улучшений — рост размеров турбин. За 2010–2024 гг. средний диаметр ротора ветроустановок в Китае вырос с 75 до 188 метров, а средняя номинальная мощность — с 1,5 до 5,6 МВт (IRENA, 2025a). Более высокие башни и больший диаметр роторов позволяют улавливать ветер более эффективно (*на больших высотах ветер сильнее и ровнее*). В результате коэффициент использования мощности наземных ВЭС вырос с 27% в 2010 г. до 34% в 2024 г. Современная турбина в 4–5 МВт за год вырабатывает существенно больше электроэнергии, чем несколько турбин прошлого поколения аналогичной мощности.

Данные факторы привели к бурному росту установленной мощности ветроэнергетики. К 2024 г. совокупная мощность наземных ветропарков в мире превысила 1 000 ГВт (1 ТВт). Ветровая энергетика стала массовым явлением: крупные проекты реализуются практически на всех континентах. В 2023 — первой половине 2024 г. произошло некоторое замедление темпов прироста из-за проблем снабжения и удорожания, но в целом тренд остается положительным.

Ожидается, что в ближайшие годы наземная ветроэнергетика продолжит рост за счет строительства новых объектов, завершения проектов, отсроченных пандемией, а также модернизации стареющих ВЭС. Многие первые ветропарки 1990–2000-х гг. подходят к рубежу 20–25 лет эксплуатации. Вместо полного демонтажа зачастую выгодно произвести репауэринг — замену старых турбин на новые, более мощные, на тех же площадках с хорошим ветровым потенциалом. Это позволяет увеличить выработку на уже освоенных участках и эффективно использовать существующие сети. Также появляется концепция гибридных ВИЭ-систем: это установка солнечных панелей и батарей на территории ветропарка для совместной эксплуатации. Ветровые и солнечные профили зачастую дополняют друг друга (*солнечная генерация днем, ветер — часто ночью или в другое время*), а аккумуляторы позволяют сглаживать остаточные колебания и выдавать более стабильную суммарную мощность.

Гибридизация дает значительные экономические преимущества. Совместное использование инфраструктуры (*подстанций, линий электропередачи, дорог*) снижает расходы на подключение, землю, строительство, эксплуатацию и обслуживание для каждого вида генерации. Общие инвестиции в гибридный объект могут быть ниже, чем строительство объектов (СЭС, ВЭС, батареи) по отдельности — за счет оптимизации финансирования и распределения рисков. По данным SolarPower Europe, такая синергия уменьшает LCOE для каждого компонента, делая гибридные проекты более привлекательными, чем моновидовые системы (SolarPower Europe, 2025). Ярким примером является гибридная электростанция Gesama в Испании.

Для стран ЦА наземная ветроэнергетика представляет большой интерес, особенно для Казахстана и Узбекистана, обладающих обширными степными зонами с хорошими ветровыми ресурсами. ВЭС вырабатывают больше электроэнергии в осенне-зимний период, дополняя летний максимум солнечной генерации. В комбинации с гидро- и газовыми станциями ветропарки помогут региону выстроить более сбалансированную и экологичную энергосистему. Для

развития и масштабирования ВЭС рекомендуются следующие шаги: прозрачные аукционные механизмы, улучшение сетевой инфраструктуры для отвода мощности, а также решения по сглаживанию переменности (*накопители, газовые маневренные станции, ГЭС, импорт-экспорт*). Учитывая опыт других стран, важно заранее готовить общественное мнение (*просвещение о безопасности и экологии ВЭС*) и рабочую силу (*для обслуживания требуется обучение персонала*).

Для Центральной Азии офшорная ветроэнергетика также представляет интерес применительно к Каспийскому морю: технический потенциал здесь оценивается в 845 ГВт мощности в пределах 200 км от берега. Почти половина приходится на казахстанский сектор (418 ГВт, из них 265 ГВт — для стационарных турбин на мелководье) и 73 ГВт — на туркменский (ESMAP, n.d.). За последнее десятилетие офшорные технологии сделали огромный шаг вперед, снизив стоимость установки более чем в два раза (средняя — 2850 долл./кВт в 2024 г., 6265 долл./кВт в 2015 г.) и LCOE (до 7,9 цента/кВт·ч) (IRENA, 2025a). Стратегическая ценность офшорного ветра велика: ветровой ресурс в море часто более стабилен, а большие турбины (12–15 МВт) способны генерировать огромные объемы энергии. Серьезным вызовом для освоения этого потенциала являются климатические условия — в северной части Каспия зимнее обледенение препятствует работе турбин. Более перспективны районы Среднего Каспия с более щадящим ледовым режимом. Хотя офшорные проекты на Каспии — дело отдаленного будущего, само наличие такого ресурса повышает гибкость в планировании энергоперехода.

3.3. Системы накопления энергии

По мере увеличения доли переменных ВИЭ в энергосистеме и изменения характеристик нагрузки возрастает потребность в системах аккумулирования энергии. Системы накопления энергии (СНЭ) играют ключевую роль в энергетическом переходе, позволяя сглаживать дисбалансы между генерацией и потреблением, обеспечивать резервирование и повысить гибкость сети. Они могут принимать избыточную энергию в периоды низкого спроса или пикового производства и отдавать ее, когда спрос высок или генерация недостаточна. Накопители также способны предоставлять системные услуги — регулирование частоты, оперативный резерв, «черный» пуск и другие, замещая традиционные газовые турбины.

В настоящее время наиболее бурное развитие получили аккумуляторные батареи, особенно на основе литий-ионной технологии. Благодаря падению цен они внедряются как на уровне энергосистем (*крупномасштабные BESS*), так и на уровне распределенной энергии (*домашние батареи, батареи электромобилей*). Кроме них существуют и хорошо зарекомендовавшие себя гидроаккумулирующие электростанции, обеспечивающие крупномасштабное хранение путем перекачки воды между резервуарами. На перспективу большое внимание уделяется водороду как способу хранения энергии в химической форме (*через электролиз и последующее использование водорода в турбинах*).

Системы накопления энергии в аккумуляторных батареях (BESS)

Крупномасштабные системы накопления энергии на батареях (BESS) стали одним из символов современной энергетики. Они позволяют перераспределять энергию во времени, помогая сбалансировать спрос и предложение по мере интеграции все большей доли ВИЭ.

Аккумуляторные накопители энергии на основе литий-ионных технологий стали наиболее быстрорастущим сегментом хранения энергии. С 2015 по 2024 г. средняя удельная стоимость установки BESS снизилась почти на 88% — с 1544 до 192 долл./кВт·ч емкости (IRENA, 2025a). Это удешевление стало возможным благодаря технологическому прогрессу в области удельной энергоемкости, стойкости к циклам, а также эффекту масштаба, связанному с массовым производством батарей для электромобилей. Благодаря падению цен объемы внедрения BESS ежегодно удваивались, особенно в период 2020–2024 гг. Крупнейшими рынками стали Китай и США, обеспечившие около 75% прироста мощностей. В Китае внедрение BESS обусловлено государственными мандатами — например, обязательной установкой накопителей при строительстве ВИЭ. В США мощным стимулом послужил федеральный закон о снижении инфляции (IRA), предоставивший 30%-ный налоговый кредит на автономные накопители. Европа, Индия и Австралия также наращивают мощности, хотя и в более умеренных темпах.

— 88%

динамика стоимости BESS за 10 лет.

Из дорогого эксперимента BESS превратились в базовый элемент энергосистемы, позволяющий увеличивать долю ВИЭ без дополнительных рисков

Функционально BESS применяются как для управления пиковой нагрузкой, так и для предоставления системных услуг. Современные крупномасштабные батарейные системы способны заменять пиковые газовые станции, участвовать в регулировании частоты и сглаживать профиль солнечной генерации в диапазоне одного-четырех часов. Хотя сегодня доминируют системы короткой длительности (до четырех часов), интерес к накопителям длительного действия стремительно растет. Системы с длительностью разряда шесть–десять часов уже реализуются в США и Австралии. Такие системы будут незаменимы для глубокой интеграции ВИЭ, поскольку могут перекрывать не только суточные, но и многодневные провалы в генерации. Также появляются новые технологии, подходящие для длительного накопления и выдачи энергии — натрий-ионные, жидкостные потоковые батареи и др.

Экономическая и операционная эффективность BESS во многих странах уже доказана на практике. Зимой 2024 г. в Техасе во время шторма батарейные накопители сэкономили энергосистеме около 750 млн долл., высвобождая до 3 ГВт газовой генерации и обеспечивая резервы. Летом 2023 г. батареи обеспечили электроэнергией более 430 тыс. домов в условиях экстремальной жары. Доходы операторов BESS в Техасе на 87% формируются на рынке вспомогательных услуг, где быстрое действие

батарей оказывается ключевым конкурентным преимуществом (ModoEnergy, 2023). Тем не менее на глобальном уровне главным драйвером остается возможность энергетического арбитража — заряд в часы низких цен и разряд в часы пикового спроса. Для дальнейшего масштабирования требуются рыночные и регуляторные реформы. Опыт Техаса показал, что признание BESS как самостоятельного участника рынка, способного покупать и продавать энергию, участвовать в торгах мощностью и резервами, может привести к взрывному росту — с нуля в 2018 г. до 7,5 ГВт в 2024 г.

В Центральной Азии применение BESS пока ограничено пилотами, но интерес быстро растет. Казахстан, Узбекистан и другие страны включают в свои стратегии планы внедрения значительных систем накопления для поддержки крупных солнечных и ветровых электростанций. Полезным может быть пример ERCOT (Совета по надежности электроснабжения Техаса) с его парком BESS мощностью 7,5 ГВт. Были установлены четкие правила участия BESS в энергетических рынках и рынках услуг, устранены неопределенности и двойное тарифирование (когда батарея платит сети как за потребление, так и за генерацию). Однако необходимым условием для этих изменений является признание накопителей энергии в качестве отдельного субъекта (ни генерации, ни нагрузки, а двойного назначения) с собственным набором правил подключения к сети и тарифами. В регионе Центральной Азии, где энергетические рынки только зарождаются, данные правила будет проще внедрить с нуля.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) остаются самой зрелой технологией крупномасштабного хранения энергии. Их принцип основан на перекачке воды между двумя водоемами, расположенными на разной высоте. В периоды избытка энергии вода закачивается в верхний резервуар, а при дефиците — спускается вниз через турбины, генерируя электроэнергию. ГАЭС позволяют обеспечивать не только суточное, но и недельное выравнивание нагрузки, обеспечивая длительное хранение и устойчивость системы. На 2024 г. совокупная установленная мощность ГАЭС в мире составила около 189 ГВт, из которых 8,4 ГВт введены только в 2024 г. (IHA, 2025). На эту технологию приходится 94% от всех мощностей длительного хранения энергии и более 90% от общего объема хранимой в мире энергии.

ГАЭС играют важную роль в обеспечении резервов для системы. Их циклический КПД достигает 75–80%, а срок службы может превышать 50 лет. Затраты на хранение, по данным IRENA, находятся в диапазоне от 1,8 долл. до 50 долл. за МВт·ч, а краткосрочного хранения — от 370 до 600 долл. за кВт установленной мощности с учетом затрат на плотину, туннель, турбину, генератор, земляные работы и прочее (IRENA, 2020) в зависимости от топографии и конструкции станции. Китай — бесспорный мировой лидер в этой области: в 2024 г. была запущена крупнейшая в мире Фэннинская ГАЭС мощностью 3,6 ГВт и емкостью до 40 ГВт·ч. Планы КНР предполагают строительство до 200 ГВт новых ГАЭС, что существенно превысит национальную цель в 120 ГВт к 2030 г.

Основным ограничением ГАЭС остаются географические и экологические факторы. Для их размещения требуется значительный перепад высот, надежные геологические условия и наличие воды. В густонаселенных и равнинных районах инициативы по строительству таких объектов часто встречают сопротивление. Также возведение таких сооружений длится пять-десять лет и требует значительных капитальных вложений на начальной стадии. Однако эксплуатационные расходы ГАЭС низкие, а эффективность высокая. Для реализации потенциала этой технологии необходимы политические и финансовые меры поддержки: от оплаты системных услуг до упрощения разрешительных процедур.

В Центральной Азии пока отсутствуют полноценные ГАЭС, но обсуждаются перспективные проекты. Например, использование горных озер в Алматинской области Казахстана или создание региональных накопителей в горах Таджикистана и Кыргызстана. Основное предназначение ГАЭС в контексте ЦА — аккумуляция летом избытков гидрогенерации и солнечной энергии для использования в зимний период, а также балансировка в суточном разрезе между дневной солнечной генерацией и вечерним пиком. Тем не менее отсутствие финансирования остается значительным препятствием для развития таких проектов. Возможно, крупные проекты ГАЭС могли бы стать частью региональной кооперации — по аналогии с проектом Камбарата-1.

Водород

Водород рассматривается как универсальный носитель энергии, который находит применение во многих отраслях (электроэнергетика, промышленность и транспорт). В настоящее время в мире используется около 120 млн тонн водорода, который производят из ископаемого топлива (так называемый «серый» водород). «Зеленый» же водород производится путем электролиза воды с применением ВИЭ, поэтому не приводит к выбросам CO₂. В целях декарбонизации он также может использоваться в сталелитейной и химической промышленности, в тяжелом транспорте (*грузовики, суда, авиация*) и как сезонное средство хранения энергии. Согласно сценарию IRENA «1,5°C», к 2050 г. на водород и его производные может приходиться до 12% мирового сокращения выбросов CO₂ (IRENA, 2023a). Сегодня доля «зеленого» водорода крайне мала, даже в текущих объемах производства — менее 1% от 94 млн тонн глобального годового производства (IEA, 2024a). Основным объемом — тот же «серый» водород, получаемый из природного газа или угля, сопровождающийся значительными выбросами — 8–12 кг CO₂ на 1 кг водорода.

Несмотря на низкую долю в настоящий момент, масштаб производства «зеленого» водорода быстро растет. Во многих странах планируются проекты по электролизу мощностью в десятки гигаватт — особенно в ЕС, Китае, Австралии и США. По оценке IRENA, к 2050 г. до 94% водорода должно производиться именно электролизом (IRENA, 2024). Основными барьерами остаются высокая стоимость — 3–6 долл. за 1 кг против 1–2 долл. у «серого» водорода — и сложности хранения. Для производства

1 кг водорода требуется много электроэнергии (50–55 кВт·ч), поэтому конкурентоспособность напрямую зависит от стоимости ВИЭ (до 70% от себестоимости водорода). Ожидается также снижение капитальных затрат на электролизеры (на 70–80%) в перспективе массового развертывания. По состоянию на 2024 г. более 50 стран опубликовали национальные стратегии в области водорода, установив целевые показатели по мощности электролизеров в 113,5 ГВт к 2030 г. и 287 ГВт к 2050 г. (IRENA, 2024).

С точки зрения хранения водород интересен как средство сезонного аккумулирования энергии. Он может храниться в резервуарах или подземных пещерах в течение недель и месяцев, перекрывая сезонные дисбалансы генерации (солнечные станции хуже вырабатывают электроэнергию зимой, а ВЭС — летом). Это делает водород уникальным дополнением к батареям и ГАЭС.

Для стран Центральной Азии, обладающих обширными ветровыми и солнечными ресурсами, «зеленый» водород может стать экспортным товаром. Уже сегодня в Казахстане реализуется проект Szevind по производству «зеленого» водорода и аммиака для поставок в Европу. Параллельно водород может использоваться и внутри региона — например, для декарбонизации металлургии или производства удобрений. Однако для этого необходима поддержка со стороны государства: стандарты, безопасность, стимулирующие меры и участие в международных цепочках поставок. Водород связывает сектор электроэнергии с транспортом, промышленностью и может стать глобальным товаром, как сегодня нефть и газ. Сбалансированный энергопереход предполагает учесть водород в долгосрочной стратегии ЦА, чтобы превратить этот ресурс в экспортный продукт будущего, сохранив свою роль на мировых энергетических рынках.

Системы хранения энергии, управляемый спрос и гибридные станции становятся обязательным элементом устойчивой энергосистемы, а не дополнительной опцией

Системы накопления энергии, гидроаккумулирующие станции и водород критически важны для низкоуглеродной энергетики. Каждая технология имеет свои преимущества и ограничения, но их грамотная комбинация позволит выстроить устойчивую энергосистему, способную безопасно интегрировать высокие доли ВИЭ и справляться с изменчивыми условиями спроса.

3.4. Децентрализованная энергетика: от умных сетей до хранения углерода

Энергетика переживает структурную трансформацию. Модель прошлого — централизованная генерация с крупных ТЭС, ГЭС и АЭС и передача по магистральным сетям — уступает место более сложной архитектуре, основанной на децентрализации. По мере внедрения малой распределенной генерации, систем хранения у потребителей, гибких нагрузок и цифрового управления энергетика превращается в сеть с тысячами активных узлов. Эти распределенные ресурсы

создают новые возможности для гибкости, надежности и устойчивости, но требуют радикального изменения методов управления системой. Ниже обсуждаются несколько важных концепций.

Ключевым элементом новой децентрализованной модели выступают **интеллектуальные сети** (*smart grids*). Это электросети, оснащенные цифровыми устройствами, сенсорами, интеллектуальными счетчиками и автоматизированными системами управления. Они позволяют отслеживать состояние сети в реальном времени, прогнозировать потребление и генерацию, а также управлять сетью динамически, реагируя на колебания и сбои. Интеллектуальные сети обеспечивают двустороннюю связь между потребителями и операторами, адаптируются к высокой доле ВИЭ и позволяют оптимально интегрировать электромобили, тепловые насосы и другие новые нагрузки. Развитие *smart grids* требует вложений в цифровую инфраструктуру, стандарты обмена данными и новые модели ценообразования, позволяющие гибко управлять спросом и предложением в реальном времени (ISGAN, 2025).

В рамках цифровизации особую роль также играют **виртуальные электростанции** (*VPP*). Это агрегированные и централизованно управляемые объединения множества малых объектов: солнечных панелей, домашних и промышленных батарей, электромобилей. Через программно-аппаратную платформу агрегаторы управляют тысячами распределенных ресурсов как единым блоком, который может участвовать на рынке наряду с традиционными электростанциями. Например, батареи Tesla Powerwall, объединенные в VPP в Австралии, участвуют в регулировании частоты и обеспечении резерва мощности, обеспечивая до десятков мегаватт гибкой мощности по команде. В США агрегаторы объединяют миллионы устройств — от бойлеров до зарядок для электромобилей — в резервы быстрого реагирования, обеспечивая суммарный отклик за секунды.

Программы управления спросом в перспективе позволяют высвобождать мощность, эквивалентную крупным электростанциям, без капитальных затрат на генерацию

Экономический потенциал VPP значителен: DER, будучи пассивными в одиночку, становятся источниками дохода, участвуя в оптовых и вспомогательных рынках. В Германии и Дании VPP объединяют сотни биогазовых и ветровых установок, продавая мощность на рынке. Успех виртуальных электростанций требует нормативных условий: доступа агрегаторов к рынку, стандартов управления DER, справедливых тарифов и прозрачных механизмов компенсации. Например, минимальные пороги участия в рынках (*5 МВт и выше*) необходимо снижать, чтобы ресурсы типа домашних аккумуляторов могли быть включены в рынок вспомогательных услуг. Центральная Азия может использовать этот опыт: в условиях роста ВИЭ и появления электромобилей внедрение VPP позволит вовлечь потребителей в энергетическую систему, снижая нагрузку на центральные станции и сети.

На локальном уровне важную роль играют **микросети** (*microgrids*). Это автономные энергосистемы, способные работать как в синхронном режиме с внешней

сеть, так и изолированно. Микросеть объединяет локальную генерацию (солнечные панели, малые ветроустановки, дизель-генераторы), системы хранения и гибкие нагрузки. Она может обслуживать как отдельные здания (например, больницу), так и целые районы или поселки. В случае аварии или отключения внешней сети микросеть переходит в островной режим, обеспечивая бесперебойное снабжение при минимальных потерях качества энергии.

Мировой рынок микросетей оценивается в 12,8 млрд долл. на 2023 г. и быстро растет (REN21, 2024). В развивающихся странах они становятся решением для электрификации удаленных районов без доступа к централизованной сети. В развитых странах — для повышения надежности энергоснабжения отдельных объектов, включая дата-центры, военные базы, университетские кампусы. Микросети применяются и как корпоративные решения: компании создают у себя локальную генерацию и устанавливают накопители для оптимизации расходов и в качестве резервного питания. В Центральной Азии микросети могут быть полезны как в сельских, так и в городских условиях: от электрификации в горных селах до обеспечения бесперебойного снабжения больниц и кампусов. Они становятся площадкой для тестирования передовых технологий: систем управления, алгоритмов предсказания нагрузки, моделей самообучающихся контроллеров. Их развитие требует нормативного признания, упрощения процедур подключения и гибкой тарифной политики.

Наконец, отдельное место в новой энергетической парадигме занимает **улавливание и хранение углерода**. Хотя напрямую эта технология не связана с децентрализацией, она важна для компенсации выбросов в секторах, где полная электрификация невозможна или замедлена. К 2050 г. по сценарию IRENA «1,5°C» потребуется ежегодно удалять около 7 млрд тонн CO₂, что составляет до 19% от всего необходимого сокращения выбросов (IRENA, 2023a). Основное направление применения CCS — модернизация существующих угольных и газовых ТЭС, а также промышленных секторов (производства цемента, стали, химии), где выбросы носят процессный характер и трудно устранимы иными мерами.

Однако CCS остается дорогостоящей технологией. Средняя стоимость улавливания одной тонны CO₂ — 50–100 долл. при традиционных установках, а при сложных условиях даже выше. Без высоких углеродных налогов, субсидий или контрактов на разницу внедрение CCS для бизнеса остается маловероятным. По данным на 2023 г., в мире действуют около 30 крупных CCS-проектов с общей мощностью 40 млн тонн CO₂ в год — это менее 0,1% от глобальных выбросов. Однако принятые стимулы в США (кредит 45Q — 85 долл./тонна CO₂), поддержка ЕС и национальные стратегии в ряде стран запускают новую волну проектов. Центральная Азия имеет потенциал для пилотирования CCUS в нефтегазовом и металлургическом секторах, особенно в Казахстане и Узбекистане, где возможна закачка CO₂ в истощенные месторождения с двойным эффектом: хранение углерода и увеличение добычи нефти. Тем не менее региональным приоритетом остается развитие ВИЭ и повышение энергоэффективности, а CCS может рассматриваться как резервная опция в рамках сбалансированного перехода.

Как итог, децентрализованные источники генерации, интеллектуальные сети, виртуальные электростанции, микросети и технологии хранения углерода формируют многослойную инфраструктуру будущей энергетики. Их совместное внедрение позволяет строить гибкие, устойчивые и климатически нейтральные энергосистемы. Для стран Центральной Азии, стремящихся к интеграции ВИЭ и устойчивому развитию, децентрализация и цифровизация открывают путь к модернизации энергетики без необходимости масштабных инвестиций в генерацию, привлекая гибкие ресурсы на стороне потребителя.

3.5. Управление спросом и цифровая адаптация: основа устойчивого потребления

Энергетический переход требует трансформации не только генерации, но и потребления. **Управление спросом (DSM)** становится неотъемлемой частью сбалансированной энергосистемы, позволяя адаптировать поведение потребителей в соответствии с потребностями сети. DSM включает меры по повышению энергоэффективности, сглаживанию пиков, сдвигу нагрузки на непиковые часы и стимулированию отклика на ценовые и сетевые сигналы. При правильной реализации управление спросом снижает необходимость в строительстве новых электростанций и ЛЭП, облегчает интеграцию ВИЭ и повышает надежность энергоснабжения.

Новые потребительские тренды, включая рост числа электромобилей, развитие дата-центров и майнинга, а также электризацию промышленности, создают двойственный эффект. С одной стороны, они усиливают нагрузку на сеть, особенно в определенные часы. С другой — появляется дополнительный потенциал гибкости. Зарядка электрокаров может быть оптимизирована по времени, ЦОД способен перераспределять нагрузку, а производственные процессы — корректироваться в зависимости от состояния сети. Все это становится возможным благодаря автоматизации и цифровым технологиям.

Центральной технологией новой модели спроса является **автоматизированное управление нагрузкой (ADR)**. В отличие от традиционных программ DSM, основанных на тарифных сигналах, ADR позволяет в реальном времени управлять потреблением электроэнергии у клиентов — как бытовых, так и промышленных — без участия человека. Контроллеры и IoT-устройства, получая сигналы от энергосистемы, автоматически корректируют работу оборудования: снижают температуру нагрева бойлеров, временно отключают кондиционеры, переносят циклы работы холодильного/бытового оборудования или зарядки электромобилей. Это позволяет мгновенно снижать нагрузку на сотни мегаватт, предотвращая перегрузки и аварии. В Калифорнии, например, компания OhmConnect объединяет десятки тысяч домов в ADR-сеть, снижая пиковую нагрузку по команде оператора.

Инфраструктура ADR работает через определенные протоколы, позволяя системе автоматически взаимодействовать с умными приборами. Главный

эффект — скорость, масштаб и точность. В реальном времени можно координировать миллионы действий: отключить по 1–2 кВт от тысяч пользователей и тем самым освободить мощности, эквивалентные крупной электростанции. Экономический эффект выражается в снижении затрат на резервы, повышении надежности и сокращении выбросов. При этом комфорт пользователей практически не страдает — системы настроены так, чтобы минимизировать вмешательство в повседневную жизнь ([OpenADR Alliance, 2019](#)).

Интеллектуальные алгоритмы и **искусственный интеллект (ИИ)** могут принести значительные выгоды для будущих энергосистем. ИИ анализирует историческое потребление, погодные условия, поведение потребителей и прогнозирует оптимальные стратегии управления. Он также находит применение в предиктивной аналитике оборудования, прогнозировании выработки ВИЭ и оптимизации загрузки линий электропередачи. В энергетике ИИ помогает понять: когда лучше заряжать аккумуляторы, как перераспределить нагрузку при жаре или минимизировать потери. Масштаб задачи — обработка данных от миллионов датчиков и потребителей в реальном времени — делает ИИ критически важным элементом энергосистем будущего.

Дополнительной технологией цифровизации становится **цифровой двойник** — виртуальная модель физического объекта или системы, которая обновляется в режиме реального времени и отражает текущее поведение объекта. В энергетике цифровые двойники применяются на двух уровнях: как прототип (DTP) на этапе проектирования — например, для моделирования будущей сети или электростанции, и как экземпляр (DTI) — модель реально существующего оборудования, обновляемая на основе данных сенсоров. В рамках DTI цифровой двойник может, например, сопровождать работу турбины, предсказывать возможные поломки или предлагать оптимальные настройки для текущих условий.

Для оператора энергосистемы цифровой двойник выступает мощным аналитическим инструментом. Он позволяет тестировать различные сценарии: например, смоделировать поведение сети при резком росте нагрузки, выходе генератора из строя или резком падении выработки ВИЭ. Это дает возможность подготовиться к кризисам до их наступления. Пример — национальная система управления в Казахстане: цифровой двойник всей сети KEGOC может отображать в реальном времени распределение потоков, выявлять отклонения и подсказывать операторам лучшие стратегии.

Масштабное внедрение цифровых двойников требует развитой телеметрии, IoT-инфраструктуры и вычислительных мощностей. Однако по мере распространения умных счетчиков и контроллеров эти технологии становятся доступнее. Международная электротехническая комиссия (IEC) в 2024 г. признала цифровые двойники приоритетом для развития интеллектуальных энергосистем. Они открывают путь к переходу от реактивного к превентивному управлению — от «тушения пожаров» к постоянной цифровой диагностике и оптимизации.

Для стран ЦА потенциал управления спросом, автоматизации и цифровизации особенно велик. Проблема летних перегрузок сетей из-за кондиционеров или неравномерной нагрузки на ТЭЦ зимой может быть смягчена с помощью ADR и ИИ. Простое повышение температуры кондиционеров на 2–3 градуса по команде диспетчера в пиковые часы может предотвратить отключения без заметного дискомфорта. В промышленности — металлургические или химические предприятия могут участвовать в программах гибкого спроса, сдвигая энергоемкие процессы на ночные часы. Это требует внедрения «умных» счетчиков, коммуникаций, а главное — экономических стимулов. Если потребители получают реальную компенсацию за участие, многие будут готовы участвовать. В долгосрочной перспективе цифровые двойники всей энергосистемы — от сетей до генерации и крупных потребителей — помогут оптимизировать инвестиции. Вместо строительства избыточных и неоптимальных мощностей можно заранее выявить узкие места, протестировать гипотезы и воплощать только необходимые проекты. Это особенно важно для стран с ограниченными ресурсами, где каждая инвестиция должна быть максимально эффективной.

3.6. Технологические решения для Центральной Азии

Центральная Азия стоит перед сложной, но выполнимой задачей — совершить сбалансированный энергетический переход, учитывая свои уникальные ресурсы и потребности. Анализ глобальных тенденций и технологий показывает, что нет единого универсального решения — успех лежит в грамотном сочетании множества подходов: модернизации традиционной генерации, ускоренного развития ВИЭ, расширения систем хранения энергии и повышения гибкости энергосистемы на стороне как генерации, так и потребления. Расширение торговли электроэнергией и сетевыми услугами также будет играть решающую роль в обеспечении оптимальной работы энергосекторов стран. Для стран Центральной Азии оптимальная стратегия могла бы включать следующие задачи.

- **Рациональное использование традиционной генерации.** Угольные станции, еще играющие большую роль в Казахстане и частично в Узбекистане, должны постепенно модернизироваться или выводиться, при этом снижая экологический ущерб (*через повышение эффективности, возможное совместное сжигание биомассы, а в будущем — точечное внедрение CCS при наличии поддержки*). Газовая генерация останется критически важной для балансировки и покрытия пиков в ближайшие десятилетия, поэтому фокус — на строительстве современных ПГУ/ГТУ с высоким КПД и низкими выбросами, а также на создании условий для их работы в гибком режиме (*вспомогательные сервисы, неполная загрузка без убытков и др.*). Опираясь на мировой опыт, странам региона стоит реформировать рынки мощности и услуг для обеспечения маневренной и устойчивой работы газовых станций, накопителей и ГЭС. Правильный баланс между традиционной и новой генерацией позволит избежать дефицита энергии при росте спроса и вместе с тем снизить углеродный след.

- **Масштабное развитие ВИЭ.** Солнечная и ветровая энергия — ключевые драйверы перехода, учитывая богатые ресурсы ЦА. Они уже стали конкурентоспособными источниками новой энергии в мире, и в регионе иностранные и местные инвестиции активно идут в эту сферу. Однако высокая доля ВИЭ требует параллельного решения вопросов интеграции. Поэтому с вводом сотен мегаватт солнечных и ветровых ферм нужно усиливать электрические сети (*в том числе между странами — восстановить и расширить региональные связи*) и повышать маневренность систем в целом. Международный опыт показывает, что своевременное развитие инфраструктуры — ключ к предотвращению ограничений ВИЭ. Центральная Азия может воспользоваться моделями соседних регионов: например, рассмотреть создание общего рынка электроэнергии между странами, чтобы днем избыточная солнечная энергия Узбекистана могла по межсистемным линиям экспортироваться в Казахстан, а вечером казахстанская гидро- или газовая мощность шла на юг. Такая кооперация повысит устойчивость всех участников и позволит интегрировать больше ВИЭ без крупных расходов на резерв каждого в отдельности.
- **Интеграция атомной энергии.** Атомная генерация — для ЦА скорее перспектива 2030-х гг. в силу сроков строительства. АЭС способны дать стабильную безуглеродную энергию, однако требуются серьезные институциональные усилия (*контроль, подготовка кадров, финансирование*). Включение атомной опции в энергобаланс Казахстана и Узбекистана диверсифицирует структуру генерации и снизит зависимость от погодных факторов.
- **Внедрение систем хранения и водородных решений.** Хранение энергии — краеугольный камень будущих энергосистем. В перспективе странам ЦА можно было бы пробовать пилотные проекты крупных BESS на узлах сети (*например, для поддержки столичных агломераций, где пики нагрузки велики*). Опыт Китая и США показывает, что даже несколько сотен МВт BESS могут значительно улучшить качество энергоснабжения и дать экономию на топливе и строительстве сетей. Особенно перспективны накопители для Казахстана и Узбекистана, где летом избыток солнечной энергии можно сохранять для вечернего пика. Наряду с батареями развитие проектов ГАЭС крайне положительно скажется на секторе: при поддержке международных банков строительство ГАЭС могло бы стать взаимовыгодным проектом, обеспечив регион долгосрочным хранением энергии и инструментами регулирования стока рек. Что касается водорода, Центральная Азия также способна стать игроком на новом рынке «зеленого» водорода. Внутри региона «зеленый» водород может найти применение для декарбонизации добывающих отраслей и промышленности. Регион может стать водородным хабом для диверсификации сырьевого экспорта в другие страны, учитывая высокий потенциал ВИЭ и логистические преимущества.
- **Децентрализация и цифровые инновации.** Центральноеазиатские энергетические системы исторически централизованы, однако удешевление новых технологий создает уникальные возможности для участия большого количества

небольших генераторов на рынке, что может стать выгодным как для потребителей, так и для системы. Например, установка солнечных панелей на крышах и создание локальных микросетей (особенно в отдаленных сельских районах, горных селах) поможет решить задачу энергодоступности и снизить потери в сетях. Параллельно важно развивать агрегирование и управление распределенными ресурсами — небольшие генераторы, накопители и управляемые нагрузки могут объединяться в виртуальные электростанции для участия в энергорынке и снижения нагрузки на систему. Это создаст новые бизнес-возможности для предпринимателей (энергосервисные компании, коммунальные предприятия) и вовлечет потребителей в переход. На уровне магистральных сетей и крупных городов целесообразно внедрять цифровые двойники и интегрированные системы управления на базе ИИ. Они позволят операторам в режиме реального времени видеть узкие места, эффективно распределять потоки, а при аварийных ситуациях — быстро находить оптимальные решения (IRENA, 2025c). В условиях растущей сложности (десятки новых электростанций, тысячи точек ВИЭ) старые методы диспетчеризации исчерпывают себя; инвестиции в цифровую инфраструктуру и обучение персонала цифровым навыкам окупятся повышенной надежностью и экономией.

- **Управление спросом и новые потребители.** Надежная балансировка энергосистем в условиях роста ВИЭ невозможна без активной работы по сглаживанию спроса. Странам рекомендуется внедрять инструменты управления нагрузкой с фокусом на дифференцированные тарифы и автоматическое регулирование потребления. Проще начать практику с крупных промышленных и коммерческих потребителей. Промышленные энергоемкие производства могут участвовать в программах управляемого потребления: временное снижение нагрузки в пиковые часы — в обмен на ценовые стимулы или скидки. Для сетевого оператора это создает надежный инструмент балансировки без необходимости держать дорогостоящие резервные мощности. Такие меры уже доказали свою эффективность в ряде рынков: в Турции и ОАЭ склады, сельскохозяйственные насосные станции и крупные торговые центры участвуют в автоматических DSR-программах, позволяя оперативно адаптировать систему к колебаниям генерации от ВИЭ. Центральная Азия имеет все предпосылки для того, чтобы пойти по данному пути — при условии технологической модернизации и разумной тарифной политики.

Сегмент бытовых потребителей должен быть вовлечен на следующем этапе — по мере установки интеллектуальных счетчиков и цифровизации учета. Особое внимание следует уделить электромобилям и зарядной инфраструктуре, которые будут масштабироваться в регионе, особенно на фоне роста озабоченности качеством воздуха в городах. Системная интеграция этой нагрузки должна предусматривать стимулы к ночной зарядке, внедрение интеллектуальных зарядных станций с функцией управления нагрузкой, а также пилотирование технологий Vehicle-to-Grid, при которых электромобили в пиковые часы способны отдавать накопленную энергию обратно в сеть.

Для новых категорий крупных потребителей — таких как дата-центры и майнинговые фермы — должны быть установлены технические и регуляторные условия подключения. Это может включать обязательства по использованию определенной доли возобновляемой энергии, наличие технической возможности быстрого отключения или перехода в автономный режим по запросу системного оператора. Принцип «подключение за обеспечение устойчивости сети» должен быть положен в основу разрешительной практики.

- **Государственная политика и региональное сотрудничество.** Внедрение технологических решений требует адекватных политических инструментов. Важно совершенствовать нормативно-правовую базу: гарантировать прозрачность рынков и недискриминационный доступ (для инвесторов в ВИЭ, для агрегаторов), внедрять и корректировать цену на углерод (например, Казахстан уже имеет систему торговли квотами, ее можно постепенно ужесточать). Странам ЦА полезно координировать политику: обмениваться опытом пилотных проектов, совместно привлекать финансирование от международных

Региональная интеграция энергосистем позволяет снизить потребность в резервах, оптимизировать инвестиции и повысить энергетическую безопасность всех стран Центральной Азии

институтов. Соседство диктует и совместные технико-экономические решения: каскады ГЭС Таджикистана и Кыргызстана могут служить «аккумулятором» и «зеленой батареей» для всего региона, но для этого нужны межправительственные соглашения о режиме работы ГЭС (учитывающие как электроэнергию, так и ирригацию). В интересах всех стран поддерживать единую энергетическую сеть Центральной Азии и постепенно интегрировать ее с соседями — это расширит рынок сбыта для избытков энергии и повысит энергетическую безопасность.

Подводя итог, можно сказать, что сбалансированный энергопереход в Центральной Азии возможен с опорой на прагматичный набор технологий: использовать сильные стороны региона (богатые ВИЭ-ресурсы, наличие газового потенциала и гидроэнергии, новая атомная генерация, потенциал существующей инфраструктуры) и нивелировать слабости (износ сетей, высокий углеродный индекс генерации) за счет внедрения лучших мировых практик. Такой переход принесет много побочных выгод: снижение уровня загрязнения воздуха в городах, создание новых рабочих мест в секторах ВИЭ и ИТ, повышение устойчивости энергоснабжения к внешним шокам. Хотя впереди немало вызовов — от технических до финансовых, объединение усилий правительств, бизнеса и международных партнеров способно их преодолеть.

ГЛАВА 4.

«СРЕДНИЙ ПУТЬ»

В ЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИМЕРЕ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ:

БАЛАНС БЕЗОПАСНОСТИ,

ДОСТУПНОСТИ

И УСТОЙЧИВОСТИ



Глобальный энергетический переход — масштабная перестройка мировой энергетики, направленная на декарбонизацию и обеспечение устойчивого развития, — сталкивается с противоречивыми требованиями. Сегодня мировая энергетическая повестка формируется под влиянием различных идеологических подходов и которые условно можно разделить на две группы. Первая — это «зеленый» максимализм, сторонники которого выступают за максимально быстрый переход на чистую энергию и нередко призывают к радикальному отказу от ископаемого топлива. Вторая — консервативный скептицизм, свойственный защитникам статус-кво и сторонникам крайне постепенных изменений; этот подход акцентирует внимание на рисках энергоперехода и сомневается в его необходимости или реализуемости в заявленные сроки.

Однако для стран Центральной Азии этот глобальный контекст проявляется особенно остро. Регион сталкивается с нарастающим дефицитом генерирующих мощностей, быстро растущим спросом, высоким износом инфраструктуры и ограниченной интеграцией энергосистем. Резкие сезонные колебания гидро-ресурсов, зависимость от амортизированных тепловых станций, низкий уровень маневренности и недостаточный уровень цифровизации сетей создают дополнительные сложности для интеграции переменных ВИЭ. К этому добавляются институциональные ограничения: нереформированный рынок и тарифная политика, кросс-субсидирование, ограниченный доступ к капиталу и непрозрачные правила для инвесторов во многих сферах.

На этом фоне попытка следовать одному из крайних подходов приводит к значительным рискам. Чрезмерный уклон в «зеленый» максимализм без учета реального состояния сетей и резервов ведет к угрозам в отношении надежности и может вызвать рост цен. Пассивный консервативный курс, напротив, усиливает технологическую отсталость, увеличивает износ оборудования и снижает конкурентоспособность экономики. Поэтому возникает необходимость в подходе, который сочетает климатические цели с отраслевым развитием, способностью энергосистем выдерживать нагрузку и устойчивостью к будущим шокам.

«Средний путь» предполагает отказ от крайностей — как «зеленого» максимализма, так и консервативного статус-кво — в пользу поэтапной и прагматичной трансформации

В рамках данного доклада предлагается прагматичный подход, сочетающий элементы обоих взглядов: он признает срочность климатических действий, но настаивает на реалистичности, поэтапности, учете локальных условий и применении всего спектра технологий. С учетом масштабных вызовов такой подход особенно актуален для стран Центральной Азии. Он представляет собой «средний путь» между двумя крайними позициями — универсальную стратегию, избегающую крайностей. Этот подход основан на принципах энергетической трилеммы, признавая,

что успешный энергопереход возможен лишь при обеспечении всех трех ее составляющих: энергетической безопасности, доступности и экологической устойчивости.

4.1. «Зеленый» максимализм

Данная точка зрения исходит из первостепенности экологической угрозы и утверждает, что глубокая декарбонизация энергетики не терпит промедления. Данная идея предусматривает максимально быстро вывести из употребления уголь, нефть и газ — вплоть до мораториев на новые разработки и досрочного закрытия действующих мощностей, заменив их возобновляемыми источниками энергии и технологиями хранения. Доводы опираются на научные данные об изменении климата: чтобы удержать потепление в пределах $1,5^{\circ}\text{C}$, мировые выбросы CO_2 должны снизиться почти наполовину уже к 2030 г., а к 2050 г. приблизиться к нулю. Это практически невозможно без решительного отказа от сжигания ископаемого топлива.

Сторонники быстрой декарбонизации указывают на то, что ВИЭ уже сейчас способны покрывать большую часть потребностей. Стоимость энергии солнца и ветра упала до рекордно низких уровней — солнечная электроэнергия сегодня примерно на 41% дешевле самой дешевой из ископаемых альтернатив, а наземный ветер — один из наиболее экономичных источников (около 3–4 центов/кВт·ч). По их мнению, нет экономических препятствий для быстрого наращивания ВИЭ: рынки сами готовы инвестировать в них при соответствующей политике. Прорыв в удешевлении технологий хранения энергии (литий-ионные батареи подешевели на 88% с 2015 г.) должен решить проблему переменности ВИЭ. «Зеленые» максималисты скептически относятся к использованию атомной энергии и CCS как якобы слишком дорогих или медленных решений — вместо них упор предлагается сделать на 100% ВИЭ и управление спросом. С точки зрения финансирования — они указывают на огромные субсидии, которые десятилетиями адресовались нефти и газу: перенаправление этих потоков на чистую энергетику позволит совершить скачок. Политические аргументы включают также моральную плоскость: промышленно развитые страны, по их мнению, несут историческую ответственность за выбросы, а потому должны первыми отказаться от углеводородов и помочь беднейшим государствам перейти на чистые технологии.

Ядро данной позиции — безусловная приверженность в борьбе с изменением климата и учет ресурсов и ограничений планеты. Она задает высокую планку, стимулирует технологический прогресс. Благодаря такому давлению, например, родилась политика углеродной нейтральности к 2050 г., поддержанная МЭА: в ее сценарии предусмотрено отсутствие новых проектов добычи нефти и газа после 2021 г. и 90% генерации из ВИЭ к середине века. Эти идеи еще недавно казались радикальными, а сегодня формируют основу стратегического планирования в ЕС, США, Японии (в виде законодательно закрепленных целей углеродной нейтральности). Крупные банки и фонды начали отказываться от финансирования угольных проектов. Общественное мнение, особенно среди молодежи, во многих странах склоняется к необходимости более жестких климатических мер — поддержка масс дает политикам мандат на ускорение энергоперехода.

Главный риск, связанный с данным подходом, — пренебрежение объективными техническими и экономическими ограничениями. Полная перестройка энергосистемы за короткий срок — чрезвычайно сложная задача, особенно для стран с ограниченными ресурсами. Инфраструктура электросетей, систем хранения, производства оборудования просто физически не может быть перестроена для таких целей. Для обеспечения 100% электроснабжения на ВИЭ нужны огромные емкости хранения энергии для покрытия краткосрочных и долгосрочных провалов выработки — такие технологии пока недостаточно зрелы для коммерческого широкого применения. Быстрый отказ от ископаемых без замещения альтернативами грозит нарушением балансовой надежности, что ударит по безопасности и доступности. Для многих стран экономические издержки резкого отказа от углеводородов могут быть катастрофическими: списание миллиардов долларов, потеря рабочих мест и экономики городов в секторе ископаемого топлива. Еще один аргумент — геополитический: односторонний отказ отдельных стран и регионов от нефти и газа мало поможет борьбе с изменением климата, если другие страны не последуют тому же примеру. Категоричный отказ от рассмотрения некоторых технологий (АЭС или ССS) в данной позиции также спорен: МГЭИК (IPCC) в своих сценариях «1,5°C» включает значительные объемы АЭС и улавливания углерода как необходимых элементов — без них удержать потепление будет гораздо труднее. В данном подходе ясна цель, но нет надежного и реалистичного маршрута с учетом стартовых условий и препятствий.

4.2. Консервативный скептицизм

Противоположный фланг в дебатах представлен теми, кто сомневается в острой необходимости энергоперехода либо подчеркивает преимущественно его негативные стороны. Это могут быть откровенные климатические скептики, отрицающие масштаб угрозы изменения климата, но в современном дискурсе чаще встречается умеренный консерватизм: признание климатических целей на словах при затягивании конкретных шагов или выдвигании условий. Консервативный подход фокусируется на энергетической безопасности и экономике, часто противопоставляя их экологии. Его сторонники указывают, что ископаемое топливо десятилетиями служило основой индустриального прогресса и резкий отказ от него нереалистичен. Особое внимание уделяется рискам для надежности энергоснабжения: аргументируется, что ВИЭ не могут обеспечить базовую нагрузку 24/7, и поэтому преждевременное закрытие угольных и газовых станций грозит перебоями. Пример Техаса (кризис 2021 г., когда замерзли ветровые турбины и отключились газовые станции, оставив миллионы без электричества) используется как иллюстрация уязвимости энергосистемы с высокой долей ВИЭ без достаточной резервной мощности.

Еще один тезис — высокая стоимость перехода. Консерваторы подсчитывают предполагаемые затраты на перестройку инфраструктуры, субсидирование ВИЭ, компенсации угольным регионам и приходят к выводам о триллионных суммах, которые «лучше направить на более насущные нужды». Они предупреждают о росте тарифов для потребителей из-за добавления в счета расходов на «зеленые» программы.

Для стран, чья экономика основана на добыче и экспорте углеводородов, поддержка консервативного подхода естественна: он дает время и возможности для маневра, не обрушивая доходы бюджета. Политически эта позиция привлекательна тем, что обещает минимизировать потрясения для населения — сохранение рабочих мест в традиционных отраслях, умеренный рост цен, эволюцию вместо революции. На международных переговорах такой подход звучит как требование смягчить жесткие цели, увеличить гибкость графиков, особенно для развивающихся стран. Аргументируют это и тем, что развитые экономики наращивали выбросы 150 лет, а теперь требуют от других за 30 лет их обнулить, что кажется нереалистичным без ущерба развитию.

Главный недостаток данного подхода — пренебрежение климатическими ограничениями и инертность мышления/действий. Ученые уверенно заявляют: без решительных действий по сокращению выбросов изменение климата способно нарушить сложившийся образ жизни цивилизации. Отсутствие действий повышает риски катаклизмов, которые, в свою очередь, несут экономические угрозы (*снижение урожайности, затопления, пожары, разрушения зданий и инфраструктуры, миграция и конфликты*). С экономической точки зрения отказ от внедрения инноваций чреват упущенными возможностями. Пока скептики верят в дешевизну ископаемого топлива и продлевают жизнь нефти и угля, другие страны могут занять лидирующие позиции в новых отраслях — ВИЭ, водороде, электромобильности — и получить экономические выгоды. Мир также сейчас движется к углеродному регулированию (*например, ЕС вводит трансграничный углеродный налог, требующий от экспортеров платить за выбросы*), и страны, не снижающие выбросы, рискуют потерять доступ на рынки. Помимо этого, инфраструктурная привязка к углеводородам может сыграть и против энергетической безопасности: ресурсная база ископаемого топлива конечна, разработка новых месторождений становится все сложнее и дороже, а спрос в мире может упасть быстрее многих прогнозов, что приведет к ценовой нестабильности. Однобокие стратегии все менее терпимы обществом — люди хотят видеть осознанность и учет так называемых «externalities» — побочных эффектов экономической деятельности на жизнь людей и окружающую среду.

4.3. Средний путь: реализм, диверсификация и контекст

Средний путь представляет собой «золотую середину» между двумя крайностями. В его основе — признание необходимости энергоперехода и его конечной цели — углеродной нейтральности, но достигать ее предлагается постепенно и сбалансированно, комбинируя разные решения и учитывая специфику каждой страны. Данный подход сегодня в значительной мере разделяется крупными международными организациями (МЭА, Всемирный банк, Мировой энергетический совет) и многими правительствами. Он во многом основан на концепции энергетической трилеммы, о чем свидетельствует изменение нарратива: «По мере

эволюции энергосистем повестка смещается от идеализма к прагматизму: надежность, экономика и устойчивость теперь равнозначно влияют на решения, ожидается, что энергосистема обеспечит не только чистую, но и надежную, доступную энергию» (WEF, 2025). Эти слова из доклада ВЭФ 2025 г. хорошо резюмируют суть подхода: климатические цели остаются, но дополняются приоритетом энергетической безопасности и социальной приемлемости.

Аргументы в пользу данного подхода основываются на уроках реального опыта. Он учитывает провалы и успехи: признается, что полностью довериться «невидимой руке рынка» нельзя — нужен политический курс на декарбонизацию; но и чисто командный подход без рыночных сигналов ведет к неэффективности. Прагматичная стратегия гибко реагирует на новые данные. Например, в 2021–2022 гг. выяснилось, что энергобезопасность во многом недооценивалась, страны оперативно скорректировали планы: Германия построила СПГ-терминалы за рекордные сроки, попутно ускорив программы развития ВИЭ и накопителей. Международные эксперты отмечают, что сейчас переход стал многомерным: помимо сокращения выбросов, на первый план вышли энергонезависимость, технологическая конкуренция, стабильность энергосистем (WEF, 2025). В политическом пространстве эта позиция более жизнеспособна, так как снижает поляризацию: она признает обоснованные опасения, связанные с ВИЭ, и не отвергает целей по снижению выбросов. Это компромисс, который легче донести до широкой коалиции участников. Не случайно в последние годы риторика крупных игроков сдвинулась к центру. Китай обещает пик эмиссий к 2030 г., но подчеркнуто говорит об энергетической безопасности и недопущении дефицита электроэнергии при отходе от угля.

Вышеупомянутые коалиции могут покритиковать данный подход как «размытый» и недостаточно амбициозный. Существует риск, что под лозунгами «реализма» страны могут затягивать реформы — прикрываясь необходимостью баланса, откладывая трудные решения (например, продолжать субсидировать ископаемое топливо, прикрываясь заботой о бедных, вместо адресной помощи и инвестиций в ВИЭ). Другой возможный риск — распыление усилий: пытаюсь делать все, можно недофинансировать приоритетные направления. Здесь важна правильная расстановка акцентов: «средний путь» — это многовекторная стратегия достижения целей. Международное сообщество, поддерживая разнообразие подходов, все же должно отслеживать конечные показатели — снижение эмиссий, рост доли безуглеродной энергии, доступ населения к энергетическим услугам. Прагматичный подход оправдан, пока он реально ведет к прогрессу по всем трем осям трилеммы.

В целом умеренно-прагматический подход сегодня доминирует в официальном международном дискурсе. Последние саммиты проходят под знаком ускорения мер, призванных снизить климатические риски, и обеспечения энергетической безопасности. Например, ожидается глобальное соглашение о тройном увеличении мощности ВИЭ к 2030 г. (с 3 ТВт в 2022 г. до 11 ТВт), но параллельно обсуждаются меры по наращиванию производства аккумуляторов, развитию инфраструктуры для СПГ и пр. Далее, в следующем разделе, на базе этого консенсуса формулируются принципы универсальной стратегии «среднего пути».

4.4. Принципы универсальной стратегии «среднего пути»

Исходя из проведенного анализа глобальной повестки энергетического перехода, вызовов энергетической трилеммы и сложностей с достижением ЦУР №7 в мире, проведенной региональной диагностики состояния энергетического сектора Центральной Азии и панорамы современных технологических возможностей, универсальный «средний путь» в энергетике можно определить как стратегию, которая продвигает энергетическую безопасность, доступность и экологичность, адаптируя конкретные технологические и институциональные решения к национальным условиям. Ниже предлагается набор ключевых принципов и ориентиров такой политики, применимых в глобальном масштабе.

Ключевым элементом стратегии является параллельная модернизация традиционной генерации и развитие ВИЭ, а не их взаимное исключение

1. **Баланс целей и метрик энергетической трилеммы.** Государственная энергетическая политика должна ставить количественные цели по всем трем измерениям. Регулярный мониторинг и система индикаторов трилеммы помогут видеть компромиссы и своевременно корректировать курс. Например, при разработке энергетической стратегии следует спрашивать: как план по выводу угольных ТЭС скажется на резерве мощности? Заложены ли средства на модернизацию сетей для интеграции ВИЭ? Как обеспечивается защита малоимущих от возможного роста тарифов? Многие страны уже идут в этом направлении: так, Канада в 2023 г. приняла закон о нацеленной климатической ответственности, требующий учитывать влияние климатических мер на рабочие места и индустрию.
2. **Диверсификация и технологический плюрализм.** Энергобаланс должен быть разнообразным, включающим различные низкоуглеродные опции: ВИЭ (солнце, ветер, ГЭС и т.д.), атомную энергетику (в странах, где она приемлема), природный газ как переходный источник (особенно для замещения угля) с технологиями улавливания углерода. Нет универсальной доли ВИЭ или другого ресурса, подходящей для всех, — каждый регион найдет свою оптимальную комбинацию. Однако принцип диверсификации означает, что нельзя ставить все на одну карту: даже если страна богата тем или иным ресурсом, например, газом или солнечной энергией, ей следует развивать дополнительные направления для повышения устойчивости систем. Диверсификация касается также и импорта: сокращение излишней зависимости от одного поставщика топлива или оборудования — жизненно важный урок 2022 г. Страны должны расширять географию поставок энергоресурсов, создавать стратегические запасы топлива, а в перспективе — участвовать в международной кооперации по обмену электричеством для повышения взаимной устойчивости к дефицитам. Диверсификация также означает развитие разных масштабов генерации: от крупных станций

до распределенной генерации и микрогенерации у потребителей, что позволит повысить гибкость системы и участие общества в переходе.

3. **Отказ от радикальных мер.** «Средний путь» предполагает разработку пошаговых дорожных карт, которые разбивают долгосрочную цель на достижимые промежуточные этапы. Прекращение или сокращение использования углеводородов должно происходить планомерно, по мере готовности заменяющей инфраструктуры. Например, угольные ТЭС сначала переводятся в резерв при строительстве достаточной ВИЭ-генерации и газовых пиковых мощностей и только затем выводятся из эксплуатации окончательно. Аналогично в транспортной сфере: запрет двигателей внутреннего сгорания для автомобилей не должен идти впереди готовности зарядной инфраструктуры и соответствующего парка. Также важно минимизировать экономические шоки и социальное сопротивление: если планируется закрытие шахт к определенному году, уже сегодня следует инвестировать в диверсификацию экономики угольных регионов, переквалификацию работников, создание альтернативных рабочих мест. Справедливость перехода — ключевой элемент: ни одна группа населения не должна остаться проигравшей. Третий момент — постепенность также означает учет износа инфраструктуры: активы должны выводиться ближе к концу своего жизненного цикла, что экономически целесообразно. С другой стороны, подчеркивается важность долгосрочного планирования, оценки рисков и стратегического выбора — срок жизни энергетических проектов длителен (до 30–50 лет), как и его эффекты.
4. **Развитие сетевой инфраструктуры.** Переход к низкоуглеродной генерации усиливает роль сетевой инфраструктуры как ключевого элемента устойчивости и интеграции новых технологий. По мере роста доли распределенной и переменной генерации электросети перестают выполнять исключительно функцию передачи энергии и превращаются в платформы управления потоками мощности, обеспечивающие баланс между генерацией, потреблением и накоплением энергии. Стратегия «среднего пути» предполагает опережающее развитие сетей относительно темпов ввода новых мощностей, включая модернизацию магистральных и распределительных линий, внедрение цифровых систем мониторинга и управления, развитие двусторонних потоков энергии и интеграцию распределенной генерации. Недостаточная готовность сетей рассматривается как одно из главных ограничений масштабирования ВИЭ, поэтому планирование сетевой инфраструктуры должно рассматриваться как базовый элемент энергетической политики.
5. **Повышение системной маневренности и обеспечение резервов.** Рост доли переменной генерации приводит к снижению предсказуемости выработки и увеличивает требования к маневренности энергосистем. В универсальной стратегии обеспечение маневренности рассматривается как равнозначный компонент энергоперехода наряду с развитием генерации. Поддержание баланса системы требует диверсифицированного набора инструментов, включая быстро мобилизуемые газовые мощности (ПГУ/ГТУ), ГАЭС, системы накопления энергии, технологии управления спросом и рынки вспомогательных

услуг. Универсальный подход предполагает формирование институциональных и рыночных механизмов, стимулирующих инвестиции в маневренность энергосистем, поскольку без развития резервов и инструментов балансирования дальнейшее увеличение доли низкоуглеродной генерации становится технологически и экономически ограниченным.

6. **Поддержка доступности энергии и социальная защита.** Политика «среднего пути» также уделяет особое внимание тому, чтобы энергия оставалась по карману населению и бизнесу. Внедрение углеродных цен (*налогов или торговли квотами*) должно сопровождаться механизмами компенсации для уязвимых групп, иначе может возникнуть социальное отторжение (*как это случилось с движением «желтых жилетов» во Франции в 2018 г., протестовавших против экологического налога на топливо*). Доходы от экологических сборов должны реинвестироваться в пользу граждан — будь то снижение других налогов, прямые выплаты семьям, субсидии на энергоэффективность жилья. Необходимо также стимулировать снижение издержек для новых технологий. Государства могут ускорить этот процесс за счет временных субсидий или гарантийного спроса. Например, программа субсидирования солнечных панелей в Индии привела к тому, что за пять лет цены СЭС снизились на 50%, сделав дальнейшие субсидии ненужными. Важнейший аспект доступности — достижение полного покрытия населения современными энергосервисами. Электрификация сельских районов, внедрение автономных ВИЭ-систем там, где невыгодно тянуть сеть, — приоритет для многих стран Азии и Африки. Доступность энергии для промышленности — еще один фактор: энергопереход не должен привести к деиндустриализации в странах, которые активно сокращают выбросы. Здесь важна поддержка энергоемких отраслей через льготы, а также механизмы компенсации (*СВАМ, упомянутый налог ЕС на импорт с высокими выбросами*). Иначе это может вылиться в «утечку углерода», когда производство (*и выбросы*) просто мигрируют в регионы с дешевым углеводородным электричеством.
7. **Инновации и адаптация под локальные условия.** В такой динамичной среде важен принцип инвестирования в НИОКР и пилотные проекты. Многие из дорогих на сегодняшний день технологий могут стать более доступными в будущем. Государства должны отслеживать тренды и быть готовыми корректировать политику: скажем, если через 10 лет появятся экономичные методы долгосрочного хранения энергии, можно будет ускорить отказ от последних газовых ТЭС; если произойдет прорыв в термоядерной энергетике, нужно будет учитывать и эту возможность. Локальные особенности (*география, климат, ресурсы*) во многом определяют акценты развития. Для стран с высокой солнечной активностью приоритетом могут стать солнечные станции + накопители; для северных стран с длительной и холодной зимой — АЭС, ветровая энергия, электростанции на биомассе. Африканские развивающиеся страны (*если нет доступа к сети*) могут ориентироваться на децентрализованные решения. Обмен опытом между странами, передача технологий и открытый доступ к данным о прогрессе — неотъемлемая часть международной энергетической политики.

8. **Международное сотрудничество и обмен технологиями.** Энергетическая система носит глобальный характер, экзистенциальные вызовы не знают границ. «Средний путь» также требует укрепления глобальных партнерств: от обмена технологиями до финансовой поддержки тех, кто в уязвимом положении. Всемирный банк, Международное агентство по возобновляемым источникам (IRENA) и другие институты призваны увеличить программы кредитования перехода, особенно в области доступа к энергии и чистого транспорта. Отдельное направление — сотрудничество в области критических минералов (*литий, кобальт, редкоземельные элементы*). Зависимость ВИЭ и аккумуляторов от редких материалов — новый вызов для безопасности. Международные партнерства могут решить задачи развития и укрепить устойчивость поставок (WEF, 2025). Координация усилий нужна и для формирования единых правил торговли, прозрачности углеродных рынков, предотвращения недобросовестной конкуренции. Универсальный подход заключается в том, чтобы ни одна страна или регион не остались изолированными: те, у кого мало ресурсов, получают помощь; те, кто опережает других, делятся технологиями; и наоборот — отстающие догоняют, беря лучшее из опыта лидеров. В итоге все движутся к общей цели, пусть и разными тропинками, по общей «средней дороге».
9. **Межсистемная связанность и энергетическая кооперация.** Электроэнергетические системы, функционирующие изолированно, как правило, требуют более высоких резервов мощности и сталкиваются с ограниченными возможностями интеграции переменной генерации. Напротив, расширение трансграничных соединений и координация режимов работы энергосистем позволяют сглаживать колебания спроса и генерации, оптимизировать использование ресурсов и снижать совокупные инвестиционные затраты. Универсальная стратегия «среднего пути» рассматривает энергетическую взаимосвязанность как инструмент повышения надежности, экономической эффективности и ускорения внедрения низкоуглеродных технологий. При этом эффективная интеграция требует согласования рыночных правил, технических стандартов, механизмов распределения выгод и ответственности участников, а также институциональных форм сотрудничества, обеспечивающих баланс национальных интересов и коллективной устойчивости энергосистем.

Перечисленные принципы не исчерпывающие, но дают рамку, в которой можно формировать конкретные политики. В следующем разделе фокус сместится на технические решения, соответствующие концепции «среднего пути». Будет рассмотрен набор технологий и направлений с оценкой их вклада в энергетическую трилемму, преимуществ и ограничений.

4.5. Интегральная стратегия «среднего пути» для Центральной Азии

Энергетическая трилемма Центральной Азии предъявляет комплекс требований к политике и инвестициям. Диагностика показала, что попытки одностороннего решения приводят к перекосам и новым кризисам. Интегральная стратегия «среднего пути» предполагает одновременную работу по всем направлениям и постоянный поиск баланса между ними.

Энергопереход в Центральной Азии — это прежде всего инфраструктурная и институциональная трансформация, а не только смена технологий

На практическом уровне это значит, что правительствам стран ЦА целесообразно координировать свои планы развития энергетики, опираясь на следующие основополагающие принципы.

Баланс целей энергетической трилеммы в региональном контексте

Для стран Центральной Азии приоритетом становится одновременное продвижение всех трех компонентов энергетической трилеммы. Исторически политика часто концентрировалась на одном измерении: доступности за счет субсидируемых тарифов, либо безопасности через опору на доминирующий ресурс, либо экологичности через резкий рост ВИЭ. Практика показала, что такие перекосы приводят к дефицитам, финансовой неустойчивости сектора и росту системных рисков.

Стратегия «среднего пути» для региона предполагает переход к измеримой и сопоставимой системе целей по надежности, доступности и устойчивости. Это означает учет резервов мощности при выводе старых ТЭС, оценку влияния ВИЭ на сети и тарифы, а также включение социальных индикаторов в энергетическое планирование. Для Центральной Азии особенно важно институционально закрепить межсекторальную координацию между энергетикой, водными ресурсами и социальной политикой.

Диверсификация и технологический плюрализм

Центральная Азия располагает уникально диверсифицированной ресурсной базой, однако фактические энергобалансы стран полагаются на один источник. Стратегия «среднего пути» предполагает отход от логики доминирующего ресурса и формирование многокомпонентной структуры генерации.

Для стран с преобладанием угля и газа это означает поэтапное включение ВИЭ, АЭС, накопителей и гибких мощностей без резкого вытеснения существующих станций. Для гидроэнергетических стран — снижение зависимости от сезонного

стока за счет альтернативных источников и резервов. Например, при успешной реализации НЭП, к 2035 г. СЭС и ВЭС будут вырабатывать больше электроэнергии, чем Токтогульская ГЭС — сердце энергосистемы Кыргызстана, которая сейчас обеспечивает 30% выработки в стране. Диверсификация также должна охватывать различные масштабы генерации, сочетая крупные станции с мало-мощными и локальными решениями, что усиливает надежность энергоснабжения. Распределенная генерация может трансформировать сектор, оптимизировать затраты и повысить энергобезопасность, однако вместе с тем это выдвигает новые требования к сетевому планированию и управлению.

Отказ от радикальных мер

Для Центральной Азии принцип отказа от радикальных мер имеет критическое значение. Резкое закрытие угольных или газовых мощностей без надежной альтернативы повышает риски дефицитов, тарифных дисбалансов, а также снижения надежности сети. Тепловые станции в настоящее время обеспечивают не только килловатт · часы, но и надежное теплоснабжение и общую стабильность сети.

Стратегия «среднего пути» предполагает пошаговые дорожные карты, синхронизирующие ввод новых мощностей, модернизацию сетей и вывод устаревших активов ближе к завершению их жизненного цикла. Особое внимание уделяется социальной приемлемости перехода, включая занятость в традиционных отраслях и устойчивость регионов, зависимость от энергетической инфраструктуры.

Развитие сетевой инфраструктуры

Для Центральной Азии именно состояние сетей является главным ограничением устойчивого энергоперехода. Высокий износ магистральных и распределительных сетей, ограниченная пропускная способность и низкий уровень цифровизации создают системные риски уже сегодня и будут их усиливать по мере роста спроса и доли ВИЭ. В ряде стран потери в сетях остаются двузначными, а избыточная фрагментация энергосистем затрудняет эффективное управление потоками электроэнергии.

Стратегия «среднего пути» предполагает опережающие инвестиции в модернизацию сетевой инфраструктуры. Ключевые приоритеты включают обновление магистральных линий, развитие межсистемных соединений, цифровые системы мониторинга и управления, а также внедрение элементов умных сетей. Настоящее время в мире доля инвестиций в сети составляет 40% от инвестиций в генерацию (IEA, 2025a), для Центральной Азии с учетом состояния сетей каждый доллар, вложенный в генерацию должен быть подкреплен долларом инвестиций в сеть. Для региона принципиально важно рассматривать сети не как вспомогательный элемент, а как основу надежности, интеграции ВИЭ и региональной кооперации.

Повышение системной маневренности и обеспечение резервов

Рост доли переменной генерации в Центральной Азии усиливает значение маневренных и резервных мощностей. Исторически устойчивость энергосистем региона обеспечивалась за счет крупных диспетчеризуемых электростанций и гидроресурсов, однако в условиях климатической изменчивости и роста нагрузки этого становится недостаточно.

Актуальные технологии включают в себя гидроаккумулирующие станции, газовые пиковые установки, системы накопления энергии, а также управление спросом. Особое внимание уделяется поддержанию частоты и устойчивости сети по мере снижения доли традиционной генерации и системной инерции. Формирование рынков вспомогательных услуг становится важным институциональным элементом, который создаст условия для внедрения технических решений.

Доступность энергии и социальная устойчивость

Энергетика Центральной Азии традиционно выполняет важную социальную функцию, что выражается в низких тарифах и крупных субсидиях. Тарифная политика является ключевым фактором модернизации энергетики Центральной Азии и определяет возможность обновления активов, привлечения инвестиций и повышения надежности энергоснабжения. Сохраняющийся разрыв между фактическими тарифами и экономически обоснованным уровнем приводит к хроническому недоинвестированию: при тарифах для населения на уровне 2–5 цента/кВт·ч сектор не формирует ресурсов для замещения изношенной инфраструктуры, тогда как долгосрочно устойчивый уровень оценивается не ниже 7–9 центов/кВт·ч. Постепенное и предсказуемое выравнивание тарифов, сопровождаемое адресной социальной поддержкой и защитой промышленной конкурентоспособности, является необходимым условием снижения потерь, повышения энергоэффективности и перехода от кризисного управления к устойчивому развитию энергосистем региона.

Адаптация технологий и развитие локальной экспертизы

Для Центральной Азии особенно важно избегать технологического максимализма и ориентации на одну «универсальную» технологию. Региональная стратегия предполагает прагматичный набор решений, адаптированных к климату, географии и существующей инфраструктуре.

Параллельно требуется развитие кадрового потенциала, прикладных исследований и пилотных проектов. Контролируемые эксперименты с новыми технологиями позволяют снижать риски и накапливать опыт без дестабилизации системы. Инвестиции в образование и институциональную экспертизу являются неотъемлемой частью устойчивого перехода.

Межсистемная связанность и энергетическая кооперация

После распада ОЭС Центральной Азии объемы взаимной торговли электроэнергией сократились с 20–25% регионального потребления в конце 1980-х гг. до менее 3% к 2010 г. В последние годы трансграничные перетоки начали восстанавливаться, однако даже с учетом текущих и заявленных программ их уровень оценивается лишь в 5–7% регионального потребления, что существенно ниже исторических значений и международных бенчмарков. Для сравнения, в Европе уже в 2024 г. физические трансграничные перетоки составляли около 17% потребления, а к 2030 г. системные цели по межгосударственным соединениям и рыночной интеграции предполагают рост этого показателя до 25–30%, что подчеркивает масштаб нереализованного потенциала региональной связанности в Центральной Азии.

Для Центральной Азии развитие региональной энергетической связанности — это многоэтапный процесс, который потребует ряда технических, институциональных и юридических решений, начиная с обновления и синхронизации систем учета электроэнергии, выбора регионального оператора до организации пилотных рынков и обновления таможенных правил импорта-экспорта. Вместе с тем выгоды также внушительны — по некоторым оценкам, сотни миллионов долларов экономии и повышение энергетической безопасности.

В условиях энергоперехода для стран Центральной Азии целесообразно функциональное разделение инвестиционных ролей между частным сектором и государством. Строительство новых генерирующих мощностей, таких как угольные и газовые электростанции, ВИЭ, может в значительной степени финансироваться частными инвесторами при наличии долгосрочных контрактов и предсказуемых правил рынка. Однако развитие сетевой инфраструктуры, обеспечение маневренности, резервов мощности (в том числе развитие пиковых мощностей и ГАЭС) и системной устойчивости исторически являются инфраструктурными задачами, создающими общественное благо и не всегда обеспечивающими достаточную рыночную доходность. Эти элементы требуют координированного участия государства, системных операторов и банков развития, включая механизмы государственно-частного партнерства, инфраструктурного финансирования и регулируемых моделей возврата инвестиций.

Международный опыт подтверждает эффективность такого разделения функций. В Индии и Бразилии частный сектор активно инвестирует в генерацию, тогда как развитие магистральных сетей реализуется при участии государства и регулируемых сетевых компаний. В Великобритании и Австралии инвестиции в накопители энергии и резервные мощности поддерживаются через отдельные механизмы оплаты доступности и системных услуг, обеспечивающие предсказуемость доходов для инвесторов. Для Центральной Азии такой «средний путь» особенно актуален, поскольку рыночные механизмы находятся на ранней стадии развития и не способны в полной мере обеспечить инвестиции в критически важную инфраструктуру надежности. Использование модели, сочетающей частный капитал в секторе генерации с государственным и институциональным участием в развитии сетей

и системной гибкости, позволит ускорить модернизацию энергосистем, снизить инвестиционные риски и обеспечить устойчивость энергоперехода.

Верхнеуровневая сравнительная оценка трех сценариев развития электроэнергетики Центральной Азии указывают на то, что именно интегральная стратегия «среднего пути» обеспечивает наиболее устойчивый профиль по всей энергетической трилемме. Исходя из планов стран Центральной Азии, заявленных в стратегических отчетах, ожидаемый объем новых мощностей в электроэнергетике составляет в общей сложности, как минимум 62,8 ГВт к 2035 г., что эквивалентно 230 млрд кВт·ч новой годовой выработки. Для покрытия данного спроса были учтены 3 сценария:

- Зеленый максимализм: весь новый спрос удовлетворяется за счет переменных ВИЭ плюс гидроэнергетика, с использованием сверхразмерных 4-часовых системы накопления энергии для обеспечения надежности.
- Средний путь: диверсифицированное строительство, в целом соответствующее отчету: ВИЭ + гидроэнергетика + маневренная газовая генерация + модернизация устаревших тепловых электростанций + СНЭ.
- Консервативный подход: строительство новых объектов с преобладанием угля и некоторой поддержкой газа и 10% ВИЭ.

Сценарий «зеленого максимализма» обеспечивает минимальные выбросы, однако требует наиболее высокого объема инвестиций, ускоренного развития сетей, накопителей, цифрового управления и резервов. При нормализованной новой выработке 230 млрд кВт·ч в год его параметры оцениваются на уровне 239–254 млрд долл. CAPEX и 11–12,2 центов/кВт·ч LCOE, при этом уровень надежности остается ниже, чем у смешанной модели, из-за более высокой зависимости от переменной генерации, балансирования и погодных факторов. Консервативный сценарий выглядит проще с точки зрения инженерного проектирования и эксплуатации, однако его стоимостное преимущество при актуализированных капитальных затратах практически исчезает: CAPEX составляет 150–170 млрд долл., LCOE 9,7–11,4 центов/кВт·ч, а углеродоемкость достигает 0,8 тонн CO_{2e}/МВт·ч, или около 184 млн тонн CO_{2e} в год, что создает высокий долгосрочный углеродный и операционный риск.

↓ Таблица 8. Показатели сценариев развития энергетического сектора ЦА

Путь	Общий CAPEX, млрд долл.	ОPEX, долл./МВт·ч	LCOE, цент/кВт·ч	Выбросы ПГ, млн тонн CO ₂
Зеленый максимализм	246	15	11,0–12,2	5,0
Средний путь	161	30	8,6–10,3	35,1
Консервативный подход	156	46	9,7–11,4	184,3

На этом фоне «средний путь» предлагает сбалансированную архитектуру регионального энергоперехода. В числовом выражении это дает 151–179 млрд долл. CAPEX, 8,6–10,3 центов/кВт·ч LCOE и 0.15 тонн CO_{2e}/МВт·ч выбросов парниковых газов. По сравнению со сценарием «зеленого максимализма» «средний путь» снижает капитальные затраты на 30–45%, стоимость электроэнергии примерно на 25–35%, а по сравнению с консервативным сценарием сокращает углеродоемкость электроэнергии примерно в 5 раз при сопоставимом или более благоприятном соотношении стоимости и надежности.

С практической точки зрения средний вариант является наиболее убедительным сценарием: он сохраняет большую часть преимуществ консервативного сценария в плане надежности, одновременно устраняя значительную часть его нагрузки в виде выбросов и долгосрочного профиля операционных рисков.

Следование таким принципам уже в среднесрочной перспективе может принести ощутимые результаты. Будут сохранены стабильность энергоснабжения и социальная приемлемость тарифов. Регион станет более энергонезависимым, обеспечив безопасность за счет внутренних ресурсов и взаимопомощи, и внесет свой вклад в глобальную борьбу с изменением климата, оставаясь на траектории устойчивого развития.

Главное, что должен обеспечить предложенный комплекс решений, — это неразделимость прогресса по всем трем направлениям. Центральная Азия, следуя стратегии «среднего пути», может избежать ловушки, когда улучшение одного показателя происходит ценой провала по другим. Комплексный, сбалансированный подход означает, что энергетическая безопасность, доступность и экологич-

Сочетание традиционной генерации, ВИЭ, накопителей, цифрового управления и межгосударственной координации формирует основу устойчивой энергетики региона в XXI веке

ность будут подкреплять друг друга. Например, модернизированные чистые станции будут надежными и экономичными; интегрированный рынок даст и устойчивость снабжения, и снижение цен, и стимул к ВИЭ. Такой синергетический эффект и является конечной целью энергетической политики. Настоящий доклад показывает, что у Центральной Азии есть все возможности для этого: богатые природные ресурсы, потенциал для роста эффективности, исторические связи между странами и поддержка международного сообщества.

Реализация предложенной стратегии потребует слаженной работы правительств, бизнеса, населения и международных партнеров. Но выгоды от нее многократно превысят затраты. Энергетика, будучи основой экономики, станет опорой устойчивого развития всего региона с минимальным ущербом для окружающей среды. Центральная Азия, пережившая период стагнации и разобщенности в энергетике, имеет шанс стать примером успешного сбалансированного энергетического развития.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Asian Development Bank (2019). *Preparing Sustainable Energy Projects in Central Asia*. Manila: Asian Development Bank. Доступно на: <https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/53222/53222-001-tar-en.pdf> (Accessed July 17 2025).
- Asian Development Bank (2020). *Kyrgyz Republic: Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map*. Manila: ADB. <https://www.adb.org/documents/kyrgyz-republic-energy-assessment-strategy-road-map> (Accessed June 7 2025).
- Copenhagen Centre on Energy Efficiency (C2E2) (2015). *Accelerating Energy Efficiency: Initiatives and Opportunities – Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia*. Доступно на: https://c2e2.unepccc.org/wp-content/uploads/sites/3/2016/01/c2e2-report-cis.pdf?utm_source (Accessed July 10 2025).
- Development Research Centre of the State Council (China) and Shell International B.V. (2025). *Embracing the Future, Powering Growth: An Energy System Renewed for China*. Cham: Springer. Доступно на: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-73075-7> (Accessed August 9 2025).
- EBRD (2022). *EBRD Sustainability Report 2022*. Доступно на: <https://www.ebrd.com/content/dam/ebd/dxp/assets/pdfs/environment---sustainability/sustainability-reports/Sustainability%20Report%202022/ebd-sustainability-report-2022.pdf> (Accessed August 13 2025).
- EIA (2025). *Since the 2011 Fukushima accident, Japan has restarted 14 nuclear reactors*. In-brief analysis. Доступно на: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=64204> (Accessed August 2 2025).
- Ember (2025). *Global Electricity Mid-Year Insights 2025*. London: Ember. Доступно на: <https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-mid-year-insights-2025/> (Accessed July 8 2025).
- Enerdata (2023). *Germany plans to build 25 GW of new gas-fired capacity by 2030*. Available at: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/germany-plans-build-25-gw-new-gas-fired-capacity-2030.html#:~:text=The%20German%20government%20intends%20to,be%20carbon%20neutral%20by%202045.> (Accessed August 11 2025).
- ESMAP (n.d.). *Offshore Wind Technical Potential | Analysis and Maps*. Retrieved September, 2025. Доступно на: https://esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps (Accessed August 9 2025).
- European Commission (2023). *An EU Action Plan for Grids*. Доступно на: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2023%3A757%3AFIN&qid=1701167355682> (Accessed June 30 2025).
- European Commission (2024). *The future of European competitiveness: A competitiveness strategy for Europe*. Сентябрь 2024. Доступно на: https://commission.europa.eu/document/download/97e481fd-2dc3-412d-be4c-f152a8232961_en (Accessed August 9 2025).
- Gumber, A., Zana, R., & Steffen, B. (2024). *A global analysis of renewable energy project commissioning timelines*. *Applied Energy*, 358. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122563> (Accessed July 8 2025).
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis, IEEFA (2025). *Global gas turbine shortages set to increase delays and costs for gas-to-power projects in Vietnam and the Philippines*. Доступно на: <https://ieefa.org/articles/global-gas-turbine-shortages-set-increase-delays-and-costs-gas-power-projects-vietnam-and> (Accessed July 8 2025).
- IEA (н.д.). *Share of electricity in total final energy consumption, historical and SDS*, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-electricity-in-total-final-energy-consumption-historical-and-sds>, Licence: CC BY 4.0 (Accessed July 8 2025).
- IEA (2021). *Net Zero by 2050*, IEA, Paris. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (Accessed June 7 2025).
- IEA (2022). *Strengthening Power System Security in Kyrgyzstan: A Roadmap*, IEA, Paris. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/strengthening-power-system-security-in-kyrgyzstan-a-roadmap>, Licence: CC BY 4.0 (Accessed June 7 2025).
- IEA (2023). *Energy Policy Review: Kazakhstan 2023*. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/kazakhstan-2023> (Accessed June 7 2025).
- IEA (2024a). *Renewables 2024*, IEA, Paris. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>, Licence: CC BY 4.0 (Accessed June 30 2025).

- IEA (2024b). *World Energy Outlook 2024*, IEA, Paris. Доступно на: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (Accessed June 7 2025).
- IEA (2025). *Global data centre electricity consumption by sensitivity case, 2020–2035*, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-data-centre-electricity-consumption-by-sensitivity-case-2020-2035>, Licence: CC BY 4.0 (Accessed August 11 2025).
- IHA (2025). Pumped-storage. Доступно на: <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage> (Accessed August 11 2025).
- International Labour Organization (2024). *The Business Case for Just Transition*. Geneva: ILO. (кейс Eskom Just Energy Transition Project, ЮАР). Доступно на: <https://www.ilo.org/publications/business-case-just-transition-overview-economic-benefits-transition> (Accessed August 11 2025).
- IPCC (2011). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Summary for Policymakers and Technical Summary, WMO, UNEP, 220–246. Доступно на: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/SRREN_FD_SPM_final-1.pdf (Accessed October 15 2025).
- IRENA (2019). *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Landscape_2019_report.pdf (Accessed October 15 2025).
- IRENA (2020). *Innovation landscape brief: Innovative operation of pumped hydropower storage*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.energyupdate.com.pk/wp-content/uploads/2022/01/6.-IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf (Accessed August 11 2025).
- IRENA (2022). *Bioenergy for the energy transition: Ensuring sustainability and overcoming barriers*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: <https://www.irena.org/publications/2022/Aug/Bioenergy-for-the-Transition> (Accessed August 11 2025).
- IRENA (2023a). *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/>
- IRENA (2023b). *The changing role of hydropower: Challenges and opportunities*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: <https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/The-changing-role-of-hydropower-Challenges-and-opportunities> (Accessed June 30 2025).
- IRENA (2023c). *Global geothermal market and technology assessment*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Feb/IRENA_Global_geothermal_market_technology_assessment_2023.pdf (Accessed June 30 2025).
- IRENA (2024). *A Quality Infrastructure Roadmap for Green Hydrogen*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA_Quality_infrastructure_roadmap_green_hydrogen_2024.pdf (Accessed August 11 2025).
- IRENA (2025a). *Renewable power generation costs in 2024*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf (Accessed August 11 2025).
- IRENA (2025b). *Renewable capacity statistics 2025*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf (Accessed August 11 2025).
- IRENA (2025c). *Digitalisation and AI for power system transformation: Perspectives for the G7*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Доступно на: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Oct/IRENA_INN_Digitalisation_AI_for_power-systems_2025.pdf (Accessed August 11 2025).
- IRENA, COP30 and GRA (2025). *Delivering on the UAE Consensus: Tracking progress toward tripling renewable energy capacity and doubling energy efficiency by 2030*. Доступно на: <https://www.irena.org/Publications/2025/Oct/UAE-Consensus-2030-tripling-renewables-doubling-efficiency>.
- ISGAN (2025). *Annual Report 2024*. International Smart Grid Action Network. Доступно на: <https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2025/06/2024-Annual-Report.pdf> (Accessed October 15 2025).

- KAZENERGY (2019). *Национальный энергетический доклад 2019*. Доступно на: https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport19_ru.pdf.
- KEGOC (2024). *KEGOC опубликовал отчет о результатах деятельности за 9 месяцев 2024 года* (пресс-релиз). Доступно на: <https://www.kegoc.kz/ru/press-center/press-releases/164829/> (Accessed June 30 2025).
- KEGOC (2025). *KEGOC внедряет умные сети и аналитику: цифровизация принесла 16 млрд тенге выгоды*. Пресс-релиз. Доступно на: <https://www.kegoc.kz/ru/press-center/press-releases/167360/> (Accessed October 15 2025).
- KPMG International. *Emerging trends in infrastructure 2024: Enabling transitions*. January 2024. Доступно на: <https://kpmg.com/dk/en/insights/market-trends/emerging-trends-in-infrastructure.html> (Accessed October 15 2025).
- Kun.uz (2023). *Uzbekistan's power grids: aging infrastructure and high electricity losses*. Доступно на: <https://kun.uz/en/news/2023/02/16/uzbekistan-has-more-than-33-thousand-outdated-transformers-and-122-thousand-km-of-power-lines>. (Accessed October 15 2025).
- Lazard (2025). *Levelized Cost of Energy Analysis – Version 18.0*. New York: Lazard. Доступно на: <https://www.lazard.com/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/> (Accessed October 15 2025).
- Li, Bowen; Basu, Sukanta; Watson, Simon J.; Russchenberg, Herman W. J. (2021). *"A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas"* (PDF). *Energies*. 14 (20). Доступно на: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/20/6508> (Accessed August 11 2025).
- ModoEnergy (2023). *ERCOT's Ancillary Services: a beginner's guide*. Retrieved September, 2025. Доступно на: <https://modoenergy.com/research/ercot-ancillary-services-explainer> (Accessed July 18 2025).
- National Association of Regulatory Utility Commissioners (2023). *Central Asian Regulators Take Steps to Protect Vulnerable Customers through Tariff Design*. Доступно на: <https://pubs.naruc.org/pub/CA5D008A-B2C5-E6CB-8064-F7907140 F7B6> (Accessed June 30 2025).
- NREL (2019). *Solar PV Curtailment in Changing Grid and Technological Contexts*. National Renewable Energy Laboratory. Доступно на: <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/74176.pdf> (Accessed June 30 2025).
- OECD/IEA/NEA (2020). *Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition*. Paris: Organisation for Economic Co-operation and Development. Доступно на: https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf (Accessed June 30 2025).
- OpenADR Alliance (2019). *Fast Demand Response Dispatch: A Framework for Automated DR Programs*. OpenADR Alliance. Доступно на: https://www.openadr.org/assets/openadr_drprogramguide_v1.0.pdf (Accessed June 30 2025).
- Power Magazine (2025). *Mitsubishi Will Double Gas Turbine Production as Demand Grows*. Доступно на: <https://www.powermag.com/mitsubishi-will-double-gas-turbine-production-as-demand-grows/> (Accessed July 18 2025).
- QazaqGreen, Huawei (2025). *Белая книга. Потенциал применения систем накопления энергии (BESS) в ЭЭС РК*, Астана. (Accessed July 18 2025).
- REN21 (2024). *Renewables 2024 Global Status Report*. Retrieved September, 2025 Доступно на: https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/energy_systems_infrastructure/01_electricity_grids/ (Accessed July 18 2025).
- Reuters (2024). *"Global CO2 Emissions to Hit Record High in 2024, Report Says."* Reuters, November 13, 2024. Доступно на: <https://www.reuters.com/business/environment/global-co2-emissions-hit-record-high-2024-report-says-2024-11-13/> (Accessed June 30 2025).
- S&P Global (2025). *US gas-fired turbine wait times as much as seven years; costs up sharply*. Доступно на: <http://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply> (Accessed June 30 2025).
- SolarGIS, World Bank (2020). *Seasonality and Socioeconomics: Assessing global PV potential for the World Bank*. Доступно на: <https://solargis.com/resources/blog/best-practices/seasonality-and-socioeconomics-assessing-global-pv-potential-for-the-world-bank> (Accessed July 18 2025).
- SolarPower Europe (2025). *Embracing the benefits of hybrid PV systems for Europe's energy transition*. Доступно на: https://api.solarpowereurope.org/uploads/0525_SPE_Hybrid_PV_report_hr_10_53895d7972.pdf?updated_at=2025-03-28T13:04:41.393Z (Accessed June 30 2025).

UNEP (2024). *Executive Summary — Emissions Gap Report 2024: No more hot air ... please! With a massive gap between rhetoric and reality, countries draft new climate commitments.* Доступно на: <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/46443> (Accessed June 30 2025).

United Nations Development Programme (2022a). *Исследование возможности внедрения различных технологий ВИЭ в ЖКХ.* Программа развития ООН, сентябрь 2022. Доступно на: <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-09/Исследование%20ВИЭ%20в%20ЖКХ.pdf> (Accessed July 18 2025).

United Nations Development Programme (2022b). *How Just Transition Can Help Deliver the Paris Agreement.* 2022. Issue Brief, August 2022. Доступно на: <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2022-08/Just%20Transition%20Issue%20Brief.pdf> (Accessed June 30 2025).

United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (UNESCAP) (2023). *The Race to Net Zero: Accelerating Climate Action in Asia and the Pacific.* Bangkok: UNESCAP. Available at: <https://www.unescap.org/kp/2023/race-net-zero-accelerating-climate-action-asia-and-pacific> (Accessed July 18 2025).

United Nations Economic and Social Commission for Asia and the Pacific (UNESCAP) (2021). *Устойчивая и чистая энергетика в Северной и Центральной Азии.* Доступно на: https://www.unescap.org/sites/default/d8files/2021-10/%5BFINAL%5D%20Sustainable%20and%20clean%20energy%20in%20NCA_RUS.pdf (Accessed July 9 2025).

United States Agency for International Development (2024). *Developing an Integrated Water-Food-Energy-Ecosystem model for the Amu Darya basin.* Доступно на: <https://www.riverbp.net/upload/iblock/71f/o0bw3be14ubgo1jcrn46nnwhsd9ol99f.pdf> (Accessed July 9 2025).

Uppal, Rachna; Maha El Dahan; and Aziz El Yaakoubi (2022). "Saudi Aramco Launches \$1.5 Bln Fund, Says Energy Transition Plan Flawed." *Reuters*, October 26, 2022. Доступно на: <https://www.reuters.com/world/middle-east/energy-transition-could-take-30-years-saudi-finance-minister-says-2022-10-26/> (Accessed June 30 2025).

World Bank (2021). *CAREC Energy Outlook 2030.* Washington, DC: World Bank Group. Доступно на: <https://www.worldbank.org/en/region/eca/publication/carec-energy-outlook-2030> (Accessed July 9 2025).

World Bank (2021). *Supporting Transition in Coal Regions: A Compendium of the World Bank's Experience and Guidance for Preparing and Managing Future Transitions.* Washington, DC: World Bank. Доступно на: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/303591615263445756/pdf/Supporting-Transition-in-Coal-Regions-A-Compendium-of-the-World-Bank-s-Experience-and-Guidance-for-Preparing-and-Managing-Future-Transitions.pdf> (Accessed July 9 2025).

World Bank (2021). *Состояние сектора энергетики Кыргызской Республики.* Доступно на: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/d09067e56f5e3e092e150cba0257da9e-0080012021/original/The-State-of-the-Kyrgyz-Energy-Sector-June-2021-ru.pdf> (Accessed July 16 2025).

World Bank (2022). *Electricity sector modernization and sustainability project.* Доступно на: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/704471655916370523/pdf/Kyrgyz-Republic-Electricity-Sector-Modernization-and-Sustainability-Project.pdf> (Accessed August 9 2025).

World Bank (2023). *SDG 7.1.1 — Electrification Dataset.* Доступно на: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=Z7> (Accessed August 9 2025).

World Bank (2023). *Uzbekistan Country Climate and Development Report (CCDR).* Washington, DC: World Bank Group. Доступно на: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/099121123103135883/idu0b8d90f2507de909db086180a1217e7ae9bd> (Accessed August 9 2025).

World Bank Group (2019). *Kazakhstan's Geothermal Energy Potential: 10 Quick Facts (English).* World Bank Group, Washington, D.C. From <http://documents.worldbank.org/curated/en/698661552915660820> (Accessed August 9 2025).

World Bank, FutureWater (2014). *Regional Risk Assessment for Water Availability and Water-related Energy Sector Impacts in Central Asia.* Wageningen: FutureWater. Available at: https://www.futurewater.nl/wp-content/uploads/2020/04/CentralAsia_Energy_CRA_FW_report_196.pdf (Accessed August 9 2025).

World Economic Forum (2025). *Fostering Effective Energy Transition 2025.* Доступно на: <https://www.weforum.org/publications/fostering-effective-energy-transition-2025/in-full/redefining-global-energy-systems/#:~:text=Regional%20perspectives%20on%20the%20energy,transition%20priorities> (Accessed June 30 2025).

- World Energy Council (2025). World Energy Trilemma Report 2024. Доступно на: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-report-2024> (Accessed June 30 2025).
- Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан (2025) Об итогах анализа состояния конкуренции на рынке электрической мощности. Доступно на: <https://www.gov.kz/memleket/entities/zk/press/news/details/1054484?lang=ru> (Просмотрено 19 июля 2025).
- Винокуров, Е. (ред.), Ахунбаев, А., Чуев, С., Адахаев, А., Сарсембеков, Т. (2023) *Эффективная ирригация и водосбережение в Центральной Азии*. Доклады и рабочие документы 23/4. Алматы: Евразийский банк развития. Доступно на: <https://eabr.org/analytics/special-reports/effektivnaya-irrigatsiya-i-vodosberezhenie-v-tsentralnoy-azii/> (Просмотрено 12 июня 2025).
- Винокуров, Е., Ахунбаев, А., Бабаджанян, В., Бердигулова, А., Забоев, А., Кузнецов, А., Малахов, А., Перебоев, В., Усманов, Н., Федоров, К., Харитончик, А. (2022b) *Экономика Центральной Азии: новый взгляд*. Доклады и рабочие документы 22/3. Алматы, Бишкек, Москва: Евразийский банк развития. Доступно на: <https://eabr.org/analytics/special-reports/ekonomikatsentralnoy-azii-novyy-vzglyad/> (Просмотрено 1 июля 2025).
- Винокуров, Е., Ахунбаев, А., Усманов, Н., Сарсембеков, Т. (2022a) *Регулирование водно-энергетического комплекса Центральной Азии (Regulation of the Water and Energy Complex of Central Asia)*. Доклады и рабочие документы 22/4. Алматы, Москва: Евразийский банк развития. Доступно на: <https://eabr.org/analytics/special-reports/regulirovanie-vodno-energeticheskogo-kompleksa-tsentralnoy-azii/> (Просмотрено 19 августа 2025).
- Винокуров, Е., Ахунбаев, А., Усманов, Н., Цукарев, Т., Сарсембеков, Т. (2021) *Инвестиции в водно-энергетический комплекс Центральной Азии*. Доклады и рабочие документы 21/3. Алматы, Москва: Евразийский банк развития. Доступно на: <https://eabr.org/analytics/special-reports/investitsii-v-vodno-energeticheskiy-kompleks-tsentralnoy-azii/> (Просмотрено 9 июля 2025).
- Министерство транспорта Таджикистана (2025) *Таджикистан идет верным путем*. Доступно на: <https://www.mintrans.tj/news-page/details/827> (Просмотрено 1 августа 2025).
- Министерство энергетики и водных ресурсов Таджикистана (2024) *Энергетика — основа процветания Таджикистана!* Доступно на: <https://www.mewr.tj/?p=4024> (Просмотрено 7 сентября 2025).
- Министерство энергетики Кыргызской Республики (декабрь 2022) *Генеральный план комплексного развития энергетического сектора Кыргызской Республики*. Доступно на: https://minenergo.gov.kg/media/uploads/2022/12/07/mp-kr-finalreport-rev5_v2_ru_website_УНР6v2s.pdf (Просмотрено 8 июня 2025).
- Министерство энергетики Республики Казахстан (2022) *Министерство энергетики РК о текущей ситуации в секторе передачи электрической энергии*. Доступно на: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/press/news/details/339683?lang=ru> (Просмотрено 21 июля 2025).
- Министерство энергетики Республики Казахстан (2024) *Приказ «Об утверждении Плана мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года»*. Доступно на: <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/611688?lang=ru> (Просмотрено 22 июля 2025).
- Министерство энергетики Республики Казахстан (2025b) *Прогнозный баланс электрической энергии в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан на период с 2025 по 2031 год*. Доступно на: https://www.gov.kz/uploads/2025/1/29/3495d125befd1eb7225dd26ec8bdc5d9_original.327067.pdf (Просмотрено 10 июля 2025).
- Сайт Президента Узбекистана (2022) *The Creation of A New Energy Market Management System Discussed*. Официальный веб-сайт Президента Узбекистана. Доступно на: <https://president.uz/en/lists/view/5288> (Просмотрено 9 июля 2025).
- Сайт Президента Узбекистана (2025) *Выступление Президента Республики Узбекистан Шавката Мирзиёева на саммите «Неделя устойчивого развития Абу-Даби»*. Доступно на: <https://president.uz/ru/lists/view/7814> (Просмотрено 19 июля 2025).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АЭС	атомная электростанция
ВВП	валовой внутренний продукт
ВИЭ	возобновляемые источники энергии
ВЭС	ветровая электростанция
ВЭС (WEC)	World Energy Council (Всемирный энергетический совет)
ВЭФ (WEF)	World Economic Forum (Всемирный экономический форум)
ГАЭС	гидроаккумулирующая станция
ГВт	гигаватт
ГПУ	газопоршневая установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ЕАБР	Евразийский банк развития
ЕС	Европейский союз
ЖКХ	жилищно-коммунальное хозяйство
ИИ	искусственный интеллект
ИТ	информационные технологии
КПД	коэффициент полезного действия
КР	Кыргызская Республика
ЛЭП	линия электропередачи
МЭА (IEA)	International Energy Agency (Международное энергетическое агентство)
ОАЭ	Объединенные Арабские Эмираты
ОНУВ (NDC)	определяемый на национальном уровне вклад
ООН	Организация Объединенных Наций
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
ОЭС ЦА	Объединенная энергетическая система Центральной Азии
ПГ	парниковые газы
ПГУ	парогазовая установка
РФ	Российская Федерация
РФЦ	расчетно-финансовый центр
СПГ	сжиженный природный газ
СССР	Союз Советских Социалистических Республик
США	Соединенные Штаты Америки
СЭС	солнечная электростанция
ТЭС	тепловая электростанция
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
ЦА	Центральная Азия
ЦОД	центр обработки данных
ЦУР	Цели устойчивого развития ООН
ADB	Asian Development Bank (Азиатский банк развития)
ADR	автоматизированное управление нагрузкой

BESS	Battery Energy Storage System (система накопления энергии)
CCS	улавливание и хранение углерода
DER	распределенные энергетические ресурсы
DSM	управление спросом
DTI	Digital Twins Instance (экземпляр цифрового двойника)
IEA	International Energy Agency
IoT	Internet of Things («Интернет вещей»)
IPCC (МГЭИК)	Межправительственная группа экспертов по изменению климата
IRENA	International Renewable Energy Agency (Международное агентство по возобновляемой энергии)
JETP	Just Energy Transition Partnership
KEGOC	национальный оператор электросетей Казахстана
LCOE	Levelized Cost of Electricity (приведенная себестоимость электроэнергии)
SDG	Sustainable Development Goals
UN	United Nations (Организация Объединенных Наций)
UNEP	United Nations Environment Programme
USAID	United States Agency for International Development (Агентство США по международному развитию)
VPP	виртуальные электростанции
WHO	World Health Organization
World Bank	Всемирный банк
WEC Index	индекс энергетической трилеммы Всемирного энергетического совета
%	процент
г.	год
гг.	годы
долл.	доллар
кВт·ч	киловатт-час
кг	килограмм
МВт	мегаватт
МДж	мегаджоуль
млн	миллион
млрд	миллиард
м³	кубический метр
CO₂	диоксид углерода
ТВт	тераватт
трлн	триллион
тыс.	тысяча
°C	градус Цельсия



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 26/2 (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.



Доклад (RU/EN)

Оценка торговых и инвестиционных отношений между Индией и Центральной Азией: извлечение экономических выгод

В совместном докладе представлены комплексный анализ текущего состояния и перспектив развития двусторонних торговых и инвестиционных отношений между Индией и Центральной Азией, а также рекомендации по углублению сотрудничества.



Доклад (RU/EN)

Будущее исламского финансирования в Центральной Азии

Доклад, подготовленный ЕАБР совместно с Исламским банком развития (ИБР) и Институтом Исламского банка развития (ИИБР) при участии Группы Лондонской фондовой биржи.



Рабочий документ 25/6 (RU/EN)

Модель макроэкономического анализа и прогнозирования экономики Узбекистана

В рабочем документе представлены результаты разработки модели для макроэкономического анализа и прогнозирования экономики Узбекистана. Благодаря интеграции новой модели в модельный комплекс ЕАБР становится возможным более точное и комплексное прогнозирование экономического развития региона операций Банка.



Рабочий документ 25/5 (RU/EN)

Евразийский транспортный каркас: Обсерватория проектов и интерактивная карта

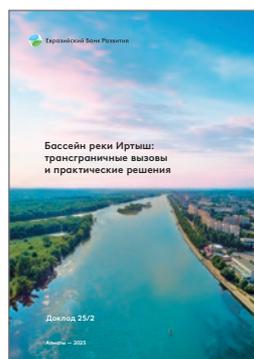
В рабочем документе «Евразийский транспортный каркас: Обсерватория проектов и интерактивная карта» представлены электронная база данных и визуальный интерфейс для мониторинга и скоординированного развития инфраструктуры евразийских транспортных коридоров и маршрутов.



Доклад (RU/EN)

Производство ирригационного оборудования в Центральной Азии: Индустриализация водного сектора

В докладе ЕАБР и ЮНИДО представлен детальный анализ текущего состояния рынка ирригационного оборудования, прогноз его развития и рекомендации по созданию условий для локального производства.



Доклад 25/2 (RU/EN)

Бассейн реки Иртыш: трансграничные вызовы и практические решения

В исследовании Евразийского банка развития «Бассейн реки Иртыш: трансграничные вызовы и практические решения» представлены результаты диагностики и прогноза состояния водных ресурсов в бассейне, определены позиции трех стран и предложены практические решения, включая инвестиционные.



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