

ИНВЕСТИЦИИ В ВОДНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Доклады и рабочие документы 21/3



ИНВЕСТИЦИИ В ВОДНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Доклады и рабочие документы
21/3

 **ЕАБР | 15 лет**

Центр отраслевого анализа
Центр интеграционных исследований

Алматы
2021

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.

Авторы

Евгений Винокуров, главный экономист ЕАБР и ЕФСР, vinokurov_ey@eabr.org

Арман Ахунбаев, руководитель Центра отраслевого анализа Дирекции по аналитической работе, ahunbaev_am@eabr.org

Нурсултан Усманов, аналитик Центра отраслевого анализа Дирекции по аналитической работе, usmanov_nb@eabr.org

Тарас Цукарев, руководитель направления Центра интеграционных исследований Дирекции по аналитической работе, tsukarev_tv@eabr.org

Доклад содержит анализ текущей ситуации, состояния сотрудничества, диагностику основных вызовов и инвестиционной активности в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии (ВЭК ЦА) по итогам более 30 лет независимости пяти республик (Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан). В рамках исследования составлена база данных реализуемых и перспективных инвестиционных проектов в ВЭК ЦА путем анализа инвестиционных стратегий основных игроков и государственных программ. Представлена предварительная оценка потребностей в капиталовложениях в инфраструктуру энергетического и водного сегментов ВЭК до 2030 г.

Ключевые слова: инвестиции, энергетика, водные ресурсы, Центральная Азия (ЦА), многосторонние банки развития (МБР), инфраструктура.

JEL: F21, F33, F36, L94, L95.

Перепечатка и другие формы копирования текста целиком или по частям, включая крупные фрагменты, а также размещение его на внешних электронных ресурсах разрешены при обязательной ссылке на оригинальный текст.

Электронная версия документа находится на <https://eabr.org/analytics/special-reports/>

© Евразийский банк развития, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Аббревиатуры и сокращения	4
Резюме	5
1. Обзор текущего состояния водно-энергетического комплекса Центральной Азии	12
1.1. Природно-географическая характеристика Центральной Азии и текущее состояние водных ресурсов	12
1.2. Текущее состояние и структура энергетического комплекса Центральной Азии	14
1.3. Основные принципы функционирования Объединенной энергосистемы Центральной Азии (ОЭС ЦА)	19
1.4. Экономические издержки потери функциональности ОЭС ЦА	21
1.5. Архитектура электросетей Центральной Азии: взаимная зависимость и высокий уровень потерь	24
1.6. Основные вызовы водно-энергетического комплекса Центральной Азии	27
2. Ведущая роль многосторонних банков развития в финансировании развития водно-энергетического комплекса Центральной Азии	30
2.1. Основные тренды инвестиционной активности в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии	30
2.2. Участие МБР в развитии водно-энергетического комплекса Центральной Азии	33
2.3. Международные инициативы в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии	42
2.4. Оценка перспектив проекта CASA-1000 и его роли в ОЭС ЦА	44
3. Тренды развития и инвестиционные проекты в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии	48
3.1. Перспективы и направления развития энергетического сектора Центральной Азии	48
3.2. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Казахстана	51
3.3. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Кыргызстана	53
3.4. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Таджикистана	56
3.5. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Туркменистана	58
3.6. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Узбекистана	59
3.7. Объем инвестиционных проектов в энергетике Центральной Азии	63
3.8. Инвестиционные потребности сферы водных ресурсов в Центральной Азии	64
4. Заключение	72
Приложения	74
1. Характеристики основных трансграничных рек Центральной Азии	74
2. Водохранилища Центральной Азии	76
3. Список действующих проектов в энергетическом секторе и секторе водоснабжения стран Центральной Азии, финансируемых МБР	78
4. Список проектов с участием российских компаний в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии	84
Список литературы	86

АББРЕВИАТУРЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АБИИ (АИВ) – Азиатский банк инфраструктурных инвестиций

АБР (АДВ) – Азиатский банк развития

АЭС – атомная электростанция

ВБ – Всемирный банк

ВВП – валовой внутренний продукт

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭК – водно-энергетический комплекс

ВЭС – ветровая электростанция

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГЭС – гидроэлектростанция

ЕАБР, Банк – Евразийский банк развития

ЕАЭС, Союз – Евразийский экономический союз

ЕБРР (EBRD) – Европейский банк реконструкции и развития

ЕИБ (EIB) – Европейский инвестиционный банк

ЕС – Европейский союз

ЕФСР – Евразийский фонд стабилизации и развития

ЕЭК – Евразийская экономическая комиссия

ЕЭС – Единая энергетическая система

ИК ЭЭС СНГ – Исполнительный комитет Электроэнергетического совета Содружества Независимых Государств

КНР – Китайская Народная Республика

КР – Кыргызская Республика

ЛЭП – линия электропередачи

МБР – многосторонний банк развития

МВФ (IMF) – Международный валютный фонд

МФИ – международный финансовый институт

НИЦ МКВК – Научно-информационный центр по водохозяйственным проблемам при Межгосударственной координационной водохозяйственной комиссии Центральной Азии

ОДУ СА – Объединенное диспетчерское управление Средней Азии

ОДЦ – Объединенный диспетчерский центр

ООН (UN) – Организация Объединенных Наций

ОЭСР – Организация экономического сотрудничества и развития

ОЭС ЦА – Объединенная энергосистема Центральной Азии

ПИИ – прямые иностранные инвестиции

ПРООН – Программа развития ООН

ПС – подстанция

РК – Республика Казахстан

РТ – Республика Таджикистан

РУ – Республика Узбекистан

РФ – Российская Федерация

РЭЦЦА – Региональный экологический центр Центральной Азии

СНГ – Содружество Независимых Государств

СПЕКА – Специальная программа ООН для стран Центральной Азии

СССР – Союз Советских Социалистических Республик

США – Соединенные Штаты Америки

СЭС – солнечная электростанция

ТЭС – тепловая электростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ФЭС – фотоэлектрическая система

ЦА – Центральная Азия

ЦАРЭС – Центральноазиатское региональное экономическое сотрудничество

ЦДУ – Центральное диспетчерское управление

ЮНКТАД – Конференция ООН по торговле и развитию

САЕВДР – The Central Asia Energy-Water Development Program

CASA-1000 – The Central Asia – South Asia power project

CASAREM – The Central Asia/South Asia Regional Electricity Market

CAWEP – The Central Asia Water and Energy Program

CEIC – Census and Economic Information Center

COVID-19 – COronaVirus Disease 2019, коронавирусная инфекция

EIA – Energy Information Administration

USAID – Агентство международного развития США

% г/г – годовой темп прироста

долл. – доллар

млн – миллион

млрд – миллиард

н.д. – нет данных

п.п. – процентный пункт

трлн – триллион

тыс. – тысяча

ГВт – гигаватт

кВт – киловатт

МВт – мегаватт

ТВт – тераватт

РЕЗЮМЕ

Текущий уровень сотрудничества между странами Центральной Азии (ЦА) в водно-энергетическом комплексе (ВЭК) и, соответственно, реализуемые технико-экономические решения приводят к значительным экономическим потерям.

- Оценки ежегодного экономического ущерба и нереализованных экономических выгод достигают 4,5 млрд долл. (*adelphi* и РЭЦЦА, 2017). Это соответствует 1,5% регионального ВВП. Потери в сельском хозяйстве оцениваются в 0,6% ВВП ЦА, в энергетическом комплексе – 0,9% ВВП ЦА.
- Согласно предварительным оценкам ЕАБР, при условии устранения неэффективности ВЭК положительное воздействие на ВВП ЦА может составить 7% ВВП региона на пятилетнем горизонте (22 млрд долл.). Темпы экономического роста стран региона ЦА через пять лет дополнительно увеличатся на 1,5 п.п. (по сравнению с инерционным сценарием развития).
- В более долгосрочной перспективе (до 2050 г.), согласно оценкам Всемирного банка, разница между издержками инерционного сценария и выгодами сценария, подразумевающего укрепление сотрудничества в ВЭК ЦА, может достигнуть 20% ВВП.

Перед странами ЦА стоит ряд вызовов.

В энергетическом секторе:

- высокий уровень износа электросетевого комплекса и генерирующих мощностей (удельный вес мощностей возрастом свыше 30 лет составляет от 44 до 75%);
- высокий уровень потерь электроэнергии (7–20% производства в некоторых странах);
- разбалансированность производства и потребления электроэнергии (потеря 11 млрд кВт·ч экспортного потенциала);
- снижение надежности энергоснабжения в Узбекистане и на юге Казахстана в результате нехватки маневренных мощностей и неиспользования ГЭС соседних стран;
- нерациональное использование гидроэлектроэнергии, проявляющееся через сезонный дефицит и холостые сбросы воды, как результат несовпадения пиков производства и потребления (согласно ПАО «Русгидро», ежегодный объем неудовлетворенного спроса в Кыргызстане и Таджикистане оценивается в 1,5–3 ТВт·ч и 4–4,5 ТВт·ч);
- страновые различия в правовых механизмах и инструментах регуляторной и тарифной политики.

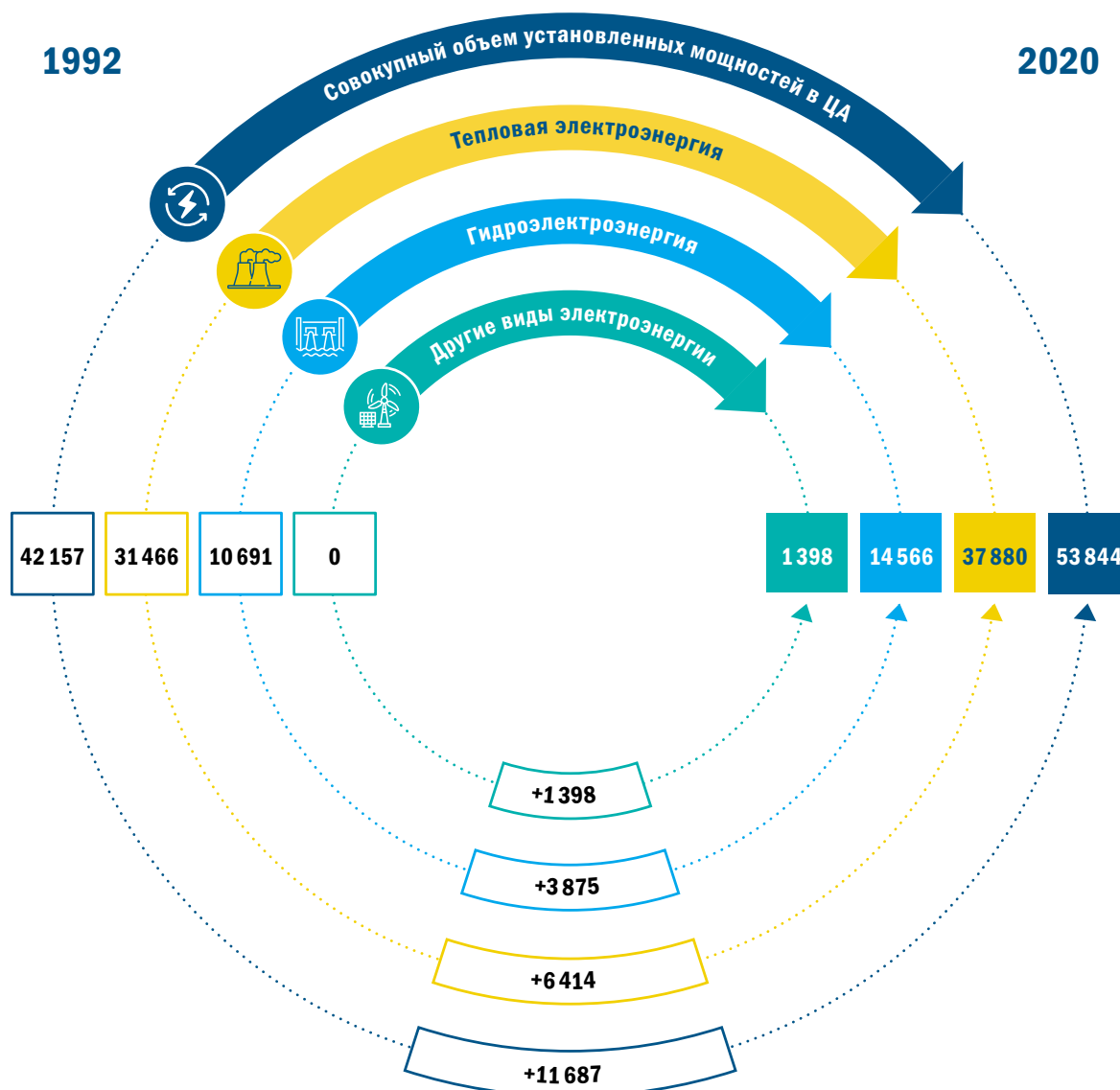
В водном комплексе:

- сокращение объемов водообеспечения для стран бассейна Аральского моря до 1,4 тыс. м³ на человека в год при критичном пороге в 1,7 тыс. м³ и усиление дефицита водных ресурсов в низовье водных бассейнов в результате сокращения ледников и запасов талой воды;
- высокий уровень засоленности и заболоченности орошаемых земель (около 50%) в результате износа водохозяйственной системы (насосных станций, магистральных каналов, оросительной и коллекторно-дренажной сети);
- нарушение проектных режимов работы водохранилищ и ГЭС;
- потеря многолетней регулирующей способности водохранилищ и нарастание критического недостатка воды на ирригационные цели даже в многоводные годы;
- отсутствие эффективного межгосударственного регулирования водных ресурсов, необходимого для удовлетворения неравномерных в течение года потребностей в воде для ирригации;
- противоречие интересов стран верховья и низовья бассейна трансграничных рек относительно режима использования водных ресурсов и др.

Резкое ослабление сотрудничества в ВЭК Центральной Азии в 2000-х годах совпало с периодом быстрого увеличения нагрузки на энергетический сектор. Объем нетто-потребления электроэнергии увеличился на 71,1% – с минимального в постсоветский период уровня в 108,1 ТВт·ч в 1999 г. до 184,9 ТВт·ч в 2020 г. – в условиях ускорения темпов роста промышленности (6,7% в среднем ежегодно без учета Туркменистана за период), характеризующейся высокой энергоемкостью, и высокого демографического роста (на 33,5% с 54,3 млн человек до 72,4 млн человек за период). При значительном снижении взаимных среднегодовых перетоков электроэнергии страны ЦА усилили процесс строительства новых и модернизации действующих генерирующих мощностей. Это позволило удовлетворять увеличивающиеся потребности за счет собственной генерации. Фактически за последние два десятилетия был реализован курс на **самодостаточность энергосистем.**

Формирование энергосектора ЦА происходило в контексте реализации государственных программ в регионе. С учетом структуры собственности и специфики инвестиционных проектов в ВЭК государство играет ключевую роль в его развитии. Значение государства и государственных компаний проявляется на уровне разработки концепций развития комплекса, определения тарифной политики, поиска источников финансирования, реализации проектов и др. В 2020 г. лидерами по объемам инвестиций являлись Казахстан (2,783 млрд долл., или 1,6% ВВП) и Узбекистан (1,377 млрд долл., или 2,4% ВВП). В Таджикистане и Кыргызстане инвестиции в капитал ВЭК составили соответственно 507 млн долл. (6,3% ВВП) и 89 млн долл. (1,2% ВВП). В Таджикистане бюджетные ограничения не стали препятствием для проведения активной инвестиционной государственной политики за счет внешних заимствований. Слабые инвестиционные показатели в ВЭК КР обусловлены ограниченными государственными доходами, а также заниженными тарифами, которые не покрывают себестоимости производства электроэнергии.

Рисунок А. Динамика объемов установленных мощностей в ЦА, МВт



Источник: составлено по данным EIA и оценкам Fitch Solutions.

В условиях недостаточной инвестиционной привлекательности ВЭК большинства стран ЦА для частного капитала и иностранных инвесторов важным источником финансовых ресурсов для государственных инициатив выступают многосторонние банки развития (МБР). На данный момент в стадии реализации находится 104 проекта на сумму 10,2 млрд долл. Лидером по объему финансирования является ЕБРР с портфелем в 3,3 млрд долл., или 32,7% от общего объема финансирования МБР в ЦА. Следом идут ВБ – 3,0 млрд долл. (29,6%) и АБР – 2,6 млрд долл. (26,2%). На долю ЕАБР и ЕФСР, ЕИБ и АБИИ в совокупности приходится 1,2 млрд долл. (11,5%). Несмотря на борьбу с последствиями пандемии COVID-19, МБР продолжили финансирование ВЭК ЦА. В 2020 г. МБР было одобрено финансирование по 24 проектам в ВЭК ЦА на общую сумму 1,8 млрд долл.

Рисунок В. Участие МБР в финансировании инвестиционных проектов ВЭК ЦА

Доля в общем объеме финансирования ЦА, %		Сумма финансирования, млрд долл.
32,7	 Европейский Банк Реконструкции и Развития	3,318
29,6	 ВСЕМИРНЫЙ БАНК MBPP - MAP	3,005
26,2	 ADB ASIAN DEVELOPMENT BANK	2,659
6,7	 Евразийский Банк Развития ЕФСР Евразийский фонд стабилизации и развития	0,677
3,8	 European Investment Bank	0,389
1,1	 AIIB ASIAN INFRASTRUCTURE INVESTMENT BANK	0,107
100	Итого:	10,155

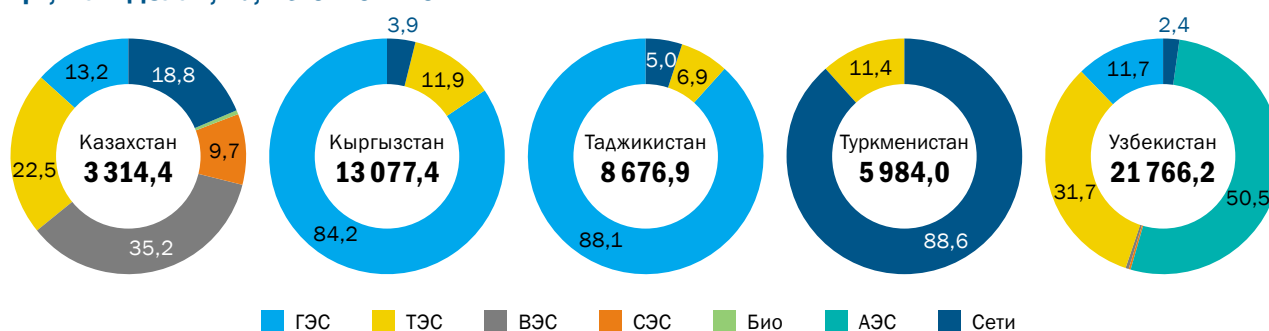
Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

В долгосрочной перспективе в ЦА ожидается сохранение относительно высоких темпов роста ВВП. Это будет связано со значительным демографическим ростом (медианный рост численности населения ЦА с текущих 74,4 млн до 90,0 млн человек в 2050 г. согласно прогнозам ООН), а также с развитием промышленности, сферы услуг и сельского хозяйства. В этой связи в регионе ожидается увеличение потребления электроэнергии и, соответственно, рост нагрузок на действующие генерирующие мощности и инфраструктуру электроэнергетического сетевого хозяйства, которые на данный момент отличаются высоким уровнем износа. С другой стороны, в условиях географической обособленности территории и связанной с этим замкнутости ее трансграничных речных бассейнов, а также нарастания климатических изменений увеличение потребления воды становится главным фактором, определяющим характер межгосударственного водопользования и, соответственно, межгосударственных отношений в регионе.

Потребности стран в инвестициях в инфраструктуру водно-энергетического комплекса ЦА значительны и оцениваются как минимум в 90 млрд долл. (порядка 9 млрд долл. в год, что значительно превышает сложившийся тренд инвестиций в регионе) для периода 2021–2030 гг. Инвестиционные потребности ВЭК ЦА составляют ежегодно 1% ВВП для Казахстана, 5,7% ВВП для Кыргызстана, 7,4% ВВП для Таджикистана, 3,5% ВВП для Узбекистана и 1,7% ВВП для Туркменистана (Branchoux et al., 2018).

Выявленные совокупные инвестиционные предложения в энергетическом сегменте ВЭК ЦА оцениваются на текущий момент **в 52,8 млрд долл.** Из них 45,4 млрд долл. (86,0%) приходится на сегмент генерации и 7,4 млрд долл. на электросетевой комплекс (14,0%). Основными целями, поставленными перед проектами, остаются безопасность энергоснабжения путем диверсификации источников энергии и наращивания традиционных для страны видов генерирующих мощностей, выход на новые рынки электроэнергии и укрепление внутренних электроэнергетических связей.

Рисунок С. Объемы и структура выявленных инвестиционных предложений в энергетике ЦА, млн долл., %, на 01.04.2021



Источник: расчеты авторов составлены по доступным публичным данным.

Ожидается, что реализация запланированных в ближайшее десятилетие инвестиционных проектов позволит избежать дефицита электроэнергии в регионе, несмотря на увеличение ее потребления. Профицит электроэнергии в регионе увеличится с 37,2 ТВт·ч в 2020 г. до 45,6 ТВт·ч в 2030 г. (расчеты ЕАБР на основе данных [Fitch Solutions, 2021a, 2021b, 2021c, 2021d, 2020](#)), что, в свою очередь, улучшает возможности наращивания объемов экспорта электроэнергии и поднимает вопрос направления сбыта излишков электроэнергии.

Структура инвестиционного портфеля реализуемых проектов в ВЭК ЦА не является оптимальной. Во всех странах ЦА выявленные инвестиционные проекты направлены в большинстве случаев на удовлетворение потребностей национальных экономик и не обязательно учитывают региональные интересы, что является следствием нескоординированного характера развития ВЭК. Соответственно, развитие сотрудничества в ВЭК ЦА позволит повысить эффективность баланса водных и энергетических ресурсов региона, а также оптимизировать объемы и структуру инвестиций. В частности, эффективное использование региональных гидроэнергетических ресурсов позволило бы сократить потребность региона в новых генерирующих мощностях.


















































Вызовы устойчивости энергетического сегмента ВЭК ЦА многочисленны, и для противодействия им каждая страна региона ищет свое решение. Основные проблемы в ВЭК ЦА будут связаны с нарастающим дефицитом водных ресурсов. Использование водных ресурсов в ЦА, особенно после 1960 г., характеризуется высокими темпами роста, что обусловлено как демографическими факторами, так и развитием промышленности и сельского хозяйства – главным образом увеличением ирригации. Отличительной чертой стран ЦА в бассейне Аральского моря является то, что их социально-экономическое развитие происходит **в условиях истощения водных ресурсов**, то есть объем используемых ресурсов превышает объем располагаемых, и этот тренд будет определять характер межгосударственных отношений стран региона. При запасе естественного речного стока в Аральском бассейне в 116,0 км³/год общий водозабор достигал максимальных значений в 120,69–116,27 км³/год еще в 1980–1990 гг. Повышенный спрос на водные ресурсы удовлетворялся благодаря повторно используемым водам.

В 2020 г. страны Аральского бассейна ЦА продолжают испытывать недостаток воды. С точки зрения обеспеченности водными ресурсами в международной классификации они находятся в категории «недостаточно обеспеченных» (1405 м³/чел. в год при пороге в 1700 м³/чел. в год). По умеренному сценарию развития ситуации в ЦА данный тренд сохранится в долгосрочной перспективе. В перспективе до 2050 г. в случае недостаточного регионального

экономического сотрудничества (и в том числе недостаточной водно-энергетической интеграции) страны ЦА могут приблизиться к состоянию «вододефицитных» (1296 м³/чел. в год при пороге в 1000 м³/чел. в год). Ситуация с водными ресурсами будет продолжать ухудшаться в силу демографических факторов, предполагающих сохранение высоких темпов роста населения и увеличение уровня урбанизации в регионе, а также из-за возможного расширения площади орошаемых земель.

Перспективы достижения целей устойчивого социально-экономического развития ЦА в значительной степени связаны с состоянием водных ресурсов. В этом контексте достижение консенсуса по вопросам межгосударственного водораспределения в бассейнах трансграничных рек является главной задачей, требующей политической воли и комплексного решения с учетом как социально-экономических и экологических изменений, так и политической ситуации в странах, прилегающих к региону. Задачи по сближению позиций в области совместного использования трансграничных водных ресурсов не могут рассматриваться вне моделей развития экономики каждой страны и экономического сотрудничества в регионе в целом. Укрепление торгово-экономических связей стран региона и их тесная кооперация, в которой водная политика становится действующим фактором экономической интеграции, должны способствовать решению проблемы совместного использования трансграничных водных ресурсов.

Рисунок D. Использование водно-земельных ресурсов в бассейне Аральского моря

	1980	1990	2000	2020	2030	2050
Население (млн чел.)						
	 26,8	 33,6	 41,5	 74,4	 81,6	 90,0
Орошаемые земли: всего (тыс. га)						
	 6920	 7600	 7990	 8040	 8100	 8200
на душу населения (га/чел.)						
	 0,26	 0,23	 0,19	 0,11	 0,1	 0,09
Общий водозабор: всего в т.ч. (км³/год)						
	 120,69	 116,27	 105,0	 104,6	 107,5	 106,3
на орошение (км³/год)						
	 106,79	 106,4	 94,66	 94,1	 87,5	 78,72
на га орошения (м³/год)						
	 15 430	 14 000	 11 850	 11 704	 10 800	 9 600
на душу населения (м³/чел. в год)						
	 4 500	 3 460	 2 530	 1 405	 1 317	 1 296

Примечание: прогноз общего водозабора рассчитан с учетом повторно используемых сбросных и коллекторно-дренажных вод, уровня урбанизации на перспективу в странах региона и климатических изменений.

Источник: НИЦ МКВК, расчеты авторов.

Водохозяйственная инфраструктура – наиболее важный долгосрочный объект инвестирования в любой стране, капиталовложения в эту сферу определяют качество жизни населения и состояние экономики на 20–30 лет вперед. Поэтому очевидна необходимость создания эффективного механизма по использованию источников капиталовложений. Нужно учитывать реальные риски для инфраструктурных проектов, связанные с коррупцией и неэффективностью принятия решений. Важные условия снижения рисков на всех этапах реализации таких проектов – получение доступа к точной и актуальной информации, тщательное планирование и четко определенные и аудируемые бизнес-процессы. С учетом высокой стоимости строительства объектов гидроэнергетики и водного хозяйства, длительности подготовительного и строительного периодов финансирование за счет займов и кредитов требует от государственных органов и финансовых институтов прежде всего тщательного анализа и прогнозирования финансовых, экономических, экологических последствий реализации проекта. Поэтому для ЕАБР, так же как и для АБР и Всемирного банка (единственных МБР, которые принимают участие в финансировании проектов в сфере водных ресурсов), имело бы смысл уделять больше внимания аналитической оценке и прединвестиционному обоснованию проектов в сфере гидроэнергетики и водного хозяйства, имея в виду их прямую связь с устойчивым развитием.

1. ОБЗОР ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

1.1. Природно-географическая характеристика Центральной Азии и текущее состояние водных ресурсов

Расположенный в самом центре Евразии, регион занимает седьмое место в мире по площади территории, свыше 4 млн км², и граничит на северо-западе с Россией, на юге – с Ираном и Афганистаном, на востоке – с Россией и Китаем. ЦА представляет собой обширную бессточную область замкнутого Арало-Каспийского бассейна, захватывая зону субтропических широт и южную окраину умеренных широт. Географическое положение территории региона в зоне внутриматериковых пустынь, удаленность от морей и океанов и характер орографического строения обуславливают континентальность климата и связанную с этим гидрографическую сеть, режим рек.

В орографическом отношении Центральная Азия делится на две части: западную, занимающую 70% территории ЦА, где преобладают низменности (Туранская равнина), и восточную, занятую горными системами. Территория Центральной Азии по физико-географическим условиям может быть разделена на четыре крупных морских и озерных бассейна: бассейн Аральского моря, бассейн озера Балхаш, северо-восточная часть бассейна Каспийского моря, рек Урала и Эмбы и бассейн Карского моря. В бассейнах реки Иртыш и озера Балхаш сосредоточены основные запасы водных ресурсов юго-восточной и восточной части Казахстана, имеющие стратегическое значение для водообеспечения его центральных и северных областей. Главным водным источником здесь является Иртыш с притоками Ишим и Тобол. Объем поверхностных водных ресурсов региона, включающего территории Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана, составляет в среднем 196 км³ в год (Волынов и др., 1980).

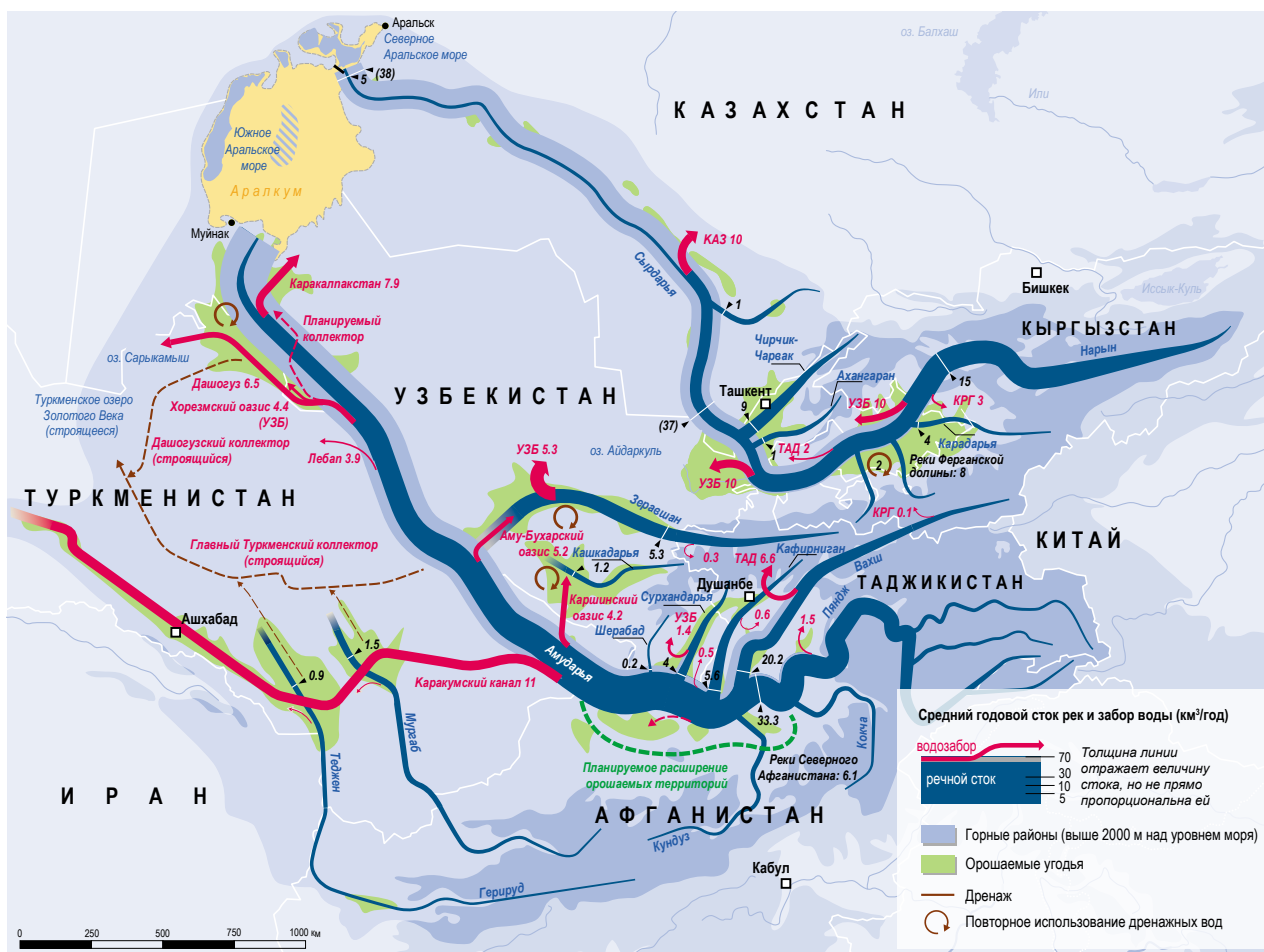
Бассейн Аральского моря, границы которого почти совпадают с Центральной Азией, охватывает всю территорию Таджикистана, Узбекистана, большую часть Туркменистана, четыре области Кыргызстана, южную часть Казахстана и северную часть Афганистана и Ирана. Водные ресурсы бассейна Аральского моря принадлежат, главным образом, бассейнам рек Сырдарья и Амударья. Самостоятельные бассейны (бессточные, но тяготеющие к реке Амударья) образуют реки Кашкадарья, Зеравшан, Мургаб, Теджен, исторически давно потерявшие связь с основной рекой. Располагаемые водные ресурсы бассейна Аральского моря складываются из возобновляемых поверхностных и подземных вод естественного происхождения, а также возвратных вод антропогенного происхождения.

Таблица 1. Суммарный формируемый естественный речной сток в бассейне Аральского моря (среднегодовой сток, км³ в год)

Страны	Речной бассейн		Бассейн Аральского моря	
	Сырдарья	Амударья	км ³	%
Казахстан	2,516	-	2,516	2,2
Кыргызстан	27,542	1,654	29,196	25,2
Таджикистан	1,005	58,732	59,737	51,5
Туркменистан	-	1,405	1,405	1,2
Узбекистан	5,562	6,791	12,353	10,6
Афганистан и Иран	-	10,814	10,814	9,3
Всего	36,625	79,396	116,021	100

Источник: НИЦ МКВК.

Рисунок 1. Водные ресурсы Центральной Азии*



* воспроизводится с разрешения правообладателя

Источник: ЮНЕП, ГРИД-Аренда и Zoi Environment Network (2011).

Все крупные реки Сырдарьинского бассейна (Нарын, Карадарья, Чирчик и сама Сырдарья) имеют снегово-ледниковое питание. В годы, различные по водности, поверхностный сток рек подвержен большим колебаниям. Наибольшие расходы воды в них за среднесуточный период наблюдаются в июне. Маловодные годы чередуются с многоводными, причем маловодные годы чаще бывают по два-три подряд, многоводные чаще по одному.

В бассейне Аральского моря построено более 80 водохранилищ с полезным объемом воды свыше 10 млн м³ каждое (см. приложение 2). Суммарный объем водохранилищ составляет 64,5 км³, в том числе полезный объем – 46,5 км³, включая 20,2 км³ в бассейне реки Амударья и 26,3 км³ – в бассейне реки Сырдарья. Степень зарегулированности стока этих рек водохранилищами высокая и составляет по Сырдарье 0,94 (то есть естественный сток зарегулирован почти полностью), а по Амударье – 0,78 (то есть имеются резервы дальнейшего регулирования). Ожидается, что к 2030 г. эти резервы регулирования стока рек будут полностью исчерпаны.

Горные территории сконцентрированы в юго-восточной части ЦА и выступают в роли «водонапорной башни», питающей реки, текущие в направлении северных и западных засушливых и полусушливых регионов. С учетом того, что эти территории Таджикистана и Кыргызстана относятся к зоне формирования основных водных ресурсов Центральной Азии, в то время как Казахстан, Туркменистан и Узбекистан находятся в нижних районах, вопрос контроля водных ресурсов и управления ими в регионе является очень чувствительным.

Казахстан, Узбекистан и Туркменистан имеют высокую трансграничную водную зависимость. Так, в Казахстане из располагаемых водных ресурсов в объеме 100,5 км³ в год 56,5 км³ составляют собственные и 44 км³ внешние – поступающие с территории сопредельных стран. Таким образом, коэффициент трансграничной водной зависимости Казахстана достигает 0,44. В Узбекистане этот коэффициент составляет 0,68: из доступных 50,6 км³/год водных ресурсов внешние – 34,1 км³/год. Самый высокий коэффициент трансграничной водной зависимости имеет Туркменистан – 0,95. Из располагаемых 24,8 км³/год водных ресурсов из-за пределов страны поступает 23,4 км³/год (Ясинский, Мироненков, Сарсембеков, 2010).

Построенные в период СССР масштабные гидротехнические сооружения – водохранилища с ГЭС, мощные каналы и насосные станции – служили главным образом для снабжения поливной водой хлопковых массивов в Узбекистане, Таджикистане, Кыргызстане, Казахстане и Туркменистане. Производство гидроэлектроэнергии в странах верховий носило второстепенный характер (adelphi и РЭЦЦА, 2017). Быстрый рост орошаемых земель и развитие других видов водопользования, в том числе гидроэнергетики, изменили естественный гидрологический режим в регионе и создали серьезные социально-экологические проблемы – усыхание Аральского моря и разрушение его экосистемы, опустынивание прилегающих к нему огромных территорий, ухудшение качества воды и здоровья населения, локальное изменение климата и так далее.

1.2. Текущее состояние и структура энергетического комплекса Центральной Азии

Энергетический комплекс является базовой отраслью в экономике государств ЦА. Обладая значительным потенциалом энергетических ресурсов и развитым топливно-энергетическим комплексом, страны региона имеют благоприятные предпосылки для экономической интеграции. Все эти факторы, определяя стратегии развития энергетического комплекса региона,

вместе с тем требуют консолидированных подходов к проведению согласованной энергетической политики на внутренних и внешних энергетических рынках (Винокуров, 2008).

Энергетические ресурсы распределены в Центральной Азии неравномерно, и каждая страна использует свои естественные преимущества (Vinokurov, 2018). В странах, обладающих значительными нефтегазовыми и угольными ресурсами (Казахстан, Туркменистан и Узбекистан), основной объем электроэнергии производится на тепловых электростанциях. В Кыргызстане и Таджикистане – горных странах с высоким гидроэнергетическим потенциалом – значительную долю вырабатываемой электроэнергии обеспечивают гидроэлектростанции (более 90%). Центральная Азия обладает большими запасами урана, что позволяет Казахстану и Узбекистану занимать ведущие позиции в мире по объемам его производства. В настоящее время в регионе еще нет действующих АЭС. Узбекистан осуществляет реализацию проекта первой в регионе АЭС с вводом в эксплуатацию в 2028 г.

Таблица 2. Ресурсный потенциал энергетики стран Центральной Азии

	Казахстан		Кыргызстан		Таджикистан		Туркменистан		Узбекистан		ЦА	
	2000	2020	2000	2020	2000	2020	2000	2020	2000	2020	2000	2020
Уголь, млрд тонн*	34,1	34,1	1,34	1,27	0,67	1,0	н.д.	н.д.	2	2	38,11	38,37
Нефть, млн тонн*	2760	2760	11,5	1,2	5,4	10	75	75	350	350	3 261,9	3 205,2
Газ, млрд м ³ *	1 841	1 841	6,54	6,2	9,2	10	2 860	2 860	2 000	2 000	6 716,74	6 71,2
Уран, тыс. тонн**	601	601	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	83,7	83,7	684,7	684,7
Гидро, млрд кВт·ч/год***	27	27	52	99	317	317	2	2	15	15	413	460
НВИЭ**** включая малые ГЭС, млрд кВт·ч/год	66	66	н.д.	н.д.	18,4	18,4	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	84,4	84,4

* по углю, нефти и природному газу приводятся объемы разведанных извлекаемых запасов;

** оценка Мирового энергетического совета (МИРЭС) разведанных запасов урана с издержками добычи до 130 долл./кг;

*** экономически эффективный гидропотенциал. Узбекистан – технический гидропотенциал;

**** НВИЭ – невозобновляемые источники энергии.

Источник: составлено по данным ООН, национальных ведомств.

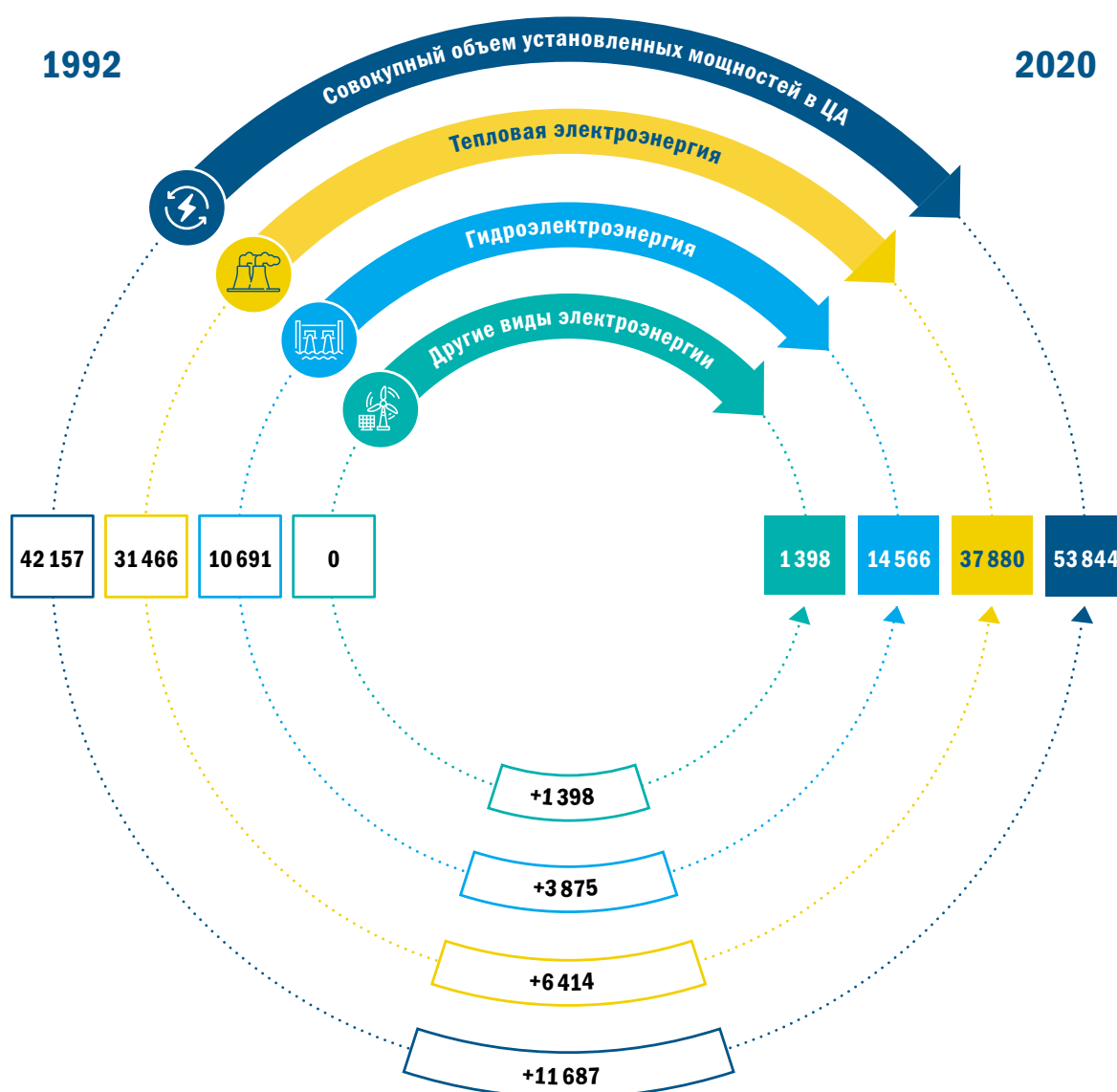
По мере ускорения экономического развития потенциал генерации электроэнергии в регионе ЦА значительно усилился. В результате объем генерирующих мощностей на конец 2020 г. увеличился на 27,7% по сравнению с 1992 г. (или на 11,7 ГВт) и составил 53,8 ГВт (0,7% мировых мощностей, что, тем не менее, практически в два раза меньше показателя 1,5% за 1992 г.).

По объемам прироста генерирующих мощностей Казахстан, Таджикистан и Узбекистан стали лидерами в регионе. Благодаря высокой инвестиционной активности в энергосекторе прирост мощностей за период 1992–2020 гг. в этих странах составил, соответственно, 4,5 ГВт,

3,3 ГВт и 2,3 ГВт. В Туркменистане прирост мощностей составил 1,3 ГВт. **В Кыргызстане был зафиксирован наименьший прирост мощностей** в постсоветский период – всего на 0,3 МВт с 1992 по 2020 г.

Несмотря на снижение своего удельного веса в региональной структуре установленных мощностей и производства, Казахстан сохранил лидирующие позиции, обеспечивая **43,5% мощностей и 46,1% произведенной электроэнергии в Центральной Азии на конец 2020 г.** (оценки Fitch, 2021a). Страна активно наращивает инвестиции в модернизацию электроэнергетического сектора, в том числе в развитие ВИЭ. Казахстан стал единственной страной в ЦА, которая смогла запустить процесс привлечения инвестиций в новые сегменты «зеленой» энергетики (солнечная и ветровая).

Рисунок 2. Динамика объемов установленных мощностей в ЦА, МВт



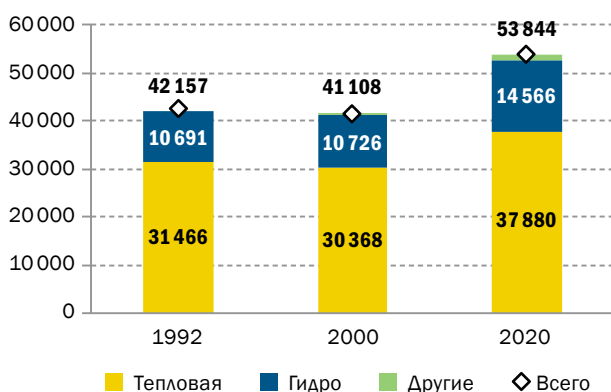
Источник: составлено по данным EIA и Fitch Solutions (оценка для 2020 г.).

Основная доля установленных мощностей (70,4%) Центральной Азии приходится на тепловые электростанции, использующие в качестве первоначального источника энергии ископаемое топливо (уголь, газ, мазут и др.). Мощность этих станций оценивается в 37,8 ГВт на конец 2020 г. Прирост в 2020 г. по сравнению с 1992 г составил 20,4%.

Более 50% мощностей тепловых электростанций Центральной Азии в регионе расположено в Казахстане. Их потенциал оценивается в 19,5 ГВт в 2020 г. (Самрук-Энерго, 2021). В связи со значительными запасами угля в Казахстане электроэнергия вырабатывается преимущественно на угольных электростанциях. Они расположены, как правило, вблизи месторождений и крупных промышленных центров, сконцентрированных в северной части страны. Совокупная мощность паротурбинных ТЭС составила 17,4 ГВт. Газотурбинные электростанции обеспечивают порядка 2 ГВт. Небольшой сегмент функционирует на мазуте (менее 1,0% от общего объема вырабатываемой электроэнергии). В общей сложности тепловые электростанции обеспечивают 19,5 ГВт, или 84,5% генерирующих мощностей Казахстана. Основным производителем является АО «Самрук-Энерго», вырабатывающее почти треть всей произведенной в стране электроэнергии (30,2 ТВт·ч из 106 ТВт·ч, или 28,5%, в 2009 г.) и контролирующее основные тепловые электростанции. Второе и третье место в общем объеме производимой электроэнергии в Казахстане занимают Евразийская группа (ERG) с 18,5 ТВт·ч (18,3%) и ТОО «Казахмыс Энерджи» с 7,4 ТВт·ч (7%).

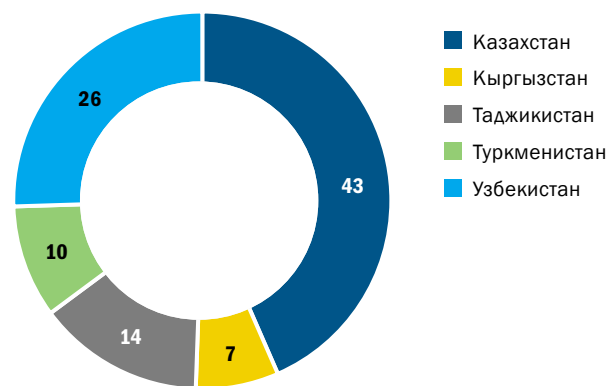
Узбекистан и Туркменистан владеют значительными запасами газа. В этих странах развитие энергосектора связано преимущественно с газовыми электростанциями. Совокупная установленная мощность тепловых электростанций в 2020 г. составила 11,8 ГВт в Узбекистане и 5,2 ГВт в Туркменистане (оценки Fitch 2021c, 2021d), что обеспечило выработку 89% и 99% электроэнергии соответственно. В Узбекистане в структуре первичных энергоресурсов, используемых для производства электрической энергии на тепловых электростанциях, газовое топливо составляет 86,6%, уголь – 10,8%, мазут – 2,4%, газ подземной газификации – 0,2% (ИК ЭЭС СНГ, 2020). Основным производителем выступает АО «ТЭС», в состав которого входит 14 предприятий. В Туркменистане активное развитие получило строительство газовых электростанций, в том числе высокотехнологичных с комбинированным циклом. Основным производителем выступает государственная электроэнергетическая корпорация «Туркменэнерго», в состав которой входит 12 государственных электростанций.

Рисунок 3. Установленные мощности в ЦА, МВт



Источник: составлено по данным EIA и Fitch Solutions (оценка для 2020 г.).

Рисунок 4. Структура установленных мощностей в ЦА в 2020 г., %



Источник: составлено по данным EIA и Fitch Solutions (оценка для 2020 г.).

В Кыргызстане и Таджикистане, в силу географической специфики и значительного потенциала гидроэлектроэнергии, тепловые электростанции не получили должного развития. В страновой структуре генерирующих мощностей на долю этих станций приходится соответственно 19,2% (0,7 ГВт) и 8,4% (0,7 ГВт) в 2020 г. (оценки [Fitch 2021b](#), [2021d](#)). При этом в обеих странах на фоне обострившихся проблем с энергоснабжением были предприняты усилия по диверсификации источников электрической энергии путем развития тепловых электростанций. В Кыргызстане проведена модернизация ТЭЦ г. Бишкека, которая привела к расширению установленной мощности до 812 МВт за счет ввода в эксплуатацию двух новых энергоблоков общей мощностью в 300 МВт. В Таджикистане значительные запасы угля позволили увеличить мощности тепловых электростанций. В 2018 г., в частности, была введена в эксплуатацию вторая очередь Душанбинской ТЭЦ-2 (400 МВт). Вместе с Душанбинской ТЭЦ-1 станция способствует регулированию запасов воды в Нурекском водохранилище в течение осенне-зимнего периода.

Гидроэлектростанции (ГЭС) обеспечили 15,8 ГВт (или 29,3% производственных мощностей) Центральной Азии на конец 2020 г. В региональной структуре мощностей ГЭС в большей степени сконцентрированы в Таджикистане (44,7% ГЭС региона) и Кыргызстане (19,6%). В этих странах ГЭС обеспечивают 92,7% и 91,8% совокупного объема выработанной электроэнергии. С 1992 по 2020 г. обе страны увеличили объемы генерирующих мощностей ГЭС. В Таджикистане за этот период мощности возросли на 74,1% – с 4 до 7 ГВт. Среди крупнейших проектов, реализованных в этот период, – запуск Сангтудинской ГЭС-1, Сангтудинской ГЭС-2, а также двух агрегатов Рогунской ГЭС. Кыргызстан проявлял активность в первые десять лет независимости, но затем в течение длительного периода, вплоть до 2020 г., объемы мощностей ГЭС практически не менялись. Единственный крупный реализованный проект – ввод нового агрегата 120 МВт на Камбаратинской ГЭС-2 в 2010 г. На данный момент реализуются проекты модернизации Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС.

Центральная Азия в целом обладает большим потенциалом развития и производства электроэнергии из ВИЭ. Помимо гидроэлектроэнергетики, представляется целесообразным развитие солнечной и ветровой энергетики. Так, «солнечный» потенциал оценивается на высоком уровне ([Solargis, 2019](#)). Он показывает более высокие значения, чем в среднем для европейско-азиатской континентальной территории, но более низкие, чем для тропических и субтропических пустынь, расположенных южнее. «Ветровой» потенциал оценивается на умеренном уровне ([DTU, 2019](#)), с более высокими значениями вдоль горных хребтов на юге Казахстана и в открытых степях к востоку от Каспийского моря.

Прикладное использование альтернативных источников энергии в ЦА получило развитие пока только в Казахстане: совокупная установленная мощность солнечных электростанций (СЭС) и ветровых электростанций (ВЭС) увеличилась с 2 МВт в 2012 г. до 1398 МВт в 2020 г.

Таблица 3. Установленная мощность ВИЭ (без малых ГЭС) в Казахстане, 2020 г.

Электростанции	Установленная мощность			Располагаемая мощность		
	2019	2020	Δ, МВт	2019	2020	Δ, МВт
Всего	880,06	1 398	517,94	513,5	954,3	440,8
СЭС	597	885,3	288,30	364	641,6	277,60
ВЭС	282	511,6	229,60	149	311,6	162,60
Биогазовая установка (БГУ)	1,06	1,1	0,04	0,5	1,1	0,60

Источник: составлено по данным АО «Самрук-Энерго».

Освоению ВИЭ в РК и участию в этом процессе инвесторов способствуют меры государственной поддержки. Так, если в 2014–2017 гг. действовали фиксированные тарифы на электроэнергию от ВИЭ, то с 2018 г. введены новые условия (тариф определяется по результатам аукционных торгов и индексируется впоследствии на изменение курса и ИПЦ), позволяющие более широко привлекать частные инвестиции в сектор возобновляемой энергетики.

Неравномерное географическое распределение различных видов топливно-энергетических ресурсов по странам региона определяет как возможность, так и необходимость усиления регионального сотрудничества на рыночной основе. Однако в использовании энергетических ресурсов ЦА существует много препятствий, которые требуют новых региональных подходов к решению обозначенных задач.

1.3. Основные принципы функционирования Объединенной энергосистемы Центральной Азии (ОЭС ЦА)

В советское время водно-энергетический комплекс ЦА формировался и развивался комплексно, как важный компонент союзного среднеазиатского экономического района. В соответствии с этим разрабатывались и осуществлялись планы управления водными и топливно-энергетическими ресурсами ЦА, предусматривающие механизм компенсации затрат и распределения выгод между странами региона (World Bank, 2010). Так, большая часть электроэнергии, вырабатываемой Нарынским (бассейн Сырдарья) и Вахшским (бассейн Амударья) каскадами ГЭС, в летний период при ирригационных попусках передавалась соседним республикам, а Кыргызстан и Таджикистан взамен получали в осенне-зимний период из союзного резерва материально-технических ресурсов электроэнергию, природный газ, уголь и мазут для работы тепловых электростанций (Винокуров, 2008).

Такой механизм взаимобмена, действовавший в СССР, был основан на схеме комплексного использования и охраны водных ресурсов реки Сырдарья. В ней были определены лимиты водозаборов для каждой республики на вегетационный (апрель-сентябрь) и невегетационный (октябрь-март) периоды года, а также перспективы развития гидроэнергетики в бассейне реки, включающие строительство Камбаратинских ГЭС-1 и ГЭС-2 и Верхне-Нарынского каскада ГЭС. Строительство Камбаратинской ГЭС-1, створ которой должен был быть выше Токтогульской ГЭС, планировалось для гарантированного водообеспечения сельского хозяйства независимо от водности года. С этой же целью предусматривалось строительство Рогунской ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования.

В 1970-х годах для оптимального использования водно-энергетических ресурсов и повышения надежности энергоснабжения и ирригационного водообеспечения создается Объединенная энергосистема Центральной Азии (ОЭС ЦА). Она функционировала на территории примерно в 2 млн км², охватывая полностью Узбекистан, Таджикистан, Кыргызстан, Туркменистан, а также прилегающие к ним пять областей Южного Казахстана. Ее сетевая конфигурация имела в своем составе 83 электростанции разных типов: ТЭС – 70% и ГЭС – 30%, принадлежащих энергетическим системам стран региона и соединенных между собой линиями 220 и 500 кВ. Управление ОЭС ЦА осуществлялось Объединенным диспетчерским управлением (ОДУ СА), расположенным в Ташкенте.

Долгосрочное планирование режимов ОЭС ЦА учитывало структуру генерирующих источников каждой из энергосистем, а также предусматривало минимизацию затрат топлива и потерь электроэнергии в сетях энергосистемы. Взаимосвязанность режимов энергосистем и водохранилищ ГЭС, входящих в ОЭС ЦА, обеспечивалась ОДУ СА, а также БВО «Сырдарья» и БВО «Амударья». ОДУ СА, действовавшее с апреля 1960 г., обеспечивало функции оперативно-технологического управления ОЭС Средней Азии. Таким образом, в Центральной Азии была создана уникальная интегрированная энергосистема, позволяющая одновременно обеспечивать надежное энергоснабжение и сезонное и многолетнее регулирование речного стока для потребностей ирригации с учетом маловодных периодов в бассейнах Сырдарьи и Амударьи. Необходимо отметить, что ОЭС ЦА работала изолированно от ЕЭС СССР, тем не менее ОДУ СА подчинялось ЦДУ ЕЭС СССР и финансировалось Министерством энергетики и электрификации СССР.

После распада СССР и прекращения союзного централизованного финансирования ОЭС СА нарушился режим ее работы. Из-за недостатка собственных энергоресурсов страны с преобладающей гидроэнергетикой стали выпускать из водохранилищ больше воды в зимнее время для покрытия в этот период возросших потребностей в электроэнергии, что привело к нарушению правил эксплуатации ГЭС и их расчетных водных и энергетических режимов. Снижение функциональности ОЭС ЦА сопровождалось ростом числа аварийных ситуаций на энергосистемах, что привело к снижению надежности энергоснабжения. Чтобы не допустить дальнейшей потери устойчивости энергосистем, страны ЦА подписали в ноябре 1991 г. в г. Ашгабате соглашение о параллельной работе энергетических систем, а также учредили предприятие «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Азии» – ОДУ СА с долевым финансированием его содержания. В 1994 г. ОДУ СА получило название «Объединенный диспетчерский центр» – ОДЦ «Энергия». Руководящим органом по управлению и координации параллельной работы ОЭС Средней Азии стал Совет ОЭС СА, состоящий из руководителей энергосистем стран региона.

Несмотря на предпринятые меры по сохранению целостности ОЭС ЦА, в июне 2003 г. из параллельной работы энергосистемы вышел Туркменистан, что резко ухудшило режим работы западной части ОЭС, снизив надежность энергообеспечения потребителей. В октябре 2004 г. было принято соглашение о координации отношений в области электроэнергетики Центральной Азии и создан Координационный электроэнергетический совет Центральной Азии – КЭС ЦА как совещательный орган сторон. В сентябре 2006 г. КЭС ЦА учредил координационно-диспетчерский центр – КДЦ «Энергия». На эту негосударственную некоммерческую организацию были возложены функции обеспечения параллельной работы и координации оперативно-диспетчерской деятельности энергосистем Центральной Азии. КДЦ «Энергия» подотчетен КЭС ЦА, который является его высшим органом управления.

Вместе с тем в октябре 2009 г. Узбекистан в одностороннем порядке отключил межгосударственную линию электропередачи на связи Узбекистан – Таджикистан, и энергосистема последнего была выведена из режима параллельной работы. В результате ОЭС ЦА потеряла до 1 ГВт регулировочной мощности, а Таджикистан для покрытия зимнего дефицита электроэнергии вынужден был осуществлять сработку водохранилищ, а летом проводить холостые сбросы, так как не имел возможности поставлять избыточную электроэнергию за пределы страны. Холостые сбросы вне турбин ГЭС в отдельные годы достигали 5 км³.

Высокая степень использования водных ресурсов в регионе и нарушение режима (правил) эксплуатации водохранилищ повлекли за собой серьезные осложнения в бассейне

Сырдарьи как в зимний, так и в летний период. С переходом режима работы Токтогульского водохранилища на энергетический резко изменилась вся водохозяйственная обстановка в бассейне Сырдарьи. Нижерасположенные Кайраккумское и Шардаринское водохранилища не в состоянии были принять повышенные попуски Токтогульского водохранилища в межвегетационный период, и для предотвращения затопления низовий Сырдарьи ежегодно стали производиться холостые сбросы воды в Арнасайское понижение.

Начиная с 1995 г. для преодоления возникших противоречий стали заключаться ежегодные межправительственные соглашения между Казахстаном, Кыргызстаном и Узбекистаном об использовании водно-энергетических ресурсов в бассейне Сырдарьи. В них фиксировались объемы вегетационных попусков из Токтогульского водохранилища для обеспечения потребности орошения бассейна и определялись величины компенсационных поставок энергоресурсов (природного газа, электроэнергии, мазута, угля) из Узбекистана и Казахстана в Кыргызстан в осенне-зимний период – взамен переданной им избыточной энергии, выработанной ГЭС на дополнительных попусках воды в летний период. Так, в 1998 г. было подписано соглашение между правительствами Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана об использовании водно-энергетических ресурсов бассейна Сырдарьи. В документе устанавливалась следующая схема водно-энергетического обмена: Кыргызстан гарантировал летние попуски из Токтогульского водохранилища, а Казахстан и Узбекистан обеспечивали прием летних излишков электроэнергии и поставку топливно-энергетических ресурсов в зимний период. Соглашением предусматривалось также создание международного водно-энергетического консорциума.

Позднее (с 2003 г.) установилась практика подписания двусторонних соглашений: Казахстан – Кыргызстан, Узбекистан – Кыргызстан («энергия в обмен на воду»), в зависимости от складывающейся водохозяйственной обстановки. Тем не менее в маловодные годы установленные объемы воды не доходили до потребителей. Создание международного водно-энергетического консорциума в ЦА обсуждается с 1998 г. В 2004 г. странами региона была утверждена концепция его создания, которая, однако, не была реализована. Концепция водно-энергетического сотрудничества начиная с 2004 г. рассматривалась также ЕврАзЭС. В связи с несогласованностью позиций сторон она также не принята.

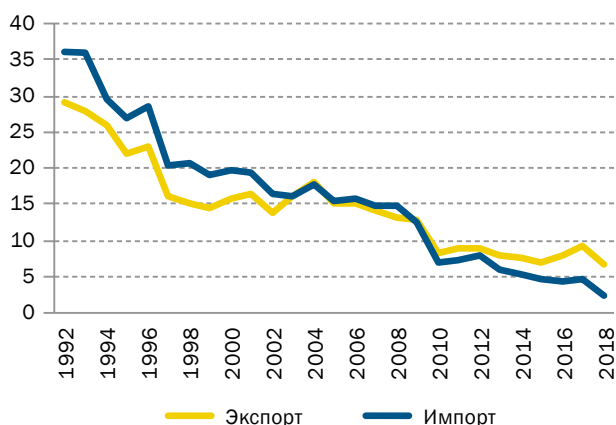
1.4. Экономические издержки потери функциональности ОЭС ЦА

Распад ОЭС ЦА стал фактором снижения сотрудничества в водно-энергетической сфере и вызвал проблемы в энергосекторе практически всех стран региона. Среднегодовой переток электроэнергии между странами ЦА в 2018 г. составил порядка 18% от уровня 1992 г. Объемы межгосударственного обмена стран Центральной Азии – как по получению (импорт), так и по передаче (экспорт) электроэнергии – сократились в среднем, соответственно, с 35,9% и 29,1% до 2,4% и 6,7% от объемов чистого производства электроэнергии в регионе (см. [рисунок 5](#)).

Такое развитие ситуации в условиях увеличения нагрузки на электроэнергетический комплекс быстроразвивающегося региона поставило под угрозу безопасность электроснабжения, особенно в странах, полагающихся на гидроэнергетику, – Кыргызстане и Таджикистане. В 1992 г. эти страны импортировали электроэнергию объемами 50,8% и 29,7% чистого производства соответственно (см. [рисунок 5](#)). Значение экспорта для них было еще более существенным: 63,2% и 33,7%. В этом контексте и с учетом в целом «энергоизбыточного» характера энергосистем

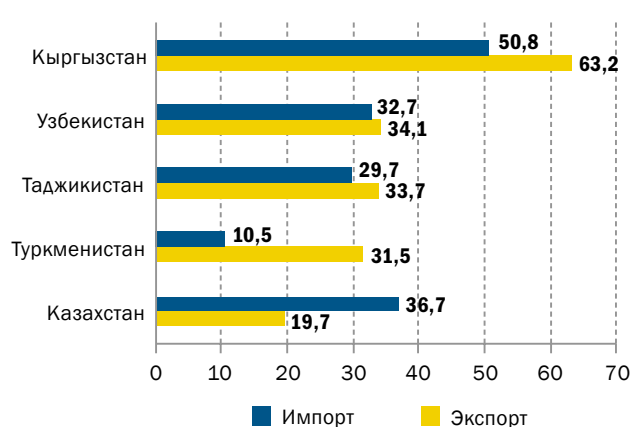
этих стран распад ОЭС ЦА резко усилил проблему сезонного дефицита электроэнергии в зимний период и избытка в летний. В пиковые периоды эти страны вынуждены использовать отключения в качестве инструмента регулирования спроса и импортировать электроэнергию.

Рисунок 5. Экспорт и импорт электроэнергии в ЦА, % от чистого производства



Источник: составлено по данным EIA.

Рисунок 6. Значение экспорта и импорта в ЦА в 1992 г., % от чистого производства



Источник: составлено по данным EIA.

В странах, находящихся в низовьях водных бассейнов (Казахстан и Узбекистан), помимо появления проблем с энергоснабжением в пиковые периоды, обострились проблемы дефицита водных ресурсов для сельского хозяйства. В условиях диспропорционального распределения генерирующих мощностей в Казахстане (в разрезе основных энергетических зон 76,8% электрической энергии в 2020 г. было произведено в Северной зоне) (Самрук-Энерго, 2021) южные области регулярно сталкиваются с проблемой дефицита электроэнергии. Узбекистан, обладая ограниченным потенциалом ГЭС, встал перед проблемой пиковых нагрузок. Одним из ключевых преимуществ ГЭС является возможность их использования в качестве маневренного резерва мощности, поскольку генераторы станций можно легко включать/выключать в зависимости от потребностей в электроэнергии. Они позволяют хорошо регулировать частоту¹ и покрывать растущие пиковые нагрузки.

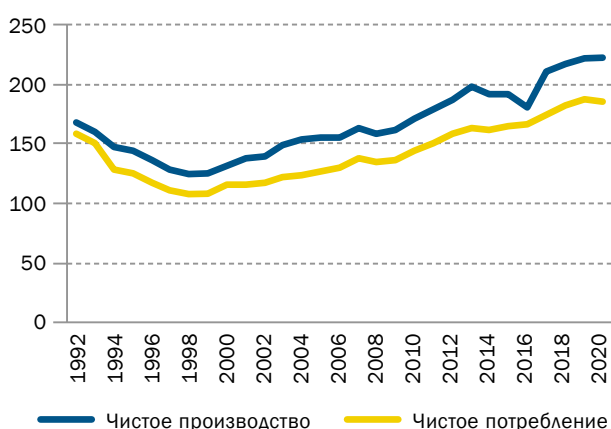
В регионе имеют место нарушения согласованных перетоков между ЕЭК Казахстана и ОЭС ЦА. Дефицит мощности и энергии в энергосистеме Узбекистана в период осенне-зимнего максимума нагрузок приводит к перегрузу сечения Север – Юг Казахстана, срабатыванию автоматики деления по транзиту Север – Юг Казахстана и неплановым отклонениям перетоков между энергосистемами России и Казахстана. Все эти негативные факторы приводят к тяжелым авариям в энергосистемах стран ЦА, потере многолетней регулирующей способности водохранилищ и нарастанию критического недостатка воды на ирригационные цели даже в многоводные годы.

¹ Регулирование частоты в энергосистеме – процесс поддержания частоты переменного тока в энергосистеме в допустимых пределах. Частота является одним из важнейших показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности. При нарушении баланса мощности частота изменяется. Если частота в энергосистеме снижается, необходимо увеличить вырабатываемую на электростанциях активную мощность для восстановления нормального значения частоты.

После длительного спада в период экономической трансформации и снижения объемов потребления электроэнергии в 1992–1999 гг. в ОЭС ЦА начиная с 1999 г. был зафиксирован практически непрерывный рост нагрузки. Восстановление и ускорение экономической активности в регионе сопровождалось увеличением чистого потребления электроэнергии с 1999 по 2020 г. на 71,1% (или на 76,8 ТВт·ч) – до 184,9 ТВт·ч. Вместе с тем рост потребления и производства сопровождался высоким уровнем потерь и неэффективным использованием энерго-ресурсов. Так, в странах – производителях гидроэлектроэнергии потери в результате холостых сбросов воды ежегодно оцениваются от 1 до 3,6% от общего объема потребления.

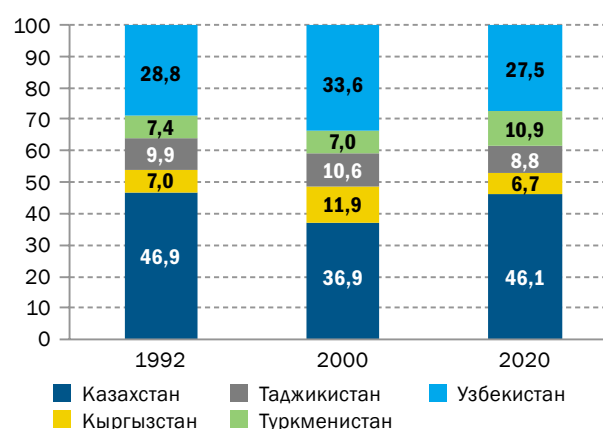
Оценки ежегодного экономического ущерба и нереализованных экономических выгод достигают 4,5 млрд долл. (adelphi и РЭЦЦА, 2017). Данная оценка соответствует 1,5% регионального ВВП. Потери в сельском хозяйстве оцениваются в 0,6% ВВП ЦА, в энергетическом комплексе – 0,9% ВВП. В более долгосрочной перспективе, а именно до 2050 г., согласно оценкам Всемирного банка (World Bank, 2016), разница между издержками инерционного сценария и выгодами сценария, подразумевающего укрепление сотрудничества в ВЭК ЦА, может достигнуть 20% ВВП. По предварительным оценкам ЕАБР, при условии устранения неэффективности ВЭК положительное воздействие на ВВП ЦА может уже в 2025 г. составить 7% ВВП региона (22 млрд долл.). Темпы экономического роста стран региона ЦА через пять лет дополнительно увеличатся на 1,5 п.п. по сравнению с инерционным сценарием развития.

Рисунок 7. Производство и потребление электроэнергии в ЦА, млрд кВт·ч



Источник: составлено по данным EIA.

Рисунок 8. Структура производства электроэнергии в ЦА, %



Источник: составлено по данным EIA.

Проблема энергетической безопасности в Центральной Азии, являясь актуальной в случае Кыргызстана и Таджикистана, дополнительно обострилась по мере восстановления уровня чистого потребления электроэнергии до советского уровня в Казахстане с 2012 г. и Узбекистане с 2014 г. В течение длительного периода в этих странах располагаемые мощности позволяли справляться с сократившимся уровнем потребления. Увеличение потребления электроэнергии в комбинации с низкой энергетической эффективностью способствовало возобновлению интереса к сотрудничеству по водно-энергетическим вопросам.

Кыргызстан и Таджикистан активно продвигают проекты по строительству крупных гидроузлов на руслах трансграничных рек, а также механизмы интегрированного управления

водно-энергетической инфраструктурой регионального значения, настаивая на возможной компенсации затрат на содержание гидротехнических объектов межгосударственного значения.

На межгосударственном уровне в регионе ЦА отсутствует последовательная политика, нацеленная на развитие регионального сотрудничества в ВЭК. Однако есть определенные позитивные изменения. С 2017 г. Узбекистан, являясь одним из крупнейших потребителей водных ресурсов трансграничных рек в регионе, смягчил позицию относительно строительства Рогунской ГЭС в Таджикистане и Камбаратинской ГЭС в Кыргызстане, предпринял практические меры для восстановления параллельной работы с энергосистемой Таджикистана, а также инициировал восстановление функционирования ОЭС ЦА. Ожидается, что участие Таджикистана и Туркменистана в ОЭС ЦА позволит снизить риски дефицита электроэнергии в прогнозируемые в регионе маловодные периоды.

Казахстан традиционно занимал умеренную позицию в связи с сохранением объединенной энергосистемы с Кыргызстаном для взаимных поставок электроэнергии. Тем не менее Казахстан не поддерживает строительство крупных гидроэнергетических сооружений в бассейне реки Сырдарья без согласования данного вопроса со всеми странами, входящими в ее бассейн.

1.5. Архитектура электросетей Центральной Азии: взаимная зависимость и высокий уровень потерь

После обретения независимости республиками и последующего распада ОЭС ЦА объемы транзита и взаимного обмена электроэнергией существенно снизились, однако одновременно был запущен новый процесс реконфигурации распределительных сетей с целью реализации новых возможностей. Например, Туркменистан после выхода из ОЭС ЦА синхронизировал работу своей сети с Ираном. Узбекистан и Таджикистан сотрудничают с Северо-Восточной энергосистемой Афганистана (NEPS) и поставляют электроэнергию, но функционирование энергосистем не синхронизировано из-за проблем с устойчивостью (Шамсиев, 2019).

Развитие внутренних линий электропередачи во всех странах региона было направлено на формирование собственных единых энергосистем с целью улучшения национальной энергетической безопасности. Так, в Казахстане были реализованы крупные проекты строительства высоковольтных линий с целью расширения пропускной способности передачи электроэнергии с профицитного севера на юг и восток Казахстана. В Кыргызстане был реализован проект строительства высоковольтной линии Датка – Кемин, связывающей север и юг страны.

Большая часть энергосистемы Центральной Азии была построена в 1950–1970 гг., в том числе и распределительные электрические сети. Процесс износа и устаревания оборудования затронул также и их, что оказало серьезное влияние на качество электроснабжения. Во всех странах уровень потерь электроэнергии, в том числе в результате передачи по электросетям, оценивается от 7% до 20% производства (Kochnakyan et al., 2013; World Bank, 2013, 2017).

География региона, характеризующаяся высокими горными массивами на юго-западе, обширными пустынями на юге и полузасушливыми степями на западе, обусловила распределение населенных пунктов по территории и, следовательно, конфигурацию

энергосистемы. Архитектура региональных электросетей (см. [рисунок 9](#)) повторяет распределение населения и имеет форму незамкнутого круга, огибающего пустыни, степи и Аральское море, расположенные в центре региона. Северные и восточные сегменты региональной электросети являются наиболее развитыми и непрерывными, со множеством параллельных ветвей и переходов в прилегающие территории. В южном сегменте, включающем в себя Туркменистан и Узбекистан, энергосети становятся однопоточными. В восточном сегменте следует отметить отсутствие целостности в виде разрыва между казахстанской и туркменской электросетями.

Основой региональной системы электросетей является магистраль 500 кВ, которая идет с севера, начинаясь в Российской Федерации, проходит через все республики Центральной Азии и замыкается в Туркменистане. Линии в 220 кВ проложены параллельно этой магистрали и обеспечивают подключение к магистрали прилегающих территорий. Система электросетей образует петли в областях с более высокой плотностью населения, таких как Северный и Южный Казахстан, юго-восток Узбекистана и частично Таджикистан. Она имеет множество тупиковых ответвлений на южных и западных территориях (Туркменистан и Западный Казахстан), а также в долинах Таджикистана и Кыргызстана. Центральная часть Казахстана, вокруг Аральского моря, имеет самую низкую плотность электросетей ([ЕАБР, 2012](#)).

В отдаленных районах система электросетей неоднородна. Из-за особой конфигурации рельефа границ некоторые сегменты энергосистемы отдельно взятой страны могут быть не связаны. В этом случае подключение осуществляется через соседние страны. Такая особенность является наследием СССР, при котором внутренние границы не имели значения и все страны Центральной Азии были частью одного государства. Так, западная часть энергосистемы Казахстана не связана напрямую с остальной (и наиболее обширной) частью страны. На севере связь проходит через территорию Российской Федерации. Некоторые сегменты энергосистем Кыргызстана, Таджикистана и Туркменистана связаны через Узбекистан. Туркменистан, расположенный в конце магистрали, наименее интегрирован в общую региональную систему электросетей. Узбекистан, наоборот, является основой всего региона и тесно связан с четырьмя другими странами.

Большие пространства, характеризующие региональную конфигурацию электросетей, являются причиной высокой стоимости строительства и обслуживания линий электропередачи в регионе. Однако в Казахстане планируется все-таки связать западную сеть страны с основной сетью на востоке и укрепить систему электрических сетей за счет строительства дополнительных высоковольтных линий электропередачи.

Учитывая первоначальную схему энергосистемы, пять стран Центральной Азии остаются хорошо связанными между собой. При этом энергоснабжение отдельных сегментов энергосистемы отдельно взятой страны может находиться в полной зависимости от соседней республики. Поскольку ОЭС ЦА была спроектирована как южное продолжение российской электроэнергетической системы, связь с Россией остается весьма плотной через сеть линий электропередачи, соединяющих населенные пункты Северного Казахстана с поселениями на юге России. В южных и восточных сегментах региональной системы электрических сетей Центральной Азии линии между соседними странами используются в большей степени для взаимного обмена между республиками. В настоящее время нет связи с Китаем.

**Рисунок 9. Центрально-азиатская энергетическая система
(карта-схема основных эл. сетей 220–500 кВ)***



* воспроизводится с разрешения правообладателя.

Источник: ESCAP (2018).

1.6. Основные вызовы водно-энергетического комплекса Центральной Азии

Несмотря на предпринимаемые усилия со стороны государств ЦА и международных финансовых институтов по развитию ВЭК и определенные успехи в развитии энергетического потенциала, **перед странами региона стоит ряд вызовов, требующих решения.**

В энергетическом секторе:

- высокий уровень износа электросетевого комплекса и генерирующих мощностей (удельный вес мощностей возрастом свыше 30 лет составляет от 44% до 75%) (ADB, 2012);
- высокий уровень потерь электроэнергии (7–20% производства в некоторых странах);
- разбалансированность производства и потребления электроэнергии в регионе ЦА (потеря 11 млрд кВт·ч экспортного потенциала);
- снижение надежности энергоснабжения в Узбекистане и на юге Казахстана в результате нехватки маневренных мощностей и неиспользования ГЭС соседних стран;
- нерациональное использование гидроэлектроэнергии, проявляющееся через сезонный дефицит и холостые сбросы воды, в результате несовпадения пиков производства и потребления (согласно ПАО «Русгидро», ежегодный объем неудовлетворенного спроса в Кыргызстане и Таджикистане оценивается в 1,5–3 ТВт·ч и 4,0–4,5 ТВт·ч соответственно);
- различия между странами в правовых механизмах и инструментах регуляторной и тарифной политики.

В водном комплексе:

- сокращение объемов водообеспечения для стран бассейна Аральского моря с 8,4 тыс. м³ до 1,4 тыс. м³ на человека в год (при критичном пороге в 1,7 тыс. м³) и усиление дефицита водных ресурсов в низовье водных бассейнов;
- высокий уровень засоленности и заболоченности орошаемых земель (около 50%) в результате износа водохозяйственной системы (насосных станций, магистральных каналов, оросительной и коллекторно-дренажной сети);
- нарушение проектных режимов работы водохранилищ и ГЭС;
- потеря многолетней регулирующей способности водохранилищ и нарастание критического недостатка воды на ирригационные цели даже в многоводные годы;
- отсутствие межгосударственного регулирования водных ресурсов, необходимого для удовлетворения неравномерных в течение года потребностей в воде на ирригацию;
- противоречие интересов стран верховья и низовья бассейна трансграничных рек относительно режима использования водных ресурсов и др.

Регион ЦА нуждается в дополнительном увеличении объемов выработки электроэнергии (через увеличение генерирующих мощностей и модернизацию существующих), в оптимизации энергопотребления и обеспечении транспортировки новых объемов электроэнергии до потребителей, а также в выходе на новые рынки (через строительство новых электролиний). В контексте текущих климатических изменений в регионе ожидаются сокращение ледникового питания, а также перемены в уровне обеспечения водными ресурсами потребностей экономик стран ЦА (Ясинский, Мироненков, Сарсембеков, 2012).

Для решения вопросов энергоснабжения все страны планируют использовать сложившиеся преимущества и активно наращивать потенциал в первую очередь традиционных для страны генерирующих мощностей в средне- и долгосрочной перспективе. В связи с изменением климата и загрязнением окружающей среды в регионе все же усилилось значение «зеленой» энергетики: практически во всех странах были разработаны меры политики и законы, касающиеся развития возобновляемых источников энергии (Eshchanov et al., 2019).

Потребности стран в инвестициях в инфраструктуру водно-энергетического комплекса Центральной Азии значительны и оцениваются в 90 млрд долл. (порядка 9 млрд долл. в год) для периода 2021–2030 гг. Эти оценки базируются на результатах исследования (Branchoux et al., 2018), используемого международными организациями (ESCAP, 2020). Согласно данному исследованию, инвестиционные потребности ВЭК ЦА составляют ежегодно 1% ВВП для Казахстана, 5,7% ВВП для Кыргызстана, 7,4% ВВП для Таджикистана, 3,5% ВВП для Узбекистана и 1,7% ВВП для Туркменистана.

С методологической точки зрения оценки учитывают финансирование, необходимое для устранения накопившихся пробелов в потребностях, связанных с инфраструктурой, для удовлетворения растущего спроса на новую инфраструктуру, поддержания на должном уровне существующей инфраструктуры и снижения ее уязвимости перед рисками, связанными с изменением климата. Прогнозные значения потребностей в инвестициях в водно-энергетический комплекс ЦА до 2030 г. основываются на панели данных, состоящей из 71 развивающейся страны, для периода 1990–2015 гг. Данные оценки потребностей можно принимать как минимальные в силу того, что они включают в себя потребности по двум видам экономической деятельности: энергоснабжение и водоснабжение. Потребности сегмента водообеспечения региона ЦА, которые тесно связаны с вопросами ирригации и развития сельского хозяйства, не включены в расчеты.

Альтернативные оценки АБР (ADB, 2017), на временном промежутке с 2016 по 2030 г., указывают на необходимые объемы инвестиций в энергетику в регионе Центральной Азии и Кавказа суммарно в 256 млрд долл. в рамках базового сценария – или 316 млрд долл. с учетом необходимых инвестиций, связанных с изменением климата.

Рисунок 10. Основные вызовы ВЭК ЦА и издержки неэффективного использования ресурсов

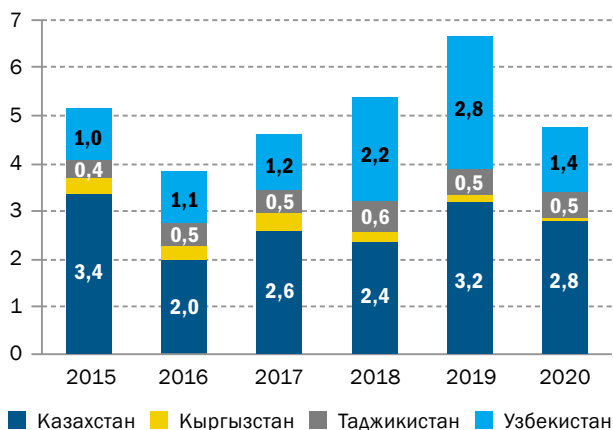
Источник: составлено авторами.

2. ВЕДУЩАЯ РОЛЬ МНОГОСТОРОННИХ БАНКОВ РАЗВИТИЯ В ФИНАНСИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

2.1. Основные тренды инвестиционной активности в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии

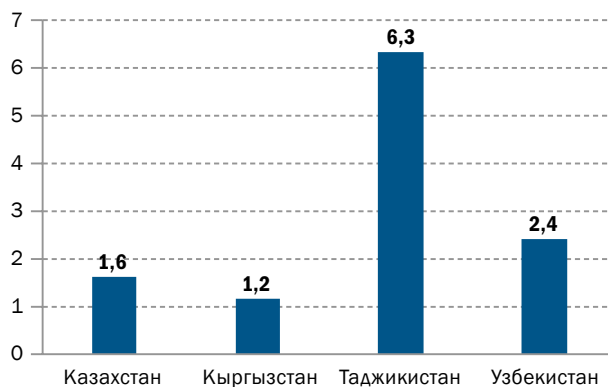
Обзор текущего состояния водно-энергетического комплекса Центральной Азии свидетельствует об усилении инвестиционной активности по мере ускорения экономического развития и обострения вопроса энергоснабжения в регионе. В результате потенциал мощностей на конец 2020 г. увеличился на 27,7% по сравнению с 1992 г. (или на 11,7 ГВт) и составил 53,8 ГВт (0,7% мировых мощностей).

Рисунок 11. Динамика инвестиций в капитал ВЭК в ЦА в 2015–2020 гг., млрд долл.



Источник: составлено по данным статистических ведомств и CEIC.

Рисунок 12. Значение инвестиций в капитал ВЭК в странах ЦА в 2020 г., % ВВП



Источник: составлено по данным статистических ведомств и CEIC.

Ускоренное развитие энергосектора ЦА обусловлено реализацией государственных программ стран региона. С учетом структуры собственности и специфики инвестиционных проектов в ВЭК государство играет ключевую роль в его развитии. Значение государства и государственных компаний проявляется на уровне разработки долгосрочных концепций развития ВЭК, определения тарифной политики, поиска источников финансирования, реализации проектов и др.

Объемы инвестиций в основной капитал ВЭК² ЦА увеличивались высокими темпами с 2016 по 2019 г.,³ составив в совокупности порядка 6,7 млрд долл. в 2019 г. для четырех стран – Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана.⁴ **В 2020 г.** в результате пандемии COVID-19, способствовавшей сокращению доходов и расходов государств ЦА и изменению приоритетов, значительный спад инвестиций в ВЭК (минус 28,6% г/г до **4,8 млрд долл.**) был зафиксирован во всех странах региона. Инвестиции в ВЭК ЦА сконцентрированы преимущественно в сегменте «снабжение электроэнергией». По итогам 2020 г. они составили порядка 3,4 млрд долл. В сегменте «водоснабжение» – 1,4 млрд долл.

Основные инвестиции в ВЭК ЦА осуществляют Казахстан (2,783 млрд долл., или 1,6% ВВП) и Узбекистан (1,377 млрд долл., или 2,4% ВВП). Эти страны обладают крупными и активно развивающимися экономиками. Отличаются значительными финансовыми ресурсами и, соответственно, высокой долей государственного участия в инвестиционных процессах во многих отраслях экономики, в том числе в ВЭК. В этих странах проводится активная политика по развитию и привлечению инвестиций в сектор. Важным различием между двумя странами является более заметное присутствие сегмента «водоснабжение» в Казахстане (36,6% инвестиций в сектор) по сравнению с Узбекистаном (26,2%). Несмотря на значительные объемы инвестиций в ВЭК в номинальном выражении, их удельный вес в структуре инвестиций (в 2020 г. 9,3% и 16,3% соответственно в Казахстане и Узбекистане) и относительно ВВП остается ограниченным (в 2020 г. 1,6% и 2,4% соответственно в Казахстане и Узбекистане).

В Таджикистане и Кыргызстане инвестиции в капитал ВЭК составили соответственно 507 млн долл. (6,3% ВВП) и 89 млн долл. (1,2% ВВП) по итогам 2020 г. В Таджикистане бюджетные ограничения не помешали в течение длительного периода проводить активную инвестиционную государственную политику в секторе. За счет государства в ВЭК реализуются крупнейшие инвестиционные проекты. Инвестиции в ВЭК обеспечили порядка 45% совокупных инвестиций в капитал всей экономики, что подчеркивает высокий приоритет сектора в промышленной политике страны. Развитие ВЭК в КР получило наименьшее развитие в ЦА в постсоветский период, в том числе в результате низкой инвестиционной активности в секторе. Слабые инвестиционные показатели в ВЭК КР обусловлены ограниченными государственными доходами, а также заниженными тарифами, которые не покрывают себестоимости производства электроэнергии.

По итогам 2020 г. прямые иностранные инвестиции (ПИИ) занимают незначительное место в финансировании инвестиционных проектов в ВЭК ЦА. Слабая инвестиционная привлекательность для иностранных инвесторов может объясняться доминирующей позицией

² Приведенная в данном докладе статистика по инвестициям в капитал, а также по прямым иностранным инвестициям в ВЭК представляет собой сумму показателей по двум видам экономической активности: 1) «снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом» и 2) «водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений».

³ Статистика по инвестициям в ВЭК в регионе ЦА составлена на основе данных из разных официальных источников для периода 2015–2020 гг. в силу необходимости сопоставить данные между странами ЦА. Формирование более длинных временных серий требует дополнительной работы.

⁴ На данный момент статистика относительно объемов инвестиций в основной капитал, а также относительно отраслевой структуры привлеченных прямых иностранных инвестиций для Туркменистана недоступна. В этой связи Туркменистан в этом разделе исключен из анализа. Все агрегированные региональные данные включают только четыре страны – Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Узбекистан.

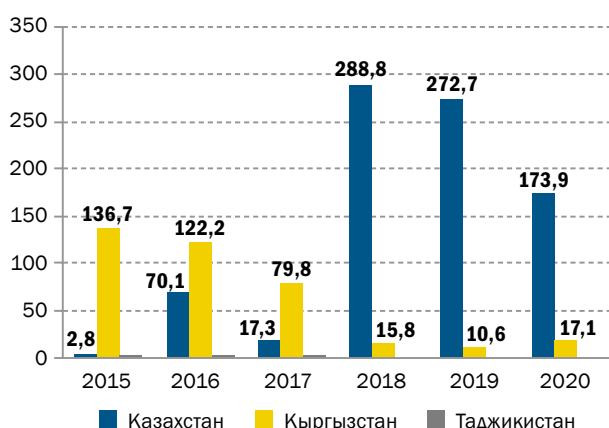
в секторе государства, которое реализует тарифное регулирование с учетом социальной политики. Инвестиционные проекты в ВЭК ЦА являются долгосрочными, не отличаются высокой маржинальностью в условиях стратегического и социального значения сектора, зависят от наличия инструментов государственной поддержки и нуждаются в предсказуемой институциональной среде. По всей видимости, внешние источники финансирования капитала в ВЭК ЦА в большей степени представлены заемными и грантовыми средствами.

В Казахстане привлечение ПИИ в ВЭК имеет ограниченный и волатильный характер. В течение последних 10 лет их удельный вес не превышал 1,4% от совокупного объема привлеченных ПИИ. В структуре источников финансирования инвестиций в ВЭК их значение не превышало 12,2% (2018 г.). В номинальном выражении объемы ПИИ в ВЭК РК в течение периода находились в диапазоне от 2,8 млн долл. (2015 г.) до 338 млн долл. (2013 г.). В 2020 г. приток ПИИ в ВЭК РК составил 173,9 млн долл.

В Кыргызстане активное привлечение ПИИ в ВЭК наблюдалось в 2015–2017 гг. В течение этого периода их значение находилось в диапазоне от 9% до 15% от совокупного объема привлеченных инвестиций. В этот период они обеспечивали порядка 40% инвестиций в капитал ВЭК. В номинальном выражении максимальный объем ПИИ в ВЭК КР составил 136,7 млн долл. в 2015 г. В течение остального периода времени их значение и объемы были ограниченными. В 2019 г. удельный вес ПИИ, привлеченных в ВЭК КР, составил всего 1% в совокупном объеме (10,6 млн долл.). В 2020 г. приток ПИИ в ВЭК КР составил 17,1 млн долл.

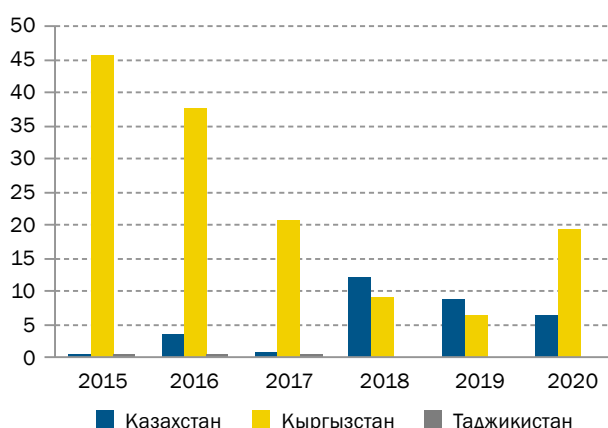
В Таджикистане объемы ПИИ, направляемые в ВЭК, практически отсутствуют. Согласно статистике Национального банка РТ, за последние 10 лет приток ПИИ в сектор электроэнергетики и водоснабжения наблюдался только в период с 2015 по 2017 г. При этом объем притока был крайне ограниченным с максимальным значением 353,8 тыс. долл. в 2015 г. В 2020 г. привлеченный иностранный капитал в ВЭК РТ не осуществлялся.

Рисунок 13. Динамика ПИИ в капитал ВЭК в ЦА в 2015–2020 гг., млн долл.



Источник: составлено по данным статистических ведомств, центральных банков и CEIC.

Рисунок 14. Значение ПИИ для инвестиций в капитал ВЭК в ЦА, %



Источник: составлено по данным статистических ведомств, центральных банков и CEIC.

Максимальные объемы иностранных инвестиций в ВЭК Узбекистана зафиксированы в 2018–2019 гг., когда они превысили 2 млрд долл. и составили от 16 до 20% общего объема иностранных инвестиций. В 2020 г. их удельный вес снизился, составив 9,6% по итогам 2020 г. Доступная статистика не позволяет провести анализ отраслевой структуры привлеченных в Узбекистан прямых иностранных инвестиций.

Низкая инвестиционная привлекательность ВЭК ЦА для иностранных инвесторов обусловлена слабой институциональной средой в регионе ЦА, повышенным уровнем экономических, политических и отраслевых рисков, присутствием стратегических политических интересов и региональных противоречий в большинстве водно-энергетических проектов, а также рядом экономических факторов (в их числе, например, низкий уровень тарифов на электроэнергию практически во всех странах ЦА, отражающий социальную значимость сектора), специфичных для ВЭК ЦА, не позволяющих достигнуть достаточного уровня рентабельности. В этой связи водно-энергетические проекты в ЦА зачастую политизированы и в них присутствует вопрос государственной безопасности, который может вступать в противоречие с вопросом экономической целесообразности (Laruelle et al., 2016). Также инвесторы сталкиваются с проблемой неудовлетворительного финансового состояния основных государственных игроков ВЭК, отвечающих за разработку и реализацию проектов. Правительства зачастую оказывают поддержку стратегически важным компаниям ВЭК, несмотря на их сложное финансовое состояние и высокие уровни задолженности.

Показатели Всемирного банка, которые в совокупности отражают состояние институциональной среды во многих странах мира, свидетельствуют о слабых позициях региона ЦА по большинству индикаторов (Kaufmann et al., 2010). Реализация сложных и длительных по сроку проектов, зачастую с невысоким уровнем рентабельности, в ВЭК ЦА может усложниться по ряду причин: недостаточная подотчетность государственного управления, наличие возможной коррупционной составляющей, недостаточное качество нормативно-правовых документов, слабый уровень исполнения законов и преемственности решений и так далее.

2.2. Участие МБР в развитии водно-энергетического комплекса Центральной Азии

В условиях недостаточной инвестиционной привлекательности ВЭК ЦА и низкой рентабельности проектов для частного капитала и иностранных инвесторов многосторонние банки развития (МБР) являются важным источником финансовых ресурсов для реализации государственных инициатив по развитию комплекса. На данный момент в стадии реализации находится 104 проекта на сумму 10,2 млрд долл. (база данных ЕАБР). Лидером по объему финансирования является ЕБРР с портфелем в 3,3 млрд долл., или 32,7% от общего объема финансирования МБР в ЦА. Следом идут ВБ – 3,0 млрд долл. (29,6%) и АБР – 2,6 млрд долл. (26,2%). На долю ЕАБР и ЕФСР, ЕИБ и АБИИ в совокупности приходится 1,2 млрд долл. (11,5%). Несмотря на борьбу с последствиями пандемии COVID-19, МБР продолжили финансирование ВЭК ЦА. В 2020 г. МБР было одобрено финансирование по 24 проектам в ВЭК ЦА на общую сумму 1,8 млрд долл.

Рисунок 15. Участие МБР в финансировании инвестиционных проектов ВЭК ЦА

Доля в общем объеме финансирования ЦА, %		Сумма финансирования, млрд долл.
32,7	 Европейский Банк Реконструкции и Развития	3,318
29,6	 ВСЕМИРНЫЙ БАНК WBFP - MAP	3,005
26,2	 ADB ASIAN DEVELOPMENT BANK	2,659
6,7	 Евразийский Банк Развития ЕФСР Евразийский фонд стабилизации и развития	0,677
3,8	 European Investment Bank	0,389
1,1	 AIIB ASIAN INFRASTRUCTURE INVESTMENT BANK	0,107
100	Итого:	10,155

Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

В основе работы многосторонних банков развития в сфере энергетики лежат глобальные инициативы, в частности, «принципы устойчивой энергетики для всех» (SEforALL) глобальной повестки в области устойчивого развития на период до 2030 г. и Парижского соглашения по климату (см. [врезку 1](#)). Цели данных глобальных инициатив нашли свое отражение в принципах и приоритетах работы многих МБР. Так, ключевыми приоритетами деятельности МБР в сфере энергетики являются: развитие и улучшение энергетической инфраструктуры стран; улучшение доступа к энергии; переход на менее углеродоемкую структуру энергии (см. [таблицу 5](#)). По оценкам АБИИ, инвестиции в энергетические проекты с нулевым выбросом углерода составили от 20% до 41% от общей суммы суверенных займов и грантов, предоставленных МБР в Азии (АИВ, 2018).

Ведущая роль МБР в ВЭК объясняется присутствием грантовой или высокольготной составляющей в финансировании из-за длительного цикла и больших затрат. Отличительной особенностью такого финансирования является невозможность привлечения рыночного финансирования для реализации проекта в полном объеме, на разумных для нужд проекта условиях и при приемлемом уровне риска. Так, финансирование ветровой и солнечной энергетики, а также дорогостоящей геотермальной энергетики в Азии зачастую происходит за счет грантов и льготного кредитования. Такого рода гранты предоставили Глобальный экологический фонд, Фонд чистых технологий и Международная ассоциация развития. Финансирование проектов в ВЭК требует тщательного предпроектного анализа и оказания технического содействия на всем протяжении проекта. Преимуществом МБР относительно других игроков является также их способность предоставлять гарантию защищенности от рисков, а также оказывать содействие для вхождения в состав участников проекта, задействовать в инфраструктурных проектах дополнительные государственные и частные средства и т.д. (Вурф, 2017).

Таблица 4. Участие МБР в финансировании инвестиционных проектов ВЭК ЦА

	Доля в общем объеме финансирования ЦА, %	Сумма финансирования, млрд долл.	Количество проектов, единиц	Средний размер кредита, млн долл.
ЕБРР	32,7	3,318	42	79,0
ВБ	29,6	3,005	23	130,7
АБР	26,2	2,659	20	133,0
ЕАБР и ЕФСР	6,7	0,677	10*	52,1**
ЕИБ	3,8	0,389	7	55,5
АБИИ	1,1	0,107	2	53,4
Итого	100	10,155	104	94,9**

* – в общее количество следует добавить три проекта ЕФСР, реализуемых в КР в рамках совместного финансирования с АБР. Количество проектов ЕАБР и ЕФСР составляет в этом случае 13.

** – с учетом дополнительных трех проектов ЕФСР в КР в рамках совместного финансирования с АБР.

Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Врезка 1. Глобальные инициативы в области энергетики

Инициатива «Устойчивая энергетика для всех» (SEforALL), выдвинутая Генеральным секретарем ООН Пан Ги Мун в сентябре 2011 г., преследует три цели, которые должны быть достигнуты к 2030 г.: обеспечение всеобщего доступа к современным энергетическим услугам; удвоение доли возобновляемых источников энергии в мировом энергобалансе; удвоение темпов повышения энергоэффективности. Инициатива была запущена одновременно с резолюцией 65/151 Генеральной Ассамблеи ООН от 20 декабря 2010 г., когда 2012-й был объявлен Международным годом устойчивой энергетики для всех.

Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 г. представляет собой набор из 17 целей, которые были приняты всеми государствами – членами ООН в 2015 г., в ней сформулирован 15-летний план по их достижению. Цель 7 – это обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех к 2030 г.

Парижское соглашение регулирует меры по снижению содержания углекислого газа в атмосфере. Целью соглашения (согласно ст. 2 соглашения) является активизация Рамочной конвенции ООН по изменению климата, в частности, удержание роста глобальной средней температуры «намного ниже» 2 °С сверх доиндустриальных уровней и приложение усилий для ограничения роста температуры величиной 1,5 °С.

Лидер финансирования – ЕБРР – в рамках реализации стратегии по развитию энергетического сектора на 2019–2023 гг. принимает активное участие в развитии ВЭК во всех странах региона ЦА. Так, доля активных проектов ЕБРР в ВЭК в Казахстане составляет 20,3% от всего портфеля, в Кыргызстане – 4%, в Таджикистане – 10%, в Узбекистане – 17%. При этом

отличительной чертой ЕБРР является фокус на частный сектор. Для более чем 80% всех частных проектов в сфере энергетики ЦА одобрено финансирование со стороны ЕБРР. Наибольший объем операций ЕБРР приходится на Казахстан – 13% от совокупного портфеля банка в энергетике.

АБР с 2009 г. на постоянной основе оказывает значимую поддержку странам ЦА по финансированию проектов в энергетическом секторе. В виде кредитов, грантов и технического содействия кумулятивно было профинансировано проектов на сумму 4,8 млрд долл., что составляет 26% от общего портфеля банка в ЦА. Поддержка АБР сосредоточена на решении следующих задач: расширение доступа к чистой и современной энергии, расширение использования возобновляемых источников энергии, укрепление систем передачи и распределения электроэнергии для интеграции большего количества возобновляемых источников энергии, повышение энергоэффективности со стороны спроса в зданиях, на транспорте и в промышленности, продвижение реформ в электроэнергетике, управлении и региональной интеграции. Грантовая помощь странам предоставляется из льготных средств Азиатского фонда развития.

Таблица 5. Ключевые приоритеты и документы МБР в сфере энергетики

МБР	Программа	Сроки	Приоритеты
АБР	Принята в 2009 г.	Без сроков	<ul style="list-style-type: none"> • Продвижение энергоэффективности и возобновляемых источников энергии • Максимальный доступ к энергии для всех • Содействие реформе энергетического сектора, наращиванию потенциала и управлению
АБИИ	Стратегия энергетического сектора: устойчивая энергетика для Азии	2018 – н.в.	<ul style="list-style-type: none"> • Улучшение доступа к энергии • Повышение энергоэффективности • Сокращение выбросов при производстве энергии • Усиление региональной кооперации
ВБ	Программа содействия развитию системы управления в секторе энергетики (ESMAP) и Глобальное партнерство по уменьшению факельного сжигания газа (GGFR)	Без сроков	<ul style="list-style-type: none"> • Улучшение операционных и финансовых показателей энергетического сектора • Улучшение управления в энергетическом секторе
ЕБРР	Стратегия энергетического сектора	2019–2023 гг.	<ul style="list-style-type: none"> • Декарбонизация и электрификация • Хорошо функционирующие энергорынки • Энергоэффективная и инклюзивная экономика • Более чистые цепочки создания стоимости в нефтегазовой отрасли

Источник: информация с сайтов МБР.

Всемирный банк реализует несколько программ по развитию ВЭК ЦА и принимает активное участие в финансировании региональных инициатив (см. [секцию 2.3](#)). Только за последние пять лет Всемирный банк выделил 6,2 млрд долл. на программы доступа к энергии. Из этой суммы порядка 15,6% приходится на энергетику в ЦА. При этом Всемирный

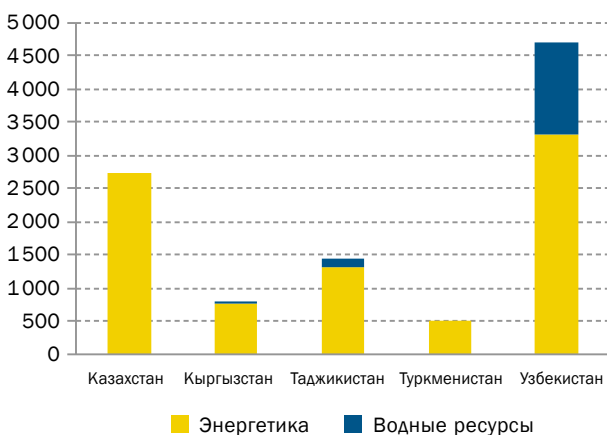
банк – абсолютный лидер в ЦА по финансированию проектов в сфере ирригации и водного хозяйства. Из 1,5 млрд долл. одобренного финансирования со стороны МБР в ЦА на ВБ приходится 97,5% такого финансирования. Страновая программа Всемирного банка в Узбекистане является второй по величине в Европе и Центральной Азии. По состоянию на 1 октября 2020 г. в стране, при финансовом содействии банка, осуществлялись 23 проекта на общую сумму 4,44 млрд долл. (МБРР и МАР являются организациями в составе Группы Всемирного банка).

АБР и ВБ принимают активное участие в оказании технической поддержки органам государственной власти при формировании государственной политики в водно-энергетическом комплексе ЦА. Такое содействие обеспечивает поддержку в подготовке ряда важных проектов в Центральной Азии, в числе которых проекты по усовершенствованию распределения электроэнергии, возобновляемой энергии и энергоэффективности в Кыргызской Республике и программа развития электроэнергетического сектора в Республике Таджикистан. Кроме того, программа технической помощи обеспечивает высокоуровневую и комплексную проверку (аудит) и формулирование компонентов для проекта развития энергетического сектора в Казахстане. Эти МБР принимают участие в финансировании проектов в сфере управления водными ресурсами, водоснабжения и ирригации. Согласно собранной на данный момент информации, другие МБР сейчас не принимают участия в финансировании проектов в этом сегменте ВЭК ЦА.

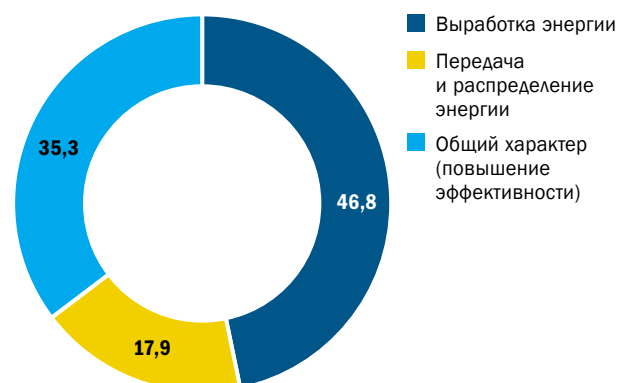
АБИИ сфокусирован на проектах в области возобновляемых источников энергии, энергоэффективности, восстановления и модернизации существующих электростанций, а также сетей передачи и распределения. В регионе ЦА АБИИ участвует в софинансировании наряду с ЕФСР и ВБ реабилитации Нурекской ГЭС в Таджикистане.

ЕАБР и ЕФСР осуществляют активное финансирование проектов в энергетике ЦА. При этом ЕАБР сконцентрировал свою деятельность на финансировании энергетических проектов на рыночных условиях в Казахстане и взаимодействует в большей степени с частным сектором. ЕФСР присутствует в Кыргызстане и Таджикистане – странах, испытывающих наибольшую потребность в финансировании крупных инфраструктурных проектов и характеризующихся ограниченными бюджетными возможностями. В инвестиционном портфеле ЕФСР проекты в энергетике составляют более половины от всего портфеля. Закрытие системных инфраструктурных разрывов в ключевых отраслях Кыргызстана, Таджикистана через предоставление суверенных инвестиционных кредитов является важной задачей для ЕФСР.

В структуре инвестиций МБР в ВЭК ЦА энергетические проекты преобладают над проектами в сфере управления водными ресурсами и водоснабжения (см. [рисунок 16](#)). В этом сегменте МБР реализуется 92 проекта стоимостью 8,6 млрд долл. Во всех странах ЦА этот сегмент ВЭК является доминирующим. Среди энергетических проектов проекты выработки электроэнергии составляют 46,8%, или 4,2 млрд долл., за ними следуют проекты, связанные с повышением эффективности, с долей 35,3%, или 3,1 млрд долл. Инвестиции в передачу и распределение электроэнергии составляют 17,9%, или 1,6 млрд долл. (см. [рисунок 16](#)). Водные проекты в ЦА в большинстве являются некоммерческими и реализуются преимущественно за счет бюджетных средств. Поэтому при финансировании этих проектов МБР включаются грантовые элементы и используются льготные процентные ставки.

Рисунок 16. Соотношение проектов в ВЭК ЦА, млн долл.

Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Рисунок 17. Основные направления в сегменте энергетики ЦА, %

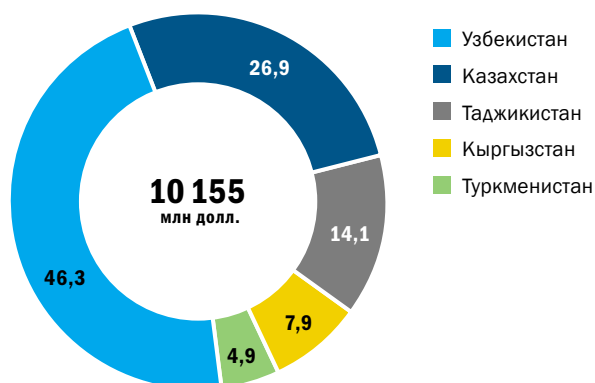
Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Управление водными ресурсами является одним из ключевых направлений регионального сотрудничества в Центральной Азии, которое остается недофинансированным. Из 104 действующих проектов всего 12 реализуется МБР в сфере управления водными ресурсами, ирригации и водоснабжения. Одобренное финансирование в этой сфере равняется 1,5 млрд долл. (15,1% всех проектов МБР в ВЭК ЦА). При этом более 90% от этой суммы приходится на Узбекистан. Проекты в сегменте управления водными ресурсами менее привлекательны по сравнению с энергетическим сегментом с позиции коммерческого инвестирования. Из представленных в обзоре МБР в финансировании проектов водоснабжения задействованы только АБР и ВБ.

Узбекистан является лидером по объемам привлечения финансирования МБР. Сотрудничество этой страны с МБР резко усилилось после объявления властями курса политической и экономической открытости в Узбекистане. С 2017 г. было реализовано 20 из 26 действующих выявленных инвестиционных проектов. Казахстан с объемом финансирования в 2,7 млрд долл. (26,9%) занимает вторую позицию. Затем следуют Таджикистан и Кыргызстан. Последнюю позицию в страновой структуре финансирования ВЭК со стороны МБР занимает Туркменистан, который в большей степени использует для развития ВЭК собственные финансовые ресурсы.

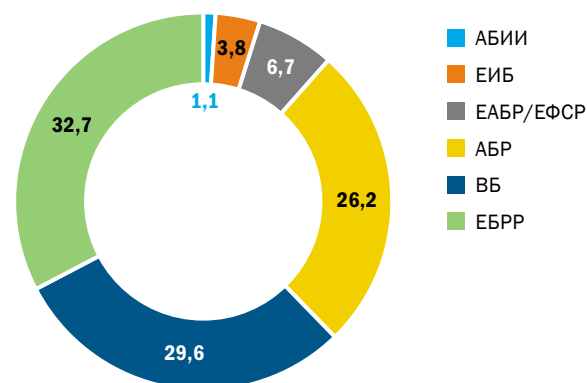
В Узбекистане насчитывается 26 действующих проектов на сумму 4,7 млрд долл., или 46,3% от общего финансирования многосторонними банками развития в Центральной Азии (см. рисунок 18). Финансовая, техническая и аналитическая поддержка МБР существенно увеличилась с 2017 г. с целью содействия правительству в реализации комплексной программы реформ по переходу к рыночной экономике. До 2017 г. насчитывалось только восемь проектов. Средний размер кредита МБР в ВЭК страны составляет 180,7 млн долл., что значительно превышает аналогичный показатель других стран региона. Большинство проектов направлено на развитие энергетического сектора. Реализуются также проекты в сфере водоснабжения и водообеспечения. При этом на региональном уровне более 90% от всех проектов, связанных с водными ресурсами ЦА, приходится на Узбекистан.

Рисунок 18. Удельный вес стран ЦА в общем объеме финансирования МБР, %



Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Рисунок 19. Удельный вес МБР в общем объеме финансирования, %

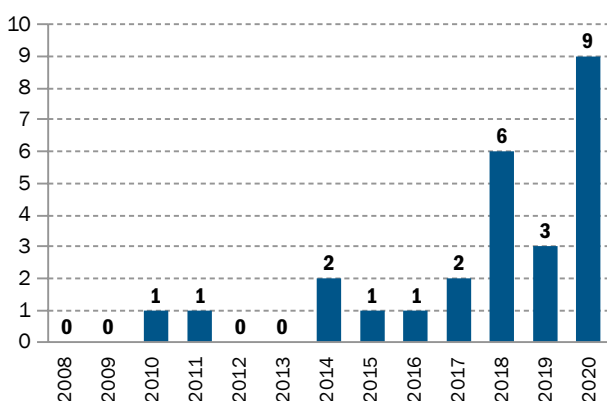


Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Всемирный банк является ведущим МБР по финансированию проектов в ВЭК Узбекистана, обеспечивая более половины инвестиционного портфеля МБР в ВЭК страны (50,8%) (см. [рисунок 21](#)). За ним следуют АБР и ЕБРР с удельным весом соответственно в 27,9% и 17,6% в совокупном портфеле МБР в ВЭК Узбекистана. Евразийские финансовые структуры на данный момент не принимают участия в финансировании ВЭК.

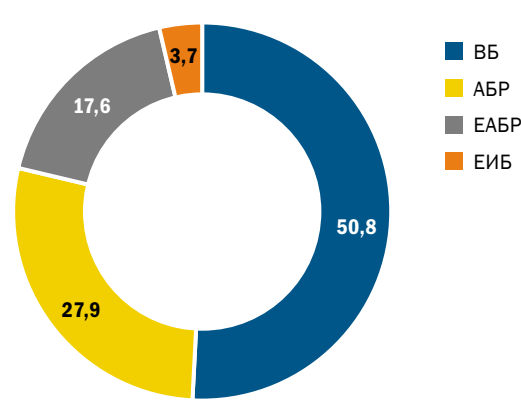
В ВЭК Узбекистана в настоящее время не участвует частный сектор. Проект ЕБРР по финансированию Самаркандской солнечной электростанции – один из первых двух частных энергетических проектов в Узбекистане. Успешная реализация проекта станет примером для дальнейшего участия частного сектора.

Рисунок 20. Количество новых энергетических проектов в Узбекистане



Источник: расчеты авторов по доступным публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

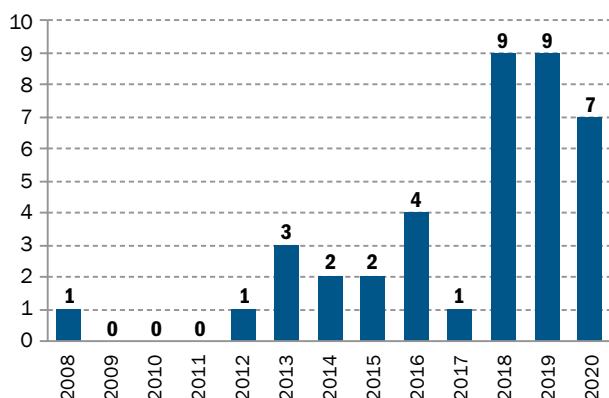
Рисунок 21. МБР в финансировании энергетики Узбекистана, %



Источник: расчеты авторов по доступным публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

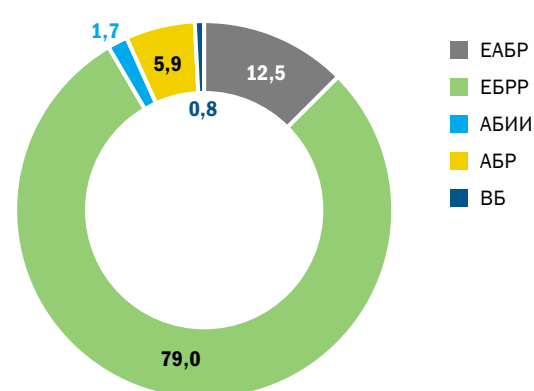
Наибольшее количество активных проектов в водно-энергетическом комплексе у Казахстана – 39 проектов на сумму 2,7 млрд долл., или 26,9% от общего финансирования многосторонними банками развития в Центральной Азии. В 32 проектах заемщиком выступает частный сектор, в семи проектах суверенное финансирование. Пиковое количество – по девяти проектам – пришлось на 2018 и 2019 гг. (см. [рисунок 22](#)). В этот период Казахстан приступил к активному наращиванию мощностей новых возобновляемых источников энергии. Большинство одобренных проектов связано со строительством новых ВЭС и СЭС. В результате активного участия МБР в развитии ВИЭ с 2018 по 2020 г. профинансировано в общей сложности 25 из 39 действующих проектов в ВЭК РК.

Рисунок 22. Количество новых энергетических проектов в РК



Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Рисунок 23. МБР в финансировании ВЭК Казахстана, %



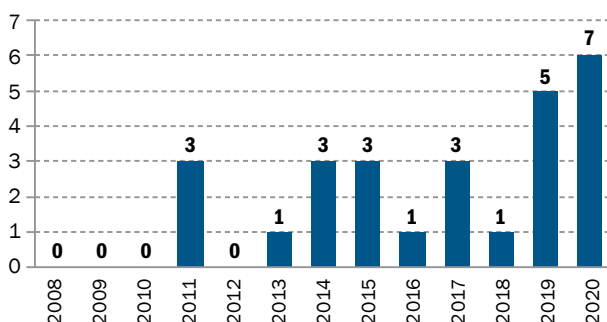
Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Лидером по объему предоставленного финансирования среди МБР в Казахстане является ЕБРР (см. [рисунок 23](#)). Удельный вес ЕБРР составил 79% совокупного портфеля МБР в водно-энергетическом комплексе РК. ЕАБР находится на второй позиции с удельным весом в 12,5%. Только один проект Всемирного банка профинансирован грантовым способом. Средний размер кредита составляет 70 млн долл. Все проекты относятся к сегменту энергетики. В сегменте водных ресурсов на данный момент не выявлено ни одного проекта, финансируемого за счет МБР.

В Таджикистане в водно-энергетическом комплексе насчитывается 26 действующих проектов на сумму 1,4 млрд долл., или 14,1% от общего финансирования МБР в ЦА. Заемщиком по всем проектам выступает государство. Основной тип финансирования – гранты. В 2020 г. наблюдался значительный рост числа новых одобренных проектов (см. [рисунок 24](#)). В Таджикистане по сравнению с другими странами ЦА наиболее равномерно распределено финансирование со стороны МБР. Более трети портфеля проектов в стране приходится на Всемирный банк (38,7%). Удельный вес АБР и ЕБРР составил соответственно 23,1% и 22%.

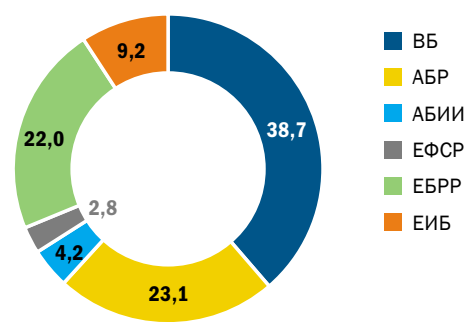
В 2020 г. в Таджикистане было одобрено финансирование шести новых проектов в энергетике на сумму 366,5 млн долл. Преимущественно это проекты, связанные с повышением эффективности энергетического сектора страны.

Рисунок 24. Количество новых энергетических проектов в Таджикистане



Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Рисунок 25. МБР в финансировании энергетики Таджикистана, %

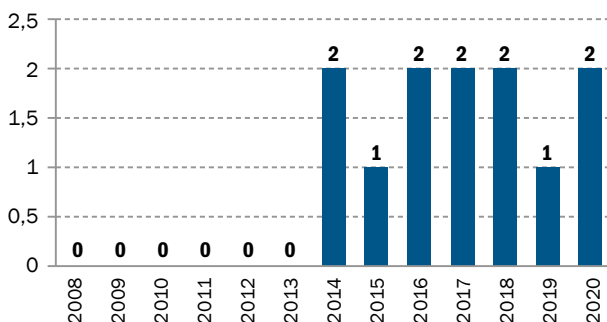


Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

В Кыргызстане в водно-энергетическом комплексе реализуется 12 проектов на сумму 797,8 млн долл., это 7,9% от общего финансирования многосторонними банками развития в Центральной Азии. Новые проекты в водно-энергетическом комплексе равномерно распределены по годам начиная с 2014 г. Заемщиком по всем проектам выступает государство. При этом для Кыргызстана, с учетом более высоких инвестиционных рисков и высокой стоимости финансирования, характерно смешанное финансирование проектов с высоким грант-элементом, а также софинансирование (3 из 12 проектов). Во всех трех основными соинвесторами выступили АБР и ЕФСР. Проекты направлены на модернизацию крупнейших ГЭС.

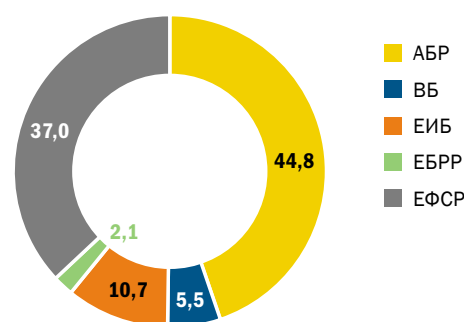
Почти половина финансирования МБР в ВЭК Кыргызстана приходится на АБР (44,8%) (см. рисунок 27), который принимает активное участие в финансировании мероприятий в рамках ЦАРЭС и реализует несколько проектов в секторе водоснабжения. ЕФСР занимает вторую позицию с удельным весом в 37%. Фонд принял участие в финансировании ввода в эксплуатацию второго гидроагрегата Камбаратинской ГЭС-2. Средний размер кредита, предоставленного МБР, составляет 66,5 млн долл. Большинство проектов (10 из 12) относится к сегменту энергетики. В сегменте водных ресурсов, соответственно, профинансировано два проекта. В отличие от Казахстана, здесь ЕБРР реализует ограниченное количество небольших проектов, стоимостью от 5 до 7 млн долл., направленных на модернизацию региональных распределительных компаний энергосектора.

Рисунок 26. Количество проектов в ВЭК Кыргызстана



Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

Рисунок 27. МБР в финансировании ВЭК Кыргызстана, %



Источник: расчеты авторов по публичным данным МБР на 1 апреля 2021 г.

В Туркменистане был выявлен только один активный проект на сумму 500 млн долл., или 4,9% от общего финансирования МБР в ЦА. Проект реализуется АБР с 2018 г. в рамках региональной инициативы ЦАРЭС, направленной на укрепление электросетевого комплекса страны. Заемщиком по проекту выступает государство.

Количество активных проектов в энергетике ЦА как в количественном, так и в стоимостном выражении намного превосходит количество и стоимость уже завершённых проектов. В регионе ЦА успешно завершены 42 проекта в сфере энергетики на сумму 2,3 млрд долл. Почти половина всего финансирования в страновом разрезе пришлась на Узбекистан, а из МБР – на АБР. При этом средняя стоимость уже завершённого проекта в 1,96 раза меньше стоимости текущего активного проекта.

2.3. Международные инициативы в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии

В условиях несовпадения ирригационных и гидроэнергетических интересов между странами ЦА сотрудничество в ВЭК развивается в рамках региональных инициатив международных институтов развития. На каждом из направлений работы институты не только осуществляют финансирование проектов, но и обеспечивают страны знаниями, строят системы и подходы развития секторов, внедряют технологические решения, методы управления.

Наиболее известной региональной инициативой является программа ЦАРЭС – Центрально-Азиатского регионального экономического сотрудничества. ЦАРЭС учреждена в 1997 г. Азиатским банком развития. Целью программы является содействие экономическому развитию стран региона, а также сокращению бедности. Партнеры программы со стороны МФО – Азиатский банк развития (выполняет функцию секретариата ЦАРЭС), Всемирный банк, ЕБРР, МВФ, Исламский банк развития, ПРООН. Работа в рамках программы ЦАРЭС направлена на дальнейшее развитие региональной энергетической интеграции. ЦАРЭС включает 11 стран-участниц: Азербайджан, Афганистан, Грузию, Казахстан, Кыргызстан, Монголию, Пакистан, Китай, Таджикистан, Туркменистан и Узбекистан.

В настоящее время стратегическим документом в области энергетики является «Энергетическая стратегия ЦАРЭС до 2030 г.». 20 сентября 2019 г. в Ташкенте министры энергетики стран – участниц ЦАРЭС подписали совместную декларацию по разработке и реализации общей энергетической стратегии к 2030 г. На 18-й министерской конференции ЦАРЭС, состоявшейся 14 ноября 2019 г. в Ташкенте, «Энергетическая стратегия ЦАРЭС до 2030 г.» была одобрена.

С 2001 г. по сентябрь 2020 г. инвестиции в рамках ЦАРЭС составили 39,2 млрд долл. на 208 проектов. Из них более 14,6 млрд долл. было профинансировано АБР, более 15,8 млрд долл. – другими партнерами по развитию и более 8,7 млрд долл. – правительствами стран ЦАРЭС. Из этих инвестиций наибольшая доля приходится на транспорт – около 76%, или более 29,9 млрд долл., на энергетику приходится 22%, или более 8,7 млрд долл., на торговлю – 2%, или 0,61 млрд долл. По состоянию на сентябрь 2020 г. инвестиции в проекты технической помощи, связанные с ЦАРЭС, составили почти 538,4 млн долл.

Врезка 2. Компоненты «Энергетической стратегии ЦАРЭС до 2030 г.»

Компонент 1. Повышение энергетической безопасности за счет объединения систем на региональном уровне.

Компонент 2. Увеличение инвестиций за счет рыночно-ориентированных реформ.

Компонент 3. Повышение устойчивости за счет экологически чистой региональной энергетической системы.

Для поддержки трех стратегических компонентов энергетическая программа ЦАРЭС будет уделять приоритетное внимание следующим трем комплексным направлениям.

Тема 1. Нарращивание знаний и развитие партнерских отношений.

Тема 2. Привлечение частных инвестиций в энергетическую производственно-сбытовую цепочку.

Тема 3. Расширение прав и возможностей женщин в секторе энергетики.

Источник: CAREC (2019).

По своей идеологии, целям и задачам, содержанию, механизму реализации и составу участников ЦАРЭС близка к СПЕКА (Специальная программа ООН для стран Центральной Азии (ООН, 2004)). Основная цель СПЕКА – налаживание тесных экономических связей Европы со странами ЦА; более интенсивное привлечение инвестиций по линии международных финансовых организаций в регион. В 1998 г. в Ташкенте было утверждено пять приоритетных проектов в сфере транспорта, энергетики, охраны окружающей среды, содействия развитию малого и среднего предпринимательства. СПЕКА не получила достаточного развития в регионе, и участники не проявляют должной заинтересованности в реализации ее проектов.

Всемирный банк является ведущим институтом в рамках Центрально-Азиатской программы развития энергетических и водных ресурсов (CAWER). Она представляет собой партнерство между Всемирным банком, Европейским союзом, Швейцарией (через SECO) и Соединенным Королевством (через DFID), направленное на создание условий для повышения водно-энергетической безопасности на региональном уровне и в странах-бенефициарах. Программа включает три компонента: энергетическая безопасность, водно-энергетические связи и водная безопасность. С начала реализации программы в 2009 г. она ориентирована на достижение результатов в трех направлениях: данные и диагностический анализ, институты, потенциал и диалог и поддержка инвестиций.

В 2019 г. общий объем финансирования программы CAWER был увеличен до 8,76 млн долл. В 2019 г. было поддержано 27 грантов, реализация пяти из которых начата в том же году. Выплаты в 2019 г. составили 1,3 млн долл. (15% от общего объема финансирования). На текущий момент финансирование распределяется следующим образом: водная безопасность – 41%, энергетическая безопасность – 22%, водно-энергетические связи – 29%, управление программой и коммуникации – 8%. Сумма выплат на конец 2019 г. превысила 2 млн долл. (23% от общего объема финансирования).

Еще одним инструментом Всемирного банка является инициатива CAEWDP (Central Asia Energy-Water Development Program), которая направлена на оказание технического содействия в области

энергетических и водных ресурсов для Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана, а также способствует вовлечению в региональные проекты Туркменистана и Афганистана.

Кроме того, **Всемирный банк поддерживает проект по развитию регионального электроэнергетического рынка Центральной Азии и Южной Азии (CASA-1000)**. Проект (см. [секцию 2.4](#)) поддержали Всемирный банк, Исламский банк развития, Агентство международного развития США (USAID), госдепартамент США, министерство международного сотрудничества Великобритании (DFID) и Австралийское агентство международного развития (AusAID).

Другими инициативами, направленными на развитие сотрудничества в ВЭК ЦА, являются: программа GIZ «Трансграничное управление водными ресурсами в Центральной Азии» (МИД Германии); проект «Адаптация управления трансграничными водными ресурсами в бассейне реки Амударья к возможным изменениям климата» (USAID); Партнерство для Центральной Азии в рамках программы ERPP партнерства в области регулирования энергетики (USAID); региональная энергетическая программа «USAID – Энергетика Центральной Азии» (USAID совместно с министерствами по энергетике стран ЦА)⁵ и др.

В целом все международные инициативы нацелены на решение следующих задач:

- улучшение экологии;
- продвижение технологий интегрированного управления водными ресурсами;
- внедрение и развитие «зеленой» энергии путем обмена опытом и технологиями;
- оказание технической помощи в энергетическом секторе, водоснабжении и эффективном управлении водными, земельными ресурсами;
- улучшение мелиоративных, ирригационных и дренажных систем и др.

Общим для этих электроэнергетических программ АБР, Всемирного банка и USAID является то, что в целом они направлены на поддержку проекта CASA-1000 и создание инфраструктуры передачи электроэнергии, а также коммерческих и институциональных механизмов в целях развития региональной и трансграничной торговли электроэнергией между странами Центральной и Южной Азии.

2.4. Оценка перспектив проекта CASA-1000 и его роли в ОЭС ЦА

В 2006 г. при содействии Азиатского банка развития и поддержке других международных доноров была разработана программа CASAREM (Central Asia/South Asia Regional Electricity

⁵ 28 мая 2021 г. Агентство США по международному развитию (USAID) запустило в Таджикистане новую пятилетнюю региональную энергетическую программу с бюджетом в 39 млн долл. – «USAID – Энергетика Центральной Азии». Программа окажет содействие пяти странам Центральной Азии – Казахстану, Кыргызской Республике, Таджикистану, Туркменистану и Узбекистану – в достижении приоритетных национальных энергетических целей, получении экономических выгод от трансграничной торговли энергоресурсами и в повышении уровня энергетической безопасности за счет большей региональной интеграции.

Market – региональный рынок электроэнергии (RER) Центральной Азии – Южной Азии) для развития субрегионального рынка торговли электроэнергией. В составе этой программы выделен проект CASA-1000 (Central Asia/South Asia – Центральная Азия – Южная Азия), который предусматривает экспорт в Южную Азию порядка 1300 МВт электроэнергии, вырабатываемой в летнее время действующими гидроэлектростанциями Таджикистана и Кыргызстана. Предполагается большую часть (1000 МВт) электроэнергии импортировать в Пакистан, сравнительно меньший объем (до 300 МВт) – в Афганистан.

Ожидается, что реализация проекта CASA-1000 и других проектов программы CASAREM позволит интенсифицировать рынок электроэнергии в регионе, особенно в летний период, когда здесь имеется избыток генерирующих мощностей. На данный момент по существующим линиям электроэнергия в ограниченных объемах может передаваться только в северном направлении – в Казахстан и Россию. В перспективе проект будет ориентироваться в большей степени на выработку электроэнергии Камбаратинской ГЭС-1 и Рогунской ГЭС. Намечаемая Кыргызстаном и Таджикистаном на перспективу торговля электроэнергией будет направлена в основном на страны Южной Азии (Ясинский, Мироненков, Сарсембеков, 2015).

Рисунок 28. Схема передачи электроэнергии по проекту CASA-1000



Источник: ЕАБР на основе информации проекта CASA-1000.

Проект CASA-1000 имеет целью создание международной высоковольтной ЛЭП, которая свяжет Кыргызстан, Таджикистан, Афганистан и Пакистан. Первые две страны располагают в летнее время избытками электроэнергии (даже на уже существующих генерирующих

мощностях), а две страны Южной Азии в летний период испытывают острый дефицит электроэнергии (пиковая нагрузка вследствие потребности кондиционирования). Для этого предлагается построить:

- ЛЭП 500 кВ Датка – Худжанд, соединяющую энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана, протяженностью 477 км;
- ЛЭП 500 кВ Худжанд – Рогун – Сангтуда, соединяющую выход из Кыргызстана и север Таджикистана с центральными районами Таджикистана – 350 км;
- ЛЭП 500 кВ постоянного тока Сангтуда – Кундуз – Пули-Хумри – Кабул – Пешавар, проходящую из Таджикистана в Пакистан через Афганистан – 750 км;
- электрические подстанции Датка, Худжанд, Сангтуда, Кабул и Пешавар.

По программе CASAREM уже построены и введены в эксплуатацию ВЛ-500 кВ «Юг – Север» (Таджикистан), продолжается возведение ВЛ-220 кВ Таджикистан – Афганистан. Реализуемый региональный проект сооружения межсистемной ВЛ-220 кВ Сангтуда – Пули-Хумри (Таджикистан – Афганистан) включает строительство таджикской части линии длиной 118 км от Сангтудинской ГЭС-1 до государственной границы и афганской части протяженностью 156 км. На территории Таджикистана прокладка линии электропередачи завершена, на афганской еще ведутся работы. Кыргызстаном начата прокладка линии ВЛ-500 кВ от ПС «Датка» до границы с Таджикистаном. Строительство ЛЭП намечается завершить в 2022–2023 гг.

Общий объем затрат, включая непредвиденные расходы во время строительства, на начало реализации проекта оценивался в 953 млн долл. Сюда входит и укрепление внутренних сетей передачи, необходимых для проекта CASA, и предварительные затраты экологического и социального характера. Ожидалось, что каждая страна выделит средства для финансирования объектов, расположенных на ее территориях и задействованных в проекте. Разбивка затрат по странам выглядела следующим образом: Афганистан – 309 млн долл.; Кыргызстан – 196 млн долл.; Пакистан – 197 млн долл.; Таджикистан – 251 млн долл.

Со временем общая стоимость проекта CASA-1000 увеличилась до 1,17 млрд долл. Совет директоров Группы Всемирного банка, принявшего на себя функции координации проекта после выхода АБР из проекта, 27 марта 2014 г. одобрил финансирование в размере 526,5 млн долл. в виде грантов и кредитов для проекта CASA-1000. Из общего объема финансирования Всемирным банком Афганистану будет предоставлено 316,5 млн долл. в виде гранта, Пакистану – 120 млн долл. в виде кредита, Кыргызстану – 45 млн долл. в виде гранта и кредита и Таджикистану – 45 млн долл. в виде гранта.

Остальные средства для финансирования CASA-1000 (643,5 млн долл.) будут предоставлены другими партнерами по развитию, в числе которых Исламский банк развития и Агентство США по международному развитию. Помимо инвестиций в инфраструктурную часть проекта, Группа Всемирного банка, действуя через Многосторонний целевой фонд доноров и Фонд реконструкции Афганистана, будет предоставлять финансовую поддержку для реализации страновых программ помощи местному населению государств – участников проекта посредством создания многостороннего трастового фонда.

Для проекта CASA-1000 (SNC–Lavalin International, 2011) ключевое значение имеет будущее расширение экспортных возможностей региона. Однако экспортный потенциал, в частности, Кыргызстана и Таджикистана, тесно связан с вопросами обеспеченности водными ресурсами и, соответственно, регулированием режимов работы ГЭС, увязанных, в свою очередь, с ирригационными потребностями других, нижележащих прибрежных стран трансграничного водотока. В периоды низкой водности рек Сырдарья и Амударья, которые могут длиться по три-четыре года, летних излишков электроэнергии на действующих гидроэлектростанциях не ожидается.

К примеру, на данный момент к началу вегетационного периода 2021 г. в Кыргызстане в условиях текущего маловодья сложилась ситуация почти полной сработки емкости Токтогульского водохранилища. В этой связи Кыргызстан намерен компенсировать дефицит электроэнергии поставками ее из Узбекистана и Казахстана. Возможность импорта электроэнергии для покрытия потребностей Кыргызстана обсуждена главами этих государств в марте-апреле 2021 г. Сложившаяся напряженная ситуация с водо- и энергообеспечением в регионе вызвана не только маловодьем, но и неурегулированностью вопросов межгосударственного водопользования и режима работы ОЭС ЦА в таких условиях.

Помимо вопроса достаточности водных ресурсов, который может выступить ограничительным фактором с точки зрения выработки стабильных объемов электроэнергии в ЦА для ее экспорта по CASA-1000 в Южную Азию, **вызывают определенные сомнения перспективы платежеспособного спроса потенциальных импортеров – Афганистана и Пакистана.** С учетом низких тарифов в ЦА экспорт электроэнергии из ЦА в третьи страны представляет интерес только при условии более высоких тарифов.

Таблица 6. Средние тарифы на электроэнергию и экспорт в страны CASA-1000

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Средние национальные тарифы</i>							
Кыргызстан (центов за кВт·ч)	1,720	2,010	1,920	1,980	1,980	1,950	1,950*
Таджикистан (центов за кВт·ч)	2,330	2,030	1,650	1,860	1,980	2,250	2,317*
<i>Справочно</i>							
Объемы экспорта Таджикистана в Афганистан (млн долл.)	38,8	44,7	51,2	50,9	38,2	2,4	38,6

* – оценочные данные.

Источник: Электроэнергетический совет СНГ, Trademap, национальные ведомства.

Одна из важных геополитических особенностей Центральной Азии – трансграничный характер бассейнов основных рек. При планировании развития гидроэнергетики и ирригации необходимо учитывать особенности бассейна и формирования его водных ресурсов, трансграничный характер водопользования, рост населения и нарастающий дефицит воды, ухудшение экологической ситуации. Поставка электроэнергии за пределы региона должна быть синхронизирована с режимом межгосударственного водопользования. Без учета этого условия экспорт электроэнергии на внешние рынки, то есть за пределы замкнутого водного бассейна (региона) с ограниченными водными ресурсами, может стать фактором, негативно воздействующим на межгосударственные отношения, энергетическую и водную, продовольственную и экологическую безопасность стран ЦА.

3. ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ И ИНВЕСТИЦИОННЫЕ ПРОЕКТЫ В ВОДНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

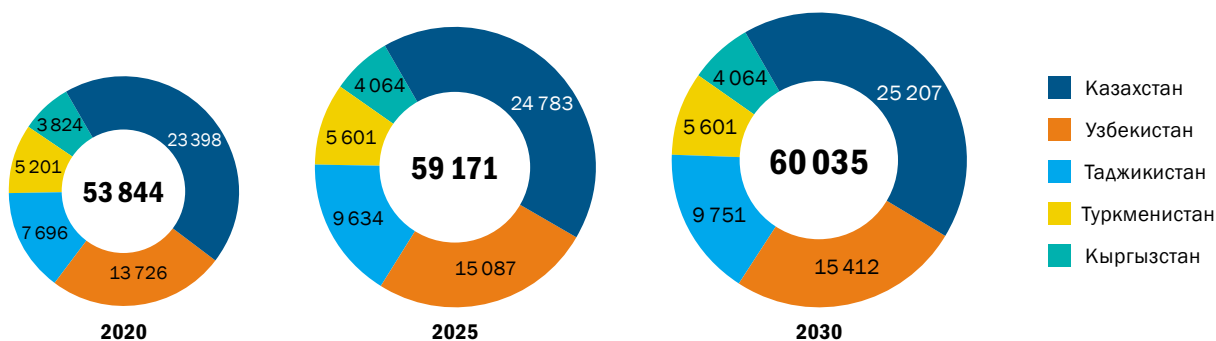
3.1. Перспективы и направления развития энергетического сектора Центральной Азии

В ЦА ожидается сохранение относительно высоких темпов роста ВВП в перспективе 2020–2030 гг. Это будет связано со значительным демографическим ростом (медианный рост численности населения ЦА с сегодняшних 74,4 млн до 90,0 млн человек в 2050 г.), развитием промышленности, сферы услуг и сельского хозяйства. В этой связи в регионе ожидается увеличение потребления электроэнергии и, соответственно, рост нагрузок на действующие генерирующие мощности и инфраструктуру электроэнергетического сетевого комплекса.

Ожидаемое увеличение объемов потребления электроэнергии в ЦА в период 2020–2030 гг. оценивается Fitch Solutions в 13,6% (25,1 ТВт·ч). Основной вклад в совокупное потребление обеспечат Узбекистан (рост на 10,4 ТВт·ч, или 21%) и Казахстан (на 8,1 ТВт·ч, или 8,7%). Значительный рост потребления ожидается также в Таджикистане (на 3,9 ТВт·ч, или 27,1%).

Проводимая в большинстве стран ЦА активная политика по увеличению генерирующих мощностей (увеличение на 12,4%, или на 6,6 ГВт – до 60 ГВт в 2030 г.) позволит удовлетворить растущий спрос в регионе. Основной вклад внесут Узбекистан (увеличение на 2,1 ГВт) за счет реализации крупных проектов ТЭЦ и ГЭС (АЭС на данный момент не включена в прогнозные расчеты), Таджикистан (на 2,1 ГВт) благодаря завершению и модернизации крупных проектов ГЭС, а также Казахстан (на 1,8 ГВт) за счет обновления оборудования на крупных ТЭЦ и проводимой целенаправленной политики по стимулированию ВИЭ. В результате ввода новых мощностей в ответ на увеличение нагрузки на электроэнергетический сектор ЦА **ожидаемый прирост выработки электроэнергии может составить 15,1%** с увеличением мощности с 222,1 до 255,6 ТВт·ч.

Рисунок 29. Прогноз объемов установленных мощностей в ЦА в 2021–2030 г., МВт



Источник: составлено авторами по данным Fitch Solutions.

В общей сложности, несмотря на увеличение потребления электроэнергии в регионе, реализация запланированных на ближайшее десятилетие инвестиционных проектов позволит избежать ее дефицита. Согласно оценкам Fitch Solutions ([Fitch Solutions, 2020, 2021a, 2021b, 2021c, 2021d](#)), профицит электроэнергии в регионе увеличится с 37,2 ТВт·ч в 2020 г. до 45,6 ТВт·ч в 2030 г., что, в свою очередь, улучшит возможности наращивания объемов экспорта электроэнергии и поставит вопрос направления сбыта излишков электроэнергии.

Во всех странах ЦА с учетом структуры собственности государство сохранит ключевую роль в развитии ВЭК и финансировании инвестиционных проектов. Перспективное развитие ВЭК ЦА определяется на данный момент в государственных концепциях и программах, которые были обновлены практически во всех странах ЦА.

Врезка 3. Основные официальные документы ВЭК ЦА

В Казахстане – «Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г.», «Стратегический план развития Республики Казахстан до 2025 г.». В Концепции перехода Казахстана к «зеленой» экономике и «Стратегии Казахстан-2050» определены цели по достижению доли альтернативных и возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе страны. Кроме того, 59-м шагом Плана нации «100 шагов по реализации пяти институциональных реформ» поставлена задача по привлечению стратегических инвесторов в сферу энергосбережения через международно признанный механизм энергосервисных договоров.

В Кыргызстане – «Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики до 2025 г.». На данный момент в стадии обсуждения находится «Концепция развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики до 2040 г.».

В Таджикистане развитие энергетического сектора обусловлено реализацией Стратегии развития Таджикистана до 2030 г., а также инвестиционной программы реабилитации производственной базы и внедрения новых технологий.

В Туркменистане основным документом на данный момент является «Программа социально-экономического развития Туркменистана на 2019–2025 гг.».

В Узбекистане – «Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» и «Концепция развития водного хозяйства Республики Узбекистан на 2020–2030 гг.».

Среди крупных направлений развития ВЭК ЦА, требующих значительных инвестиций, можно выделить:

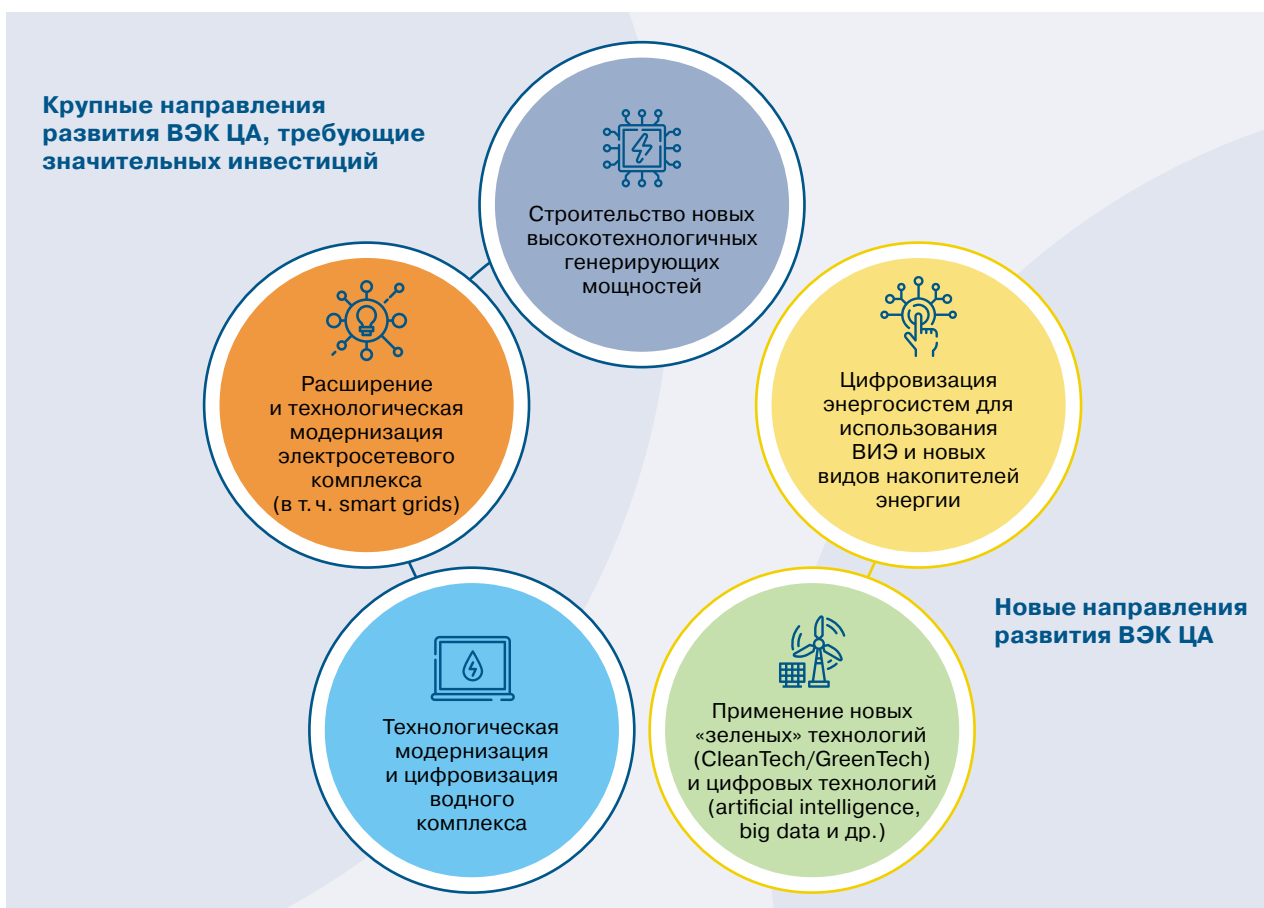
- **развитие новых генерирующих мощностей**, включая гидроэнергетику (используется 10% от потенциальных 430–510 ТВт·ч), а также высокотехнологичные парогазовые ТЭС, солнечную и ветровую энергетику, атомную энергетику и др. В частности, строительство первой в ЦА гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) – Ходжикентской ГАЭС мощностью 200 МВт в Бостанлыкском районе Ташкентской области;

- **развитие электросетевого комплекса** путем строительства и модернизации связывающих магистральных и распределительных электрических сетей (в том числе smart grids);
- **развитие водного комплекса** с принятием мер по уменьшению потребления электроэнергии насосными станциями, внедрения цифровых технологий в процесс учета воды, автоматизации процессов управления, модернизации ирригационной системы и др.

Новыми направлениями развития ВЭК ЦА могут выступить:

- **цифровизация энергосистем** для регулирования нагрузок при увеличении доли ВИЭ и использование новых видов накопителей энергии;
- **применение новых «зеленых» технологий**, представляющих собой симбиоз традиционных экологических подходов к защите окружающей среды и новых чистых (CleanTech/GreenTech) и цифровых технологий (artificial intelligence, big data и др.).

Рисунок 30. Основные направления развития ВЭК ЦА



Источник: составлено авторами.

3.2. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Казахстана

В Казахстане, в соответствии с обновленной «Концепцией развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г.», утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 г. № 724, **развитие нефтегазовой, угольной, атомной и электроэнергетической отраслей направлено на формирование единого комплекса.** В базовом сценарии определен вариант, предусматривающий сбалансированное развитие традиционной и альтернативной энергетики.

В качестве оптимальной структуры установленной мощности генерирующих источников к 2030 г. поставлены цели: на угле – 55%, на газе – 25%, ВИЭ, в том числе ГЭС, – 20%. Планируется активное внедрение в электроэнергетику цифровых технологий. В Стратегическом плане развития Республики Казахстан до 2025 г. определена задача по снижению энергоемкости ВВП не менее чем на 25% к 2025 г. (от уровня 2008 г.). Действующая система государственной поддержки развития сектора ВИЭ закреплена в законодательстве Казахстана с 2009 г.

Согласно «Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г.» (постановление Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 г. № 724), **среднегодовой темп роста производства электроэнергии в 2021–2025 гг. составит 3,0%.** При этом темпы роста потребления электроэнергии составят 1,9% в год и ее производство увеличится со 106 млрд кВт·ч в 2020 г. до 120,9 млрд кВт·ч в 2025 г. Общая установленная мощность электростанций возрастет до 27 тыс. МВт в 2025 г.

Государственная поддержка инвестиций заключается в предоставлении государственных преференций. Вопросы государственной поддержки инвестиций регулируются Министерством иностранных дел Казахстана. Цели государственной поддержки инвестиций – формирование благоприятного инвестиционного климата для развития экономики и стимулирование инвестиций в создание новых, расширение и обновление действующих производств с применением современных технологий, повышение квалификации кадров. Механизм аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ (см. [таблицу 8](#)), а также гибкие условия привлечения инвестиций в освоение ВИЭ позволили расширить участие иностранных инвесторов в строительстве объектов ВИЭ.

В структуре перспективных проектов в энергетике в РК проекты, связанные с развитием альтернативных источников энергии (в том числе малых ГЭС), существенно преобладают по количеству и совокупному объему финансирования (см. [таблицу 7](#)). Так, на данный момент в РК стоимость перспективных проектов по увеличению генерирующих мощностей составляет 2689,8 млн долл. На альтернативные источники энергии приходится 1508,4 млн долл. (56,1%). Из них на ветровую энергетику – 1168 млн долл. (43,4%); солнечную энергетику – 323,1 млн долл. (12,0%); биоэнергию – 17,4 млн долл. (0,6%). К «чистым» источникам энергии можно также отнести проекты ГЭС – 436,3 млн долл. (16,2%), развитие которых имеет важное значение для энергетики РК, так как крупные ГЭС могут использоваться в качестве маневренных мощностей. На традиционные источники энергии, к которым относятся проекты по увеличению тепловой генерации, приходится 745,1 млн долл. (27,7%). К потенциальным можно также отнести проекты по развитию электросетевого хозяйства, реализуемые АО «KEGOC» в рамках инвестиционной программы на 2021–2025 гг. (как минимум, 624,6 млн долл. составляет стоимость выявленных проектов).

Таблица 7. Список отдельных потенциальных инвестиционных проектов в РК (на 01.04.2021)

Название проекта	Сумма, млн долл.	Сроки	
		2024	2025
Строительство и эксплуатация солнечной электростанции (200 МВт)	241,4	2024	2025
Строительство парогазовой установки мощностью 80 МВт с доведением до 250 МВт	237,2	2021	2025
Модернизация ТЭЦ-2 г. Алматы: газификация	232,6	2021	2025
Строительство Тургусунской ГЭС-3	218,1	2024	2024
ВЭС Шелек (3-я очередь)	179,1	2023	2025
Строительство ветропарка мощностью 50 МВт в г. Кульсары	110,7	2021	2025
Строительство парогазовой установки мощностью 50 МВт с котлом-утилизатором мощностью 60 Гкал-ч в г. Туркестане (ГЧП)	106,0	2020	2024
Строительство ветровой электростанции в г. Нур-Султане	100,0	2020	2022
Строительство утилизационной электростанции	95,3	2021	2024
Ветровая электростанция Бадамша-2	76,7	2020	2022
Строительство ветровой электростанции на 100 МВт	73,3	2021	2021
Строительство и эксплуатация ветроэнергетической станции Доссор	54,2	2020	2021
Модернизация ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 г. Нур-Султана: частичная газификация	50,7	2021	2025
Строительство ветровой электростанции	45,1	2020	2021
Строительство Тургусунской ГЭС на реке Тургусун	31,1	2019	2021
ГЭС-2 на реке Чажа	30,2	2019	2021
Строительство Тургусунской ГЭС-2	29,6	2022	2023
ВЭС в Джунгарских воротах (3-я очередь)	27,9	2024	2025
СЭС Бирлик	26,3	2024	2025
Расширение газопоршневой электростанции до 40 МВт	23,3	2020	2022
ВЭС в Джунгарских воротах (2-я очередь)	22,1	2024	2025
Коринская ГЭС-3 на реке Кора	20,9	2021	2023
Строительство электрических станций мощностью 4,8 МВт-ч с использованием биогаза и 4,8 МВт-ч с использованием энергии солнца	17,4	2022	2024
Верхне-Басканская ГЭС-2	9,3	2020	2021
Строительство солнечной электростанции	8,8	2019	2020
Верхне-Басканская ГЭС-3	7,9	2020	2021
ВЭС в Джунгарских воротах (1-я очередь)	5,8	2024	2025
ГЭС Бирлик	5,8	2024	2025
Строительство ветровой электростанции мощностью 4,95 МВт близ п. Жангизтобе	5,2	2020	2021
Строительство солнечной электростанции	2,8	2019	2021
Строительство ветровой электростанции	2,4	2020	2021

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

Таблица 8. Список проектов ВИЭ, реализуемых в рамках аукционных торгов (на 01.04.2021)

Название проекта	Сроки*	
	2020	2022
Строительство СЭС 20 МВт в Аральском районе, вблизи г. Аральска	2020	2022
Строительство СЭС 20 МВт, г.а. Кентау, сельский округ Иассы	2020	2022
Строительство ВЭС 50 МВт, Алакольский район	2020	2022
Строительство ВЭС 10 МВт, Тайыншинский район	2020	2022
Строительство ВЭС 4,95 МВт, г. Ерейментау	2020	2022
Строительство СЭС 10 МВт, Келесский район	2020	2022
Строительство СЭС 10 МВт, Келесский район	2020	2022
Строительство ГЭС 1 МВт, Жарминский район	2020	2025
Строительство ГЭС 2 МВт, Толебийский район, вблизи Верхне-Аксуского с/о	2020	2025
Строительство ГЭС 2 МВт, Толебийский район, вблизи Коксайекского с/о (проект 1)	2020	2025
Строительство ГЭС 3 МВт, вблизи г. Есика	2020	2025
Строительство ГЭС 4,5 МВт, Коксусский район, вблизи Лабасинского с/о	2020	2025
Строительство ГЭС 2 МВт, Толебийский район, вблизи Коксайекского с/о (проект 2)	2020	2025
Строительство ГЭС 1,5 МВт, Казыгуртский район, вблизи Кокпакского с/о	2020	2025
Строительство ГЭС 2 МВт, г.а. Кентау, вблизи села Ынтылы (Майдантал) с/о Майдантал	2020	2025
Строительство ГЭС 5 МВт, Саркандский район, вблизи села Каргалы	2020	2025
Строительство СЭС 50 МВт, Отырарский район, вблизи села Шаульдер	2020	2022
Строительство ВЭС 39 МВт, Айыртауский район	2019	2022
Строительство ВЭС 7 МВт, Астраханский район	2019	2022
Строительство ВЭС 4,99 МВт, вблизи г. Ерейментау	2019	2022
Строительство ВЭС 10 МВт, вблизи села Новошимское района имени Габита Мусрепова	2019	2022
Строительство БиоЭС 4 МВт, район Казыбек би	2019	2023
Строительство БиоЭС 2,4 МВт, вблизи Караойского сельского округа Илийского района	2019	2023
Строительство БиоЭС 4 МВт, вблизи села Караой Илийского района Алматинской области	2019	2023
Строительство ГЭС 2,5 МВт	2019	2025
Строительство ГЭС 4,5 МВт, Райымбекский район	2019	2025

* оценка согласно утвержденным правилам, используемым при проведении аукционных торгов.

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

3.3. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Кыргызстана

В Кыргызстане в соответствии с действующей Национальной стратегией ведется комплексная работа как по модернизации существующего оборудования, так и по строительству новых энергообъектов. В целях обеспечения эффективной работы топливно-энергетического комплекса и развития энергетической отрасли республики разработана стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 г., одобренная постановлением Правительства

Кыргызской Республики от 13 февраля 2008 г. № 47. Кыргызстан стал также первой страной в Центральной Азии, которая приняла рамочный закон о возобновляемых источниках энергии, содержащий общие принципы регулирования ВИЭ.

На данный момент на стадии обсуждения находится «Концепция развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики до 2040 г.». Концепция предполагает создание резерва установленных мощностей в энергосистеме выше кризисных пороговых значений, для чего потребуются поэтапная реализация ряда проектов по сооружению перспективных ГЭС, ТЭС и энергоустановок ВИЭ. С учетом сильного износа оборудования предполагается реабилитация и реконструкция существующих мощностей. В концепции прорабатывается возможность увеличения объемов производства электроэнергии в два раза – до 34,6 ТВт·ч к 2040 г.

В структуре перспективных проектов в энергетике Кыргызстана практически все проекты связаны с реализацией потенциала гидроэлектроэнергии и развитием ГЭС. Так, на данный момент в КР рассматривается девять крупных проектов по развитию генерирующих мощностей (восемь ГЭС и одна ТЭС) и 63 небольших проекта малых ГЭС на общую сумму 12 568,9 млн долл. Высокая стоимость проектов связана с масштабностью предлагаемых ГЭС. Рекомендуются только один крупный проект по строительству нового объекта тепловой генерации – Кара-Кечинской ТЭС, оцениваемый в 1557 млн долл. К потенциальным можно отнести проекты по развитию электросетевого хозяйства, реализуемые ОАО «НЭС Кыргызстана», общей стоимостью 255,5 млн долл., а также проект строительства ЛЭП-500 кВ Датка – Худжанд, реализуемый в рамках региональной инициативы CASA-1000, стоимостью 233 млн долл.

Таблица 9. Список потенциальных инвестиционных проектов в КР по развитию генерирующих мощностей (на 01.04.2021)

Название проекта	Сумма, млн долл.
Казарманский каскад ГЭС (1160 МВт)	3 610,0
Суусамыр-Кокомеренский каскад ГЭС (1305 МВт)	3 340,0
Камбаратинская ГЭС-1 (1860 МВт)	2 916,0
Кара-Кечинская ТЭС (1200 МВт, пять лет)	1 557,0
Строительство Верхне-Нарынского каскада ГЭС (строительство четырех ГЭС) общей мощностью 240 МВт: – Акбулунская ГЭС; – Нарынская ГЭС-1; – Нарынская ГЭС-2; – Нарынская ГЭС-3	727,0
Малые ГЭС-ПРООН (63 ед. в том числе)	314,0
<i>Строительство Орто-Токойской ГЭС – 20 МВт</i>	25,0
<i>Строительство Ой-Алма ГЭС – 7,7 МВт</i>	18,0
<i>Строительство Сокулукской ГЭС – 1,5 МВт</i>	3,3
<i>Строительство Торткульской ГЭС – 3 МВт (Баткенская область)</i>	2,6
Реконструкция Учкурганской ГЭС	80,0
Реконструкция Атбашинской ГЭС	24,9
Каскад на реке Атбаши (6 ед., 237,2 МВт)	
Каскад на реке Алабуга (4 ед., 414 МВт)	

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

Крупнейшим перспективным проектом в Кыргызстане и ЦА является строительство Камбаратинской ГЭС-1 мощностью 1,9 ГВт и стоимостью 2,9 млрд долл., которая будет иметь стратегическое значение для всего водно-энергетического комплекса региона. Предполагается, что, помимо решения вопросов энергетической безопасности Кыргызстана, проект позволит обеспечить переход к сбалансированному режиму использования водно-энергетических ресурсов Нарын-Сырдарьинского бассейна. Строительство плотины Камбаратинской ГЭС-1 – третьей по высоте в СНГ после строящейся Рогунской ГЭС и Нурекской ГЭС в Таджикистане – будет реализовано на реке Нарын, на 14 км выше уже построенной Камбаратинской ГЭС-2 (см. рисунок 31).

Рисунок 31. Каскад ГЭС на реке Нарын*



* Проект строительства Камбар-Атинской ГЭС-1 находится на стадии планирования

Источник: ЕАБР.

Камбаратинская ГЭС-1 является частью гидроэнергетического комплекса, проект которого был разработан Среднеазиатским отделением института «Гидропроект» (Ташкент) в начале 1980-х гг. В 1982 г. было составлено технико-экономическое обоснование проекта, в 1988 г. была утверждена проектная документация. Комплекс включает три гидроэлектростанции: Камбаратинскую ГЭС-1 мощностью 1900 МВт, ее контррегулятор, позволяющий контролировать сброс воды вышестоящей ГЭС, – Камбаратинскую ГЭС-2 мощностью 360 МВт – и деривационную (работающую на воде, отведенной из речного русла через специальные водоотводы) Камбаратинскую ГЭС-3 мощностью 170 МВт.

Региональное преимущество Камбараты-1 заключается в том, что она (в комплексе с работающими Токтогульской ГЭС и Камбаратой-2) будет способствовать более эффективному регулированию режима работы водохранилищ. Реализация проекта Камбаратинской

ГЭС-1 окажет положительное влияние на способность регулирования водных ресурсов в ЦА в период как маловодных, так и многоводных лет. Водоохранилища ГЭС позволят в наибольшей степени обеспечить ирригационные потребности соседних государств, что отвечает интересам Узбекистана и Казахстана.

В 2017 г. Президент Узбекистана Шавкат Мирзиёев заявил о заинтересованности Узбекистана в участии в строительстве Камбаратинской ГЭС-1. АО «Узбекгидроэнерго» и Национальная энергетическая холдинговая компания КР подписали меморандум о сотрудничестве. В марте 2021 г. между президентами Кыргызстана и Узбекистана Садыром Жапаровым и Шавкатом Мирзиёевым достигнута договоренность о совместной реализации проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1. Стороны приняли решение создать совместный координационный комитет, призванный разработать комплексную программу действий («дорожную карту») совместного строительства Камбаратинской ГЭС-1. В срок до июня 2021 г. комитет должен подготовить и представить предложения относительно формата сотрудничества, источника финансирования, осуществления контроля и условий участия Узбекистана в реализации проекта.

3.4. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Таджикистана

В Таджикистане энергетический сектор является важнейшим компонентом реализации Стратегии развития Таджикистана до 2030 г., а также инвестиционной Программы реабилитации производственной базы и внедрения новых технологий. В секторе реализуются организационные и технические мероприятия, в том числе реформирование структуры управления энергосистемы с разделением по видам деятельности, повышение генерирующего потенциала, предусматривающего строительство новых и модернизацию действующих генерирующих станций; развитие транспортной инфраструктуры энергосистемы; повышение энергоэффективности с использованием современных автоматизированных систем диспетчерского управления и учета энергии. Завершена программа по возобновляемым источникам электроэнергии, согласно которой введено в эксплуатацию большое количество малых ГЭС. Закон об использовании возобновляемых источников энергии регулирует деятельность в области ВИЭ.

Согласно Стратегии развития Таджикистана до 2030 г., в области гидроэнергетики будут завершены реформы, направленные на обеспечение условий для функционирования рыночных механизмов, которые создадут конкурентную среду. Этот этап будет ключевым для завершения строительства Рогунской ГЭС и обеспечения энергетической безопасности страны. Будет создан сбалансированный рынок поставки электрической энергии в Центрально-Азиатском регионе и активизировано взаимовыгодное сотрудничество в этой области.

Развитие электроэнергетического сектора Таджикистана будет строиться на основе концепции 10/10/10/10:

- 1) проектная мощность электроэнергетической системы будет увеличена до 10 ГВт;
- 2) годовой экспорт электроэнергии в соседние страны достигнет 10 млрд кВт·ч;

3) будет обеспечена диверсификация мощностей электроэнергетической системы страны не менее чем на 10% за счет увеличения мощностей других источников энергии, в том числе угля, нефти, газа и возобновляемых источников энергии;

4) потери электроэнергии в стране будут снижены до 10%.

Для обеспечения надежного энергоснабжения экономики РТ реализуется программа диверсификации генерирующих источников на основе развития малой гидроэнергетики и угольной отрасли, строительства теплоэлектроцентралей (ТЭЦ). Строительство и реконструкция электростанций, ТЭЦ, линий электропередачи и подстанций, а также реформы в энергетическом секторе позволили значительно улучшить подачу электроэнергии населению, обеспечить устойчивую деятельность энергетической инфраструктуры и экспортировать электроэнергию в соседние страны в летнее время. В частности, завершено строительство и введены в эксплуатацию гидроэлектростанции Сангтуда-1 и Сангтуда-2, первая очередь ТЭЦ Душанбе, линии электропередачи Юг – Север, Лолазор – Хатлон – Худжанд – Айни.

Таджикистан обладает значительными энергетическими запасами ресурсов ВИЭ. В республике зарегистрировано более 285 малых ГЭС мощностью от до 4300 кВт. Из этого количества 16 малых ГЭС построены и эксплуатируются ОАХК «Барки Точик» и являются государственными. Компания «Памир Энерджи» управляет 11 малыми и мини-ГЭС общей установленной мощностью 44,16 МВт. В 2020 г. ими выработано 11,2 млн кВт·ч электроэнергии, что составило менее 0,1% от объема произведенной электроэнергии за этот период. Из всего указанного количества малых ГЭС около 100 не работают. Основная причина в том, что большая их часть построена без проведения гидрологического изучения водотока и изыскательских работ. Некоторые бездействуют из-за нехватки воды: летом она разбирается на орошение, в зимнее время отсутствует необходимый сток. Массовое строительство малых ГЭС, как показывает опыт Таджикистана, экономически нецелесообразно и малоэффективно. Их можно строить в труднодоступных небольших населенных пунктах или туристических местах отдыха, удаленных от основных линий электропередачи.

В энергетике Таджикистана, как и в случае Кыргызстана, практически все перспективные проекты связаны с реализацией потенциала гидроэлектроэнергии и развитием ГЭС. Так, на данный момент в РТ рассматривается порядка десяти крупных проектов по развитию генерирующих мощностей (девять ГЭС и одна ТЭС) на общую сумму 8243,0 млн долл. Предлагается только один крупный проект по строительству объекта тепловой генерации – угольной ТЭС Фон-Ягноб, оцениваемый в 600 млн долл. (7,3%). Остальная сумма 7643 млн долл. (92,7%) должна быть направлена на развитие потенциала гидроэлектроэнергии. В число проектов сегмента ГЭС вновь включен проект Рогунской ГЭС. Этот проект реализуется преимущественно за счет государственных средств, и на данный момент правительство РТ находится в поисках очередного транша в 340 млн долл.

Таджикистан находится на восьмом месте по величине гидроэнергетического потенциала в мире. В настоящее время гидроэнергетический потенциал задействован лишь на 4–5%. Новые проекты и направлены на устранение дисбаланса избыточного энергоснабжения в летние месяцы и дефицита энергии зимой.

Таблица 10. Список планируемых в Таджикистане инвестиционных проектов, направленных на развитие генерирующих мощностей (на 01.04.2021)

Название проекта	Сумма, млн долл.
Строительство Хоставской ГЭС (1 200 МВт)	2 039,0
Строительство Шуробской ГЭС (850 МВт)	1 500,0
Строительство Штийонской ГЭС (160 МВт)	1 500,0
Строительство Андеробской ГЭС (650 МВт)	1 300,0
Строительство угольной электростанции Фон-Ягноб (600 МВт)	600,0
Рогунская ГЭС (3600 МВт)	340,0
Строительство Яванской ГЭС (140 МВт)	282,0
ГЭС на реке Фандарья (135 МВт)	270,0
Строительство ГЭС Айни на реке Зеравшан (160 МВт)	220,0
Проект модернизации Нурекской ГЭС, фаза 2	192,0

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

В список инвестиционных проектов можно включить также проекты по развитию и модернизации электросетевого комплекса, в том числе направленные на сокращение потерь, внедрение автоматизированной системы контроля и учета, стимулирование трансрегиональной торговли электроэнергией и другие. Совокупная стоимость этих проектов достигает 433,9 млн долл. (без учета таджикского участка CASA-1000, который в случае РТ относится к завершенным проектам).

3.5. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Туркменистана

Правительство Туркменистана в большей степени делает ставку на современные газотурбинные электростанции смешанного типа, которые получили развитие в рамках утвержденной главой государства «Концепции развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013–2020 гг.». Согласно Программе социально-экономического развития Туркменистана на 2019–2025 гг., предусматривается возведение еще семи крупных энергетических объектов. При этом правительством уделяется внимание важности адаптации к изменениям климата и развитию альтернативных источников энергии. Об этом свидетельствуют официальные документы и инициативы, такие как «Национальная стратегия по изменению климата», в которой основное внимание уделяется мерам адаптации, особенно в водном и сельскохозяйственном секторах.

Однако Туркменистан остается единственной страной в Центральной Азии, не имеющей открытых данных по расширению мощностей возобновляемой энергетики, не говоря уже о регуляторной политике и налоговых льготах в отношении возобновляемых источников энергии. В 2020 г. Туркменистан приступил к разработке Национальной стратегии по развитию возобновляемых источников энергии.

Таблица 11. Список реализуемых в Туркменистане инвестиционных проектов, направленных на развитие генерирующих мощностей и электросетевого комплекса (на 01.04.2021)

Название проекта	Сумма, млн долл.
Модернизация восьми энергоблоков на Марыйской ГЭС и двух энергоблоков Туркменбашинской ТЭЦ с увеличением мощности до 645 МВт	684
Строительство газотурбинной электростанции «ЗЕРГЕР» на 432 МВт в Чарджевском этрапе	н.д.
Строительство двух электростанций в Ахалском велаяте – «Гуртлы» мощностью 508,4 МВт и «Ахал-2» мощностью 254,2 МВт	н.д.
Введение газотурбинной электростанции 126 МВт на Туркменбашинском нефтеперерабатывающем заводе	н.д.
Линия электропередачи Туркменистан – Афганистан – Пакистан (ТАП) (500 км)	5 300
Строительство ВЛ-500 кВ Ашхабад – Балканабад – Туркменбаши	н.д.
Строительство ВЛ-400 кВ Мары – Серахс (Иран) и Балканабад – Гонбад (Иран)	н.д.
Строительство воздушной линии напряжением 500 кВ Марыйская ГЭС – Атамурад – Андхой (Афганистан), а также линии 220 кВ Пельверт – Атамурад	н.д.

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

В электросетевом комплексе планируется соединение энергоузлов страны через воздушные линии электропередачи напряжением 500 кВ в единое целое, которое создаст кольцо между основными энергоузлами. Кроме этого, планируется **строительство трансграничной ЛЭП напряжением 500 кВ, что даст возможность выполнить планы экспорта электроэнергии в Иран и Турцию транзитом через иранскую энергосистему.** Так, в феврале 2020 г. Туркменистан приступил к реализации проекта строительства на туркменском участке высоковольтной ЛЭП Туркменистан – Афганистан – Пакистан от Марыйской ГЭС до афганского города Герат, которая, помимо энергоснабжения всех инфраструктурных объектов данной магистрали, даст возможность экспорта электроэнергии транзитом через Афганистан в Пакистан и другие страны Южной Азии ([CentralAsia.news, 2021](#)).

3.6. Стратегия развития и инвестиционные проекты в энергетике Узбекистана

В Узбекистане в соответствии с постановлением Президента Республики Узбекистан от 27.03.2019 № ПП-4249 «О стратегии дальнейшего развития и реформирования электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан» **в энергетическом секторе были реализованы масштабные реформы.**

Приняты документы, нацеленные на **внедрение энергосберегающих технологий, развитие возобновляемых источников энергии, привлечение прямых иностранных инвестиций** в энергетическую отрасль и расширение использования альтернативных топливно-энергетических ресурсов. В мае 2019 г. одобрен закон об использовании возобновляемых источников энергии, предоставляющий налоговые льготы производителям электроэнергии из ВИЭ. Реализуется **«дорожная карта» по повышению энергоэффективности** и экономии топливно-энергетических ресурсов на крупных энергоёмких предприятиях отраслей экономики в период 2020–2022 гг.

В соответствии с «Концепцией обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» тепловая энергетика продолжает оставаться основным источником генерации электрической энергии республики. Предполагается ее развитие с применением энергоэффективных технологий. В период 2020–2030 гг. будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Предусмотрено строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций. В общей сложности Узбекистан планирует удвоить потенциал генерирующих мощностей к 2030 г.

Строительство новых высокотехнологичных парогазовых ТЭС и модернизация действующих мощностей. В рамках «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» предусмотрено строительство шести новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт и реконструкция шести действующих с увеличением мощности на 4,1 тыс. МВт. Предусмотрено, в частности, строительство регулирующих электростанций для покрытия пиковых нагрузок энергосистемы общей мощностью около 1200 МВт на основе газотурбинных установок малой мощности (50–100 МВт) и газопоршневых двигателей. Предусмотрен также проект по модернизации энергоблоков № 1–5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

Развитие солнечной и ветровой энергетики. «Концепцией обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» предусмотрено развитие солнечных фотоэлектрических систем (ФЭС) мощностью 100–500 МВт, в основном в центральном и южном регионах (Джизакской, Самаркандской, Бухарской, Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях). Однако и в остальных регионах будут построены солнечные ФЭС мощностью 50–200 МВт. Основное направление ветроэнергетики – создание крупных ветропарков с единичной мощностью 100–500 МВт, большинство которых будет сосредоточено в северо-западном регионе.

Первый тендер на ветроэнергетический проект будет реализован при поддержке ЕБРР в рамках соглашения о сотрудничестве, конечной целью которого является строительство ветровых электростанций суммарной мощностью 1 ГВт. Площадка для строительства ветровой электростанции и сопутствующей инфраструктуры выбрана в Караузьякском районе Республики Каракалпакстан. Проект является частью масштабной стратегии задействования ВИЭ, реализуемой Правительством Узбекистана. В целом в ближайшие 10 лет предусмотрено развертывание экономически эффективных и экологически чистых ветровых электростанций суммарной мощностью до 3 ГВт с целью удовлетворения растущего спроса на электроэнергию в стране.

Кроме того, обозначены следующие крупные направления развития сектора.

Развитие гидроэнергетики. В период 2020–2030 гг. в рамках «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. Изученные гидроэнергетические ресурсы составляют 27,5 млрд кВт·ч в год, используется около 30% этого потенциала. Его оценка производилась 30 лет назад, и сегодня требуется рассмотрение и уточнение новых участков в бассейнах рек, пригодных для гидроэнергетического освоения.

Развитие атомной энергетики. На данный момент рассматривается проект по строительству АЭС в Джизакской области Узбекистана стоимостью 11 млрд долл. В проекте участвует ГК «Росатом» в рамках межправительственного соглашения между Россией и Узбекистаном.

Предполагается строительство двух энергоблоков с водо-водяными реакторами типа ВВЭР-1200 мощностью по 1,2 ГВт.ч до 2030 г.

Таблица 12. Список потенциальных инвестиционных проектов в Узбекистане по развитию генерирующих мощностей (на 01.04.2021)

Наименование проекта	Сумма, млн долл.	Сроки	
АЭС (2x1200 МВт)	11 000,0	2021	2030
Строительство газовой ТЭЦ на 1500 МВт	1 800,0	2021	н.д.
Модернизация Навоийской ТЭС (фаза 2). Строительство ПГУ мощностью более 600 МВт	1 454,0	н.д.	н.д.
Строительство угольно-газовой электростанции в Ташкентской области	1 200,0	н.д.	н.д.
Завершение строительства Туракурганской ТЭС	1 100,0	н.д.	н.д.
Расширение Талимарджанской тепловой электростанции со строительством очередных парогазовых установок общей мощностью не менее 900 МВт	1 004,6	2019	2024
Пскемская ГЭС на реке Пскем (400 МВт)	862,4	2019	2024
Проект Навоийской ВЭС (500 МВт)	600,0	2020	2024
Муллалакская ГЭС (140 МВт)	350,0	2020	2025
Ходжикентская гидроаккумулирующая станция (ГАЭС, 200 МВт)	320,0	2024	2027
Поэтапная модернизация энергоблоков Сырдарьинской ТЭС	216,5	2018	2021
Верхнепскемская ГЭС (200 МВт)	200,0	2023	2028
Акбулакская ГЭС (60,0 МВт)	160,0	2024	2027
Строительство Нижнечаткальской ГЭС на реке Чаткал (76 МВт)	151,7	2020	2024
Строительство двух газотурбинных установок (ГТУ) мощностью по 27 МВт на Ташкентской ТЭЦ	114,2	2019	2023
Строительство солнечной фотоэлектрической станции мощностью 100 МВт в Навоийской области (пилотный проект) на условиях государственно-частного партнерства	100,0	2020	2021
Строительство солнечной фотоэлектрической электростанции мощностью 100 МВт в Нурабадском районе Самаркандской области	100,0	2020	2021
Модернизация Туполангской ГЭС	84,5	2019	2022
Каскад Зарчобских МГЭС на реке Тупаланг (75,6 МВт)	80,4	2017	2021
Модернизация УП «Фархадская ГЭС»	72,4	2017	2021
Камчикская МГЭС на реке Ахангаран (26,5 МВт)	27,2	2017	2020
Строительство Рабатской ГЭС на реке Аксу на 6 МВт	25,3	н.д.	н.д.
Строительство Чаппасуйской ГЭС на реке Аксу на 8 МВт	25,0	н.д.	н.д.
Строительство Тамшушской ГЭС на реке Акдарья-Аксу на 10 МВт	25,0	н.д.	н.д.
Строительство малой ГЭС при Сардобинском водохранилище	24,1	2020	2022
ГЭС Камолот на Чирчик-Бозсуйском тракте (8,2 МВт)	22,6	2017	2021
Строительство Багишамальской МГЭС № 2 на канале Даргом (6,45 МВт)	21,7	2020	2022
Модернизация УП «Каскад Самаркандских ГЭС» (ГЭС-2Б)	21,7	2019	2021
Строительство МГЭС на Пикете 102+00 кан. Даргом (6,4 МВт)	21,0	2020	2022
Модернизация УП «Каскад Чирчикских ГЭС» (ГЭС-10)	18,6	2019	2021
Строительство МГЭС на ПК135+50 канала Даргом (7,4 МВт)	15,7	2019	2021
Строительство Шаударской МГЭС на канале Даргом (7,2 МВт)	14,9	2019	2021
Модернизация УП «Каскад Ташкентских ГЭС» (ГЭС-1)	12,4	2019	2021

Источник: проектные предложения составлены авторами на основе доступной публичной информации.

Узбекистан первым среди стран региона приступил к освоению технологий водородной энергетики. Удаленные территории можно снабжать электроэнергией за счет автономных водородных энергоустановок. Принято постановление Президента от 9 апреля 2021 г. № ПП-5063 «О мерах по развитию возобновляемой и водородной энергетики в Республике Узбекистан». Создание необходимой инфраструктуры для развития возобновляемых источников энергии требует выполнения большого объема научно-исследовательских работ. С этой целью при Министерстве энергетики создается Национальный научно-исследовательский институт возобновляемых источников энергии. В составе данного института будут созданы научно-исследовательский центр водородной энергетики и лаборатория по испытанию и сертификации технологий возобновляемой и водородной энергетики.

Магистральные электрические сети. С учетом износа электрических сетей и необходимости интеграции новых источников генерации, в том числе ВИЭ, заинтересованные ведомства Узбекистана разрабатывают план развития магистральных сетей. В рамках «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» предполагается, в частности, что в целях повышения надежности электроснабжения все энергоузлы единой электроэнергетической системы будут объединены в единую энергетическую сеть 500 кВ. Предусмотрена совместная с Всемирным банком разработка плана развития магистральных электрических сетей до 2030 г. Работы по строительству, модернизации и реконструкции магистральных электрических сетей будут производиться за счет собственных и заемных средств АО «Национальные электрические сети Узбекистана».

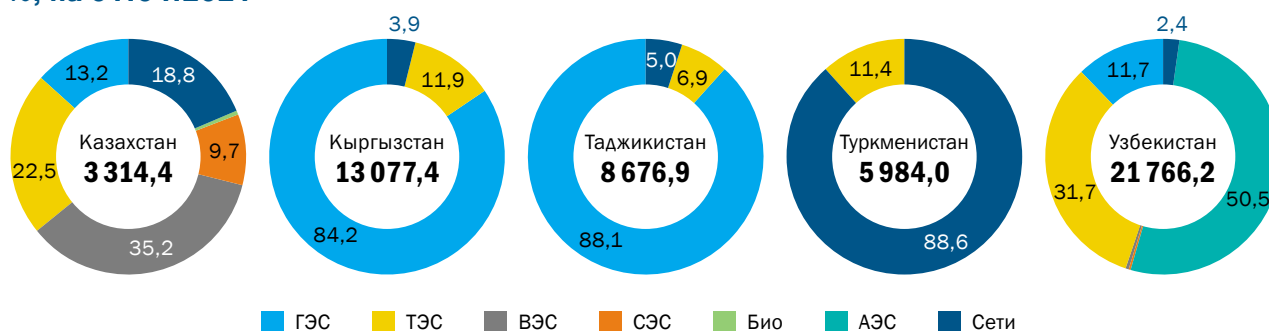
Распределительные электрические сети. В целях реализации «Концепции обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 гг.» Правительство РУ ставит задачу разработки государственной программы, предусматривающей строительство новых и модернизацию существующих электрических сетей напряжением 35–110 кВ. В 2021–2025 гг. предусмотрено продолжение работы по модернизации и реконструкции низковольтных распределительных сетей с принятием соответствующей государственной программы в 2022–2025 гг. Финансирование работ по строительству новых, модернизации и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций будет осуществляться за счет долгосрочных кредитов МФИ и собственных средств АО «Региональные электрические сети». С развитием новых видов генерации и конкурентного рынка Узбекистан столкнется с необходимостью создания умных сетей (smart grids), способных не только передавать энергию потребителю, но и принимать ее излишки обратно.

В общей сложности в Узбекистане стоимость энергетических проектов на рассмотрение составляет 21 766,2 млн долл. Проект строительства АЭС стоимостью в 11 млрд долл. является крупнейшим (50,5%). На традиционные источники энергии, которые сохраняют высокую приоритетность, приходится 9445,9 млн долл. (43,4%). Из них на тепловую энергию – 6889,3 млн долл. (31,7%), на гидроэлектроэнергию – 2556,6 млн долл. (11,7%). Значение альтернативных источников энергии остается на данный момент ограниченным. В списке проектов на рассмотрение на данный момент зафиксировано только два проекта строительства СЭС общей стоимостью 200 млн долл. (0,9%) и один проект строительства Навоийской ВЭС (500 МВт) стоимостью 600 млн долл. (2,8%). Несмотря на включение ВИЭ в стратегические документы развития, солнечные и ветровые электростанции рассматриваются в качестве экспериментальных объектов. Согласно доступной публичной информации, проекты по развитию электросетевого хозяйства, реализуемые АО «Национальные электрические сети Узбекистана» в рамках инвестиционной программы, оцениваются на данный момент в 520,3 млн долл.

3.7. Объем инвестиционных проектов в энергетике Центральной Азии

Совокупный объем выявленных инвестиционных проектов в энергетическом комплексе ЦА оценивается на текущий момент в 52,8 млрд долл. Из них 45,4 млрд долл. (86,0%) приходится на сегмент генерации и 7,4 млрд долл. (14,0%) – на электросетевой комплекс. Оценки основываются на доступной публичной информации и в большей степени отражают заявленные на долгосрочную перспективу правительственные планы, в некоторых случаях – инвестиционные планы крупных игроков и проекты, реализуемые в рамках международных региональных инициатив. Важно отметить, что в случае Казахстана и Туркменистана используемая информация относительно планируемых инвестиционных проектов, скорее всего, неполная и требует доработки.

Рисунок 32. Объемы и структура выявленных инвестиционных проектов в энергетике ЦА, %, на 01.04.2021



Источник: расчеты авторов составлены по доступным публичным данным.

В страновой структуре лидером по заявленным проектам является Узбекистан (21,8 млрд долл., или 41,2%). Лидирующая позиция этой страны в большей степени связана с заявленным проектом по строительству АЭС стоимостью в 11 млрд долл. Тем не менее Узбекистан является также лидером по развитию тепловой генерации и предпринимает активные усилия по развитию ГЭС.

Кыргызстан (13,1 млрд долл., или 24,8%) и Таджикистан (8,7 млрд долл., или 16,4%) находятся, соответственно, на втором и третьем месте. Эти страны в течение длительного периода времени стараются развить значительный потенциал гидроэнергии, диверсифицировать структуру выработки за счет развития тепловой генерации, найти выход на новые рынки сбыта электроэнергии и снизить потери путем модернизации электросетевого комплекса. Они имеют схожую структуру инвестиционных предложений с точки зрения их направлений. Многие из заявленных крупных проектов были разработаны еще в советское время и нацелены на строительство ГЭС. Как правило, такие проекты нуждаются в масштабных инвестициях, и их реализация требует дополнительной технической проработки и политического согласования на региональном уровне.

Туркменистан, несмотря на крайне ограниченную доступную информацию относительно планируемых инвестиционных проектов в энергетике, **занимает четвертое место с суммой в 5,9 млрд долл. (11,3%)** – в основном благодаря масштабному проекту по строительству линии электропередачи Туркменистан – Афганистан – Пакистан в 500 км. Был выявлен еще ряд проектов по строительству новых линий электропередачи, но без указания объемов. В стратегических документах говорится о развитии еще нескольких ТЭС, но также без указания объемов

инвестиций. Получение новой информации может значительно изменить модель региональной структуры в пользу Туркменистана.

Казахстан (3,3 млрд долл., или 6,3%) занимает последнее место по выявленным инвестиционным возможностям, несмотря на масштаб водно-энергетического комплекса по сравнению с другими странами. Это может объясняться сложностью сбора информации в силу большего присутствия частных игроков по сравнению с другими странами, где государства играют доминирующую роль в развитии сектора и для упрощения поиска инвесторов формируют более полные и открытые базы инвестиционных проектов. Полученная же информация по Казахстану относительно инвестиционных предложений из открытых источников, содержащаяся в том числе в государственных документах, свидетельствует о высоком приоритете развития ВИЭ в Казахстане. Приоритетность этого направления отражается в высокой доле проектов строительства СЭС и ВЭС в совокупном объеме инвестиционных предложений в РК – 35,2% (1,2 млрд долл.) и 9,7% (323,1 млн долл.) соответственно. Как уже отмечалось, Казахстан является единственной страной в регионе ЦА, которая смогла запустить процесс формирования альтернативных источников энергии на коммерческой основе при активном участии частного капитала.

3.8. Инвестиционные потребности сферы водных ресурсов в Центральной Азии

Использование водных ресурсов в ЦА, особенно после 1960 г., характеризуется высокими темпами роста, что обусловлено демографическими факторами и развитием промышленности и сельского хозяйства – главным образом ирригации. Отличительной особенностью стран ЦА в бассейне Аральского моря является то, что их социально-экономическое развитие происходит **в условиях истощения водных ресурсов.** То есть объем используемых ресурсов превышает объем располагаемых, и этот фактор будет определяющим в характере межгосударственных отношений стран региона. При запасе естественного речного стока в Аральском бассейне в 116,021 км³/год⁶ общий водозабор достигал максимальных значений в 1980–1990 гг. – 120,69–116,27 км³/год. Повышенный спрос на водные ресурсы в ирригации удовлетворялся благодаря повторно используемым водам.

В 2020 г. страны ЦА продолжали испытывать недостаток воды с точки зрения показателя обеспеченности водными ресурсами (1405 м³/чел. в год при пороге в 1700 м³/чел. в год) и в международной классификации находятся в категории «недостаточно обеспеченных» стран. По умеренному сценарию развития ситуации в ЦА данный тренд сохранится в долгосрочной перспективе. В случае недостаточного регионального экономического сотрудничества (и в том числе неудовлетворительной водно-энергетической интеграции) в перспективе до 2050 г. возможен сценарий, когда страны ЦА могут приблизиться к состоянию «вододефицитных» (1296 м³/чел. в год при пороге в 1000 м³/чел. в год). Ситуация с водными ресурсами будет и далее ухудшаться в силу демографических факторов, предполагающих сохранение высоких темпов роста населения и увеличение уровня урбанизации в регионе, а также по причине возможного увеличения орошаемых земель в регионе.

⁶ Возобновляемые водные ресурсы в среднем составляют 116,021 км³ в ЦА, и в течение многолетнего периода их объем может меняться в зависимости от водности года, природно-климатических факторов. Для прогнозных расчетов принимается осредненная величина водных ресурсов в регионе. Использование водных ресурсов также меняется по годам, и главным фактором в их расходовании, наряду с водностью года, выступает спрос, то есть потребность в воде различных отраслей экономики.

Таблица 13. Классификация стран по показателю обеспеченности водными ресурсами

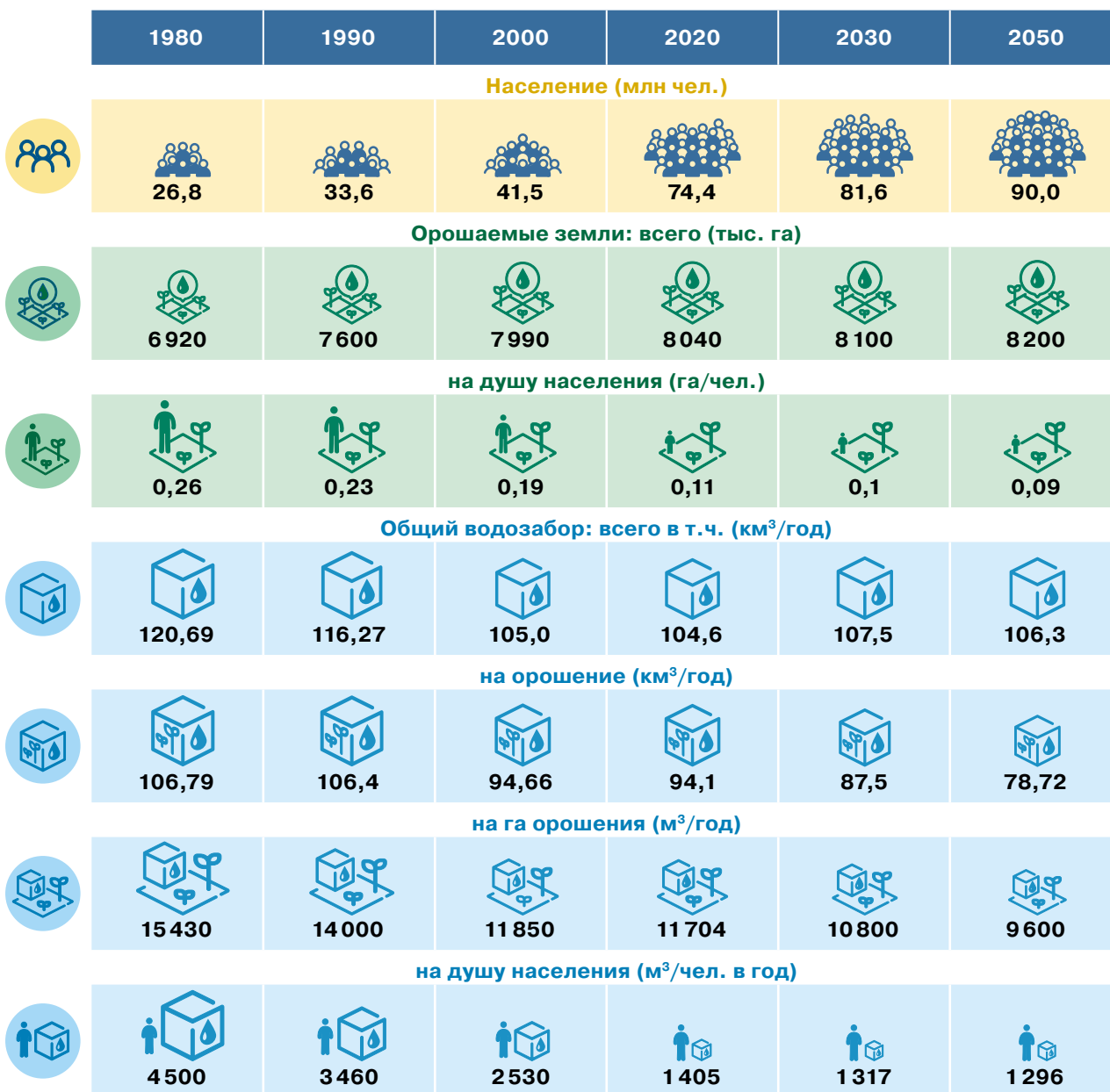
Показатель (м ³ на человека)	Категория стран по обеспеченности водными ресурсами
> 1700	водообеспеченные (no stress)
1000–1700	недостаточно водообеспеченные (stress)
500–1000	вододефицитные (scarcity)
< 500	чрезвычайно вододефицитные (absolute scarcity)

Источник: Falkenmark and Widsrand (1992).

Согласно прогнозным оценкам, к 2030–2050 гг. страны ЦА могут достигнуть предельных величин вовлечения в оборот новых орошаемых земель из-за ограниченности земельного фонда, возможного для использования в орошаемом земледелии. Расширение площади орошаемых земель в долгосрочной перспективе будет сдержанным. В силу географических факторов и интенсивного развития сельского хозяйства в советский период крупнейший сельскохозяйственный производитель ЦА – Узбекистан, а также горные страны – Кыргызстан и Таджикистан – уже сейчас находятся практически на предельном уровне по доступности орошаемых земель и по располагаемым водным ресурсам, используемым для ирригации. В отношении наличия свободных земель Казахстан обладает значительным потенциалом по расширению территорий на сельскохозяйственные нужды. Однако этот потенциал сдерживается ограниченными водными ресурсами и малопродуктивным характером земель. В результате освоение новых земель для сельскохозяйственных нужд в ЦА потребует со временем использования более сложных технологий и, соответственно, значительных финансовых затрат.

Кроме того, следует предположить, что запасы естественного речного стока в Аральском бассейне будут сокращаться в связи с климатическими изменениями в ближайшие десятилетия. Наблюдаемые климатические изменения имеют серьезные последствия для ледников Тянь-Шаня и Памира. Ледники Тянь-Шаня теряют в среднем 5,4 млрд тонн льда ежегодно с 1960 г., в общей сложности уже утеряно 3000 км³. Сокращение ледников вносит свои коррективы в сезонное распределение запаса естественного речного стока в Аральском бассейне и обостряет необходимость в серьезном пересмотре вопросов водопользования в регионе в сторону укрепления регионального сотрудничества. В этих условиях требуется проведение согласованной региональной водной политики, которая должна быть направлена на достижение баланса используемых водных ресурсов и располагаемых водных ресурсов с учетом демографических факторов, климатических изменений, развития сельского хозяйства и так далее.

Несмотря на исчерпание водных и ирригационных ресурсов в регионе ЦА, все страны в своих национальных стратегиях и программах предусматривают дальнейший рост использования водных ресурсов на цели орошения и гидроэнергетики. Каждая страна региона имеет долгосрочные программы по улучшению мелиоративного состояния орошаемых земель, но почти все они реализуются не в полной мере из-за отсутствия достаточных средств и инвестиций. В таком же состоянии находится инфраструктура коммунального водоснабжения и санитарии, где недостаток инвестиций не позволяет существенно улучшить обеспечение населения питьевой водой. Инвестиции в эти важные сектора все еще характеризуются низким ростом и слабым притоком международных частных вложений.

Рисунок 33. Использование водно-земельных ресурсов в бассейне Аральского моря

Примечание: прогноз общего водозабора рассчитан с учетом повторно используемых сбросных и коллекторно-дренажных вод, уровня урбанизации на перспективу в странах региона и климатических изменений.

Источник: НИЦ МКВК, расчеты авторов.

Водный сектор, с учетом его высокого пехис-фактора с другими отраслями экономики, должен иметь приоритет в национальных стратегиях и программах развития стран Центральной Азии. Инфраструктура водного хозяйства – как в коммунальном водоснабжении, так и в ирригации – достигла предельного срока эксплуатации и требует обновления и модернизации. Неудовлетворительное техническое состояние ирригационной инфраструктуры ведет к значительным потерям воды, вызывая заболачивание и засоление орошаемых земель и вывод их по этим причинам из сельскохозяйственного оборота.

Таблица 14. Планируемые и прогнозные объемы инвестиций в водном хозяйстве ЦА

	2021–2025 гг., млн долл.		2026–2030 гг.,* млн долл.	
	ср. год	за период	ср. год	за период
Казахстан	530,0	2 140,0	535,0	2 140,0
Кыргызстан	70,0	350,0	75,0	375,0
Таджикистан	45,0	225,0	50,0	250,0
Туркменистан	90,0	450,0	95,0	475,0
Узбекистан	250,0	1 250,0	205,0	1 025,0
Всего	990,0	4 415,0	960,0	4 265,0

Примечание: * прогнозные значения.

Источник: расчеты авторов на основе доступных публичных данных.

Согласно оценкам авторов, планируемые и прогнозные потребности в инвестициях в водном хозяйстве стран Центральной Азии составляют на данный момент порядка 8,7 млрд долл. на период с 2021 по 2030 г. при ежегодных объемах до 990 млн долл. Основные объемы инвестиций в водный сегмент приходятся на две страны, расположенные в низовьях трансграничных рек Аральского бассейна, – Казахстан (49,3%) и Узбекистан (26,2%). Они в большей степени испытывают проблему водообеспеченности. Реализуемые проекты чаще всего являются частью государственных программ и финансируются за счет государственных средств.

Оценка планируемых и прогнозных (косвенная оценка) объемов инвестиций выполнена на основе национальных стратегий и государственных программ развития водного хозяйства (при наличии) и агропромышленного комплекса (см. [врезку 4](#)), а также сложившегося тренда в планировании финансовых средств для ирригационных целей. В этой связи предложенные оценки в большей степени отражают принятую в регионе практику планирования инвестиций в водном хозяйстве. Важным компонентом при прогнозировании выступила оценка запланированных объемов новых орошаемых земель и, соответственно, стоимости нового ирригационного строительства.

В Казахстане на данный момент принята концепция проекта программы управления водными ресурсами РК на 2020–2030 гг. Целью проекта программы является гарантированное обеспечение территорий водными ресурсами для устойчивого развития страны, сохранение и восстановление водных объектов до состояния, обеспечивающего благоприятные условия для населения и экономики. Концепция включает 10 основных направлений: международное сотрудничество, обновление правовой базы, институциональное реформирование, модернизация и реконструкция водохозяйственной инфраструктуры, изучение международного передового опыта по созданию рынка воды, цифровизация водного хозяйства, внедрение проекта Smart Water, экологически оптимальное использование водных ресурсов, подготовка специалистов водной отрасли с современными навыками и реализация важных национальных водных проектов. Согласно информации Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК, общие затраты на реализацию программы составят 2,3 трлн тенге на 10 лет (порядка 5,3 млрд долл., или 530 млн долл. в год).

Врезка 4. Основные официальные документы, определяющие развитие водохозяйственного комплекса ЦА

- Государственная программа управления водными ресурсами Казахстана на 2020–2030 гг.
- Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства».
- Концепция по переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике.
- Государственная программа развития агропромышленного комплекса Республики Казахстан на 2017–2021 гг.
- Государственная программа развития ирригации Кыргызской Республики на 2017–2026 гг.
- Программа реформы водного сектора Республики Таджикистан на период 2016–2025 гг.
- Государственная программа по освоению новых орошаемых земель и восстановлению вышедших из сельскохозяйственного оборота земель в Республике Таджикистан на период 2012–2020 гг.
- Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 г.
- Концепция развития водного хозяйства Республики Узбекистан на 2020–2030 гг.
- Государственная программа ирригации и мелиоративного улучшения орошаемых земель на период 2017–2019 гг. (Республика Узбекистан).
- Программа социально-экономического развития Туркменистана на 2019–2025 гг.

В Кыргызстане, с учетом роста населения, в рамках программы на 2017–2026 гг. предусматривается строительство ирригационной инфраструктуры для обеспечения новыми орошаемыми землями сельских жителей. Ее цели – улучшение социально-экономического положения и обеспечение развития регионов, решение вопросов продовольственной безопасности и борьбы с бедностью. Общие потребности программы оцениваются приблизительно в 700 млн долл., или 70 млн долл. в год, для реализации 46 водохозяйственных объектов (проектов), что должно привести к введению новых орошаемых земель, улучшению водообеспеченности, переводу с машинного на самотечное орошение, улучшению мелиоративного состояния земель и др.

В Узбекистане в рамках государственной программы планируется строительство и реконструкция каналов ирригационных систем, гидро- и гидротехнических сооружений, мелиоративных объектов и др. В качестве цели поставлено внедрение системы капельного орошения и других водосберегающих технологий. В рамках государственных программ реализуется шесть крупных инвестиционных проектов общей стоимостью 1,395 млрд долл., финансируемых МБР:

- проект по восстановлению магистрального оросительного канала Тошсока Хорезмской области (145,5 млн долл.);
- проект по улучшению управления водными ресурсами в Южном Каракалпакстане (376,7 млн долл.);

- проект по восстановлению ирригационных сетей Аму-Бухоро (406,3 млн долл.);
- проект по восстановлению Каршинских каскадных насосных станций (115,9 млн долл.);
- проект по улучшению управления водными ресурсами в Ферганской долине (второй этап) (228,2 млн долл.);
- проект по улучшению управления водными ресурсами в Сурхандарьинской области (122,7 млн долл.).

Кроме того, в Узбекистане планируется реконструкция 299 насосных станций на общую сумму около 818,9 млн долл. Утверждена программа поэтапного внедрения капельного орошения в хлопководстве на 200 тыс. га в период до 2025 г. Реализуется программа по внедрению энергосберегающих приборов в насосных станциях и др. В общей сложности в течение ближайших десяти лет ожидаемый объем инвестиций в водное хозяйство составит 2,3 млрд долл. (от 205 до 250 млн долл. в год).

По Программе реформы водного сектора Таджикистана на период 2016–2025 гг. проводится работа по переходу к интегрированному управлению водными ресурсами (ИУВР). Запланированы 35 мероприятий на сумму порядка 158 млн долл. по следующим направлениям: развитие законодательства и регулирование (18 мероприятий), институциональное развитие (шесть мероприятий), восстановление инфраструктуры (пять мероприятий), вспомогательные средства реформы водного сектора (шесть мероприятий). С учетом мероприятий этой и других стратегических программ, затрагивающих развитие сельского хозяйства и водного сектора, в период 2021–2030 гг. в Таджикистане объем инвестиций в сферу водных ресурсов может составить в общей сложности 475 млн долл. (от 225 до 250 млн долл. в год).

Туркменистан совместно с ООН реализует проект, нацеленный на улучшение устойчивого управления водным хозяйством на сумму 78 млн долл. до 2022 г. Ключевая цель проекта – обеспечить достаточное и экологически устойчивое водоснабжение для поддержания и улучшения социальных условий и источников средств к существованию населения Туркменистана. Проект состоит из четырех задач. Первая – внедрение новых технологий в орошаемое земледелие в целях эффективного использования энергии, сохранения водных ресурсов и устойчивого управления земельными ресурсами (УУЗР). Вторая – привлечение инвестиций в новую и расширенную эффективную водохозяйственную инфраструктуру. Третья – обеспечение местного и конкретного по регионам планирования и образовательных программ по КУВР (комплексное управление водными ресурсами) и УУЗР среди дайхан (фермеров) и управляющих сектора водного хозяйства. Четвертая – разработка политической реформы для КУВР и содействие в ее реализации. В общей сложности в период 2021–2030 гг. в Туркменистане объем инвестиций в сферу водных ресурсов может составить 925 млн долл. (от 90 до 95 млн долл. в год).

В дальнейшем для снижения антропогенной нагрузки на водные объекты было бы целесообразным рассмотреть возможность внедрения в странах ЦА экологически приемлемых нормативов изъятия стока из поверхностных водных объектов. Также важны установление и мониторинг соблюдения экологически обоснованных уровней воды в водохранилищах и оперативный доступ заинтересованных сторон к гидрологической информации.

Желательно установить нормативы сбросов/выбросов загрязняющих веществ, основанных на наилучших доступных методах ограничения/предотвращения загрязнения. Этот подход может применяться в комплексе с существующими методами, основанными на оценке влияния уровня загрязнения на экологическое состояние водных объектов и экологической экспертизе проектов новых и реконструируемых производств, сбросы которых могут существенно влиять на состояние водных объектов.

При этом **потребуется увеличение инвестиций в строительство и модернизацию очистных сооружений, в освоение предприятиями новых водосберегающих технологий**, в очистку и утилизацию осадков сточных вод на предприятиях, в развитие канализационных систем в малых населенных пунктах и создание систем объектного мониторинга. Представляется целесообразным **перейти на современные высокотехнологичные методы сбора и обработки информации о состоянии и использовании водных ресурсов**. Например, новые технологии дистанционного зондирования позволяют давать предварительную оценку состояния водных ресурсов и устанавливать эффективность использования воды.

Совместное управление водными объектами и использование водных ресурсов трансграничных рек – одна из сложных проблем в Центральной Азии. Ее решение должно рассматриваться как ключевое направление интеграции стран региона наряду с вопросами продовольственной, энергетической, экологической безопасности, развития транспортной инфраструктуры и взаимных инвестиций, других областей экономического сотрудничества. Решение региональных водных проблем, с одной стороны, не может рассматриваться обособленно от национальных стратегий водопользования, продовольственного обеспечения и энергетики и, с другой стороны, оно должно учитывать общепассейновые интересы в целом.

Перспективы достижения целей устойчивого социально-экономического развития ЦА в значительной степени связаны с состоянием водных ресурсов. В этом контексте достижение консенсуса по вопросам межгосударственного водораспределения в бассейнах трансграничных рек является главной задачей, требующей комплексного решения с учетом как социально-экономических и экологических изменений, так и политической ситуации в странах, прилегающих к региону. Эти природные и геополитические факторы объективно определяют необходимость региональной интеграции, совместного управления бассейнами рек на принципах международного права.

В решении этих вопросов важную роль могли бы играть такие региональные институты, как международный Фонд спасения Арала (МФСА) и его структуры: межгосударственная комиссия по устойчивому развитию (МКУР) и межгосударственная координационная водохозяйственная комиссия (МКВК), а также Координационный энергетический совет ЦА (КЭС ЦА) и его координационно-диспетчерский центр (КДЦ) «Энергия». Эти структуры должны взаимодействовать под эгидой МФСА, который имеет политическую компетенцию и достаточные полномочия для регулирования водно-энергетических отношений и проведения региональной инфраструктурной инвестиционной политики.

Водохозяйственная и энергетическая инфраструктура – наиболее важный долгосрочный объект инвестирования в любой стране, капиталовложения в эту сферу определяют качество благосостояния населения и экономики на перспективу. Инфраструктура энергетики и водного хозяйства в ЦА – как в коммунальном водоснабжении, так и в ирригации – достигла предельного

срока эксплуатации и требует обновления и модернизации. Кроме того, развитие региональной интеграции в секторе предполагает отход от изолированных национальных энергетических систем и создание связывающей трансграничной инфраструктуры (Vinokurov and Libman, 2012). Поэтому очевидна необходимость создания эффективного механизма по координации, привлечению и использованию инвестиций МБР – источников финансовых ресурсов для государственных инициатив в сфере водного хозяйства и энергетики.

При этом следует учитывать реальные риски для инфраструктурных проектов, связанные с неэффективностью принятия решений и коррупцией. Поэтому важным условием снижения рисков на всех этапах реализации таких проектов является получение доступа к точной и актуальной информации, тщательное планирование и четко определенные и аудируемые бизнес-процессы. С учетом высокой стоимости строительства объектов гидроэнергетики и водного хозяйства, длительности подготовительного и строительного периодов – финансирование за счет займов и кредитов требует от государственных органов и финансовых институтов, прежде всего, тщательного анализа и прогнозирования финансовых, экономических, экологических последствий реализации проекта.

В долгосрочной перспективе в ЦА предусматриваются масштабные инвестиции в развитие ВЭК. Международный опыт свидетельствует, что **освоение инвестиционных средств не в последнюю очередь будет зависеть от наличия и достаточности высококвалифицированных специалистов.** Намеченные долгосрочные планы привлечения инвестиций в высокотехнологичное развитие энергетического комплекса государств Центральной Азии могут быть реализованы только при условии непрерывной подготовки и переподготовки квалифицированных кадров. К сожалению, эта составляющая инвестиционной и инновационной политики пока отошла на второй план. Во всех стратегиях и программах ВЭК остаются недостаточно проработанными вопросы кадрового обеспечения. Нехватка специалистов ощущается на всех этапах – от проектирования до строительства и эксплуатации энергетических объектов.

В странах региона из года в год нарастает дефицит специалистов-энергетиков различного профиля. По оценкам экспертов, дефицит высококвалифицированных проектировщиков уже превысил критический порог и составляет 50% и более, дефицит руководителей проектов – 70%, монтажников – 50% и так далее. Очевидно, что в ближайшие 5–10 лет это может стать одной из наиболее серьезных проблем, сдерживающих освоение инвестиционных ресурсов и, соответственно, развитие ВЭК.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Центральной темой доклада стал **анализ инвестиционного поля в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии** – основных компонентов, игроков, условий финансирования и т.д. Наши самые основные выводы следующие:

- **В 2020 г. лидерами по объемам инвестиций в ВЭК являлись Казахстан (2,783 млрд долл., или 1,6% ВВП) и Узбекистан (1,377 млрд долл., или 2,4% ВВП).** В Таджикистане и Кыргызстане инвестиции в капитал ВЭК составили соответственно 507 млн долл. (6,3% ВВП) и 89 млн долл. (1,2% ВПП).
- Благодаря усилению инвестиционной активности в последние годы в энергетическом сегменте ВЭК **совокупные энергетические мощности ЦА увеличились** с 42,2 ГВт в 1992 г. до 53,8 ГВт в 2020.
- В условиях недостаточной инвестиционной привлекательности ВЭК ЦА и низкой рентабельности проектов для частного капитала и иностранных инвесторов **важным источником финансовых ресурсов для государственных инициатив в ВЭК ЦА выступают МБР.** На данный момент в стадии реализации МБР находится 104 проекта на сумму 10,2 млрд долл.
- **Лидером по объему финансирования является ЕБРР с портфелем в 3,3 млрд долл., или 32,7% от общего объема финансирования МБР в ЦА.** Следом идут ВБ – 3,0 млрд долл. (29,6%) и АБР – 2,6 млрд долл. (26,2%). На долю ЕАБР и ЕФСР, ЕИБ и АБИИ в совокупности приходится 1,2 млрд долл. (11,5%).
- В структуре инвестиций МБР в ВЭК ЦА **энергетические проекты преобладают над проектами в сфере управления водными ресурсами и водоснабжения.** В сфере водных ресурсов МБР реализуется всего 12 проектов на сумму 1,5 млрд долл. (15,1% всех проектов МБР в ВЭК ЦА).
- **Потребности стран в инвестициях в инфраструктуру ВЭК ЦА значительны и оцениваются как минимум в 90 млрд долл.** (порядка 9 млрд долл. в год, что значительно превышает сложившийся тренд инвестиций в регионе) для периода 2021–2030 гг. **Из них 8,7 млрд долл. приходится на потребности водохозяйственной инфраструктуры.**
- Выявленные **совокупные инвестиционные предложения в энергетическом сегменте ВЭК ЦА** оцениваются на текущий момент **в 52,8 млрд долл.** Из них 45,4 млрд долл. (86,0%) приходится на сегмент генерации и 7,4 млрд долл. на электросетевой комплекс (14,0%). Ожидается, что реализация запланированных в ближайшее десятилетие инвестиционных проектов **позволит избежать дефицита электроэнергии в регионе, несмотря на увеличение ее потребления.**
- **Структура инвестиционного портфеля реализуемых проектов в ВЭК ЦА не является оптимальной.** Во всех странах ЦА выявленные инвестиционные проекты направлены в большинстве

случаев на удовлетворение потребностей национальных экономик и не обязательно учитывают региональные интересы, что является следствием нескоординированного характера развития ВЭК.

Вместе с тем, в заключение хотелось бы привлечь внимание читателей к нескольким принципиальным моментам, которые, на наш взгляд, целесообразно учитывать при дальнейших исследованиях и планировании инвестиций в ВЭК ЦА. **Главный из них – необходимость постоянного учета исключительной важности режима водопользования.** Не будет большим преувеличением сказать, что «В» в «ВЭК» Центральной Азии важнее «Э» – вода важнее электроэнергетики. Однако анализ текущих инвестиционных трендов свидетельствует о том, что этот ключевой принцип ВЭК ЦА не соблюдается в течение более 30 лет.

Все крупные реки ЦА имеют трансграничный характер и межгосударственный статус. Речной сток в бассейнах трансграничных рек практически полностью формируется в верховьях и используется на нижележащих территориях региона. Эти природные и геополитические факторы объективно определяют **необходимость региональной интеграции, совместного управления бассейнами рек** на принципах международного права. Неурегулированность в отношениях между странами ЦА по вопросам совместного водопользования на таких реках существенно снижает потенциал экономической интеграции в регионе – включая торговлю, транспорт и рынки труда, что сопряжено с высокими издержками и ограничивает возможности достижения целей устойчивого развития.

Отличительной чертой стран ЦА в бассейне Аральского моря в течение длительного периода является то, что их **социально-экономическое развитие происходит в условиях истощения водных ресурсов**, и этот тренд будет определяющим вектором в межгосударственных отношениях стран региона. В этом контексте вызовы для энергетического сегмента ВЭК ЦА и основные его проблемы будут связаны с нарастающим дефицитом водных ресурсов, недостаточным уровнем сотрудничества и нехваткой инвестиций для проектов развития энергетической и водохозяйственной инфраструктуры.

Дефицит воды в регионе во многом обусловлен слабой организацией водопользования в сельском хозяйстве и промышленности, а также неудовлетворительным состоянием водохозяйственной инфраструктуры и недостаточностью средств, выделяемых на ее техническое обслуживание и развитие. Критически недостаточная обеспеченность водными ресурсами, неравномерность распределения водных ресурсов между странами региона и нарастание экологических проблем в регионе обуславливают необходимость координации действий и экономической интеграции на основе общности интересов.

Прежние принципы регулирования ВЭК ЦА были достаточно эффективны в условиях планового хозяйства и централизованной экономики, но в текущих условиях **они должны быть адаптированы к новым политическим и экономическим реалиям, а также новым технологическим возможностям.** ЦА требуются новые подходы к формированию регионального рынка электроэнергии и регулированию водных вопросов, отвечающие интересам каждой страны региона. Новые подходы должны способствовать удовлетворению потребностей в электроэнергии и водных ресурсах наиболее экономичными и экологичными способами, а также содействовать сближению подходов к ценообразованию и тарифов в электроэнергетике, применению современных технологических и цифровых решений.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Характеристики основных трансграничных рек Центральной Азии

Река Амударья является крупнейшей рекой Центральной Азии: ее длина от истоков Пянджа составляет 2540 км, а площадь бассейна 309 тыс. км². После слияния рек Пяндж и Вахш реку называют Амударьей. Основной сток Амударьи формируется на территории Таджикистана. Затем река протекает вдоль границы Афганистана с Узбекистаном, пересекает Туркменистан, вновь возвращается в Узбекистан и впадает в Аральское море. В среднем течении в Амударью впадают два крупных правых притока (реки Кафирниган и Сурхандарья) и один левый приток (река Кундуз). Далее вплоть до Аральского моря она не получает ни одного притока. Питание реки в основном составляют талые снеговые и ледниковые воды, поэтому максимальные расходы наблюдаются летом, а наименьшие – в январе-феврале. По мутности воды Амударья занимает одно из первых мест в мире.

Река Сырдарья – вторая по водности и первая по длине река Центральной Азии. От истоков Нарына ее длина составляет 3019 км, а площадь бассейна 219 тыс. км². Истоки Сырдарьи находятся в Центральном (Внутреннем) Тянь-Шане. После слияния Нарына с Карадарьей река получает название Сырдарья. Питание реки ледниковое и снеговое, с преобладанием последнего. Для водного режима характерно весенне-летнее половодье, которое начинается с апреля. Наибольший сток приходится на июнь. Основной сток Сырдарьи формируется на территории Кыргызстана. Затем Сырдарья пересекает Узбекистан и Таджикистан и впадает в Аральское море на территории Казахстана.

Река Нарын – основная составляющая Сырдарьи. Как и ее притоки, берет начало в горах Тянь-Шаня и образовалась от слияния рек Большого и Малого Нарына. При выходе из гор в Ферганскую долину Нарын имеет сток в 3,5 раза больший, чем Карадарья.

Река Карадарья образовалась от слияния рек Тара и Кара-Кульджа, истоки которых находятся на склонах Ферганского и Алайского хребтов. Большинство притоков Сырдарьи сосредоточено в Ферганской долине, по которой она протекает 300 км и принимает значительное число притоков, стекающих с Чаткальского, Кураминского и Туркестанского хребтов. Наиболее крупные притоки из них: правые – Падша-ата (Намангансай), Касансай и Гава, левые – Исфайрам, Сох, Исфара. Вследствие интенсивного разбора воды на орошение эти притоки большей частью не впадают в Сырдарью. Ниже выхода из Ферганской долины в Сырдарью впадают справа реки Ахангаран, Чирчик и Келес, а ниже Чардары последний правый приток – река Арысь.

Река Чирчик образуется от слияния рек Чаткала и Пскема, формирующих свой сток на территории Западного Тянь-Шаня, частично на территории Казахстана. Длина Чирчика 161 км, его средний многолетний расход на выходе из гор 224 м³/сек., средний годовой сток 7,15 км³. Водосбор Чирчика расположен между хребтами Таласским Алатау и Чаткальским. После слияния рек Чаткала и Пскема на протяжении 29 км современная долина Чирчика представляет собой каньон, врезанный в дно древней долины. На этом участке построены Чарвакское водохранилище и ГЭС.

Чирчик принимает только два сравнительно крупных притока: справа – река Угам, слева – река Аксаката. Остальные притоки носят характер саев.

Река Ахангаран по величине и водоносности значительно уступает Чирчику. Водосбор ее расположен между Чаткальским и Кураминским хребтами. В низовьях она пополняется чирчикской водой через канал Карасу (левый). Река Ахангаран имеет снеговое питание и характеризуется ранним половодьем. Режим реки регулируется Ташкентским водохранилищем.

Река Чу имеет протяженность 1067 км и площадь бассейна 62,5 тыс. км², образуется в Тянь-Шане на территории Кыргызстана и теряется во впадине Ашиколь на территории Казахстана.

Река Талас протяженностью 661 км и площадью бассейна 52,7 тыс. км² образуется на территории Кыргызстана и теряется в песках Муюнкум в Казахстане.

2. Водохранилища Центральной Азии

№ п/п	Наименование		Параметры водохранилища**					Ввод, год
	Реки	Водохранилища	НПУ, м	V ₁ , млн м ³	V ₂ , млн м ³	F, км ²	L, км	
Бассейн реки Амударья								
1	Амударья	Тюямуюнское	130,0	7 300	5270	790		1979
2	Яхсу	Сельбурское	583,0	25,4	16,9	2,6	2,8	1964
3	Яхсу	Муминабадское	1 221,5	30,1	29,2	2,8	1,45	1959
4	Вахш	Нурекское	910,0	10 500	4 500	98,0	70,0	1972
5	Вахш	Головная ГЭС	485,0	21,6	10,6	7,5	15,0	1962
6	Сурхандарья	Южно-Сурханское	415,0	641	610	64,6	20,0	1964
7	Сурхандарья	Дегресское	536,0	12,8	12,2	2,3	3,5	1958
8	Сурхандарья	Учкызылское	321,5	160	80	10,0	5,5	1960
9	Кашкадарья	Чимкурганское	488,2	440	418	45,1	15,0	1964
10	Кашкадарья	Камашинское	495,3	25,0	23,8	3,4	3,0	1946
11	Кашкадарья	Пачкамарское	676,0	243	243	12,4	5,5	1967
12	Кашкадарья	Гиссаракское	1 118,0	170	155	4,1	3,5	1985
13	Амударья	Талимарджанское	400,5	1 530	1 400	77,4	14,0	1977
14	Зеравшан	Каттакурганское	511,0	845	834	84,5	17,0	1952/1968*
15	Зеравшан	Куюмазарское	237,5	306	246	16,3	5,3	1957/1966*
16	Зеравшан	Тудакульское	222,0	875	855	225	18,5	1983
17	Зеравшан	Шоркульское	220,0	165	17,0			1983
18	Вахш	Сангтудинское 1		258	120			2008
19	Теджен	Достлукское		1250	1 000			2005
Бассейн реки Сырдарья								
20	Нарын	Токтогульское	905,0	19 500	14 000	284	65,0	1974
21	Нарын	Курупсайское	(500)	354	350	11,7	40,0	1982
22	Нарын	Ташкумырское	(500)	144	133	7,8	18,8	1988
23	Нарын	Учкурганское	539,0	54,0	37,6	3,7	16,0	1961
24	Карадарья	Андижанское	900	1 750	1 600	60,0	14,4	1970
25	Майлису	Базаркурганское	720,5	22,5	20,0	2,7	2,4	1962
26	Акбура	Папанское	1 282,0	260	240	7,1	8,5	1981
27	Араван	Найманское	1 201,6	39,5	38,0	3,2	8,0	1966
28	Кувасай	Каркидонское	626,0	218	213	9,5	5,0	1964
29	Кассансай	Уртатокайское	1 128,0	160	160	7,6	5,0	1954/1956*
30	Исфара	Тортгульское	1 147,0	90,0	75,0	6,6	5,0	1970
31	Каттасай	Каттасайское	1 175,0	55,0	33,6	2,9	1,9	1966
32	Ахангаран	Ахангаранское	1 100,0	399	319	8,1	7,9	1974
33	Ахангаран	Туябугузское	394,0	204	195	20,7	10,0	1966
34	Сырдарья	Кайраккумское	346,6	3 510	2 230	510	55,0	1959
35	Сырдарья	Шардаринское	252,0	5 200	4 230	783	80,0	1967
36	Чирчик	Чарвакское	890,0	1 990	1 690	40,3	22,0	1978
37	Чирчик	Ходжикентское	741,0	30,0		2,5		1977

№ п/п	Наименование		Параметры водохранилища**					Ввод, год
	Реки	Водохранилища	НПУ, м	V ₁ , млн м ³	V ₂ , млн м ³	F, км ²	L, км	
38	Чирчик	Газалкентское	681,0	20,0		1,7		1980
39	Санзар	Джизакское	371,4	73,5	73,3	12,5	3,0	1962
40	Бугунь	Бугуньское	438,0	370	363	63,5	14,7	1962
41	Бадам	Бадамское	672,0	61,5	5,9	4,8		1965
42	Сырдарья	Коксарайское	204,0	4160	3000	467,5	44,7	2008
43	Сырдарья	Сардобинское	305,0	973	922	68,0	28,0	2017
44	Чартаксай	Чартакское	701,6	30,0	21,1	4,92	4,0	1989
45	Резаксай	Резаксайское		300				2008
46	Сырдарья	Айдаркульское (вдхр.озеро)	247	44 300		5568	160	1969
Бассейн рек Чу и Талас								
47	Чу	Ортокойское (Касансайское)	1762	470	450	25,0		1957
48	Чу	Ташуткульское	514,0	620	550	77,7		1980
49	Сокулук	Сокулукское	657,0	19,2	10,8	1,3	3,6	1968
50	Ала-Арча	Алаарчинское	689,0	51,2	48,2	5,5	3,5	1983
51	Талас	Кировское (Кара-Буринское)	866,5	550	544	26,5	14,0	1976
52	Карабалта	Карабалтинское	617,6	4,3	3,3	1,5	2,4	1964
Реки Туркменистана и зона Каракумского канала								
53	Мургаб	Ташкепринское	321,31	18,5	18,5	39,9	25,0	1940
54	Мургаб	Сары-Языское	321,30	653	78,5	26,0		1960
55	Мургаб	Колхозбентское	297,0	30,0	30,0	20,4	32,5	1910
56	Мургаб	Иолотанское	286,2	24,0	24,0	10,6	25,0	1910
57	Мургаб	Гиндукушское среднее	278,4	15,0	14,3	5,5	8,8	1896
58	Мургаб	Гиндукушское нижнее	276,51	16,0		6,1	7,8	1896
59	Теджен	Хор-Хор	302,10	18,0	18,0	3,4	3,0	1959
60	Теджен	Тедженское I	232,64	30,5		20,7	11,2	1952
61	Теджен	Тедженское II	221,0	132		42,0	15,0	1960
62	Каракумский канал	Хауз-Ханское	212,4	875	850	10,6	5,0	1962
63	Каракумский канал	Западное	192,5	48,5	41,0	3,3		1964
64	Каракумский канал	Восточное	195,0	6,2		33,0	10,8	1980
65	Каракумский канал	Копетдагское	143,0	218,0	194	6,3		1973
66	Атрек	Мамедкуль	100,0	16,4		7,0		1980
67	Атрек	Дехили	95,0	11,0				1980

*в числителе – год пуска в эксплуатацию, в знаменателе – год реконструкции плотины.

** параметры водохранилища: НПУ, м – нормальный подпертый уровень; V₁, млн м³ – полный объем; V₂, млн м³ – полезный объем; F, км² – площадь и L, км – длина.

Источник: Сарсембеков и др. (2004).

3. Список действующих проектов в энергетическом секторе и секторе водоснабжения стран Центральной Азии, финансируемых МБР



Проект	Форма	Заемщик	МБР	Объем, млн долл.	Софинансирование, млн долл.	Период
Энергетика						
Жанатасская ГЭС мощностью 100 МВт	Кредит	Частный	АБИИ	46,7	нет	2019
Проект солнечной электростанции Байконыр	Кредит	Частный	АБР	11,5	нет	2019
Проект реструктуризации и преобразования энергетики (Самрук-Энерго)	Кредит	Частный	АБР	80	нет	2018
Проект модернизации и расширения Акмолинской распределительной электросети	Кредит	Суверенный	АБР	40	нет	2013
Проект солнечной энергии Total Eren Access M-KAT	Кредит	Частный	АБР	30,5	нет	2018
Повышение энергоэффективности (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	ВБ	21,8	Правительство – 1,3	2013–2021
Финансирование инвестиционной программы АО «Самрук-Энерго»	Кредит	Частный	ЕАБР	52,0	нет	2018–2025
Финансирование проектов государственно-частного партнерства и рефинансирование части облигационного займа АО «Батыс транзит»	Кредит	Частный	ЕАБР	43,4	нет	2019–2025
Строительство солнечных электростанций в Республике Казахстан с установленной мощностью до 90 МВт	Кредит	Частный	ЕАБР	66,5	нет	2019–2031
Строительство солнечной электростанции с установленной мощностью 100 МВт в Акмолинской области Республики Казахстан	Кредит	Частный	ЕАБР	56,8	нет	2019–2031
Строительство ветровой электростанции в районе города Ерейментау мощностью 50 МВт	Кредит	Частный	ЕАБР	55,6	нет	2019–2034
Участие в облигационном займе АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями»	Кредит	Частный	ЕАБР	20,8	нет	2020–2035
Строительство солнечной электростанции с установленной мощностью 50 МВт в Туркестанской области Республики Казахстан	Кредит	Частный	ЕАБР	37,9	нет	2020–2034
Строительство солнечной электростанции с установленной мощностью 10 МВт в Кызылординской области Республики Казахстан	Кредит	Частный	ЕАБР	8,9	нет	2020–2034

Проект	Форма	Заемщик	МБР	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Модернизация КЕГОС, 2-я стадия (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ЕБРР	187,4	Иные фон- ды – 187,4	2008
Risen Solar	Кредит	Частный	ЕБРР	22	нет	2018
KazRef II – ветровая станция	Кредит	Частный	ЕБРР	25,28	нет	2020
Караганда. Солнечная станция. Фаза II	Кредит	Частный	ЕБРР	30	нет	2020
VISP – Самрук	Кредит	Частный	ЕБРР	55	нет	2020
Казтрансгаз	Кредит	Частный	ЕБРР	290	нет	2020
ВИЭ	Кредит	Частный	ЕБРР	360	нет	2019
KazRef (энергетика)	Кредит	Частный	ЕБРР	12	нет	2019
KazRef – модернизация сетей	Кредит	Частный	ЕБРР	30	нет	2019
Чулаккурган – солнечная станция	Кредит	Частный	ЕБРР	32	нет	2018
SES Saran	Кредит	Частный	ЕБРР	52,7	нет	2018
KAZREF – солнечная электростанция M-KAT	Кредит	Частный	ЕБРР	60	нет	2018
KAZREF – солнечная электростанция Nomad	Кредит	Частный	ЕБРР	28	нет	2018
Приватизация и трансформация МРЭК	Кредит	Частный	ЕБРР	42	нет	2018
Механизм финансирования возобновляемой энергетики	Кредит	Частный	ЕБРР	240	нет	2016
Бурное – солнечная электростанция	Кредит	Частный	ЕБРР	84	нет	2015
Бурное-2 – солнечная электростанция	Кредит	Частный	ЕБРР	50	нет	2017
Кулан – солнечная электростанция	Кредит	Частный	ЕБРР	24	нет	2016
Модернизация газовой инфраструктуры	Кредит	Суверенный	ЕБРР	58	нет	2016
Кредит «Самрук-Энерго»	Кредит	Суверенный	ЕБРР	180	нет	2016
Проект «Атырау-Энерджи»	Кредит	Частный	ЕБРР	5,9	нет	2015
Кызылординская распределительная электросетевая компания	Кредит	Суверенный	ЕБРР	22	нет	2014
Ерейментауская ветроэлектростанция	Кредит	Частный	ЕБРР	65	нет	2014
Проект модернизации компании «САЕРСО»	Кредит	Частный	ЕБРР	130	нет	2013
Проект модернизации Шардаринской ГЭС	Кредит	Суверенный	ЕБРР	73	нет	2012
Другие (преимущественно проекты ВИЭ)						
Итого финансирование МБР				2730,7		



Кыргызстан

Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Энергетика						
Модернизация Уч-Курганской ГЭС (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	АБР/ ЕФСР	100	Правитель- ство – 15	2019– 2025
	Кредит				ЕФСР – 45	
Токтогул – реабилитация. Фаза 3 (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	АБР/ ЕФСР	110	Правитель- ство – 25	2016– 2024
	Грант				ЕФСР – 40	
Токтогул – реабилитация. Фаза 2 (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	АБР/ ЕФСР	110	Правитель- ство – 41,68	2014– 2024
	Кредит				ЕФСР – 100	
Дополнительное финансирование проекта улучшения теплоснабжения	Кредит	Суверенный	ВБ	2,66	нет	2020
Проект улучшения теплоснабжения (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ВБ	41	нет	2017– 2023
Реабилитация «Ошэлектро» (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ЕБРР	7	нет	2015
Реабилитация «Востокэлектро»	Кредит	Суверенный	ЕБРР	5	нет	2017
Модернизация «Жалалабадэлектро»	Кредит	Суверенный	ЕБРР	5	нет	2018
Энергетическая взаимосвязанность Таджикистана и Кыргызстана	Кредит	Суверенный	ЕИБ	85	нет	2014
Ввод в эксплуатацию второго гидроагрегата Камбаратинской ГЭС-2	Кредит	Суверенный	ЕФСР	110	нет	2016
Итого финансирование МБР в энергетике				575,66	185	
Водоснабжение						
Водовод от водозабора «Плотина» до водоочистой станции «Озгур» в г. Ош. Установка нейтрализации хлора	Грант	Суверенный	АБР	0,5	нет	2020
Проект управления сточными водами Иссык-Кульской области	Грант, кредит	Суверенный	АБР	36,52	нет	2018
Итого финансирование МБР в водоснабжении				37,02		
Итого финансирование МБР					797,68	



Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Энергетика						
Нурек – реабилитация. Фаза 1	Грант	Суверенный	АБИИ	60	нет	2017– 2023
Проект реабилитации 240-мегаваттной ГЭС Головной (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	АБР	136	Правитель- ство – 34	2013– 2022
Проект повторного подключения к Центральноазиатской энергосистеме (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	АБР	35	Правитель- ство – 5	2018– 2022
Проект оптового измерения и усиления передачи	Грант	Суверенный	АБР	54	нет	2014
Развитие энергетического сектора	Кредит	Суверенный	АБР	105	нет	2020
	Грант					
Проект электрификации сельских районов (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	ВБ	31,7	нет	2019– 2025
Нурек – реабилитация. Фаза 1 (ЦАРЭС)	Грант	Суверенный	ВБ	226	нет	2017– 2023
	Кредит					
Финансовое оздоровление электроэнергетики		Суверенный	ВБ	134	нет	2020
Поддержка подготовки проектов электрификации села, Себзорской ГЭС и ЛЭП Хорог – Козидех		Суверенный	ВБ	0,5	нет	2020
Нурек. Фаза 2		Суверенный	ВБ	50	нет	2020
Снижение энергозатрат (Душанбе)	Кредит	Суверенный	ЕБРР	25	нет	2020
Энергоэффективность Таджикистана	Кредит	Суверенный	ЕБРР	52	нет	2020
Снижение энергопотерь (Хатлон)	Кредит	Суверенный	ЕБРР	25	нет	2019
Повышение устойчивости к изменению климата Кайраккумской ГЭС	Кредит	Суверенный	ЕБРР	38	нет	2016
Трансрегиональная торговля электроэнергией	Кредит	Суверенный	ЕБРР	110	нет	2015
Проект модернизации Кайраккумской ГЭС	Кредит	Суверенный	ЕБРР	50	нет	2014
Согд – проект по сокращению потерь энергии	Кредит	Суверенный	ЕБРР	14,15	нет	2011
Повышение устойчивости к изменению климата Кайраккумской ГЭС	Кредит	Суверенный	ЕИБ	36	Правитель- ство – 15	2019
Взаимосвязанность энергетическая Таджикистана и Кыргызстана	Кредит	Суверенный	ЕИБ	85	нет	2014
Crescent Clean Energy Fund Turkey	Кредит	Суверенный	ЕИБ	1,5	нет	2011
Реабилитация энергетики	Кредит	Суверенный	ЕИБ	9	нет	2011
Нурек – реабилитация. Фаза 1	Грант	Суверенный	ЕФСР	40	нет	2017– 2023
<i>Итого финансирование МБР в энергетике</i>				<i>1 317,85</i>		

Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Водоснабжение						
Проект водоснабжения и водоотведения Душанбе	Грант	Суверенный	ВБ	30	нет	2019
Проект сельского водоснабжения и канализации	Грант	Суверенный	ВБ	58	нет	2019
Второй проект водоснабжения Душанбе – дополнительное финансирование	Грант	Суверенный	ВБ	10	нет	2015
Дополнительное финансирование для Таджикистана РАРР II	Грант	Суверенный	ВБ	12	нет	2015
<i>Итого финансирование МБР в водоснабжении</i>				110		
Итого финансирование МБР				1 427,85		



Туркменистан

Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Энергетика						
Проект по укреплению национальной электросети (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	АБР	500	Правительство – 175	2018–2024
Итого финансирование МБР				500		



Узбекистан

Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Энергетика						
Проект перспективного учета электроэнергии	Кредит	Суверенный	АБР	150	нет	2011
Проект повышения эффективности Тахиаташской ГРЭС	Кредит	Суверенный	АБР	300	нет	2014
Проект ЛЭП северо-западного региона	Кредит	Суверенный	АБР	150	нет	2015
Повышение эффективности энергетики	Кредит	Суверенный	АБР	450	ФРИР – 177	2017
Устойчивая гидроэнергетика	Кредит	Суверенный	АБР	60	нет	2019
Реформа энергетического сектора	Кредит	Суверенный	АБР	200	нет	2020
Фонд энергоэффективности для промышленных предприятий (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ВБ	324	нет	2010–2023

Проект	Форма	Заемщик	Донор	Объем, млн долл.	Софинан- сирование, млн долл.	Период
Модернизация передающих подстанций (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ВБ	150	Правитель- ство – 46	2016– 2022
Проект повышения энергоэффективности централизованного теплоснабжения (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ВБ	324,2	нет	2018– 2024
Фонд энергоэффективности для промышленных предприятий. Фаза 3 (ЦАРЭС)	Кредит	Суверенный	ВБ	200	нет	2018– 2023
Проект независимого производителя солнечной энергии в Навои		Суверенный	ВБ	5	нет	2020
Сырдарьинский энергопроект	Кредит	Частный	ЕБРР	200	нет	2020
Самаркандская солнечная электростанция	Кредит	Частный	ЕБРР	52	нет	2020
Нур Навои	Кредит	Частный	ЕБРР	60	нет	2020
VISP: Electricity Support Facility	Кредит	Суверенный	ЕБРР	98	нет	2020
Модернизация линии передачи Навои	Кредит	Суверенный	ЕБРР	96,1	нет	2019
Талимаржан, энергетический проект	Кредит	Суверенный	ЕБРР	240	н.д.	2018
Субстанция Узбекэнерго Мурунтао	Кредит	Суверенный	ЕБРР	82,5	нет	2018
Солнечная электростанция, Самарканд	Кредит	Суверенный	ЕИБ	52	нет	2020
Теплоснабжение	Кредит	Суверенный	ЕИБ	120	нет	2019
<i>Итого финансирование МБР в энергетике</i>				<i>3 313,8</i>		
Водоснабжение						
Дополнительное финансирование – проект развития садоводства	Кредит	Суверенный	ВБ	500	нет	2018
Водные ресурсы Южного Каракалпакстана. Улучшение МГМТ	Кредит	Суверенный	ВБ	260,79	нет	2014
Проект водоснабжения и институциональной поддержки	Кредит	Суверенный	ВБ	239	нет	2020
Проект развития сельской инфраструктуры	Кредит	Суверенный	ВБ	100	нет	2020
Проект повышения энергоэффективности централизованного теплоснабжения	Кредит	Суверенный	ВБ	140	нет	2018
Управление водными ресурсами Ферганской долины. Фаза II	Кредит	Суверенный	ВБ	144,9	нет	2017
<i>Итого финансирование МБР в водоснабжении</i>				<i>1 384,69</i>		
Итого финансирование МБР				4 698,49		

4. Список проектов с участием российских компаний в водно-энергетическом комплексе Центральной Азии

Проект	Страна	Участие российских компаний	Стоимость	Комментарий
Солнечная электростанция в 100 МВт в Акмолинской области	Казахстан	ТОО «KB Enterprises («Хевел Казахстан») (собственные средства и финансирование ЕАБР)	98,5 млн долл.	Реализован в 2020 г.
Солнечная электростанция в 50 МВт в Туркестанской области	Казахстан	ТОО «KZT Solar (КЗТ Солар)» («Хевел Казахстан») (собственные средства и финансирование ЕАБР)	47,6 млн долл.	В стадии реализации
СЭС Сарыбулак (4,95 МВт), СЭС Капшагай (3 МВт), СЭС Кушата (10 МВт) и СЭС Шоктас (50 МВт), СЭС в Кентау и Шымкенте суммарной мощностью 70 МВт	Казахстан	Hevel Kazakhstan («Хевел Казахстан»)		Права на строительство получены в 2018–2019 гг. по итогам аукционного отбора проектов ВИЭ
Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт	Таджикистан	«Интер-РАО» и ГК «Росатом» – инвесторы. ПАО «Силовые машины» – поставщик основного гидросилового и энергетического оборудования	482 млн долл.	Завершен
Рогунская ГЭС мощностью 3600 МВт	Таджикистан	ПАО «РусГидро» – проектировщик (АО «Гидропроект»). «Силовые машины» готовы поставить гидроагрегаты при условии обеспечения финансирования проекта	3,9 млрд долл.	Частично реализован
Кайраккумская ГЭС	Таджикистан	ОАО «Норд Гидро» в 2016 г. – разработчик проектной документации на модернизацию двух гидроагрегатов ГЭС (с привлечением ОАО «Тяжмаш»)	200 млн долл.	Проектирование (инженерные изыскания)
Проект АЭС	Узбекистан	ГК «Росатом» – генеральный подрядчик	11 млрд долл.	Проектирование (инженерные изыскания)
Пскемская ГЭС	Узбекистан	ПАО «РусГидро» оказывает содействие в строительстве АО «Узбекгидроэнерго»	800 млн долл.	Финансирование «Эксимбанка» и правительства Узбекистана
Модернизация Туполангской ГЭС, строительство Нижнечаткальской ГЭС, модернизация УП «Фархадской ГЭС»	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор. С участием ПАО «Силовые машины»	общая стоимость – 297,5 млн долл.	Кредитные средства «ВЭБ.РФ» – 146,5 млн евро

Проект	Страна	Участие российских компаний	Стоимость	Комментарий
Модернизация каскадов Чирчикских, Кадишинских, Урта-Чирчикских и Ташкентских ГЭС	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор	общая стоимость – 78,4 млн евро	Новые проекты на рассмотрении
Строительство малой ГЭС при Сардобинском водохранилище мощностью 10,7 МВт	Узбекистан	Финансирование за счет прямых внешних кредитов «Росэксимбанка» с участием ПАО «Силовые машины»	21,3 млн евро	Строительство в 2020–2022 гг.
Модернизация энергоблоков Сырдарьинской ТЭС на условиях «под ключ»	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор. С участием ПАО «Силовые машины»	177,1 млн долл.	«ВЭБ.РФ» – 129,0 млн долл.
Строительство ветровой электростанции мощностью 100 МВт в Караузякском районе Каракалпакстана	Узбекистан	АО «НоваВинд» (объединяет все ветроэнергетические активы ГК «Росатом») – участник тендера		В апреле 2020 г. Минэнерго Узбекистана объявлен тендер

Примечание: приложение на основе доступных публичных данных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Винокуров, Е. (2008) *Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения*. Аналитический доклад. Алматы: Евразийский банк развития.
- Волынов, А., Забелин, В., Кияткин, А., Лужнева, М. (1980) *Орошение земель в Средней Азии и Казахстане*. Москва: Колос.
- Вурф, Х. (2017) Развитие инфраструктурных инвестиций: «Большая двадцатка» и многосторонние банки развития. *Вестник международных организаций*, 12 (3), с. 230–241.
- ЕАБР (2012) *Интеграционные процессы в электроэнергетическом секторе государств – участников Евразийского банка развития*. Отраслевой обзор № 15. Доступно на: <https://eabr.org/upload/iblock/458/Integratsionnye-protsessy-v-elektroenergeticheskom-sektore-gosudarstv-uchastnikov-Evraziyskogo-banka-razvitiya.pdf> (Просмотрено 8 июня 2021).
- Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ (ИК ЭЭС СНГ) (2020) *Электроэнергетика Содружества Независимых Государств. 2009–2019*. Ежегодный сборник. Доступно на: <http://energo-cis.ru/rumain675/> (Просмотрено 1 марта 2021).
- ООН (2004) *К укреплению сотрудничества по рациональному и эффективному использованию водных и энергетических ресурсов Центральной Азии*. Специальная программа ООН для экономик Центральной Азии (СПЕКА). Доступно на: https://unece.org/DAM/SPECA/documents/we_and_environment/effuse_r.pdf (Просмотрено 8 июня 2021).
- Самрук-Энерго (2021) *Анализ рынка электроэнергии и угля Республики Казахстан. Январь-декабрь 2020 года*. Отчет. Доступно на: <https://www.samruk-energy.kz/ru/press-center/analytical-review#2020> (Просмотрено 8 июня 2021).
- Сарсембеков, Т., Нурушев, А., Кожаков, А., Оспанов, М. (2004) *Использование и охрана трансграничных рек в странах Центральной Азии*. Алматы: Атамур.
- Шамсиев, Х. (2019) Современное состояние, перспективы развития и проблемные вопросы в Объединенной энергосистеме Центральной Азии. Круглый стол «Создание общих энергетических рынков и роль ВИЭ в повышении энергетической безопасности». 24 октября. Доступно на: <http://energo-cis.ru/rumain54135/> (Просмотрено 8 июня 2021).
- ЮНЕП, ГРИД-Арендаль и Zoi Environment Network (2011) *Окружающая среда и безопасность в бассейне Амударьи*. Доступно на: <http://amudaryabasin.net/ru/news/267> (Просмотрено 8 июня 2021).
- Ясинский, В., Мироненков, А., Сарсембеков, Т. (2010) *Водные ресурсы трансграничных рек в региональном сотрудничестве стран Центральной Азии*. Алматы: Евразийский банк развития.
- Ясинский, В., Мироненков, А., Сарсембеков, Т. (2012) *Инвестиционные приоритеты сотрудничества в бассейнах трансграничных рек Центральной Азии*. Алматы: Евразийский банк развития. Доступно на: http://www.cawater-info.net/library/rus/eabr_12_ru.pdf (Просмотрено 8 июня 2021).
- Ясинский, В., Мироненков, А., Сарсембеков, Т. (2015) *Международное сотрудничество и инвестиционная политика в управлении водными ресурсами*. Алматы: Евразийский банк развития.
- adelphi и РЭЦЦА (2017) *Переосмысление водного вопроса в Центральной Азии. Цена бездействия и преимущества водного сотрудничества*. Доступно на: http://carececo.org/upload/Rethinking%20Water%20in%20Central%20Asia_Russian%20version.pdf (Просмотрено 1 марта 2021).
- CentralAsia.news (2021) Электроэнергетика Туркменистана демонстрирует высокие темпы развития. 15 января. Доступно на: <https://centralasia.news/8097-jelektrojenergetika-turkmenistana-demonstriruet-vysokie-tempy-razvitiya.html> (Просмотрено 8 июня 2021).
- ESCAP (2018) *Энергетика и развитие в Центральной Азии. Статистический обзор энергосектора в Казахстане, Кыргызстане, Таджикистане, Туркменистане и Узбекистане*. Доступно на: https://www.unescap.org/sites/default/files/Central%20Asia%20Statistical%20Perspective%202018_WEB.pdf (Просмотрено 8 июня 2021).
- SNC–Lavalin International (2011) *Проект по передаче и торговле электроэнергией Центральная Азия – Южная Азия (CASA-1000)*. Заключительный отчет. Февраль. Доступно на: [http://www.casa-1000.org/Docs/2\)Techno-EconomicFeasibilityStudy_MainRep_Russian.pdf](http://www.casa-1000.org/Docs/2)Techno-EconomicFeasibilityStudy_MainRep_Russian.pdf) (Просмотрено 8 июня 2021).
- ADB (2012) *Central Asia Regional Economic Cooperation: Power Sector Regional Master Plan*. Consultants' Reports, October. Available at: <https://www.adb.org/projects/documents/central-asia-regional-economic-cooperation-power-sector-regional-master-plan-tacr> (Accessed 1 March 2021).

- ADB (2017) *Meeting Asia's Infrastructure Needs*. February. Available at: <https://www.adb.org/publications/asia-infrastructure-needs> (Accessed 8 June 2021).
- AIIB (2018) *Energy Sector Strategy: Sustainable Energy for Asia*. April. Beijing: Asian Infrastructure Investment Bank.
- Branchoux, C., Fang, L., and Tateno, Yu. (2018) Estimating Infrastructure Financing Needs in the Asia-Pacific Least Developed Countries, Landlocked Developing Countries, and Small Island Developing States. *Economies*, 6 (3). Available at: https://www.researchgate.net/publication/326755485_Estimating_Infrastructure_Financing_Needs_in_the_Asia-Pacific_Least_Developed_Countries_Landlocked_Developing_Countries_and_Small_Island_Developing_States (Accessed 2 April 2021).
- CAREC (2019) *CAREC Energy Strategy 2030: Common Borders. Common Solutions. Common Energy Future*. Manila: Asian Development Bank. Available at: <https://www.carecprogram.org/?publication=carec-energy-strategy-2030> (Accessed 8 June 2021).
- ESCAP (2020) *Infrastructure Financing in Asian Landlocked Developing Countries: Challenges, Opportunities and Modalities*. Asia-Pacific Information Superhighway (AP-IS) Working Paper Series, March. Available at: <https://www.unescap.org/resources/infrastructure-financing-asian-landlocked-developing-countries-challenges-opportunities> (Accessed 8 June 2021).
- Eshchanov, B., Abylkasymova, A., Aminjonov, F., Moldokanov, D., Overland, I., Vakulchuk, R. (2019) Renewable Energy Policies of the Central Asian Countries. *Central Asia Regional Data Review*, 16, pp. 1–4.
- Falkenmark, M. and Widsrand, C. (1992) Population and Water Resources: A Delicate Balance. *Population Bulletin*, 47(3), pp. 1–36.
- Fitch Solutions (2020) *Tajikistan Power Report Includes 10-Year Forecasts to 2029*. May. London.
- Fitch Solutions (2021a) *Kazakhstan Power Report Includes 10-Year Forecasts to 2030*. January. London.
- Fitch Solutions (2021b) *Kyrgyzstan Power Report Includes 10-Year Forecasts to 2030*. January. London.
- Fitch Solutions (2021c) *Turkmenistan Power Report Includes 10-Year Forecasts to 2030*. January. London.
- Fitch Solutions (2021d) *Uzbekistan Power Report Includes 10-Year Forecasts to 2030*. January. London.
- Kaufmann, D., Kraay, A., Mastruzzi, M. (2010) *The Worldwide Governance Indicators: Methodology and Analytical Issues*. World Bank Policy Research Working Paper No. 5430. Available at: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/3913> (Accessed 8 June 2021).
- Kochnakyan, A., Khosla, S. K., Buranov, I., Hofer, K., Hankinson, D., Finn, J. (2013) *Uzbekistan Energy/Power Sector Issues Note*. World Bank. Available at: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/810761468318884305/> (Accessed 8 June 2021).
- Laruelle, M., Ollapally, D., Leon, A., Collins, J. (2016) *Women and Water in Central Asia and South Asia. Building a Sustainable Future*. Final Policy Report. Available at: <https://www.academia.edu/25115807/> (Accessed 8 June 2021).
- Solargis s.r.o. on behalf of the World Bank Group (2019) *Global Solar Atlas*. Available at: <https://globalsolaratlas.info/> (Accessed 8 June 2021).
- Technical University of Denmark (DTU) in partnership with the World Bank Group (2019) *Global Wind Atlas*. Available at: <https://globalwindatlas.info/> (Accessed 8 June 2021).
- Vinokurov, E., Libman, A. (2012) *Eurasian Integration: Challenges of Transcontinental Regionalism*. London and New York: Palgrave Macmillan.
- Vinokurov, E. (2018) *Introduction to the Eurasian Economic Union*. London and New York: Palgrave Macmillan.
- World Bank (2010) *Load Dispatch and System Operation Study in Central Asian Power System*. Available at: <https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/961351468178154865> (Accessed 8 June 2021).
- World Bank (2013) *Turkmenistan: Overview of Climate Change Activities*. Available at: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/17551> (Accessed 8 June 2021).
- World Bank (2016) *High and Dry: Climate Change, Water, and the Economy*. Available at: <https://www.worldbank.org/en/topic/water/publication/high-and-dry-climate-change-water-and-the-economy> (Accessed 8 June 2021).
- World Bank (2017) *Analysis of the Kyrgyz Republic's Energy Sector*. Available at: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/2191> (Accessed 8 June 2021).



Макроэкономический обзор (RU)

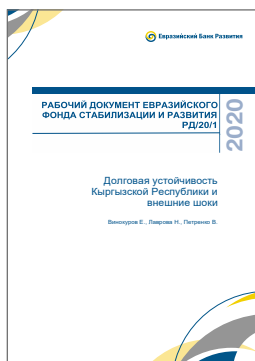
Регулярная публикация, в которой представлен оперативный срез макроэкономической ситуации в странах – участницах Банка и даны оценки ее развития в краткосрочной перспективе. Является промежуточной публикацией между макроэкономическими прогнозами.



Макроэкономический прогноз (RU/EN)

Возвращение инфляции: надолго ли и стоит ли бояться?

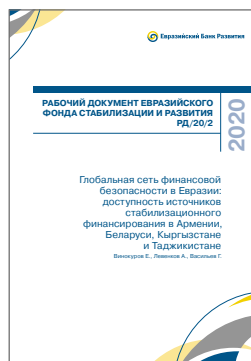
Прогноз роста агрегированного ВВП государств – участников ЕАБР на 2021 г. повышен на 0,7 п.п. до 4%.



Рабочий документ РД/20/1 (RU/EN)

Долговая устойчивость Кыргызской Республики и внешние шоки

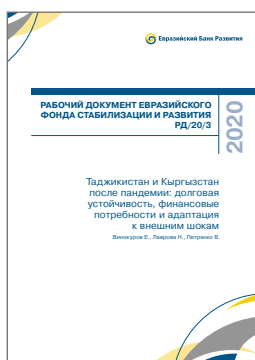
Документ содержит методологический и эмпирический анализ долговой устойчивости Кыргызстана. В работе дана оценка эффекта различных видов шоков на долговую устойчивость страны.



Рабочий документ РД/20/2 (RU/EN)

Глобальная сеть финансовой безопасности в Евразии: доступность источников стабилизационного финансирования в Армении, Беларуси, Кыргызстане и Таджикистане

В аналитическом документе учтены шесть источников антикризисного финансирования.



Рабочий документ РД/20/3 (RU/EN)

Таджикистан и Кыргызстан после пандемии: долговая устойчивость, финансовые потребности и адаптация к внешним шокам

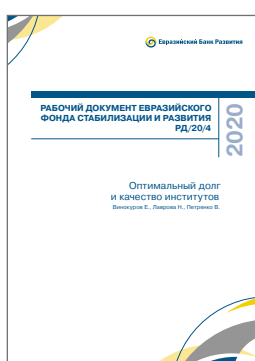
Пандемия COVID-19 продемонстрировала чувствительность экономик и долговых позиций стран к целому ряду потрясений.



Доклад (RU)

Экономические эффекты вступления Таджикистана в Евразийский экономический союз

В докладе проанализированы основные преимущества Таджикистана от возможного вступления в ЕАЭС.



Рабочий документ РД/20/04 (RU/EN)

Оптимальный долг и качество институтов

Текущий кризис, вызванный пандемией COVID-19, поставил многие страны перед выбором – стимулировать экономическое развитие за счет наращивания долговых обязательств или сосредоточиться на бюджетной устойчивости в условиях макроэкономической неопределенности.



Доклад 21/1 (RU)

Повышение роли национальных валют ЕАЭС в международных расчетах

Доля национальных валют ЕАЭС в обслуживании мировой торговли составляет около 2%, но внутри ЕАЭС достигнуты весомые успехи – уже 74% взаимной торговли осуществляется в национальных валютах.



Доклад 21/2 (RU/EN)

Узбекистан и ЕАЭС: перспективы и потенциальные эффекты экономической интеграции

В докладе представлены оценки потенциальных эффектов от интеграции Республики Узбекистан с ЕАЭС, а также перспективные направления сотрудничества действующих стран – членов Союза с Узбекистаном.

 **ЕАБР | 15 лет**

**ЦЕНТР ОТРАСЛЕВОГО АНАЛИЗА
ЦЕНТР ИНТЕГРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

 **ЕАБР | 15 лет**

www.eabr.org