

Низкоуглеродное производство водорода в странах СНГ и его роль в развитии водородной экосистемы и экспортного потенциала



UNECE

UNITED NATIONS ECONOMIC COMMISSION FOR EUROPE

**Низкоуглеродное производство водорода в
странах СНГ и его роль в развитии водородной
экосистемы и экспортного потенциала**

СЕРИЯ ПУБЛИКАЦИЙ ЕЭК ООН ПО ЭНЕРГЕТИКЕ №. 77



UNITED NATIONS
GENEVA, 2023

©2023 Женева

Все права защищены во всем мире

Запросы на воспроизведение выдержек или фотокопирование следует направлять в Центр авторского права по адресу copyright.com.

Все другие вопросы о правах и лицензиях, включая дополнительные права, следует направлять по адресу:

Издание Организации Объединенных Наций,
405 Восточная 42-я улица
S-09FW001
Нью-Йорк, NY 10017
Соединенные Штаты Америки
Электронная почта: permissions@un.org
Сайт: <https://shop.un.org>

Эта работа находится в открытом доступе в соответствии с лицензией Creative Commons, созданной для межправительственных организаций и доступной по адресу <http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/>

Издателям необходимо удалить эмблему ООН со своего издания и создать новый дизайн обложки. Переводы должны содержать следующую оговорку: «Настоящая работа представляет собой неофициальный перевод, за который издатель несет полную ответственность». Издатели должны отправить файл своего издания по электронной почте на адрес permissions@un.org.

Выводы, толкования и заключения, изложенные в настоящей публикации, принадлежат ее авторам и не обязательно отражают мнения Организации Объединенных Наций, ее должностных лиц или государств-членов. Употребляемые обозначения и материалы, изображенные на какой-либо карте в настоящем издании, не означают выражения со стороны Организации Объединенных Наций какого бы то ни было мнения относительно правового статуса страны, территории, города или района, или их властей, или относительно делимитации их границ. Упоминание названий фирм, лицензированных процессов или коммерческих продуктов не означает их одобрения со стороны Организации Объединенных Наций.

Фотокопии и воспроизведение отрывков разрешены с указанием соответствующих источников.

Издание Организации Объединенных Наций, выпущенное Европейской экономической комиссией Организации Объединенных Наций.

Дизайн обложки: Shuyue Li

ECE/ENERGY/77

UNITED NATIONS PUBLICATION
Sales No. E.22.II.E.39
ISBN: 978921117324-6
eISBN: 9789210023795
ISSN: 1014-7225
eISSN: 2412-0022

Выражение Признательности

This report was prepared by Yury Melnikov and is a result of extensive research and a series of multi-stakeholder dialogues. The secretariat thanks the lead author and the UNECE Task Force on Hydrogen for all the work put into developing this document.

Оглавление

Выражение признательности	iv
Список рисунков	viii
Список Таблиц	x
Исполнительное резюме	xi
1. Введение и методология исследования	1
1.1 Введение.....	1
1.2 Цели и задачи исследования.....	1
1.3 Методология исследования.....	2
2. Межстрановой анализ	4
2.1 Азербайджан.....	4
2.1.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ.....	4
2.1.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	7
2.1.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	10
2.1.4 Выводы	11
2.2 Армения.....	12
2.2.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ.....	12
2.2.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	13
2.2.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	15
2.2.4 Выводы	16
2.3 Беларусь	17
2.3.1 Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ.....	17
2.3.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	18
2.3.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	20
2.3.4 Выводы	21
2.4 Казахстан.....	22
2.4.1 Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ.....	22
2.4.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	24
2.4.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	27
2.4.4 Выводы	28
2.5 Кыргызстан	30
2.5.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ.....	30
2.5.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	32
2.5.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	34
2.5.4 Выводы	35
2.6 Молдова.....	36
2.6.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ.....	36
2.6.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	37
2.6.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	39
2.6.4 Выводы	39
2.7 Таджикистан	41
2.7.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ.....	41
2.7.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода.....	43
2.7.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода.....	45
2.7.4 Выводы	46

2.8	Туркменистан	47
2.8.1	Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ	47
2.8.2	Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода	49
2.8.3	Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода	52
2.8.4	Выводы	53
2.9	Узбекистан	54
2.9.1	Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ	54
2.9.2	Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода	56
2.9.3	Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода	59
2.9.4	Выводы	60
2.10	Общие выводы из межстранового анализа	62
2.10.1	Сводные данные по странам	62
2.10.2	Группирование стран по географическому признаку и особенностям энергетической политики	62
2.10.3	Ресурсный потенциал для производства низкоуглеродного водорода к 2040 г.: объёмы и стоимостной анализ	65
2.10.4	Логистические возможности и ограничения для экспортно-ориентированных проектов	66
2.10.5	Сценарные модели развития водородной экономики	67
2.10.6	Направления международного сотрудничества	68
3.	Список использованных источников	70

Приложение

A1.1	Азербайджан	74
	Ключевые факты	74
	Ключевые документы и регулирующие органы	74
	Баланс производства и потребления энергии	75
	Газотранспортная инфраструктура	77
	Выбросы парниковых газов	78
	Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	78
A2.1	Армения	79
	Ключевые факты	79
	Ключевые документы и регулирующие органы	79
	Баланс производства и потребления энергии	79
	Газотранспортная инфраструктура	82
	Выбросы парниковых газов	82
	Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	83
A3.1	Беларусь	83
	Ключевые факты	83
	Ключевые документы и регулирующие органы	83
	Баланс производства и потребления энергии	84
	Газотранспортная инфраструктура	86
	Выбросы парниковых газов	86
	Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	87

A4.1 Казахстан	88
Ключевые факты	88
Ключевые документы и регулирующие органы	88
Баланс производства и потребления энергии	88
Газотранспортная инфраструктура	91
Выбросы парниковых газов	91
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	92
A5.1 Кыргызстан	94
Ключевые факты	94
Ключевые документы и регулирующие органы	94
Баланс производства и потребления энергии	95
Газотранспортная инфраструктура	97
Выбросы парниковых газов	97
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	98
A6.1 Молдова	98
Ключевые факты	98
Ключевые документы и регулирующие органы	99
Баланс производства и потребления энергии	99
Газотранспортная инфраструктура	101
Выбросы парниковых газов	101
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	102
A7.1 Таджикистан	103
Ключевые факты	103
Ключевые документы и регулирующие органы	104
Баланс производства и потребления энергии	104
Газотранспортная инфраструктура	107
Выбросы парниковых газов	107
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	108
A8.1 Туркменистан	109
Ключевые факты	109
Ключевые документы и регулирующие органы	109
Газотранспортная инфраструктура	112
Выбросы парниковых газов	112
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	113
A9.1 Узбекистан	113
Ключевые факты	113
Ключевые документы и регулирующие органы	114
Balance of energy production and demand	114
Газотранспортная инфраструктура	117
Выбросы парниковых газов	117
Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики	118

Список рисунков

РИСУНОК 1	Возможные типовые сценарные модели формирования и развития	xii
РИСУНОК 2	Карта распределения потенциала оффшорной ветряной генерации в Азербайджане с указанием технически оптимальных зон для развития новых проектов.....	5
РИСУНОК 3	Ресурсный потенциал производства водорода в Азербайджане к 2040 г.	9
РИСУНОК 4	Ресурсный потенциал производства водорода в Армении к 2040 г.	15
РИСУНОК 5	Ресурсный потенциал производства водорода в Беларуси к 2040 г.	20
РИСУНОК 6	Ресурсный потенциал производства водорода в Казахстане к 2040 г.	26
РИСУНОК 7	Модель территории Кыргызстана с районированием по назначению для сооружения солнечных электростанций	31
РИСУНОК 8	Ресурсный потенциал производства водорода в Кыргызстане к 2040 г.	33
РИСУНОК 9	Ресурсный потенциал производства водорода в Молдове к 2040 г.	38
РИСУНОК 10	Модель территории Таджикистана с районированием по назначению для сооружения солнечных электростанций	42
РИСУНОК 11	Ресурсный потенциал производства водорода в Таджикистане к 2040 г.	44
РИСУНОК 12	Модель территории Туркменистана с районированием по назначению для сооружения солнечных электростанций	47
РИСУНОК 13	Карта распределения потенциала оффшорной ветряной генерации в Туркменистане с указанием средней скорости ветра и мест размещения ветропарков.....	48
РИСУНОК 14	Ресурсный потенциал производства водорода в Туркменистане к 2040 г.	51
РИСУНОК 15	Модель территории Узбекистана с районированием по назначению для сооружения солнечных электростанций	54
РИСУНОК 16	Ресурсный потенциал производства водорода в Узбекистане к 2040 г.	58
РИСУНОК 17	Четыре группы стран со схожими чертами, касающимися оценки потенциала низкоуглеродного водорода	62
РИСУНОК 18	Диапазоны ресурсных потенциалов производства низкоуглеродного водорода к 2040 г. в странах, вошедших в контур исследования	65
РИСУНОК 19	Диапазоны себестоимости низкоуглеродного водорода в странах, вошедших в контур исследования	65
РИСУНОК 20	Логистические возможности и ограничения для экспортно-ориентированных водородных проектов.....	66
РИСУНОК 21	Возможные типовые сценарные модели формирования и развития	67
РИСУНОК 22	Структура суммарного конечного энергопотребления в Азербайджане в 1990-2019 г. по источникам энергии	75
РИСУНОК 23	Структура суммарного конечного энергопотребления в Азербайджане в 1990-2019 г.	76
РИСУНОК 24	Структура поставок энергии в Азербайджане в 1990-2019 г.	76
РИСУНОК 25	Выработка электроэнергии в Азербайджане по источникам в 1990-2020 годах.....	77
РИСУНОК 26	Схема Южного газотранспортного коридора.....	77
РИСУНОК 27	Выбросы парниковых газов в Азербайджане в 1990-2013 годах.....	78
РИСУНОК 28	Структура суммарного конечного энергопотребления в Армении в 1990-2019 г.	80
РИСУНОК 29	Структура суммарного конечного энергопотребления в Армении в 1990-2019 г.	80
РИСУНОК 30	Структура поставок энергии в Армении в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов.....	81
РИСУНОК 31	Выработка электроэнергии в Армении по источникам в 1990-2020 годах	81
РИСУНОК 32	Выбросы парниковых газов в Армении с учетом ЗИЗЛХ в 1990-2017	82
РИСУНОК 33	Структура суммарного конечного энергопотребления в Беларуси в 1990-2019 г.	84
РИСУНОК 34	Структура суммарного конечного энергопотребления в Беларуси в 1990-2019 г.	85
РИСУНОК 35	Структура поставок энергии в Беларуси в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов.....	85

РИСУНОК 36	Выработка электроэнергии в Беларуси по источникам в 1990-2020 годах	86
РИСУНОК 37	Выбросы парниковых газов в Беларуси без учета ЗИЗЛХ в 1990-2019 годах	87
РИСУНОК 38	Структура суммарного конечного энергопотребления в Казахстане в 1990-2019 г.	89
РИСУНОК 39	Структура суммарного конечного энергопотребления в Казахстане в 1990-2019 г.	89
РИСУНОК 40	Структура поставок энергии в Казахстане в 1990-2019 г.	90
РИСУНОК 41	Выработка электроэнергии в Казахстане по источникам в 1990-2020 годах	90
РИСУНОК 42	Схема газотранспортной инфраструктуры Казахстана	91
РИСУНОК 43	Выбросы парниковых газов в Казахстане в 1990-2019 годах	92
РИСУНОК 44	Структура и объемы выработки электроэнергии в Казахстане по сценариям Доктрины достижения углеродной нейтральности	93
РИСУНОК 45	Структура суммарного конечного энергопотребления в Кыргызстане в 1990-2019 г.	95
РИСУНОК 46	Структура суммарного конечного энергопотребления в Кыргызстане в 1990-2019 г.	95
РИСУНОК 47	Структура поставок энергии в Кыргызстане в 1990-2019 г.	96
РИСУНОК 48	Выработка электроэнергии в Кыргызстане по источникам в 1990-2020 годах	96
РИСУНОК 49	Выбросы парниковых газов в Кыргызстане в 1990-2019 годах по данным национального кадастра	97
РИСУНОК 50	Структура суммарного конечного энергопотребления в Молдове в 1990-2019 г.	99
РИСУНОК 51	Структура суммарного конечного энергопотребления в Молдове в 1990-2019 г.	100
РИСУНОК 52	Структура поставок энергии в Молдове в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов	100
РИСУНОК 53	Выработка электроэнергии в Молдове по источникам в 1990-2020 годах	101
РИСУНОК 54	Выбросы парниковых газов в Молдове в 1990-2019 годах	102
РИСУНОК 55	Структура суммарного конечного энергопотребления в Таджикистане в 1990-2019 г.	105
РИСУНОК 56	Структура суммарного конечного энергопотребления в Таджикистане в 1990-2019 г.	105
РИСУНОК 57	Структура поставок энергии в Таджикистане в 1990-2019 г.	106
РИСУНОК 58	Выработка электроэнергии в Таджикистане по источникам в 1990-2020 годах	106
РИСУНОК 59	Выбросы парниковых газов в Таджикистане в 1990-2016 годах	108
РИСУНОК 60	Структура суммарного конечного энергопотребления в Туркменистане в 1990-2019 г.	110
РИСУНОК 61	Структура суммарного конечного энергопотребления в Туркменистане в 1990-2019 г.	110
РИСУНОК 62	Структура поставок энергии в Туркменистане в 1990-2019 г.	111
РИСУНОК 63	Выработка электроэнергии в Туркменистане по источникам в 1990-2020 годах	111
РИСУНОК 64	Выбросы CO ₂ в Туркменистане в 1990-2020 в млн тCO ₂ э/год и выбросы всех парниковых газов в 2000- 2010	112
РИСУНОК 65	Структура суммарного конечного энергопотребления в Узбекистане в 1990-2019 г.	115
РИСУНОК 66	Структура суммарного конечного энергопотребления в Узбекистане в 1990-2019 г.	115
РИСУНОК 67	Структура поставок энергии в Узбекистане в 1990-2019 г.	116
РИСУНОК 68	Выработка электроэнергии в Узбекистане по источникам в 1990-2020 годах	116
РИСУНОК 69	Выбросы парниковых газов в Узбекистане в 1990-2017 годах	117
РИСУНОК 70	Структура установленной мощности генерации на ВИЭ к 2030 г.	118

Список Таблиц

ТАБЛИЦА 1	Установленная мощность электростанций на ВИЭ в Азербайджане.....	4
ТАБЛИЦА 2	Ресурсный потенциал производства водорода в Азербайджане к 2040 г.	8
ТАБЛИЦА 3	Ресурсный потенциал производства водорода в Армении к 2040 г.....	14
ТАБЛИЦА 4	Ресурсный потенциал производства водорода в Беларуси к 2040 г.....	19
ТАБЛИЦА 5	Ресурсный потенциал производства водорода в Казахстане к 2040 г.....	25
ТАБЛИЦА 6	Ресурсный потенциал производства водорода в Кыргызстане к 2040 г.....	33
ТАБЛИЦА 7	Ресурсный потенциал производства водорода в Молдова к 2040 г.....	38
ТАБЛИЦА 8	Ресурсный потенциал производства водорода в Таджикистане к 2040 г.	44
ТАБЛИЦА 9	Ресурсный потенциал производства водорода в Туркменистане к 2040 г.	50
ТАБЛИЦА 10	Ресурсный потенциал производства водорода в Узбекистане к 2040 г.	57
ТАБЛИЦА 11	Сводные данные по всем странам, вошедшим в контур исследования.....	64
ТАБЛИЦА 12	Цели по сокращению выбросов парниковых газов Молдовы от уровня 1990 г.	103

Исполнительное резюме

Распространение низкоуглеродного водорода является необходимым условием для достижения целей Парижского соглашения и глубокой декарбонизации в отдельных отраслях (в частности, в тяжелом дальнебойном транспорте, в сталелитейной промышленности, производстве удобрений и др.). К концу 2022 года уже более 70 стран по всему миру вовлечены в разработку национальных водородных стратегий или уже опубликовали их, демонстрируя отнесение водорода к стратегическим приоритетам развития энергетического сектора или экономики в целом.

На этом фоне страны бывшего СССР в Центральной Азии, Каспийском регионе и Восточной Европе пока находятся на начальной стадии рассмотрения роли водорода в долгосрочной стратегии (за исключением России, принявшей водородную дорожную карту в 2020 г. и разрабатывающей национальную водородную стратегию с сентября 2021 г.). Армения, Азербайджан, Беларусь, Молдова, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан, вошедшие в контур настоящего исследования, вместе по площади и численности населения сопоставимы с двумя такими странами, как Аргентина, а по совокупным выбросам CO₂ сопоставимы с Германией. Многие из этих стран являются значимыми игроками в энергетическом секторе своих регионов или в масштабе Евразии в целом.

Движение этих стран к низкоуглеродному развитию и, в частности, к развитию водородной экономики определяется их индивидуальными особенностями в энергетической и климатической политике, в текущем состоянии энергетического сектора, в темпах экономического роста, в инфраструктурных возможностях и ограничениях.

По географическому признаку и схожим особенностям энергетической политики все 9 стран можно условно разделить на 4 группы.

Армению, Беларусь и Молдову объединяет зависимость от импорта энергии и ориентация на природный газ. ВИЭ пока получили ограниченное развитие, но в Армении и Беларуси значительна роль АЭС. В условиях относительно неамбициозных целей по сокращению выбросов парниковых газов местный спрос на низкоуглеродный водород на горизонте ближайших 10 лет практически отсутствует. Развитие водородной экономики пока не стало приоритетом, хотя близость Беларуси и Молдовы к ключевому рынку – Евросоюзу – может открыть в будущем дополнительные возможности, особенно в связи с развитием возобновляемого водорода.

Азербайджан и Туркменистан – крупные экспортеры энергоресурсов в направлении ЕС и Китая. Природный газ доминирует в их энергетическом балансе, в странах велика роль нефтегазового сектора, накоплены значительные компетенции. Климатическая политика в этих странах пока не создает значительных предпосылок для декарбонизации и разворачивания низкоуглеродных технологий, в том числе водорода. Ключевые потребители газа из Азербайджана и Туркменистана – Евросоюз и Китай – активно развивают водородную экономику, что может создать для них дополнительные стимулы.

Кыргызстан и Таджикистан объединяет проблема энергодефицита и значительная доля низкоуглеродных, но прерывистых ГЭС в энергобалансе, создающих проблемы с энергообеспечением потребителей в зимний период и с избыточным энергопотенциалом в летний период. Это создает потенциал для производства водорода с использованием «избыточной» электроэнергии от ГЭС и использования его, например, для замещения импортируемых нефтепродуктов – после решения более насущных проблем (энергобезопасность и изношенность инфраструктуры).

Казахстан и Узбекистан демонстрируют впечатляющую динамику в запуске низкоуглеродного перехода – несмотря на то, что они богато обеспечены собственными ископаемыми энергоресурсами и в наши дни экспортируют их. Обе страны разрабатывают национальные водородные стратегии при поддержке международных организаций и активно внедряют возобновляемую энергетику.

Совокупный ресурсный потенциал для производства низкоуглеродного водорода во всех рассмотренных странах к 2040 г., по оценке этого исследования, составляет 3,4-13,2 млн тонн водорода в год. Он изменяется в широких пределах в каждой из стран, что отражает неопределенности в оценке как по минимальному, так и по максимальному сценарию. Порядок значений определяется, в первую очередь, наличием у страны собственных запасов природного газа и темпами развития ВИЭ. Они максимальны в группе каспийских стран-экспортеров природного газа (Азербайджан, Туркменистан) и в группе центральноазиатских стран, активно реформирующих свои экономики в направлении низкоуглеродного развития (Казахстан, Узбекистан). Максимальные потенциалы каждой из этих стран составляют несколько миллионов тонн в год. Потенциалы стран-импортеров энергии (Армения, Беларусь, Молдова, Кыргызстан, Таджикистан) примерно в 10-20 раз меньше. Прогнозируемая себестоимость низкоуглеродного водорода также изменяется в широких пределах (от \$1 до 8 за 1 кг H₂). Ключевые факторы неопределенности – стоимость возобновляемой электроэнергии, CCUS, электролиза. Вероятно, газодобывающие страны будут иметь преимущество в среднесрочной перспективе.

Экспортно-ориентированные водородные проекты во всех странах столкнутся с логистическими ограничениями: ни одна из них не имеет доступа к открытому морю, поэтому потенциальный экспорт на ключевые водородные рынки (Евросоюз, Юго-Восточная Азия) чаще всего потребует перевалки грузов и комбинирования сухопутного и морского транспорта с перевозкой на несколько тысяч километров. Подобные проекты в регионе MENA расположены ближе к ключевым рынкам и имеют прямой выход к морю. Ряд стран Центральной и Средней Азии расположены относительно близко к Китаю. В то же время, китайская водородная стратегия фокусируется скорее на производстве водорода внутри страны, чем на его импорте. У Беларуси, Молдовы и Азербайджана есть потенциал экспорта водорода в ЕС, но для реализации этого потенциала потребуются значительные усилия.

Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода и амбициозность стратегии декарбонизации связаны между собой и формируют четыре сценарных модели, по которым может развиваться водородная экономика в странах, вошедших в контур исследования (рис. 1).

РИСУНОК 1

Возможные типовые сценарные модели формирования и развития водородной экономики в странах, вошедших в контур исследования, в зависимости от амбициозности их политики декарбонизации и ресурсного потенциала по производству низкоуглеродного водорода



Источник: UNECE

Сценарные модели не имеют четких границ между собой, и движение каждой из стран, вошедших в контур этого исследования, от одной модели к другой индивидуально в зависимости от особенностей национальной экономики. Исследование показало, что значительная часть ресурсного потенциала производства водорода во всех странах находится в скрытом состоянии, потому что развитие ВИЭ и других низкоуглеродных технологий находится в начальной стадии.

Модель «Лидеры энергоперехода» сочетает в себе амбициозную политику декарбонизации (а значит, гарантированный будущий внутренний спрос на низкоуглеродный водород и соответствующие технологии) со значительным ресурсным потенциалом, необходимым для производства водорода (даже в случае, если стратегия предполагает его будущий импорт). Все страны-лидеры развития водородной экономики – такие, как члены G7 – или будущие потенциальные экспортеры водорода (Саудовская Аравия, Чили, Австралия) приняли цели по достижению углеродной нейтральности, интенсивно развивают низкоуглеродные технологии, приняли или разрабатывают национальные водородные стратегии. Таким образом, они реализуют именно сценарную модель «Лидеры энергоперехода».

Таким образом, настоящее исследование показывает, что темпы развития водородной экономики в странах определит не столько их ресурсный потенциал, сколько стратегическое ориентирование на низкоуглеродное развитие, выстраивание соответствующего регуляторного окружения, разворачивание рынков, технологическое развитие и международное сотрудничество, среди основных направлений которого – международная стандартизация водорода и водородных технологий, реализация совместных пилотных проектов и разработка единой экспортной стратегии.

1. Введение и методология исследования

1.1 Введение

Водород, произведенный с минимальными выбросами парниковых газов на жизненном цикле – так называемый низкоуглеродный водород – рассматривается как ключевой универсальный низкоуглеродный энергоноситель, необходимый для глубокой декарбонизации труднодостижимых отраслей и достижения целей Парижского соглашения в глобальном масштабе. По данным Международного энергетического агентства, в 2021 г. многие планы в области водородной экономики по всему миру были преобразованы в конкретные инвестиционные решения, и водородные компании привлекли больше инвестиций, чем когда-либо раньше в истории. Производство низкоуглеродного водорода в сценарии APS (сценарий объявленных обязательств) вырастет с нынешних незначительных уровней до 30 млн тонн в год к 2030 г. (это эквивалент 100 млрд м³ природного газа). Реализация этого потенциала зависит от координации регуляторов в нескольких странах и развития экспортно-импортной инфраструктуры, которая пока отстает от заявленных проектов по производству водорода.

Страны Центральной Азии, Каспийского региона и Восточной Европы, входившие в СССР, - Армения, Азербайджан, Беларусь, Молдова, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан - при всех различиях - в географическом положении, численности населения, размере экономики, структуре энергетического сектора, амбициях по его модернизации – могут в будущем играть важную роль в водородной экономике евразийского континента. Это может касаться, прежде всего, их возможностей производить низкоуглеродный водород на своей территории, но столь же важно для всех других сегментов водородной цепочки создания стоимости, включая транспортировку, хранение и использование водорода внутри страны. Эти перспективы определяются как текущими возможностями каждой из стран, так и долгосрочными стратегиями в области энергетики, климата, низкоуглеродного развития.

Развитие водородной экономики относится к числу возможных долгосрочных приоритетов, которые страны могут включить в свои стратегии. Регуляторам при этом предстоит искать баланс между срочными и немедленными задачами развития энергетического сектора и перспективами на 20-30 летний горизонт. Настоящее исследование призвано помочь нормотворцам этих стран сделать первые шаги на пути расставления этих приоритетов и оценки своего места в глобальной водородной экономике будущего.

1.2 Цели и задачи исследования

Настоящее исследование касается девяти стран бывшего СССР - Армения, Азербайджан, Беларусь, Молдова, Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан. Эти страны вместе занимают 4,3 млн км² площади, на которых живут 102 млн человек (сопоставимо с двумя такими странами, как Аргентина). Совокупные выбросы CO₂ от энергетического и промышленного сектора, по данным МЭА, в 2020 г. составили около 500 млн. тонн CO₂э, что сопоставимо с выбросами Германии.

Исследование направлено на увеличение возможностей этих стран по использованию их потенциала производства и торговли водородом в своих странах и во всем регионе.

Для достижения этой глобальной цели выполнен межстрановой анализ между разными сегментами энергетического сектора с тем, чтобы:

- оценить национальный потенциал производства водорода и возможности его наращивания в будущем;
- оценить возможности для экспорта водорода;
- определить возможные направления локального использования водорода;
- наметить направления для реализации потенциальных пилотных проектов.

1.3 Методология исследования

Исследование состояло из ряда взаимосвязанных блоков, в рамках которых были проведены:

- оценка национального энергетического баланса и его структуры;
- оценка текущего состояния энергетического комплекса и ключевых возможностей и ограничений, связанных с ресурсной базой, износом и темпами модернизации, инфраструктурой;
- обзор актуальных стратегических документов в области энергетики и климата;
- оценка местного ресурсного потенциала: ВИЭ, природный газ, CCUS (УХУ), атомная энергетика;
- обзор активностей в области водородной экономики;
- выводы о потенциале (производство водорода, местный спрос, возможности экспорта) и возможных приоритетах будущих национальных водородных стратегий.

Для проведения исследования были использованы открытые источники информации – наиболее актуальные отчеты международных экспертных центров, специализирующихся в энергетике, национальные нормативные акты в области энергетики, климата и водорода, официальные пресс-релизы государственных органов власти и новости в СМИ. Важным дополнительным источником информации стали консультации команды UNECE с формирующимся водородным сообществом стран. Они помогли найти верные источники информации, сформировать ключевые направления исследовательского поиска и верифицировать его выводы.

Оценка потенциала распространения водорода в энергетическом секторе проведена в настоящем исследовании на нескольких уровнях – для каждой страны:

- уровень энергополитики: разрабатывается ли водородная дорожная карта/стратегия и каковы ее приоритеты?
- уровень производства: есть ли ресурсы для низкоуглеродного производства H₂?
- уровень местного спроса: есть ли потребность в низкоуглеродном водороде для целей низкоуглеродного развития?
- транспортная инфраструктура: есть ли возможности использовать существующую газопроводную инфраструктуру для транспортировки водорода?
- возможности для экспорта водорода: какова удаленность от ключевых будущих импортеров (Евросоюз, Юго-Восточная Азия) и каковы возможности и риски для экспорта?
- водородное сообщество / стейкхолдеры: в какой стадии формирования находится водородное сообщество, и каковы степень и форматы участия стейкхолдеров в развитии водородной экономики?

Для оценки потенциала производства низкоуглеродного водорода был использован технологически нейтральный подход: рассматриваются все возможности и технологии, которые (при наличии соответствующих ресурсов, регуляторного и рыночного окружения) позволят производить низкоуглеродный водород в стране. Ключевым фактором здесь являются выбросы парниковых газов на всей технологической цепочке и ряд дополнительных критериев устойчивости производства водорода, которые в 2019-2022 годах обсуждали ведущие экспертные центры в ходе дискуссии о международной сертификации водорода. Среди них:

- адкритерий дополненности (производство низкоуглеродного водорода должно обеспечиваться за счет дополнительных низкоуглеродных источников энергии, а не за счет перераспределения энергии от существующих низкоуглеродных источников);
- если существующие источники низкоуглеродной энергии недовырабатывают энергию из-за отсутствия спроса, то она может быть использована для производства низкоуглеродного водорода;
- развитие улавливания и долгосрочного хранения углекислого газа критически важно для развития производства голубого водорода.

Тщательная оценка потенциала производства, хранения, транспортировки и использования низкоуглеродного водорода в каждой стране возможна только с рядом серьезных допущений и только после разработки полномасштабной национальной водородной стратегии. Это объясняется значительной неопределенностью в ключевых параметрах спроса, предложения, межтопливной конкуренции, логистических ограничений, конкурентоспособности с другими странами, технологического развития в контексте долгосрочной энергетической и климатической политики. Настоящее исследование призвано обозначить ориентир величины ресурсного потенциала производства водорода и ширину диапазона его изменения. Исследование не может заменить собой национальную водородную стратегию.

В качестве условных минимального и максимального сценария приняты (на основе экспертной оценки авторов исследования) верхнеуровневые оценки ресурсного потенциала для производства низкоуглеродного водорода к 2040 г. с учетом нынешних аспектов развития энергетического сектора страны и ее действующей и опубликованной долгосрочной стратегии.

2. Межстрановой анализ

2.1 Азербайджан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.1.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Азербайджана, доступные из открытых источников.

2.1.1.1 ВИЭ

Возобновляемые источники энергии, включая гидроэнергетику, в 2018 году составили 2% от общего объема поставок первичной энергии и 8% (2 ТВт·ч) от производства электроэнергии (по данным МЭА). Выработка электроэнергии на ГЭС непостоянна год от года: в 2010 г. она составила более 3,4 ТВт·ч, а в 2017 – только 1,75 ТВт·ч.

В то же время, Азербайджан обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ, поскольку здесь относительно солнечно и ветрено, а также имеются значительные гидроресурсы, биомасса и геотермальные ресурсы. Совокупный потенциал может составить от 7 ГВт, что сопоставимо с суммарной установленной мощностью всех электростанций в стране (8 ГВт в 2017 г.) (см. табл. 1). Максимальная оценка потенциала превышает 34 ГВт и больше, в зависимости от подхода к оценке технического и экономического потенциала ВИЭ.

ТАБЛИЦА 1

Установленная мощность электростанций на ВИЭ в Азербайджане (2017) в сравнении с потенциалом развития ВИЭ в республике по данным Министерства энергетики (2022)¹ и Всемирного банка (2022), МВт

	Установленная мощность электростанций в 2021-2022 г. [МВт]	Потенциал развития ВИЭ [МВт]
Ветряные электростанции (наземного базирования)	66.1	3000
Ветряные электростанции (морского базирования)	0	1500-7 200
Солнечные электростанции	45.9	1600-23040
Электростанции на биомассе	37.7	380
Мини-гидроэлектростанции	44.3	520
Геотермальные электростанции	0	40
ИТОГО (без крупных ГЭС)	194	7040-34180

¹ <https://area.gov.az/az/page/yasil-texnologiyalar/boem-potentiali>

Технический потенциал солнечной энергетики может достичь 23 ГВт, по данным IRENA – этому способствует высокое число солнечных часов в году (2400-3200) и показатели солнечной активности (1500-2000 кВт·ч/м²). Оптимальные зоны сосредоточены в долинах центральных рек, а также на севере и северо-западе страны.

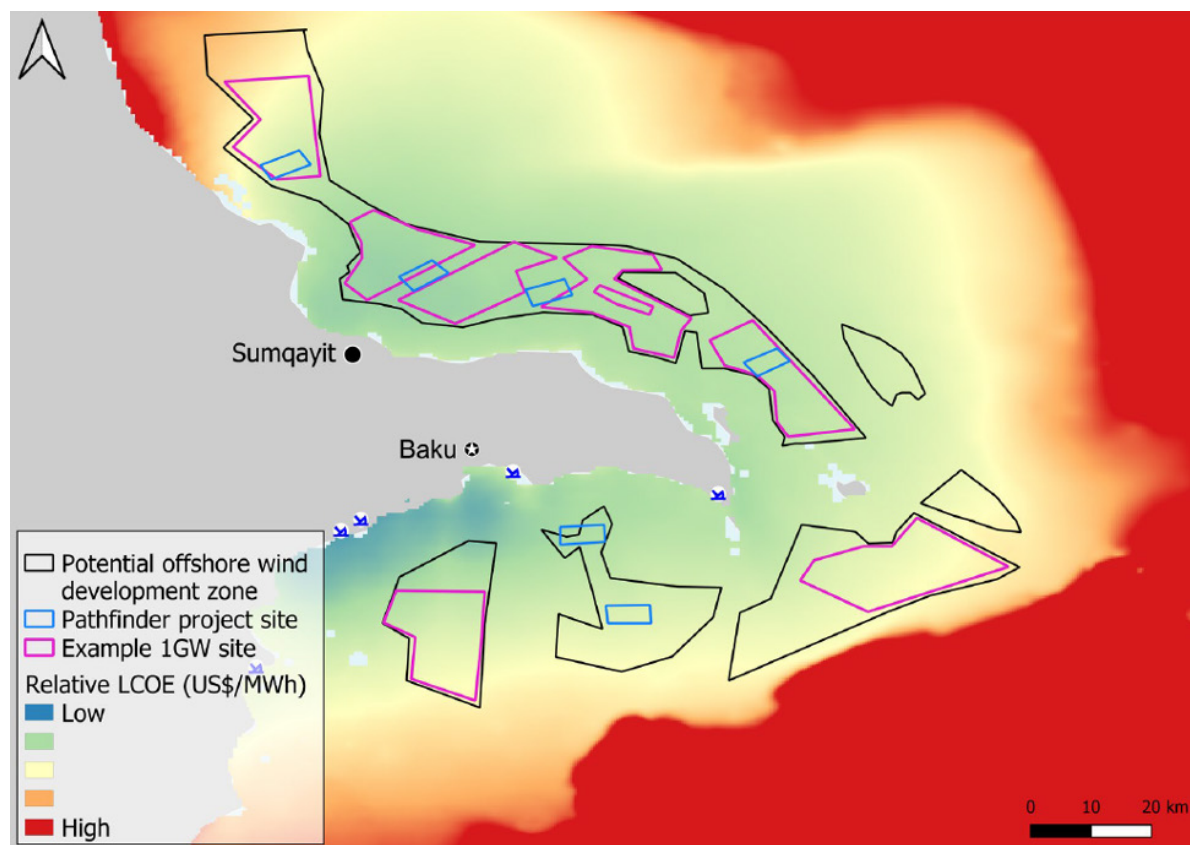
Потенциал ветряной энергетики особенно высок вдоль берега Каспийского моря. Кроме того, в июне 2022 в рамках проекта Всемирного банка и Международной финансовой корпорации была опубликована оценка потенциала оффшорной ветряной генерации – от 1,5 до 7,2 ГВт к 2040 году – а также карта с распределением потенциала (рис. 2). Этот потенциал может быть развит в рамках семи крупных зон (по 1 ГВт каждая) с использованием проектов с фиксированным фундаментом на мелководье от 10 до 40 метров относительно близко к берегу. По оценке, минимальная стоимость электроэнергии будет получаться в районах к северу от Апшеронского полуострова. Дополнительное преимущество развития оффшорной ветрогенерации в Азербайджане – возможность использования опыта и потенциала нефтегазового сектора в развитии оффшорных проектов.

В 2022 компании ACWA Power (Саудовская Аравия) и Masdar (ОАЭ) заключили соглашение о развитии в республике проектов ВИЭ общей мощностью свыше 10 ГВт, включая 2 ГВт в сфере ветряной генерации вместе с производством «зеленого» водорода. По оценкам Mustafayev (2022), для заявленных параметров проектов ВИЭ приведенная стоимость электроэнергии может составить около \$32 за МВт·ч.

Потенциал малой гидроэнергетики, биоэнергетики и геотермальной энергетики не столь значителен – но его раскрытие позволит добавить еще почти 1 ГВт мощностей на ВИЭ.

РИСУНОК 2

Карта распределения потенциала оффшорной ветряной генерации в Азербайджане с указанием технически оптимальных зон для развития новых проектов



Источник: World Bank, IFC (2022)

2.1.1.2 Природный газ

По данным ВР (2021), подтвержденные запасы природного газа в Азербайджане в 2021 г. составляли 2,5 трлн м³ – по этому показателю страна находится на втором месте среди вошедших в контур настоящего исследования. Для сравнения, совокупные запасы стран Европы (включая Норвегию и Соединенное Королевство) составляют немногим более – 3,2 трлн м³.

Добыча газа в Азербайджане последовательно растет с 2004 года. За период 2010-2020 добыча возросла в 1,6 раза до уровня 25,8 млрд м³ / год (2020) и продолжает расти. По данным Госкомстата Азербайджана, в 2021 г. этот показатель увеличился на 18% - до 43,8 млрд. м³.

Крупнейшее месторождение Азербайджана – Шах-Дениз (запасы 1 трлн м³), добыча газа на котором началась в 2005 году. В 2010 г. было открыто месторождение Умид, а в 2011 году компания Total открыла глубоководное месторождение Апшерон, способное давать до 5 млрд м³ в год природного газа. Росту добычи природного газа может способствовать развитие месторождений АСГ (Азери – Чираг – Гюнешли), Бабек, Шафаг-Азиман. Еще один источник роста – месторождение Достлук («Дружба») на границе Азербайджана и Туркменистана, соглашение о совместном развитии которого было подписано в январе 2021 г.

Согласно краткосрочному прогнозу добычи газа в Азербайджане, который опубликовало правительство республики, добыча газа к 2026 г. приблизится к 50 млрд м³ в год. По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2027-2032 добыча в Азербайджане будет расти до 45 млрд м³ в год, после чего может сократиться до 40 млрд м³ в год. Себестоимость производства газа, по данным Nexant World Gas Model, составляет от \$59 до \$67 за 1 тыс м³.

Азербайджан экспортирует природный газ в Турцию и Европу по недавно запущенному в работу Южному газовому коридору (первые поставки начались в 2021 году). Экспорт в европейском направлении будет увеличиваться по мере сокращения доли других поставщиков (в первую очередь, России) в кратко- и среднесрочной перспективе. В долгосрочной перспективе (на горизонте 2040-2050) экспорт газа в Евросоюз будет сокращаться по мере перехода ЕС на низкоуглеродные энергоносители.

Опыт в нефтепереработке, накопленный азербайджанскими компаниями, важен для успешной реализации проектов в области риформинга метана. Кроме того, газо- и нефтеперерабатывающие предприятия могут стать центрами развития водородной экономики за счет мощностей по производству «серого» водорода и потребности в нем для переработки углеводородов.

2.1.1.3 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

Азербайджан является частью обширной нефтегазоносной системы в провинции Южно-Каспийского бассейна, наряду с Ираном и Туркменистаном, что предполагает наличие потенциала для хранения как в водоносных пластах, так и в нефтяных месторождениях (UNECE, 2021a).

Надежных публичных оценок потенциала CCS в Азербайджане пока нет. При его изучении опираются на опыт нефтегазового сектора – в стране есть и выработанные месторождения, подходящие для долгосрочного хранения CO₂, и хорошо изученная геологическая структура, и стартовые компетенции для развития проектов CCS.

В работе Mammad-zada (2020) сделан подход к оценке параметров CCS на месторождениях Мишовдаг, Локбатан и Азери-Чираг-Гюнешли, в том числе со ссылками на исследования ВР. Стоимость улавливания и хранения CO₂ оценена примерно в 44-47 евро за тонну CO₂ при производительности 2,26 млн тCO₂ в год.

2.1.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.1.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Азербайджане имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране), а также для производства водорода риформингом метана с улавливанием и хранением углекислого газа (по мере развития отрасли CCS).

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ (до примерно 34 ГВт в максимальном сценарии);
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Азербайджана или экспорта в соседние страны;
- потенциал добычи природного газа (по данным правительства республики, целевой уровень – 50 млрд м3 в год);
- доля природного газа, которую будет экономически целесообразно направить на производство водорода вместо прямого использования газа в экономике Азербайджана или его экспорта;
- потенциал CCS для долгосрочного хранения углекислого газа, образующегося при производстве водорода из природного газа.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг.;
- темпы прироста выработки ВИЭ сохраняются на том же уровне, что сложились в 2013-2020 годах по данным МЭА. Прирост выработки электроэнергии определяется экстраполяцией: в 2013 году выработка электроэнергии от ВИЭ составила 2 ГВт·ч, в 2020 году – 143 ГВт·ч, тогда к 2040 при сохранении темпов роста она может составить 546 ГВт·ч, прирост за период 2020-2040 составит 403 ГВт·ч;
- на производство водорода направляется 50% природного газа, который сейчас экспортируется в Европейский союз (около 10 млрд м3 в год).

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% электроэнергии новых объектов солнечной и ветряной энергетики;
- в Азербайджане реализуется 50% от максимального потенциала роста мощности ВИЭ (то есть 17 ГВт из 34 ГВт, указанных в таблице 1);
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВИЭ – 35%;
- на производство водорода направляется 100% природного газа, который сейчас экспортируется в Европейский союз (около 10 млрд м3 в год).

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂, для производства водорода риформингом природного газа

потребуется $5,3 \text{ м}^3 / \text{кг H}_2$. Масса выделяющегося в процессе риформинга CO_2 , который необходимо направить на хранение, принята на уровне $10 \text{ кг CO}_2 / 1 \text{ кг H}_2$.

2.1.2.2 Ресурсный потенциал

В **минимальном сценарии** прирост выработки электроэнергии от солнечной и ветряной генерации к 2040 г. по сравнению с 2020 г. при сохранении сложившегося темпа составит 403 ГВт·ч/год, в том числе от ветряной генерации – 271 ГВт·ч/год. На производство водорода направляется 30% от этой величины, то есть 121 ГВт·ч/год. Кроме того, на производство природного газа направляется половина от величины экспорта в Евросоюз, то есть около 5 млрд м^3 в год.

В **максимальном сценарии** прирост мощности солнечной и ветряной генерации к 2040 г. по сравнению с 2020 г. составляет 17 ГВт, что при КИУМ 35% означает выработку 52,2 ТВт·ч. На производство водорода направляется 50% от этой величины, то есть 26,1 ТВт·ч/год. Кроме того, на производство водорода направляется 100% от величины экспорта в Евросоюз, то есть около 10 млрд м^3 в год.

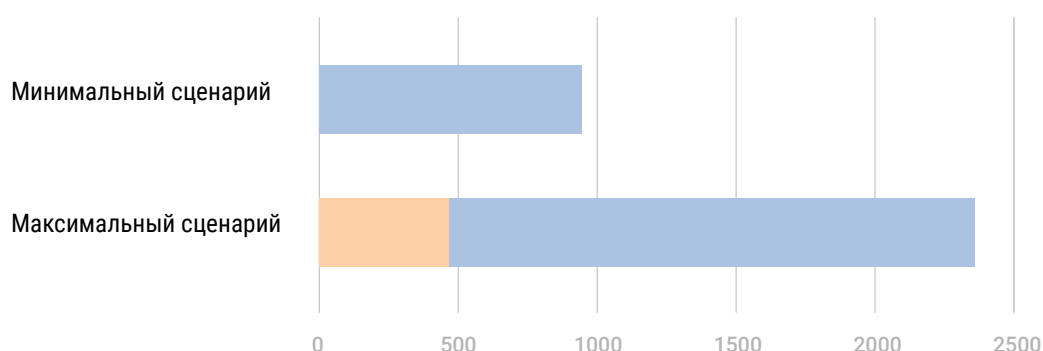
Итоги оценки потенциала сведены в табл. 2.

ТАБЛИЦА 2

Ресурсный потенциал производства водорода в Азербайджане к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия на водород, ГВт·ч в год	121	26061
Природный газ на водород, млрд м^3 в год	5	10
Водород из воды методом электролиза с использованием электроэнергии от солнечных и ветряных электростанций, тыс. тонн в год	2.2	474
Водород из метана методом риформинга с применением CCS, тыс. тонн в год	943	1887
Водород итого, тыс. тонн в год	946	2361
Требуемая мощность систем CCS, млн. тCO_2 в год	9	19

Результаты оценки показаны на рис. 3. Таким образом, в рамках принятых предпосылок главной долгосрочной возможностью для производства водорода в Азербайджане является риформинг метана: это определяется наличием значительных доказанных резервов природного газа, набранными темпами роста его добычи и в то же время, переходом важного потребителя (Евросоюза) на низкоуглеродные энергоносители в долгосрочной перспективе. Ключевым ограничителем и условием в этом случае выступает опережающее развитие отрасли CCS – даже в минимальном сценарии необходимо построение объектов CCS общей мощностью 9 млн тонн CO_2 в год.

РИСУНОК 3**Ресурсный потенциал производства водорода в Азербайджане к 2040 г., тыс. тонн в год****2.1.2.3 Стоимостной анализ**

Стоимость водорода из природного газа складывается из стоимости сырья (для Азербайджана, как для газодобывающей страны, это стоимость производства природного газа), а также стоимости CCS. По оценке МЭА (2019), для газодобывающих стран стоимость газа составляла примерно 30% стоимости «голубого» водорода. При стоимости производства газа на уровне \$59-67 за тыс. м³ стоимость производства голубого водорода можно оценить в \$0,8-1,2 за кг водорода.

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых крупных проектах, развиваемых в Азербайджане. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около 30 USD/МВт·ч², числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/кВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около 3,5-4 USD /кг.

2.1.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Азербайджан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние до порта Роттердам (Нидерланды) составит 7,5 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 17,3 тыс. км. Это превышает аналогичные показатели для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама и 13,8 тыс. км до Кобе), ограничивая конкурентоспособность аналогичных проектов в Азербайджане.

В то же время, ближайшая столица страны-члена ЕС находится на расстоянии 2,8 тыс. км сухопутным транспортом от Баку (София). Газопроводы TANAP и TAP имеют сопоставимую протяженность. Поэтому для экспортно-ориентированных проектов в Азербайджане можно рассматривать трубопроводный, железнодорожный и автомобильный транспорт в ЕС с учетом перспектив европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) и конкурентоспособности азербайджанских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

2 Этот уровень цены соответствует перспективным проектам ВИЭ в стране по данным Mustafayev (2022)

2.1.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.1.3.1 Существующие пилотные проекты

В Азербайджане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но ряд стейкхолдеров изучают соответствующие возможности и подписывают соглашения о сотрудничестве.

Так, в июне 2022 года представитель ACWA Power (Саудовская Аравия) выразил³ готовность к работе с Азербайджаном в сфере декарбонизации и производства водорода, в том числе в Карабахе, на территории которого Азербайджан собирается достичь нетто-нулевых эмиссий.

В этом же месяце компания Masdar (ОАЭ) подписала соглашения с Министерством энергетики Азербайджана, одно из которых касается ветроэнергетики мощностью 2 ГВт в том числе для производства, экспорта водорода и декарбонизации.

2.1.3.2 Возможные перспективные проекты

Азербайджан пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности и обеспечен собственными недорогими углеводородами, поэтому стимулы использовать низкоуглеродный водород внутри азербайджанской экономики пока не столь очевидны для стейкхолдеров, как его экспорт через ЮГК в направлении Евросоюза.

Преимущество использования ЮГК для экспорта водорода – в том, что этот газотранспортный коридор относительно новый (поставки начались в 2020-2021 гг.), усилия по его «водородной» модернизации могут оказаться меньшими по сравнению с более изношенными газопроводами.

Участие ВР в качестве стейкхолдера ЮГК создает дополнительные возможности – компания поставила перед собой цели достичь углеродной нейтральности к 2050 г. и реализует водородные проекты в регионах своего присутствия⁴.

Ограничения для экспорта водорода в ЮГК – в том, что подобные проекты в мире пока не были реализованы из-за ряда технологических, юридических и коммерческих причин. Если ряд стран Евросоюза реализуют последовательную политику по повышению содержания водорода в газотранспортной сети (Германия, Италия, Нидерланды и др.), то Турция, Греция, Албания, Сербия, Болгария пока воздерживаются от этих усилий. В любом случае, проекты такого масштаба рекомендуется реализовывать в тесном сотрудничестве стран-участниц ЮГК с учетом их долгосрочной энергетической и климатической политики.

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Азербайджане, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится 30% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород (в том числе нефтеперерабатывающих заводов) – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Азербайджане стране может потребоваться национальная водородная стратегия. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

3 <https://www.trend.az/business/energy/3604790.html>

4 <https://www.bp.com/en/global/corporate/what-we-do/gas-and-low-carbon-energy/hydrogen.html>

2.1.4 Выводы

1. 1. Азербайджан – энергоизбыточная страна, важный региональный экспортер нефти и газа со стабильно растущими доказанными запасами и добычей природного газа (стратегическая цель – 50 млрд м³ в год при фактическом уровне около 35). Один из ключевых экспортных рынков – Евросоюз.
2. 2. Природный газ занимает доминирующее положение в электроэнергетике, обеспечивая около 90% производства электроэнергии. Доля солнечной и ветряной энергетики пока незначительна.
3. 3. В Азербайджане пока нет утвержденной долгосрочной энергетической стратегии и водородной стратегии. Климатические цели Азербайджана состоят в сокращении выбросов парниковых газов на 35% к 2030 году (от уровня 1990) и на 40% к 2050 г., а также в устранении нетто-выбросов «на освобожденных от оккупации территориях».
4. 4. Потенциал возобновляемой энергетики в Азербайджане недоиспользован и составляет около 7-34 ГВт, в первую очередь за счет ветрогенерации (в первую очередь оффшорной) и солнечной генерации.
5. 5. Исходя из ресурсов и источников энергии, доступных для производства водорода, можно оценить ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Азербайджане величиной в 946-2361 тыс. тонн в год.
6. 6. Главной долгосрочной возможностью для производства водорода в Азербайджане является риформинг метана вместе с CCS: это определяется наличием значительных доказанных резервов природного газа, набранными темпами роста его добычи и в то же время, переходом важного потребителя (Евросоюза) на низкоуглеродные энергоносители в долгосрочной перспективе. Ключевым ограничителем и условием в этом случае выступает опережающее развитие отрасли CCS.
7. 7. Ключевой газотранспортный актив Азербайджана – Южный газотранспортный коридор, поставки по которому начались в 2020-2021. Турция и страны Евросоюза являются ключевыми импортерами газа из Азербайджана, и в связи с падением поставок из России их спрос будет только увеличиваться. Это потребует роста пропускной способности ЮГК уже в краткосрочной перспективе. В долгосрочной перспективе возможно увеличение производительности с нынешних 16 млрд м³ до 31 млрд м³ в год, а также рассмотрение вопроса о его «водородной модернизации».
8. 8. В Азербайджане пока нет пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но ряд компаний уже подписывают соответствующие соглашения – в частности, ACWA (Саудовская Аравия) и Masdar (ОАЭ). Участие компании BP в проекте ЮГК повышает шансы на его «водородную» модернизацию. Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Азербайджана можно с транспортного сектора.
9. 9. Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Азербайджане стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.2 Армения

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.2.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа (УХУ).

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Армении, доступные из открытых источников.

2.2.1.1 ВИЭ

Возобновляемые источники энергии, включая гидроэнергетику, в 2020 году составили более 20% от производства электроэнергии в Армении. Выработка на ГЭС относительно стабильна и занимает весь этот объем.

В то же время, Армения обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ. Хотя подробную оценку этого потенциала еще предстоит провести, вероятно, он измеряется порядком в сотни мегаватт установленной мощности:

- PA Consulting Group (2010) по заказу Агентства США по международному развитию показала суммарный потенциал в области ветроэнергетики на уровне 1000 МВт при экономическом потенциале в 500 МВт (в энергетической стратегии Армении (2021) также упоминается планка в 500 МВт к 2040 г.)
- В проекте Всемирного банка ESMAP (2020) посчитано, что для покрытия потребностей Армении в электроэнергии нужно покрыть 0,17% ее территории солнечными панелями. При этом солнечная интенсивность лучше, чем в Испании;
- В энергетической стратегии Армении (2021) поставлена цель в 1000 МВт солнечных электростанций к 2030 г. Первая крупная станция страны (Masrik-1) мощностью 55 МВт уже находится в строительстве (пуск ожидается в 2024). Второй крупный тендер - AYG-1 на 200 МВт – завершился в 2021 победой Masdar (ОАЭ) с ожидаемой ценой электроэнергии \$0,029/кВтч. Третий тендер (AYG-2) готовится к запуску.
- В августе 2022 подписано соглашение о выделении Евразийским банком развития (ЕАБР) до 37 млн долл. США на финансирование строительства 11 солнечных электростанций общей мощностью до 65 МВт в Гехаркуникской и Арагацотнской областях Армении.

Совокупный потенциал может составить от 1,5 ГВт, что сопоставимо с суммарной установленной мощностью всех электростанций в стране (2,9 ГВт в 2019 г.). Максимальная оценка зависит от использования возможностей гидроэнергетики (и решения вопросов их воздействия на окружающую среду), ее еще предстоит провести.

Потенциал геотермальной энергетики и солнечного теплоснабжения имеет значение для жилого сектора – особенно в случае, если доступность природного газа сократится.

2.2.1.2 Атомная энергия

В Армении атомная генерация уже играет значительную роль в энергосистеме и входит в долгосрочную энергетическую стратегию (в контексте продления работы действующей Армянской АЭС на горизонте 2030 г.). В начале 2022 Росатом (Россия) подписал с Армянской АЭС меморандум о взаимопонимании для проработки возможного сотрудничества по сооружению новых атомных энергоблоков российского дизайна на территории Армении. В мае 2022 Армения и США подписали меморандум о сотрудничестве в области мирного атома. Но потенциал для значительного роста этого сектора в Армении неясен, конкретных планов об увеличении мощности АЭС не опубликовано. Можно принять, что Армянская АЭС будет использоваться только в электроэнергетике Армении – без использования ее электроэнергии для производства водорода.

2.2.1.3 Природный газ

Армения полностью зависит от поставок газа от стран-экспортеров, и этот энергоресурс занимает долю в 55% в конечном энергопотреблении. Хотя СМИ сообщали о поиске залежей природного газа в Армавирской области, но пока, по данным BP Energy Stats, у страны нет подтвержденных запасов газа.

В энергетической стратегии Армении (2021) предполагается рост энергоэффективности, развитие электротранспорта, ВИЭ, что может привести к высвобождению соответствующих объемов потребления газа в Армении. Но использование этого «вторичного источника» для производства водорода вряд ли имеет смысл в контексте энергобезопасности, о которой идет речь в стратегии..

2.2.1.4 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

Надежных публичных оценок потенциала CCS в Армении пока нет. Но актуальность развития этого сектора невысока в контексте отсутствия природного газа.

2.2.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.2.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Армении имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране). Значительных ресурсов для производства водорода другими низкоуглеродными способами не обнаружено.

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ (1,5 ГВт в планах и прогнозах к 2030-2040)
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Армении или экспорта в соседние страны.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг.;
- прирост выработки ВИЭ на уровне +100 МВт к 2024 году с сохранением тенденции (то есть еще около +750 МВт за последующие 15 лет)

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% электроэнергии новых объектов солнечной и ветряной энергетики;
- прирост выработки ВИЭ на уровне +1500 МВт – к 2040 году
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВИЭ – 35%.

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂.

2.2.2.2 Ресурсный потенциал

В **Минимальный сценарий**, прирост мощности солнечной и ветряной генерации к 2040 г. по сравнению с 2020 г. составляет 850 МВт, что при КИУМ 35% означает выработку 2,6 ТВт·ч. На производство водорода направляется 30% от этой величины, то есть 782 ГВт·ч/год.

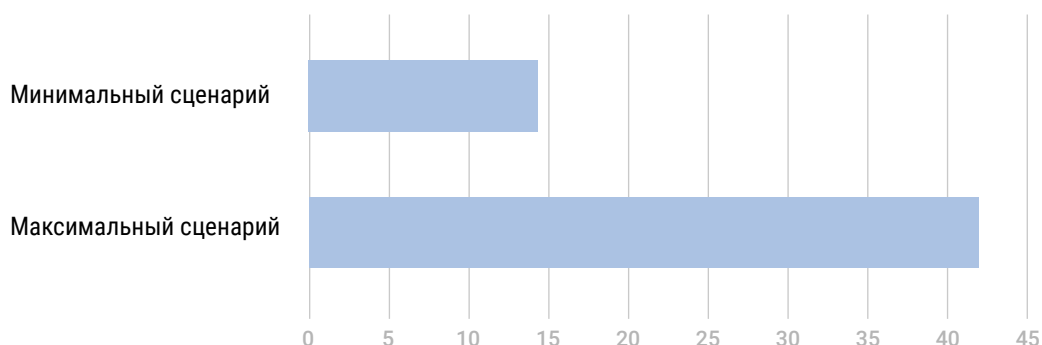
В **Максимальный сценарий**, прирост мощности солнечной и ветряной генерации к 2040 г. по сравнению с 2020 г. составляет 1,5 ГВт, что при КИУМ 35% означает выработку 4,6 ТВт·ч. На производство водорода направляется 50% от этой величины, то есть 1,7 ТВт·ч/год.

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 3.

ТАБЛИЦА 3**Ресурсный потенциал производства водорода в Армении к 2040 г.**

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия на водород, ГВт·ч в год	781	2300
Природный газ на водород, млрд м ³ в год	0	0
Водород из воды методом электролиза с использованием электроэнергии от солнечных и ветряных электростанций, тыс. тонн в год	14.2	42
Водород из метана методом риформинга с применением CCS, тыс. тонн в год	0	0
Водород итого, тыс. тонн в год	14.2	42
Требуемая мощность систем CCS, млн. тCO ₂ в год	0	0

Результаты оценки показаны на рис. 4. Таким образом, в рамках принятых предпосылок единственной долгосрочной возможностью для производства водорода в Армении является электролиз воды с использованием электроэнергии от ВИЭ: во-первых, развитие ВИЭ входит в число приоритетов энергополитики на горизонте 2030, а во-вторых, другие возможности ограничены или полностью отсутствуют.

РИСУНОК 4**Ресурсный потенциал производства водорода в Армении к 2040 г., тыс. тонн в год****2.2.2.3 Стоимостной анализ**

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых крупных проектах, развиваемых в Армении. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около 29 USD/МВт·ч⁵, числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/kВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около 3,5-4 USD /кг.

2.2.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Армения не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние до порта Роттердам (Нидерланды) составит 7,2 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 17,1 тыс. км. Это превышает аналогичные показатели для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт), ограничивая конкурентоспособность аналогичных проектов в Армении.

В то же время, ближайшая столица страны-члена ЕС находится на расстоянии 2,2 тыс. км сухопутным транспортом от Еревана (София). Поэтому для экспортно-ориентированных проектов в Армении можно рассматривать автомобильный и железнодорожный транспорт в ЕС с учетом перспектив европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) и конкурентоспособности армянских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

2.2.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода**2.2.3.1 Существующие пилотные проекты**

В Армении пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.

2.2.3.2 Возможные перспективные проекты

Армения пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности. Ее энергетический сектор зависит от импорта ископаемых энергоресурсов (прежде всего, природного газа из России).

⁵ Соответствует результату тендера AYG-1 на 200 МВт с победой Masdar (2021)

Действующая в стране АЭС работает на сокращение потребления природного газа в электроэнергетике и, в то же время, нуждается в инвестициях для модернизации. Таким образом, производство низкоуглеродного водорода без роста выбросов парниковых газов в других секторах экономики в Армении возможно только по мере развития сектора ВИЭ, доля которого пока незначительна.

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Армении, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится 30% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород (в том числе нефтеперерабатывающих заводов) – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Армении стране может потребоваться национальная водородная стратегия. По данным IRENA, уже более 30 государств по всему миру утвердили подобные документы, еще около 20 их разрабатывают, в том числе Узбекистан и Казахстан. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.2.4 Выводы

1. Армения – энергодефицитная страна, лишенная доступа к собственным ископаемым энергоресурсам. Природный газ занимает 55% в конечном энергопотреблении, при этом полностью экспортируется.
2. Доля солнечной и ветряной энергетики пока незначительна, гидроэнергетика занимает важное место, но ее развитие замедлено экологическими ограничениями. Атомная генерация используется в электроэнергетике в качестве базового источника (Армения является единственной страной Южного Кавказа, использующей АЭС).
3. Долгосрочная энергостратегия Армении предполагает создание новых мощностей ВИЭ +1000-1500 МВт к 2030-2040 гг. Максимальный потенциал наверняка больше этих величин, но он недостаточно исследован.
4. Развитие ВИЭ, энергоэффективности, электротранспорта, продление эксплуатации АЭС считается регулятором способами достижения энергобезопасности.
5. В Армении главным значительным ресурсным источником для производства низкоуглеродного водорода является электролиз воды с применением части электроэнергии новых ВИЭ, которые планируется построить в республике. Можно оценить ресурсный потенциал в 14-42 тыс. тонн в год. Для его реализации потребуются опережающее развитие сектора ВИЭ.
6. Газотранспортная инфраструктура в Армении контролируется вертикально интегрированной компанией «Газпром Армения», входящей в Группу Газпром (Россия). У этих компаний нет утвержденных планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода.
7. В Армении пока нет пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, в публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора. Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Армении можно с транспортного сектора.
8. Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Армении стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.3 Беларусь

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.3.1 Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа (УХУ).

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Беларуси, доступные из открытых источников.

2.3.1.1 ВИЭ

Доля возобновляемых источников энергии в энергобалансе Беларуси в 2019 г. составила около 6-7%, по данным IRENA (2021). В первую очередь это биотопливо (в первую очередь твердое), а также в меньшей степени солнечные и ветровые электростанции.

В то же время, Беларусь обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ, точный потенциал которых еще предстоит определить:

ESMAP (2022), IRENA (2021), и IEA (2020) приводят следующие данные:

- 3,3 млрд м³/год – технический потенциал производства биогаза из отходов животного происхождения (источник: Greenworld.org);
- экономический потенциал гидроэнергетики – 250 МВт (источники - ЮНИДО и ICSHP);
- средний теоретический потенциал PV-энергетики - 2,94 кВт·ч/м²; 0,36% территории страны достаточно для покрытия спроса на электроэнергию за счет фотоэлектрических станций; LCOE от солнечной генерации может составить 0,14 долларов за кВт·ч.
- к концу декабря 2018 в Беларуси уже работали 22 электростанции на биогазе (34,3 МВт), более 2,5 тысяч мини-ГЭС (около 7 МВт), 50 ВЭС (103 МВт), 63 СЭС (около 154 МВт)

Весь этот потенциал можно использовать напрямую в электроэнергетике, для газификации (биогаз) и для теплоснабжения (солнечная энергия) – на это были нацелены, в том числе, действующие программные документы регулятора на 2025-2030 гг. – то есть увеличить долю ВИЭ в энергобалансе с 6-7% до 8% (то есть до 33% за период 2020-2030).

По данным Белстата, производство электроэнергии от ВИЭ в 2015 году составило 159 млн кВт·ч, в 2019 году - 696 млн кВт·ч. В соответствии с прогнозом из Концепции энергобезопасности, к 2035 г. этот показатель может достичь 2600 млн кВт·ч.

2.3.1.2 Атомная энергия

В Беларуси роль атомной генерации (Белорусской АЭС) будет ключевой в достижении целей диверсификации поставок энергоресурсов. Новая АЭС мощностью 2400 МВт, по прогнозным показателям из концепции энергетической безопасности Беларуси, должна будет генерировать около 18 млрд кВт·ч ежегодно, замещая выработку на тепловых электростанциях, сжигающих природный газ. В этом случае коэффициент использования установленной мощности АЭС составит около 86%, что является хорошим показателем для АЭС (средний показатель АЭС Росатома по итогам 1 полугодия 2021 года – 83%). В то же

время, при таких показателях АЭС будет полностью загружена без возможности выдать дополнительную низкоуглеродную электроэнергию для производства низкоуглеродного водорода.

В случае, если плановых показателей по выработке АЭС достичь не удастся – например, из-за ограничений энергосистемы придется оставить в работе больше газовых электростанций, чем планировалось – то производство водорода недалеко от площадки Белорусской АЭС может стать решением. Этот вопрос требует дополнительного изучения.

Аналогичный проект собирается реализовывать Росатом – недозагруженная Кольская АЭС планирует поставлять электроэнергию для опытного производства водорода с 2023-2024 гг.

2.3.1.3 Природный газ и биогаз

Беларусь располагает незначительными запасами природного газа, и весь добываемый объем (около 210 млн м³ в год) перерабатывается на одном газоперерабатывающем заводе. Весь необходимый для экономики газ в настоящее время импортируется из России по цене ниже уровня глобального рынка.

Технический потенциал производства биогаза из отходов животноводства более значителен (3,5 млрд м³ в год), но и этот потенциал может быть использован для замещения импортируемого газа.

2.3.1.4 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана. В случае риформинга биометана использование CCS позволит получать водород с отрицательным углеродным следом.

Надежных публичных оценок потенциала CCS в Беларуси пока нет. Но актуальность развития этого сектора невысока в контексте отсутствия собственного природного газа.

2.3.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.3.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Беларуси имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от АЭС – при условии, что у нее будут для этого незагруженные мощности – и от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране). Значительных ресурсов для производства водорода другими низкоуглеродными способами не обнаружено.

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Беларуси или экспорта в соседние страны.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста генерации электроэнергии от ВИЭ за период 2020-2035;

- для производства водорода также можно использовать 5% годовой выработки Белорусской АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% прироста генерации электроэнергии от ВИЭ за период 2020-2035;
- для производства водорода направляется 8,3% годовой выработки Белорусской АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВИЭ – 35%.

В обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВИЭ – 35%.

2.3.2.2 Ресурсный потенциал

В **Минимальный сценарий**, прирост генерации электроэнергии от ВИЭ за период 2020-2035 составляет 2059 млн кВт·ч. На производство водорода направляется 30% от этой величины, то есть 618 ГВт·ч/год. Дополнительно для производства водорода используется 5% от годовой выработки Белорусской АЭС, то есть 900 ГВт·ч/год.

В **Максимальный сценарий**, прирост генерации электроэнергии от ВИЭ за период 2020-2035 составляет 2059 млн кВт·ч. На производство водорода направляется 50% от этой величины, то есть 1030 ГВт·ч/год. Дополнительно для производства водорода используется 8,3% от годовой выработки Белорусской АЭС, то есть 1494 ГВт·ч/год.

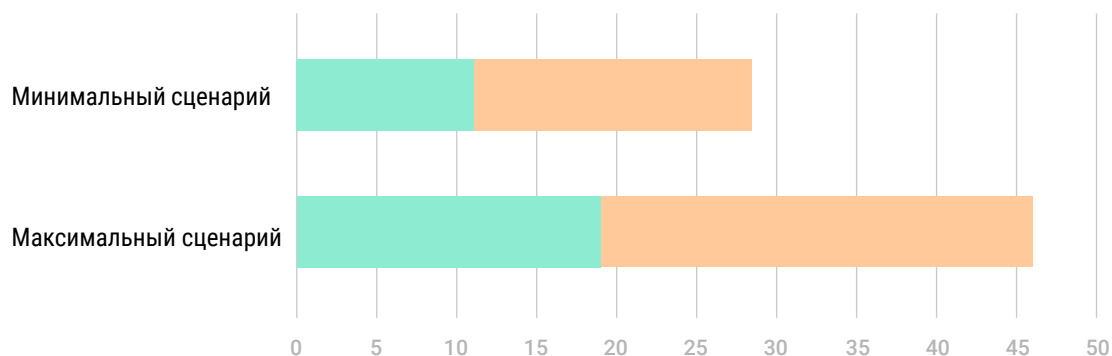
Итоги оценки потенциала сведены в табл. 4.

ТАБЛИЦА 4

Ресурсный потенциал производства водорода в Беларуси к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	617.7	1029.5
Электроэнергия АЭС на водород, ГВт·ч в год	900	1494
Водород электролизом с использованием электроэнергии от ВИЭ, тыс тонн в год	11.23	19
Водород электролизом с использованием электроэнергии от АЭС, тыс тонн в год	16.36	27.16
Водород итого, тыс. тонн в год	28	46
Требуемая мощность систем CCS, млн. тCO ₂ в год	0	0

Результаты оценки показаны на рис. 5. Таким образом, в рамках принятых предпосылок в Беларуси есть две различные возможности производства низкоуглеродного водорода.

РИСУНОК 5**Ресурсный потенциал производства водорода в Беларуси к 2040 г., тыс. тонн в год****2.3.2.3 Стоимостной анализ**

По оценкам ИНЭИ РАН (ERIRAS, 2022), стоимость низкоуглеродного водорода, произведенного с использованием электроэнергии новых АЭС в России с учетом 60-летней их эксплуатации, может составить от 4 долларов за кг. Белорусская АЭС построена по российским технологиям в том же временном отрезке, что и новые атомные энергоблоки в России, поэтому эту оценку можно принять в качестве минимальной для условий Белорусской АЭС – с учетом того, что при уменьшении периода окупаемости с 60 лет до 20-30 лет стоимость электроэнергии и водорода возрастет.

Стоимость электроэнергии от новых ВИЭ (в первую очередь – солнечных и ветряных) можно принять на уровне 0,15-0,2 доллара за кВт·ч (этот уровень примерно соответствует показателям России и оценкам ESMAP для фотоэлектрических электростанций в Беларуси). В соответствии с оценочными расчетами МЭА, при такой цене электроэнергии, полной загрузке электролизеров в течение 1500-2000 часов в год, CAPEX электролизеров на уровне 450 долларов за кВт и ставке рефинансирования 8% приведенная стоимость водорода составит \$6–8 за кг.

2.3.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Беларусь не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние до порта Кобе (Япония) составит 22,3 тыс. км, что значительно превышает аналогичные показатели для поставщиков водорода из региона MENA, Австралии и Чили. В то же время, рынок Евросоюза близок: ближайшая столица страны-члена ЕС находится на расстоянии всего 180 км (Вильнюс), расстояние до порта Роттердам наземным транспортом – около 1,7 тыс. км. Газотранспортная инфраструктура непосредственно связывает Беларусь со странами ЕС.

Поэтому для экспортно-ориентированных проектов в Беларуси можно рассматривать трубопроводный, автомобильный и железнодорожный транспорт в ЕС с учетом перспектив европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) и конкурентоспособности белорусских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

2.3.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода**2.3.3.1 Существующие пилотные проекты**

В Беларуси пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.

2.3.3.2 Возможные перспективные проекты

Беларусь пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности. Ее энергетический сектор зависит от импорта ископаемых энергоресурсов (прежде всего, природного газа из России). Действующая в стране АЭС работает, в том числе, на сокращение потребления природного газа в электроэнергетике. Существуют сценарии, в которых ее проектная мощность окажется невостребованной в полном объеме – это создаст возможности для производства низкоуглеродного водорода с помощью электроэнергии АЭС.

Собственное потребление низкоуглеродного водорода, исходя из структуры энергопотребления в Беларуси, было бы можно начать в транспортном секторе, на долю которого приходится около 20% энергопотребления в стране, а также в секторе переработки углеводородов. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород (в том числе нефтеперерабатывающих заводов, АЭС) – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Беларуси стране может потребоваться национальная водородная стратегия. По данным IRENA, уже более 30 государств по всему миру утвердили подобные документы, еще около 20 их разрабатывают, в том числе Россия, Узбекистан и Казахстан. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.3.4 Выводы

1. Беларусь – энергодефицитная страна, более чем на 80% зависящая от импорта энергоресурсов. Природный газ занимает около 60% в конечном энергопотреблении, при этом полностью импортируется.
2. Доля солнечной и ветряной энергетики пока незначительна. Атомная генерация вводится в действие в 2022 году и будет использоваться электроэнергетике в качестве базового источника – для анализа принято, что не более 5-8% от выработки АЭС можно будет использовать для производства водорода.
3. Концепция энергобезопасности Беларуси предполагает рост выработки электроэнергии на ВИЭ на 2059 млн кВт·ч в год к 2035 году, хотя теоретический потенциал больше и пока недостаточно изучен. Часть этой электроэнергии можно направить на производство водорода (в анализе принят диапазон от 30 до 50%).
4. В Беларуси главным значительным ресурсным источником для производства низкоуглеродного водорода является электролиз воды с применением части электроэнергии новых ВИЭ, которые планируется построить в республике, и только что построенной Белорусской АЭС (в случае, если ее электроэнергия окажется невостребованной в полном объеме). Можно оценить ресурсный потенциал в 28-46 тыс. тонн водорода в год.
5. В зависимости от подходов к ценообразованию, водород, полученный с помощью электроэнергии от АЭС, может оказаться дешевле водорода, полученного с помощью электроэнергии от ВИЭ.
6. Газотранспортная инфраструктура в Беларуси контролируется компанией «Газпром трансгаз Беларусь», входящей в Группу Газпром (Россия). У этих компаний нет утвержденных планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода.
7. В Беларуси пока нет пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, в публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора. Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Беларуси можно с транспортного сектора, а также в секторе переработки углеводородов.
8. Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Беларуси стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.4 Казахстан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.4.1 Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Казахстана, доступные из открытых источников.

2.4.1.1 ВИЭ

По данным KEGOC, которые приводит Kazenergy (2021), по состоянию на 2020 доля ГЭС в выработке электроэнергии в Казахстане составила 8,8%, доля солнечных электростанций – 1%, доля ветряных – 1,2%.

В то же время, Казахстан обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ, в особенности в ветряной и солнечной энергетике. Этот потенциал уже начал реализовываться – после введения в 2018 году аукционов в Казахстан пришли инвесторы из 12 стран мира, 58 компаний в 2018-2021 заключили соглашения на общую мощность более 1700 МВт в 75 проектах. Это сопровождалось снижением приведенных цен на электроэнергию – на 4% для ветряных электростанций и на 34% для солнечных, до уровня 4,8 и 5,7 центов США/кВт·ч соответственно.

Эффективность ВИЭ отличается по регионам: наиболее высокий показатель КИУМ для ВЭС оказался в Атырауской области, для СЭС – в Алматинской области. В среднем по стране это 24% и 16%.

По данным, которые приводил замминистра энергетики в 2017 г., потенциал только ветроэнергетики в Казахстане превышает его текущее потребление электроэнергии примерно в 10 раз. Это определяется, в том числе, обширной территорией страны. В базовом сценарии Доктрины прогнозируется рост выработки на ВИЭ (включая ГЭС) в 2,2 раза (на 15,6 ТВт·ч) на горизонте 2017-2040, а в сценарии углеродной нейтральности – почти в 15 раз (на 161 ТВт·ч).

По оценке ESMAP (2022), средний теоретический потенциал PV-энергетики в Казахстане – 3,82 кВт·ч/м²; 0,05% территории страны достаточно для покрытия спроса на электроэнергию за счет фотоэлектрических станций; LCOE от солнечной генерации может составить \$0,12 / кВт·ч.

2.4.1.2 Атомная энергия

В Казахстане нет действующих АЭС, хотя исследовательские реакторы в рамках космических программ в стране строили и запускали начиная с середины 1970-х годов, а в 1990-х был создан Национальный ядерный центр. Дискуссии о будущем атомной энергетики, проходящие в стране в наши дни⁶, демонстрируют противоречивость оценок: с одной стороны, 60% жителей Казахстана против строительства АЭС, с другой стороны – АЭС могли бы помочь достичь национальных целей в области декарбонизации и обеспечить базовую выработку низкоуглеродной электроэнергии.

6 https://forbes.kz/process/energetics/ekspertyi_ob_aes_v_kazahstane_est_plohoj_variant_i_esche_huje

Летом 2022 стало известно, что Казахстан определился с площадкой для будущей первой АЭС (в районе озера Балхаш, п. Улкен в Алматинской обл.) и предварительным шорт-листом поставщиков (KHNP, CNNC, Росатом, EDF). Для возможного размещения второй АЭС рассматривают площадку у г. Курчатов на р. Иртыш⁷.

Важно отметить, что Казахстан является крупнейшим производителем урана, и развитие атомной энергетики и за пределами проекта в Балхаше могло бы стать долгосрочной возможностью для декарбонизации.

По умолчанию можно принять, что вся доступная электроэнергия от новой АЭС будет использована в электроэнергетике. Но в случае, если плановых показателей по выработке АЭС достичь не удастся – например, из-за ограничений энергосистемы придется оставить в работе больше тепловых электростанций, чем планировалось – то производство водорода недалеко от площадки новой АЭС может стать решением. Этот вопрос требует дополнительного изучения.

Аналогичный проект собирается реализовывать Росатом – недозагруженная Кольская АЭС планирует поставлять электроэнергию для опытного производства водорода с 2023-2024 гг.

2.4.1.3 Природный газ

По данным BP (2021), подтвержденные запасы природного газа в Казахстане в 2021 г. составляли 2,3 трлн м³ – по этому показателю страна находится на третьем месте среди вошедших в контур настоящего исследования. Для сравнения, совокупные запасы стран Европы (включая Норвегию и Соединенное Королевство) составляют немногим более – 3,2 трлн м³.

По данным IHS Markit, коммерческая добыча газа в Казахстане выросла с 2010 по 2020 до 34,8 млрд м³ (темпы роста 4% в год). Дальнейший рост добычи, отмечает IHS Markit, ограничен недостатком коммерческих стимулов для производителей газа, и ограничится планкой в 36 млрд м³ в 2030 г., сократившись впоследствии до 30 млрд м³/год к 2050. В то же время, по глобальной модели Nexant за счет ввода новых месторождений можно получить добычу 50 млрд м³/год.

На стороне спроса на газ есть неопределенность в темпах роста – но по мере отказа от угля газ точно будет все более востребован в экономике. Судя по публичным оценкам ключевых стейкхолдеров – президента Токаева⁸, министра энергетики Б. Акчулакова⁹, председателя правления QazagGaz С. Жаркешова¹⁰ – высказанным ими в 2022 г., на горизонте 2023-2024 г. Казахстан может полностью прекратить экспорт природного газа, чтобы сосредоточиться на обеспечении роста внутреннего потребления (имеющего приоритет над экспортом). Среди прочего, природный газ необходим для сокращения выбросов в электроэнергетике и повышения гибкости тепловых электростанций в свете роста доли ВИЭ в балансе.

Опыт в нефтепереработке, накопленный казахстанскими компаниями, важен для успешной реализации проектов в области риформинга метана. Кроме того, газо- и нефтеперерабатывающие предприятия могут стать центрами развития водородной экономики за счет мощностей по производству «серого» водорода и потребности в нем для переработки углеводородов.

2.4.1.4 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

В 2020 в Казахстане стартовал исследовательский проект KazCCUS (Abuov, Lee, 2020), направленный на выявление надлежащих геологических структур в осадочных бассейнах и оценку их вместимости.

7 https://tengrinews.kz/kazakhstan_news/stroitelstvo-vtoroy-aes-na-irtyishe-obsujdayut-v-kazahstane-474555/

8 <https://www.interfax.ru/business/845567>

9 https://www.inform.kz/ru/podnimat-ceny-na-gaz-v-kazahstane-budut-after-2024-goda_a3926949

10 https://www.inform.kz/ru/gazovaya-otrasl-kazahstana-mozhet-stolknut-sya-s-krizisom-uzhe-cherez-dva-goda_a3941277

Варианты хранения CO₂ выявлены в 6 осадочных бассейнах страны: Прикаспийском, Мангышлакском, Устьюртском, Южно-Торгайском, Чу-Сарысуйском и Зайсанском. Общая эффективная емкость хранения CO₂ в 6 бассейнах оценивается в 204 Мт, 610 Мт и 403 Гт в нефтяных резервуарах, газовых резервуарах и соленых водоносных горизонтах соответственно. Результаты этого исследования показывают, что в Казахстане существует огромный потенциал для УХУ, и УХУ может быть развернута на зрелых месторождениях нефтедобывающих бассейнов.

В Доктрине достижения углеродной нейтральности учитывается, что технологии УХУ в сценарии углеродной нейтральности в 2040-2060 потребуются в объеме не менее 50 Мт CO₂-экв./год для компенсации выбросов оставшихся в эксплуатации ТЭС. Таким образом, частично этот потенциал может быть использован для производства низкоуглеродного водорода из природного газа.

2.4.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.4.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Казахстане имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране), от АЭС (после ее ввода в эксплуатацию), а также для производства водорода реформингом метана с улавливанием и хранением углекислого газа (по мере развития отрасли CCS).

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Казахстана или экспорта в соседние страны;
- потенциал роста добычи природного газа;
- доля природного газа, которую будет экономически целесообразно направить на производство водорода вместо прямого использования газа в экономике Казахстана или его экспорта;
- потенциал CCS для долгосрочного хранения углекислого газа, образующегося при производстве водорода из природного газа.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг., определенного для базового сценария Доктрины;
- на производство водорода направляется 30% прироста добычи природного газа, определенного по прогнозу IHS Markit;
- на производство водорода направляется 5% годовой выработки новой АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% прироста выработки электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг., определенного для сценария «углеродная нейтральность» Доктрины;

- на производство водорода направляется 30% прироста добычи природного газа, определенного по модели Nexant;
- на производство водорода направляется 8,3% годовой выработки новой АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂, для производства водорода риформингом природного газа потребуется 5,3 м³ / кг H₂. Масса выделяющегося в процессе риформинга CO₂, который необходимо направить на хранение, принята на уровне 10 кг CO₂ / 1 кг H₂.

2.4.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 5.

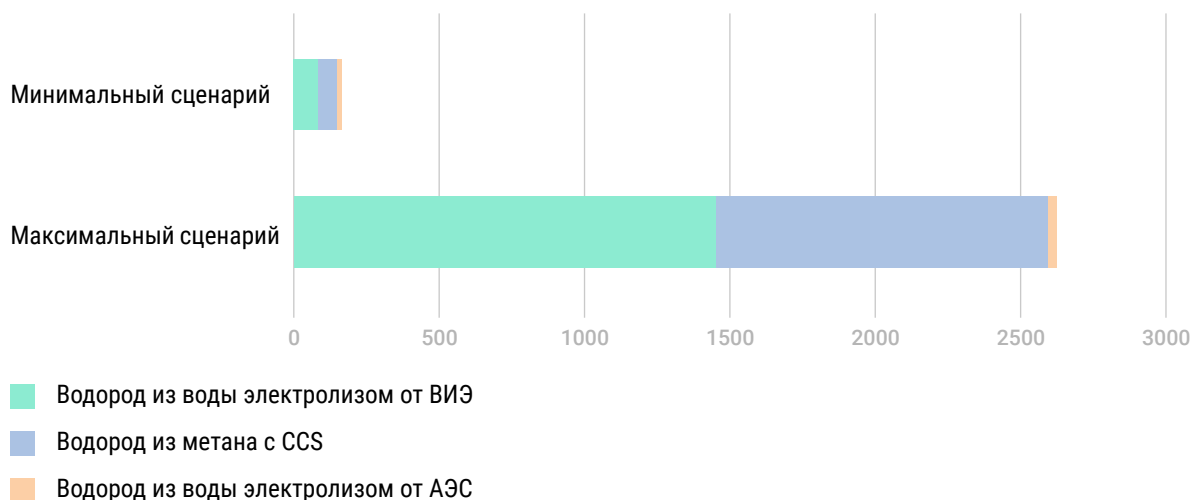
ТАБЛИЦА 5

Ресурсный потенциал производства водорода в Казахстане к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	4680	80500
Электроэнергия АЭС на водород, ГВт·ч в год	900	1530
Природный газ на водород, млрд м ³ в год	0.36	6
Водород из воды электролизом от ВИЭ, тыс. тонн в год	85	1464
Водород из воды электролизом от АЭС, тыс. тонн в год	16	28
Водород из метана с CCS, тыс. тонн в год	68	1132
Требуемая мощность систем CCS, млн.тонн CO ₂ в год	1	11

Результаты оценки показаны на рис. 6. Таким образом, в рамках принятых предпосылок главными долгосрочными возможностями для производства водорода в Казахстане являются электролиз воды с применением ВИЭ и риформинг метана с CCS.

Это определяется постановкой амбициозных целей и набранной динамикой развития ВИЭ в стране, наличием значительных доказанных резервов природного газа, набранными темпами роста его добычи. Ключевым ограничителем и условием выступает опережающее развитие отрасли CCS – даже в минимальном сценарии необходимо построение объектов CCS общей мощностью 1 млн тонн CO₂ в год, а также реализация проектов в комбинации ВИЭ+электролиз.

РИСУНОК 6**Ресурсный потенциал производства водорода в Казахстане к 2040 г., тыс. тонн в год****2.4.2.3 Стоимостной анализ**

По оценкам ИНЭИ РАН (ERIRAS, 2022), стоимость низкоуглеродного водорода, произведенного с использованием электроэнергии новых АЭС в России с учетом 60-летней их эксплуатации, может составить от 4 долларов за кг. АЭС в Казахстане может быть построена по российским технологиям в том же временном отрезке, что и новые атомные энергоблоки в России, поэтому эту оценку можно принять в качестве минимальной для условий АЭС в Казахстане – с учетом того, что при уменьшении периода окупаемости с 60 лет до 20-30 лет стоимость электроэнергии и водорода возрастет.

Стоимость электроэнергии от новых ВИЭ (в первую очередь – солнечных и ветряных) можно принять на уровне 0,05 доллара за кВт·ч¹¹. В соответствии с оценочными расчетами МЭА, при такой цене электроэнергии, полной загрузке электролизеров в течение 1500-2000 часов в год, CAPEX электролизеров на уровне 450 долларов за кВт и ставке рефинансирования 8% приведенная стоимость водорода составит \$3,5–5 за кг.

Стоимость водорода из природного газа складывается из стоимости сырья (для Казахстана, как для газодобывающей страны, это стоимость производства природного газа), а также стоимости CCS. По оценке МЭА (2019), для газодобывающих стран стоимость газа составляла примерно 30% стоимости «голубого» водорода. При стоимости производства газа на уровне \$100 за тыс. м³ стоимость производства голубого водорода можно оценить в \$1,5-2,0 за кг водорода.

2.4.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Казахстан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние от Актау (центра Мангистауской области, в которой прорабатывается потенциальный проект Svevind) до порта Роттердам (Нидерланды) составит 7,7 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 17,5 тыс. км. Это превышает аналогичные показатели для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама и 13,8 тыс. км до Кобе), ограничивая конкурентоспособность аналогичных проектов в Казахстане.

Ближайшая столица страны-члена ЕС находится от Актау на расстоянии 4,1 тыс. км сухопутным транспортом (София) с транзитом через Россию, Грузию и Турцию – это в 1,5 раза больше, чем аналогичный показатель

¹¹ Соответствует результатам аукционов на возобновляемую энергию (см. раздел «ВИЭ» выше)

Азербайджана, имеющего к тому же действующие газопроводы ТАР и TANAP до стран Евросоюза. Таким образом, расположение Казахстана относительно будущего водородного европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) трудно назвать конкурентоспособным. В ходе разработки экспортной стратегии, возможно, эти маршруты предстоит проработать более подробно с учетом конкурентоспособности казахстанских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

Казахстан имеет общую границу с Китаем, расстояние от Актау до Урумчи (крупнейшего промышленного центра Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР) сухопутным транспортом составляет около 2.8 тыс. км. Через территорию Казахстана проходит газопровод Центральная Азия-Китай, который соединяется с китайским газопроводом «Запад-Восток» в Хоргосе на границе Казахстана и упомянутого Синьцзян-Уйгурского автономного района Китая. Это создает возможности для проработки экспорта водорода в Китай трубопроводным, автомобильным, железнодорожным транспортом..

2.4.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.4.3.1 Существующие пилотные проекты

В Казахстане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но казахстанские компании начинают рассматривать это направление в рамках специальных соглашений.

В рамках программы низкоуглеродного развития «КазМунайГаз» - крупнейшей вертикально-интегрированной нефтегазовой компании страны - на период 2022-2031 был создан Центр компетенций по водородной энергетике, который работает в следующих направлениях:

- развитие R&D потенциала «КазМунайГаз» в области низкоуглеродных технологий (водород и CCUS);
- оценка возможностей производства голубого водорода;
- разработка технологий хранения и транспортировки водорода.

По состоянию на сентябрь 2022 Центр компетенций по водородной энергетике сотрудничает с университетами Казахстана, вовлеченными в научно-исследовательские разработки по этой теме (Назарбаев Университет, НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева», Евразийский национальный университет имени Л.Н. Гумилева, ТОО «Институт химии угля и технологии», АО «Институт топлива, катализа и электрохимии» имени Д.В. Сокольского, Казахстанско-Британский Технический Университет).

«Казмунайгаз» заключил соглашения о сотрудничестве в сфере водородной энергетики с компаниями Eni¹², AirLiquide¹³, Linde¹⁴.

В июне 2022 в Казахстане несколько компаний из Германии, Италии, Испании и Казахстана по инициативе KAZAKH INVEST подписали соглашение о создании Альянса зеленого водорода. Среди них Linde (ФРГ), Svevind Energy GmbH (ФРГ), Roedel&Partners (ФРГ), Qazaq Gaz (Казахстан), Atasu Group (Казахстан), Green Spark LTD (Италия), Green Finance Center – AIFC (Казахстан), GCA Partners (Казахстан), Ajusa Hydrogen Technologies (Испания) и другие международные компании из Евросоюза.

Kazakh Invest и шведская компания Svevind в октябре 2021 подписали дорожную карту о развитии зеленоводородного проекта на 30 ГВт в на территории Западного Казахстана (Мангистауская область)¹⁵. О

12 <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2021/07/eni-ceo-claudio-descalzi-meets-president-kazakhstan-kassym-jomart-tokayev.html>

13 <https://www.airliquide.com/group/press-releases-news/2021-03-02/air-liquide-increases-its-presence-kazakhstan-significant-acquisition-and-long-term-contract>

14 <https://nangs.org/news/renewables/hydrogen/kazmunajgaz-i-linde-podpisali-memorandum-o-vzaimoponimanii-po-proektu-proizvodstva-zelenykh-vodoroda-i-ammiaka>

15 <https://svevind.se/en/2021/10/10/roadmap-signed-or-30-gw-green-hydrogen-developments-in-kazakhstan/>

намерениях рассмотреть аналогичные проекты в августе 2022 говорил представитель компании ACWA Power (Саудовская Аравия)¹⁶.

Горно-металлургическая компания ERG в октябре 2021 сообщала, что в рамках развития Экологической стратегии рассматривает возможности замены мазута и дизельного топлива на своих предприятиях на водород¹⁷.

2.4.3.2 Возможные перспективные проекты

Намерение Казахстана достичь углеродной нейтральности к 2060 г. – важная основа для развития водородной экономики в стране.

Широкомасштабное производство низкоуглеродного водорода в стране будет возможным при условии развития низкоуглеродных источников электроэнергии (ВИЭ, АЭС), а также CCUS (для производства водорода из природного газа, добываемого в Казахстане). Для пилотных проектов можно использовать водород, ассоциированный с выбросами парниковых газов (например, водород от действующих НПЗ) – это позволит отработать технологические цепочки к моменту, когда низкоуглеродное производство водорода станет возможным.

Использование водорода внутри Казахстана можно начать с пилотных проектов в транспортном секторе (тем более, что компании КазМунайГаз и ERG уже рассматривают эти направления). Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород (в том числе нефтеперерабатывающих заводов) – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов. По мере развития инфраструктуры и удешевления технологий можно рассмотреть использование низкоуглеродного водорода в промышленности (нефтепереработка, металлургия).

Транспортировка водорода через существующую газотранспортную инфраструктуру требует дополнительных исследований с учетом опыта европейских и американских газовых компаний (Shell, Gasunie, Snam и т.д.).

Широкомасштабный экспорт водорода через существующую инфраструктуру (газопроводы) потребует совместной работы с газовыми компаниями стран-импортеров (России и Китая). Российский Газпром не имеет планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода. Среди непосредственных соседей Казахстана только Китай, Россия и Узбекистан разрабатывают водородные стратегии, причем явного запроса на импорт водорода среди этих стран нет.

Важно учесть разнообразие возможных вариантов развития водородной экономики в концепции национальной водородной стратегии Казахстана. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.4.4 Выводы

1. Kazakhstan is an energy surplus country, an important regional exporter of coal, oil and gas with growing Kazakhstan – энергоизбыточная страна, важный региональный экспортер угля, нефти и газа с растущими показателями по добыче. Уголь занимает доминирующее положение в электроэнергетике и теплоснабжении, обеспечивая рост выбросов парниковых газов относительно быстрыми темпами.

¹⁶ <https://astanatimes.com/2022/08/saudi-arabia-investor-acwa-power-considers-building-wind-farm-in-kazakhstan/>

¹⁷ <https://www.erg.kz/ru/news/2284>

2. Несмотря на это, в Казахстане принята амбициозная цель по достижению углеродной нейтральности на горизонте 2060, приняты первые долгосрочные стратегические документы (и разрабатываются дополнительные), содержащие посыл к коренному переустройству энергетического сектора с массовым развитием ВИЭ. С 2018 г. в стране перезапущена система торговли выбросами CO₂, на аукционах отобраны десятки проектов ВИЭ с инвесторами из 12 стран мира.
3. Потенциал ВИЭ в Казахстане огромен из-за большой территории, в стратегических документах рассматриваются цели многократного роста выработки электроэнергии на ВИЭ на горизонте 2030-2050. Кроме того, в стране есть большой потенциал УХУ, который уже начали исследовать, есть возможности для роста добычи природного газа и изучается строительство первой АЭС.
4. Разнообразие ресурсов для низкоуглеродного производства водорода, доступных в Казахстане, создаёт возможности для синергетического эффекта и ускоренного развития водородной экономики в стране за счет эффекта масштаба.
5. Исходя из ресурсов и источников энергии, доступных для производства водорода, можно оценить ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Казахстане величиной в 169-2624 тыс. тонн в год – за счет электролиза от ВИЭ и риформинга метана с CCS.
6. Наиболее доступной по цене опцией производства низкоуглеродного водорода в Казахстане представляется риформинг метана в сочетании с CCUS.
7. Газотранспортная инфраструктура в Казахстане контролируется компанией Qazaq Gaz и используется как для связи газодобывающих районов страны с газоиспользующими, так и для транзита газа из Узбекистана и Туркменистана на экспорт в Россию и Китай. Казахстан в краткосрочной перспективе может прекратить экспорт газа и сосредоточиться на росте внутреннего потребления газа в промышленности, энергетике и домохозяйствах. Использование газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода потребует дополнительных исследований с привлечением всех заинтересованных сторон.
8. В Казахстане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но компании КазМунайГаз, ERG, Qazaq Gaz, Kazakh Invest и другие уже рассматривают это направление в своих стратегиях и заключают соглашения с международными партнерами. Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Казахстана можно с транспортного сектора, а также в секторе переработки углеводородов и металлургии.
9. Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Казахстане стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.5 Кыргызстан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.5.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Кыргызстана, доступные из открытых источников.

2.5.1.1 ВИЭ

По данным источников, проанализированных в отчете ЕЭК ООН (2019), Кыргызстан обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, - около 18,5 ГВт мощности и 140 ТВт·ч/год выработки электроэнергии - который в наши дни освоен лишь примерно на 10%. Для реализации этого потенциала более 30 лет назад были запланированы несколько мощных ГЭС, среди которых выделяется проект Камбаратинской ГЭС-1 (1,9 ГВт, выработка около 6 ТВт·ч/год). Этот проект примерно 10 лет назад уже вошел в активную стадию реализации (началось проектирование), но по состоянию на июнь 2022 года активная фаза строительства еще не началась.

Использование гидроэнергетического потенциала через крупные ГЭС в этом регионе связано с регулированием стока рек, а также с использованием воды для нужд сельского хозяйства в четырех странах – Кыргызстане, Узбекистане, Таджикистане и Казахстане – что требует повышенного уровня взаимного доверия и сотрудничества на протяжении десятилетий реализации и жизни проектов ГЭС. Кроме того, проекты подобного масштаба во многом уникальны, очень капиталоемки, в них есть риски технического и стоимостного порядка, что снижает их привлекательность для инвесторов.

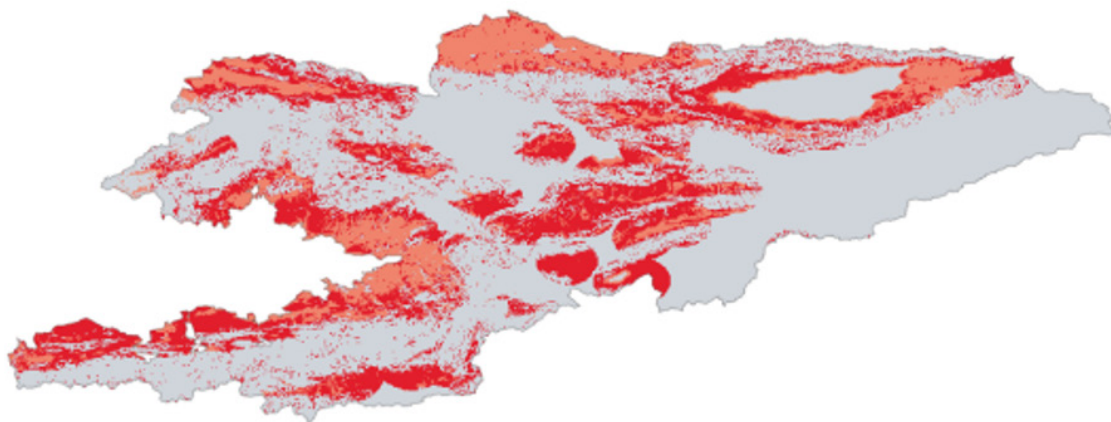
Если в летние месяцы приток воды в водохранилища уже работающих ГЭС превышает потребности энергосистемы в электроэнергии (с учетом возможного экспорта), то воду либо накапливают, либо сбрасывают вхолостую, теряя ее энергетический потенциал. В Кыргызстане объемы таких холостых сбросов требуют дополнительного изучения – возможно, их энергию можно направить на производство водорода.

Малая гидроэнергетика (ГЭС мощностью менее 40 МВт) также обладает большим потенциалом в Кыргызстане. Гидроэнергетический потенциал малых рек республики по всем её областям даёт возможность сооружения 92 новых малых ГЭС с суммарной мощностью около 178 МВт и среднегодовой выработкой до 1,0 млрд. кВт·ч, в т.ч. наиболее перспективны 31 станция (78,5 МВт и 400 млн. кВт·ч соответственно).

Потенциал солнечной энергетики в республике не изучен так же подробно, как гидропотенциал. По данным проекта Всемирного банка ESMAP (2021), в Кыргызстане средний теоретический потенциал солнечной энергии составляет около 4,1 кВт·ч/м² – почти в 1,5 раза больше, чем в Германии. Для полного обеспечения Кыргызстана электроэнергией от солнца потребовалось бы 0,055% площади его территории для размещения соответствующих электростанций (см. рис. 7). Приведенная стоимость электроэнергии от мощных солнечных электростанций в Кыргызстане может составить \$0,1 / кВт·ч, по данным ESMAP.

РИСУНОК 7

Модель территории Кыргызстана с районированием по предназначению для сооружения солнечных электростанций.



Красный цвет – территория, удобная для размещения мощных СЭС и предварительно не занятая сельхозугодьями, розовый – территория, удобная для размещения мощных СЭС, серый – территория, неудобная для размещения мощных СЭС.

Источник: ESMAP (2021)

Потенциал ветряной энергетики в Кыргызстане, по оценкам, достигает 2 млрд. кВт·ч, но размещен в основном в труднодоступных районах (ЕЭК ООН, 2019), поэтому оптимальным способом его использования может быть сооружение небольших ВЭС близко к потребителям.

Таким образом, для производства водорода наибольшее значение имеет потенциал ГЭС и СЭС.

В соответствии с целевым ориентиром Национальной стратегии развития Кыргызской республики на 2018-2040 годы, доля малых ГЭС, солнечных и ветровых электростанций, солнечных коллекторов тепловой энергии, тепловых насосов, биогазовых станций к 2040 г. составит не менее 10% в общем энергобалансе страны, а показатели энерго- и ресурсосбережения будут соответствовать показателям стран ОЭСР.

2.5.1.2 Природный газ и биометан

По данным ВР (2021), подтвержденные значимые запасы природного газа в Кыргызстане в 2021 г. отсутствуют. Импортируемый газ используется, в основном, в жилом секторе, и есть планы по наращиванию этого использования.

Потенциал биоэнергетики в республике – по объемам доступных отходов от сельского хозяйства - оценивается в 9,732 тыс. ТДж в год. Небольшие биогазовые станции, размещенные близко к потребителям, могли бы не только перерабатывать отходы и сокращать выбросы парниковых газов (метана), но и обеспечивать сельских жителей энергией (которую также можно хранить в форме биогаза между сезонами).

Таким образом, для производства водорода доступных ресурсов газа и биометана в Кыргызстане нет.

2.5.1.3 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана. Исследований потенциала CCS в Кыргызстане нет, но это не столь важно в условиях отсутствия доступных ресурсов газа.

2.5.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.5.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, Кыргызстан стоит перед серьезным вызовом, связанным с дефицитом электроэнергии в сезонном и даже годовом разрезе на фоне нарастающего износа инфраструктуры и изменения климата, меняющего стоки рек. При этом в стране имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ – ГЭС и солнечных станций. Реализовать этот потенциал можно будет начать только после решения проблемы энергодефицита и износа инфраструктуры.

Если на горизонте 2030-2040 годов эти проблемы будут решены, то ресурсный потенциал производства водорода к 2040 г. может достичь значительных величин. Его определяют:

- технический и экономический потенциал развития гидроэнергетики, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Кыргызстана или экспорта в соседние страны.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от малой гидроэнергетики и солнечной энергетики за период 2020-2040 гг.
- прирост от солнечной энергетики неизвестен (потенциал недоисследован), суммарный прирост от малой гидроэнергетики принимаем на уровне 1 ТВт·ч;

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% прироста выработки электроэнергии от малой гидроэнергетики и солнечной энергетики, а также 30% прироста выработки крупных ГЭС за период 2020-2040 гг.
- суммарный прирост от малой гидроэнергетики принимаем на уровне 1 ТВт·ч, прирост от выработки новых крупных ГЭС принимаем на уровне 25 ТВт·ч.

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂.

2.5.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 6.

ТАБЛИЦА 6

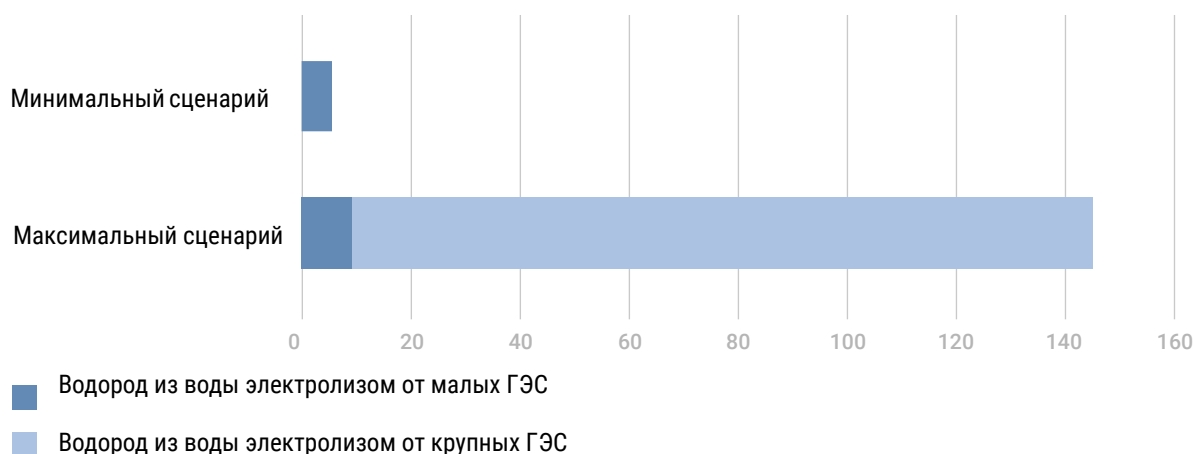
Ресурсный потенциал производства водорода в Кыргызстане к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия малых ГЭС на водород, ГВт·ч в год	300	500
Электроэнергия крупных ГЭС на водород, ГВт·ч в год	0	7500
Водород из воды электролизом от малых ГЭС	5	9
Водород из воды электролизом от крупных ГЭС	0	136
Водород итого, тыс. тонн в год	5	145

Результаты оценки показаны на рис. 8.

РИСУНОК 8

Ресурсный потенциал производства водорода в Кыргызстане к 2040 г., тыс. тонн в год



Таким образом, в рамках принятых в анализе предпосылок будущий ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Кыргызстане меняется в широком диапазоне, и главный влияющий параметр – темпы развития возобновляемой энергетики (гидро- и солнечной) в стране.

2.5.2.3 Стоимостной анализ

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых крупных проектах, развиваемых в Кыргызстане. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около \$0,1 /кВт·ч¹⁸, числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/кВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около 6-8 USD /кг.

При сокращении цены электроэнергии (например, вследствие удешевления технологий или при условии избытка вырабатываемой электроэнергии в сезоны холостых сбросов на ГЭС) стоимость водорода можно существенно снизить. Действующие тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей в Кыргызстане составляют около \$0,03/кВт·ч¹⁹, - при такой цене стоимость водорода составит около 2,5-3 USD /кг.

¹⁸ Соответствует оценке LCOE от солнечных электростанций в Кыргызстане по данным ESMAP (2021)

¹⁹ <https://knews.kg/2021/10/01/kabmin-kyrgyzstana-utverdil-novye-tarify-na-elektrichestvo-i-teplo-na-2021-2025-gody/>

2.5.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Кыргызстан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние от Бишкека до порта Роттердам (Нидерланды) составит 17,1 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 10,8 тыс. км (через Китай). Удаление от европейских портов более чем вдвое превышает аналогичный показатель для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама). Удаление от портов Японии и Кореи сопоставимо с аналогичными показателями экспортно-ориентированных проектов в Австралии (9 тыс. км). Но сухопутная часть маршрутов протяженностью в тысячи километров ставит под вопрос конкурентоспособность аналогичных проектов в Кыргызстане.

Ближайшая столица страны-члена ЕС находится от Бишкека на расстоянии 5,8 тыс. км сухопутным транспортом (София) с транзитом через Казахстан, Узбекистан, Туркменистан, Иран и Турцию – это в 2 раза больше, чем аналогичный показатель Азербайджана, имеющего к тому же действующие газопроводы ТАР и TANAP до стран Евросоюза. Таким образом, расположение Кыргызстана относительно будущего водородного европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) трудно назвать конкурентоспособным. В ходе разработки экспортной стратегии, очевидно, эти маршруты предстоит проработать более подробно с учетом конкурентоспособности по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

Кыргызстан имеет общую границу с Китаем, расстояние от Бишкека до Урумчи (крупнейшего промышленного центра Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР) сухопутным транспортом составляет около 1.1 тыс. км. Это создает возможности для проработки экспорта водорода в Китай трубопроводным, автомобильным, железнодорожным транспортом.

2.5.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.5.3.1 Существующие пилотные проекты

В Кыргызстане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.

2.5.3.2 Возможные перспективные проекты

Кыргызстан пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является для страны приоритетом.

Энергетический сектор Кыргызстана зависит от импорта ископаемых энергоресурсов. Таким образом, производство низкоуглеродного водорода без роста выбросов парниковых газов в других секторах экономики в Кыргызстане будет возможно только по мере развития сектора ВИЭ – в частности, гидроэнергетики и солнечной энергетики – и только после решения насущных проблем энергетического сектора (энергодефицита и износа инфраструктуры).

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Кыргызстане, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится 35% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для Кыргызстана в долгосрочной перспективе может оказаться перспективным создание сезонных систем хранения низкоуглеродной энергии на базе водорода, которые помогали бы демпфировать неравномерность выработки ГЭС и других ВИЭ.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Кыргызстане стране может потребоваться национальная водородная стратегия. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь..

2.5.4 Выводы

1. Кыргызстан – энергодефицитная страна, практически не имеющая собственных ископаемых энергоресурсов, но обеспечивающая себя на 90% собственной возобновляемой электроэнергией от ГЭС. Энергобезопасность, модернизация энергосистемы и сезонный энергодефицит на фоне изменения климата – важные первоочередные проблемы энергополитики, решать которые предстоит совместно с соседними странами, - их объединяют вопросы водоснабжения и энергообеспечения.
2. В стране огромный потенциал гидроэнергетики и пока не изученный потенциал солнечной энергетики (для полного обеспечения ее электроэнергией от солнца достаточно использовать 0,055% ее территории).
3. При существенном освоении этого потенциала у Кыргызстана появится ресурсный потенциал для производства до порядка 140 тыс. тонн водорода в год.
4. Существующая в стране газотранспортная инфраструктура изношена (35 лет и более), ее использование для транспортировки водорода пока не актуально.
5. В Кыргызстане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.
6. Страна пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является приоритетом для энергополитики.
7. По мере решения насущных проблем энергодефицита и старения электроэнергетической и газовой инфраструктуры, Кыргызстан может производить низкоуглеродный водород и начать использовать его в транспортном секторе (вместо нефтепродуктов), а также для систем хранения энергии, компенсирующих неравномерность выработки ГЭС и других ВИЭ.
8. Водород, получаемый электролизом с использованием электроэнергии от ВИЭ в сезоны холостых сбросов на ГЭС, может быть значительно дешевле.

2.6 Молдова

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.6.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа (УХУ).

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Беларуси, доступные из открытых источников.

2.6.1.1 ВИЭ

Доля возобновляемых источников энергии в конечном энергопотреблении Молдовы в 2019 г. составила около 22%, по данным IEA. В первую очередь это твердое биотопливо для теплоснабжения. Доля ВИЭ в производстве электроэнергии в 2020 г. составила 7% (включая ГЭС) и 2% (без учета ГЭС – в основном за счет ветряной и биогазовой энергетики, около 55 ГВт·ч).

В то же время, Молдова обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ, точный потенциал которых еще предстоит определить:

IRENA (2017) приводит следующие данные:

- технический потенциал ветряной энергетики в Молдове – около 21 ГВт и 50236 ГВт·ч.
- технический потенциал солнечной энергетики – около 4,6 ГВт и 6040 ГВт·ч.
- технический потенциал малой гидроэнергетики – около 0,3 ГВт и 1100 ГВт·ч.

По данным ESMAP (2021), средний теоретический потенциал солнечной энергетики в Молдове составляет 3,55 кВт·ч/м². Для полного обеспечения страны электроэнергией от PV-электростанций достаточно 0,2% ее территории. Приведенная стоимость электроэнергии от PV-электростанций оценивается в \$0,13 / кВт·ч.

Таким образом, технический потенциал ВИЭ в республике примерно до 150 раз больше нынешней выработки.

Для сравнения – в соседней с Молдовой Румынии доля ветроэнергетики в генерации электроэнергии достигает 15% (по данным МЭА за 2020 год), а годовая выработка на ВЭС (почти 7000 ГВт·ч) превышает суммарное производство электроэнергии в Молдове. Румыния в 9 раз больше по территории, ВВП Румынии в 19 раз больше, чем у Молдовы, но эти цифры демонстрируют возможный потенциал.

В 2016 году был принят закон о продвижении использования энергии из ВИЭ, направленный на создание основы для применения соответствующей Директивы Европейского Парламента и Совета 2009/28/ЕС от 23.04.09. В 2021 году было принято Постановление Правительства об утверждении пределов мощности, максимальных уровней мощности и категорий мощности в области электроэнергии из ВИЭ, действительных до 31 декабря 2025 – с пределами мощности ВИЭ в 250 МВт, в т.ч. 120 МВт на ВЭС и 130 МВт на СЭС.

2.6.1.2 Природный газ и биогаз

Молдова не располагает собственными запасами природного газа. Технический потенциал производства биогаза из отходов животноводства неизвестен, но и этот потенциал может быть использован для замещения импортируемого газа.

2.6.1.3 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана. В случае риформинга биометана использование CCS позволит получать водород с отрицательным углеродным следом.

Надежных публичных оценок потенциала CCS в Молдове пока нет. Но актуальность развития этого сектора невысока в контексте отсутствия природного газа.

2.6.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.6.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, Молдова располагает значительным неиспользованным потенциалом возобновляемой энергетики, с помощью которой можно в будущем производить низкоуглеродный водород.

Ресурсный потенциал производства водорода в Молдове к 2040 г. будут определять:

- технический и экономический потенциал развития ветроэнергетики, гидроэнергетики, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Молдовы или экспорта в соседние страны.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от ветроэнергетики и других ВИЭ за период 2020-2040 гг.
- прирост выработки электроэнергии от ВИЭ до 2040 г. определяется на основании линейной экстраполяции сложившихся трендов развития солнечной и ветряной энергетики: 2016 – 5 ГВт·ч, 2020 – 55 ГВт·ч; таким образом, в 2040 ожидается около 300 ГВт·ч;

2) Максимальный сценарий

- в Молдове удастся реализовать 10% технического потенциала развития ВИЭ, по данным IRENA (то есть около 5700 ГВт·ч в год);
- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от ВИЭ.

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂.

2.6.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 7.

ТАБЛИЦА 7

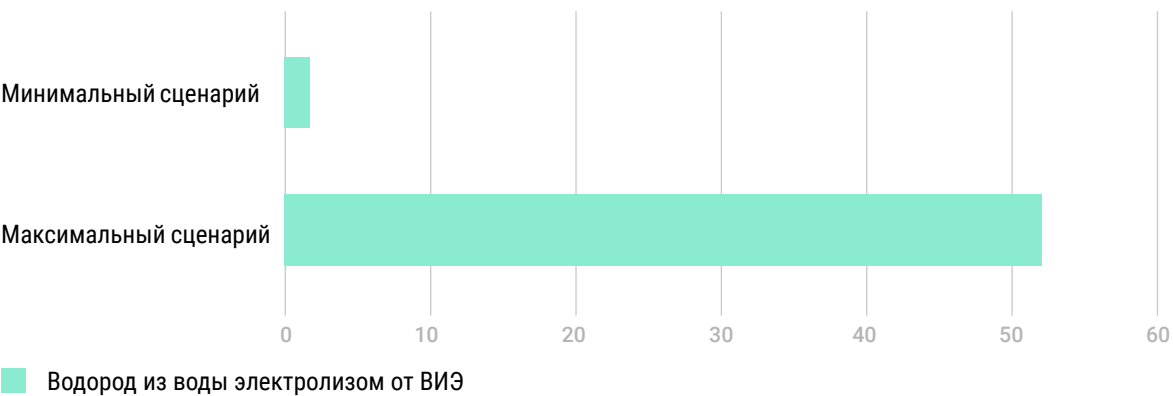
Ресурсный потенциал производства водорода в Молдова к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	73.5	2850
Водород из воды электролизом от ВИЭ	1	52
Водород итого, тыс. тонн в год	1	52

Результаты оценки показаны на рис. 9.

РИСУНОК 9

Ресурсный потенциал производства водорода в Молдове к 2040 г., тыс. тонн в год



Таким образом, в рамках принятых в анализе предпосылок будущий ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Молдове меняется в широком диапазоне, и главный влияющий параметр – темпы развития возобновляемой энергетики (ветро- и солнечной) в стране.

2.6.2.3 Стоимостной анализ

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых крупных проектах, развиваемых в Молдове. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около \$0,05-0,1 /кВт·ч²⁰, числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/кВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около 6 USD /кг.

2.6.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Молдова не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние до порта Кобе (Япония) составит 16,2 тыс. км, что значительно превышает аналогичные показатели для поставщиков водорода из региона MENA и Австралии. В то же время, рынок Евросоюза близок:

²⁰ Соответствует оценке LCOE возобновляемой электроэнергии в Румынии к 2030 по данным Deloitte (2019) и оценке LCOE от солнечных электростанций в Молдове по данным ESMAP (2021)

ближайшая столица страны-члена ЕС находится на расстоянии всего 500 км (Бухарест), расстояние до порта Роттердам наземным транспортом - около 2,3 тыс. км.

Поэтому для экспортно-ориентированных проектов в Молдове можно рассматривать трубопроводный, автомобильный и железнодорожный транспорт в ЕС с учетом перспектив европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) и конкурентоспособности молдавских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

2.6.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.6.3.1 Существующие пилотные проекты

В Молдове пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.

2.6.3.2 Возможные перспективные проекты

Молдова пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является для страны приоритетом.

Энергетический сектор Молдовы зависит от импорта ископаемых энергоресурсов. Таким образом, производство низкоуглеродного водорода без роста выбросов парниковых газов в других секторах экономики в Молдове будет возможно только по мере развития сектора ВИЭ – в частности, ветряной и солнечной энергетики.

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Молдове, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится около 30% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Молдове стране может потребоваться национальная водородная стратегия. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.6.4 Выводы

1. Молдова – энергодефицитная страна, 75% потребляемой энергии импортируется, в том числе все ископаемые ресурсы и 60% электроэнергии. К важным приоритетам энергополитики относятся повышение энергобезопасности, повышение интеграции с соседними странами по электрическим и газовым сетям и рост устойчивости энергосистемы через повышение доли ВИЭ.
2. Доля ВИЭ в конечном потреблении энергии больше 20% за счет использования твердого биотоплива для теплоснабжения, доля солнечной и ветряной энергетики в генерации электроэнергии около 2%.
3. Технический потенциал ВИЭ в республике превышает текущую выработку электроэнергии от ВИЭ примерно в 150 раз. В соседней Румынии доля ветроэнергетики в выработке электроэнергии около 15%.

4. В Молдове главным значительным ресурсным источником для производства низкоуглеродного водорода является электролиз воды с применением части электроэнергии новых ВИЭ, которые планируется построить в республике. Можно оценить ресурсный потенциал к 2040 г. в 1-52 тыс. тонн водорода в год в зависимости от темпов роста ВИЭ.
5. Газотранспортная инфраструктура в Молдове контролируется, в основном, компанией «Молдовагаз», среди главных владельцев которой – российский Газпром и правительство Молдовы. У этой компании нет утвержденных планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода.
6. В Молдове пока нет пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, в публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора. Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Молдовы можно с транспортного сектора.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Молдове стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.7 Таджикистан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.7.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Таджикистана, доступные из открытых источников..

2.7.1.1 ВИЭ

По данным, приведенным в Генплане развития электроэнергетического сектора, Таджикистан обладает огромным **гидроэнергетическим потенциалом**, - около порядка 527 ТВт·ч/год электроэнергии, из которого в 2017 г. использовалось лишь 4%.

Национальная стратегия Таджикистана-2030 упоминает о необходимости нарастить выработку на ГЭС к 2030 г. до уровня 31,6-41,6 ГВт·ч в год (факт 2019 года – 19,2 ТВт·ч).

Для реализации этого потенциала более 30 лет назад были запланированы несколько мощных ГЭС. Использование гидроэнергетического потенциала через крупные ГЭС связано с регулированием стока рек, а также с использованием воды для нужд сельского хозяйства в пяти странах – Кыргызстане, Узбекистане, Таджикистане, Туркменистане и Казахстане – что требует повышенного уровня взаимного доверия и сотрудничества на протяжении десятилетий реализации и жизни проектов ГЭС. Кроме того, проекты подобного масштаба во многом уникальны, очень капиталоемки, в них есть риски технического, стоимостного и экологического порядка, что снижает их привлекательность для инвесторов.

Если в летние месяцы приток воды в водохранилища уже работающих ГЭС превышает потребности энергосистемы в электроэнергии (с учетом возможного экспорта), то воду либо накапливают, либо сбрасывают вхолостую, теряя ее энергетический потенциал. По данным Министерства энергетики и водных ресурсов и ОАХК «Барки Точик», ежегодные объемы холостых сбросов воды на ГЭС Таджикистана (за исключением маловодных годов) достигают 5-6 млрд кВт·ч. Для производства низкоуглеродного водорода можно уже сейчас использовать часть электроэнергии, если получать ее в летние месяцы с одновременным сокращением доли холостых сбросов воды. В перспективе можно направлять на производство водорода часть электроэнергии от новых ГЭС.

В солнечной и ветряной энергетике у Таджикистана тоже есть потенциал..

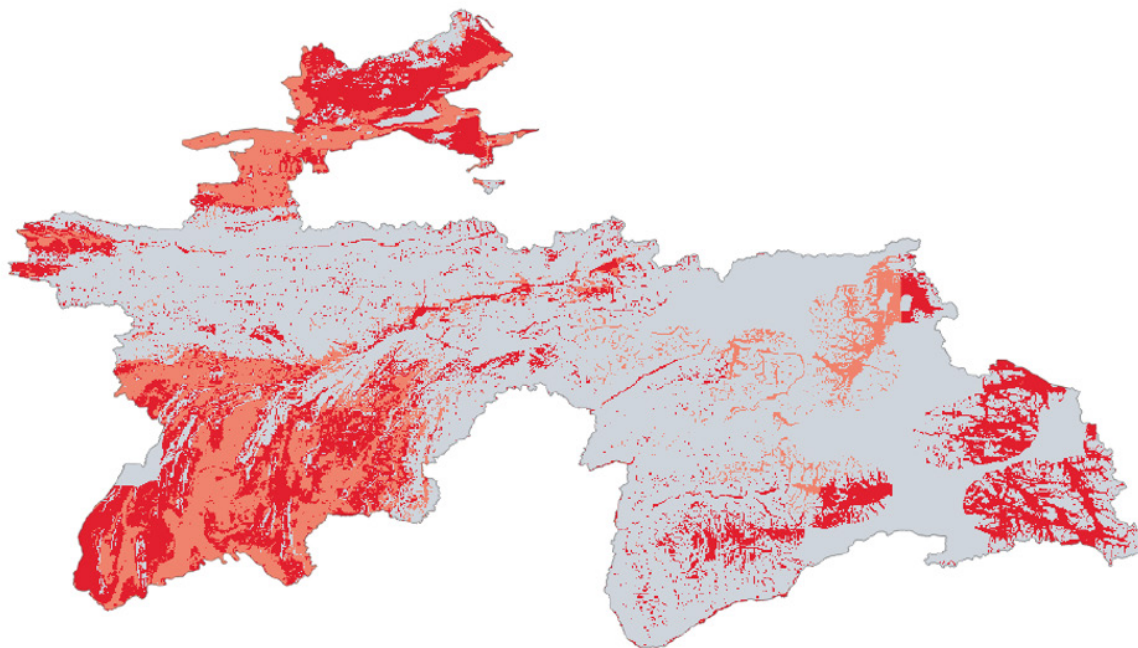
В соответствии с Генпланом развития электроэнергетического сектора, самыми многообещающими территориями в части ветровой генерации являются Памирские горы к северу от озера Сарез в ГБАО, Туркестанский хребет, находящийся в верховьях реки Зерафшан, и Вахшский хребет на границе с Афганистаном. Среди этих территорий только Туркестанский хребет в верховьях реки Зерафшан со средней скоростью ветра до 9 м/сек может дать в энергосистему определенную ветровую мощность, так как остальные возможные территории располагаются вдали от энергосистемы.

Потенциал солнечной энергетики для выработки электроэнергии в республике не изучен так же подробно, как гидропотенциал. По данным проекта Всемирного банка ESMAP (2021), в Таджикистане средний потенциал солнечной энергии с показателем около 4,3 кВт·ч/м². Для полного обеспечения республики электроэнергией от солнца потребовалось бы 0,074% площади ее территории для размещения

соответствующих электростанций. В то же время, в Таджикистане гораздо больше территорий, теоретически оптимальных для размещения мощных СЭС, несмотря на горный рельеф (см. рис. 10). Приведенная стоимость электроэнергии от PV-электростанций оценивается в \$0,1 / кВт·ч.

РИСУНОК 10

Модель территории Таджикистана с районированием по предназначению для сооружения солнечных электростанций



красный цвет – территория, удобная для размещения мощных СЭС и предварительно не занятая сельхозугодьями, розовый – территория, удобная для размещения мощных СЭС, серый – территория, неудобная для размещения мощных СЭС.

Источник: ESMAP (2021)

Таким образом, для производства водорода наибольшее значение имеет потенциал ГЭС, а потенциал СЭС и ВЭС может его дополнять по мере повышения изученности.

2.7.1.2 Природный газ и биометан

По данным ВР (2021), подтвержденные значимые запасы природного газа в Таджикистане в 2021 г. отсутствуют.

Потенциал биоэнергетики в республике определяется по объемам доступных отходов от сельского хозяйства и животноводства. Учитывая большую роль этого сектора для экономики страны, этот потенциал наверняка будет значимым, но его оценки пока не опубликованы. Небольшие биогазовые станции, размещенные близко к потребителям, могли бы не только перерабатывать отходы и сокращать выбросы парниковых газов в сельском хозяйстве (метана), но и обеспечивать сельских жителей энергией (которую также можно хранить в форме биогаза между сезонами).

Таким образом, для производства водорода доступных ресурсов газа и биометана в Таджикистане нет.

2.7.1.3 Сулавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

Исследований потенциала CCS в Таджикистане нет, но это не столь важно в условиях отсутствия доступных ресурсов газа.

2.7.2 Ресурсный потенциал for low-carbon hydrogen production

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.7.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, Таджикистан стоит перед серьезным вызовом, связанным с дефицитом электроэнергии в сезонном разрезе на фоне нарастающего износа энергетической инфраструктуры и ростом потребления электроэнергии. При этом в стране имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ – ГЭС и солнечных станций. Реализовать этот потенциал в полном объеме можно будет после решения проблемы энергодефицита, но уже сейчас можно изучить вопрос производства водорода в летние месяцы с использованием электроэнергии от ГЭС при условии сокращения холостых сбросов воды.

Если на горизонте 2030-2040 годов энергодефицит будет устранен, то ресурсный потенциал производства водорода к 2040 г. может достичь значительных величин. Его определяют:

- технический и экономический потенциал развития гидроэнергетики, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Таджикистана или экспорта в соседние страны.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 10% электроэнергии, которая теряется в среднем из-за холостых сбросов воды (5 ТВт·ч в год).
- прирост от солнечной энергетики неизвестен (потенциал недоисследован), принимаем его равным нулю;

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от ГЭС и солнечной энергетики;
- прирост от выработки ГЭС определяется из минимального сценария по Стратегии развития Таджикистана для 2030 г.

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂.

2.7.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 8.

ТАБЛИЦА 8

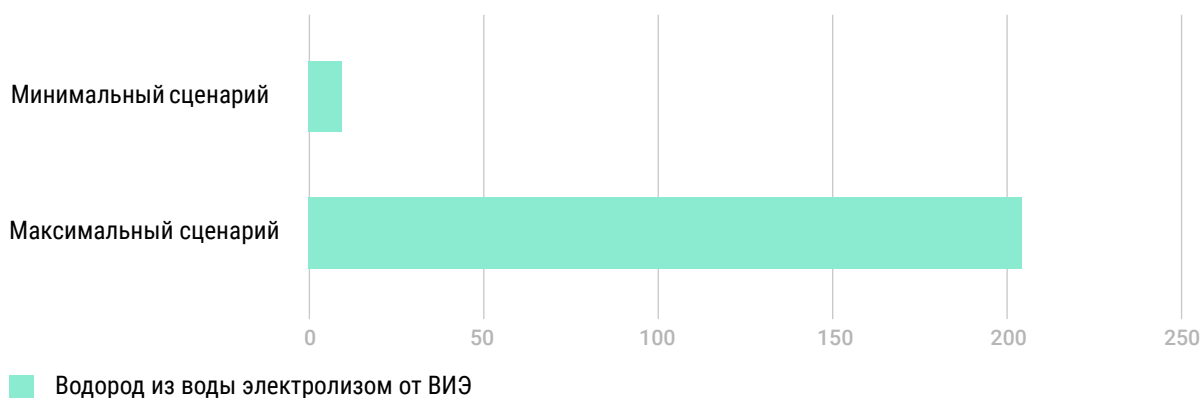
Ресурсный потенциал производства водорода в Таджикистане к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	500	11200
Водород из воды электролизом от ВИЭ	9	204
Водород итога, тыс. тонн в год	9	204

Результаты оценки показаны на рис. 11.

РИСУНОК 11

Ресурсный потенциал производства водорода в Таджикистане к 2040 г., тыс. тонн в год



Таким образом, в рамках принятых в анализе предпосылок ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Таджикистане меняется в широком диапазоне, и главный влияющий параметр – темпы развития возобновляемой энергетики (гидро- и солнечной) в стране.

2.7.2.3 Стоимостной анализ

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых крупных проектах, развиваемых в Таджикистане. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около \$0,1 /кВт·ч²¹, числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/кВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около 6-8 USD /кг.

При сокращении цены электроэнергии (например, вследствие удешевления технологий или при условии избытка вырабатываемой электроэнергии в сезоны холостых сбросов на ГЭС) стоимость водорода можно существенно снизить. Действующие тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей в Таджикистане составляют около \$0,05/кВт·ч²² -- при такой цене стоимость водорода составит около 3,5-5 USD /кг.

²¹ Соответствует оценке LCOE от солнечных электростанций в Таджикистане по данным ESMAP (2021)

²² <https://avesta.tj/2022/09/13/v-tadzhikistane-s-1-oktyabrya-povysyatsya-tarify-na-elektroenergiyu/>

2.7.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Таджикистан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние от Душанбе до порта Роттердам (Нидерланды) составит 7,4 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 11,4 тыс. км (через Индию). Удаление от европейских портов превышает аналогичный показатель для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама). Удаление от портов Японии и Кореи сопоставимо с аналогичными показателями экспортно-ориентированных проектов в Австралии (9 тыс. км). Но сухопутная часть маршрутов протяженностью в тысячи километров ставит под вопрос конкурентоспособность аналогичных проектов в Таджикистане.

Ближайшая столица страны-члена ЕС находится от Душанбе на расстоянии 5,1 тыс. км сухопутным транспортом (София) с транзитом через Узбекистан, Туркменистан, Иран и Турцию – это почти в 2 раза больше, чем аналогичный показатель Азербайджана, имеющего к тому же действующие газопроводы TAP и TANAP до стран Евросоюза. Таким образом, расположение Таджикистана относительно будущего водородного европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) трудно назвать конкурентоспособным. В ходе разработки экспортной стратегии, возможно, эти маршруты предстоит проработать более подробно с учетом конкурентоспособности по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

Таджикистан имеет общую границу с Китаем, расстояние от Бишкека до Урумчи (крупнейшего промышленного центра Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР) сухопутным транспортом составляет около 1.7 тыс. км. Это создает возможности для проработки экспорта водорода в Китай трубопроводным, автомобильным, железнодорожным транспортом.

2.7.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.7.3.1 Существующие пилотные проекты

В Таджикистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.

2.7.3.2 Возможные перспективные проекты

Таджикистан пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является для страны приоритетом. Цели по сокращению выбросов парниковых газов могут быть достигнуты без коренных изменений в энергобалансе.

Энергетический сектор Таджикистана зависит от импорта ископаемых энергоресурсов – прежде всего, нефтепродуктов. Таким образом, производство низкоуглеродного водорода без роста выбросов парниковых газов в других секторах экономики в стране будет возможно только по мере развития сектора ВИЭ – в частности, гидроэнергетики и солнечной энергетики – и после решения насущных проблем энергетического сектора (энергодефицита и износа инфраструктуры).

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Таджикистане, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится 35% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для Таджикистана в долгосрочной перспективе может оказаться перспективным создание сезонных систем хранения низкоуглеродной энергии на базе водорода, которые помогали бы демпфировать неравномерность выработки ГЭС и других ВИЭ. Новый транзитный газопровод Линия D в Китай можно рассмотреть как потенциальную возможность для экспорта водорода – при условии сотрудничества с Китаем и другими заинтересованными сторонами.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Таджикистане стране может потребоваться национальная водородная стратегия. По данным IRENA, уже более 30 государств по всему миру утвердили подобные документы, еще около 20 их разрабатывают, в том числе Узбекистан и Казахстан. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.7.4 Выводы

1. Таджикистан – энергодефицитная страна, не имеющая существенных запасов ископаемых энергоресурсов, но обеспечивающая себя на 90% собственной возобновляемой электроэнергией от ГЭС. Энергобезопасность, модернизация энергосистемы и сезонный энергодефицит – важные первоочередные проблемы энергополитики, решать которые предстоит совместно с соседними странами, – их объединяют вопросы водоснабжения и энергообеспечения.
2. В Таджикистане наблюдается рост выбросов парниковых газов, в том числе из-за увеличения доли угля и нефтепродуктов в энергобалансе. Тем не менее, национальные цели по ограничению выбросов парниковых газов могут быть достигнуты без кардинальных изменений в энергобалансе. Страна пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является приоритетом для энергополитики.
3. В стране огромный потенциал гидроэнергетики и пока не изученный потенциал солнечной энергетики (для полного обеспечения ее электроэнергией от солнца достаточно использовать 0,074% ее территории).
4. При существенном освоении этого потенциала у Таджикистана в 2040 появится ресурсный потенциал для производства до порядка 200 тыс. тонн водорода в год.
5. Уже в 2022 году существует ресурсный потенциал, связанный с уменьшением холостых сбросов воды на ГЭС. При освоении 10% этого потенциала есть возможность производить около 9 тыс. тонн низкоуглеродного водорода в год.
6. Существующая в стране газотранспортная инфраструктура предназначена для импорта газа из Узбекистана с доставкой его промышленным потребителям. Есть перспективный проект транзитного газопровода Линия D, проходящего в том числе по территории Таджикистана и предназначенного для поставок газа из Туркменистана в Китай. Опубликованных планов по использованию инфраструктуры для транспортировки водорода нет, но можно рассмотреть подобное использование Линии D при условии заинтересованности Китая.
7. В Таджикистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора.
8. По мере решения насущных проблем энергодефицита и старения электроэнергетической и газовой инфраструктуры, Таджикистан может производить низкоуглеродный водород и начать использовать его в транспортном секторе (вместо нефтепродуктов), а также для систем хранения энергии, компенсирующих неравномерность выработки ГЭС и других ВИЭ.
9. Водород, получаемый электролизом с использованием электроэнергии от ВИЭ в сезоны холостых сбросов на ГЭС, может быть значительно дешевле.

2.8 Туркменистан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.8.1 Потенциал в области ВИЭ, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Туркменистана, доступные из открытых источников.

2.8.1.1 ВИЭ

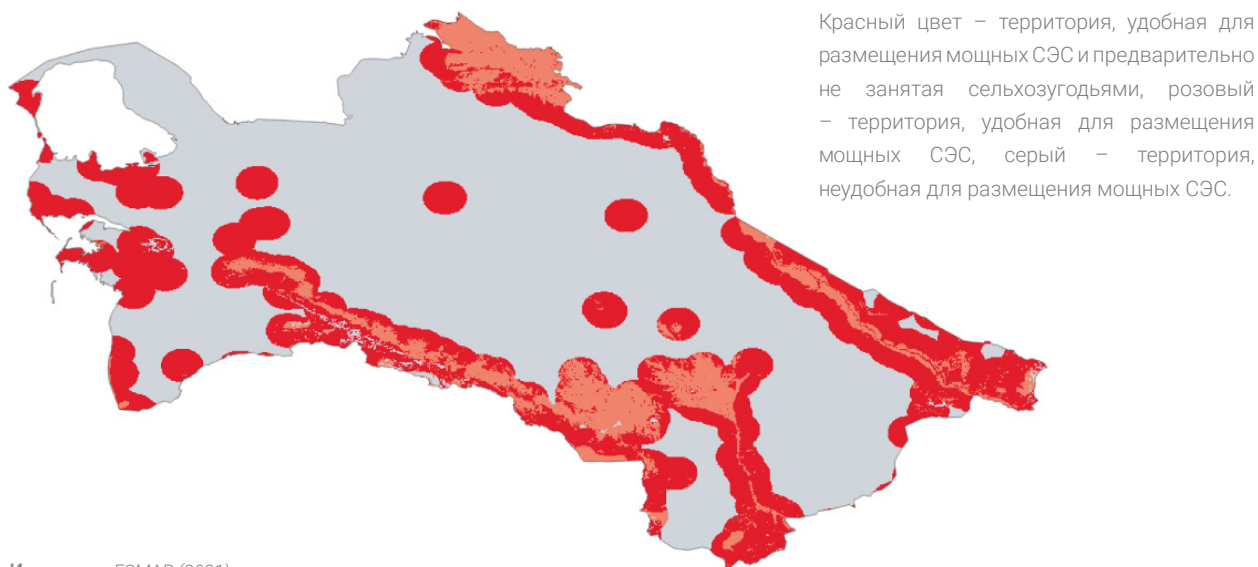
По данным МЭА и IRENA, возобновляемые источники энергии пока не играют существенной роли в энергообеспечении Туркменистана – доля ВИЭ составляет меньше 0,5% за счет использования биотоплива в домохозяйствах.

В то же время, Туркменистан обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ – в первую очередь, в солнечной и ветряной энергетике.

По данным проекта Всемирного банка ESMAP (2021), в Туркменистане средний потенциал солнечной энергии с показателем около 4,4 кВт·ч/м². Для полного обеспечения республики электроэнергией от солнца потребовалось бы 0,025% площади ее территории для размещения соответствующих электростанций. В то же время, в Туркменистане гораздо больше территорий, теоретически оптимальных для размещения мощных СЭС, несмотря на горный рельеф (см. рис. 12) – в том числе в районе Ашхабада. Приведенная стоимость электроэнергии от PV-электростанций оценивается в \$0,1 / кВт·ч.

РИСУНОК 12

Модель территории Туркменистана с районированием по назначению для сооружения солнечных электростанций

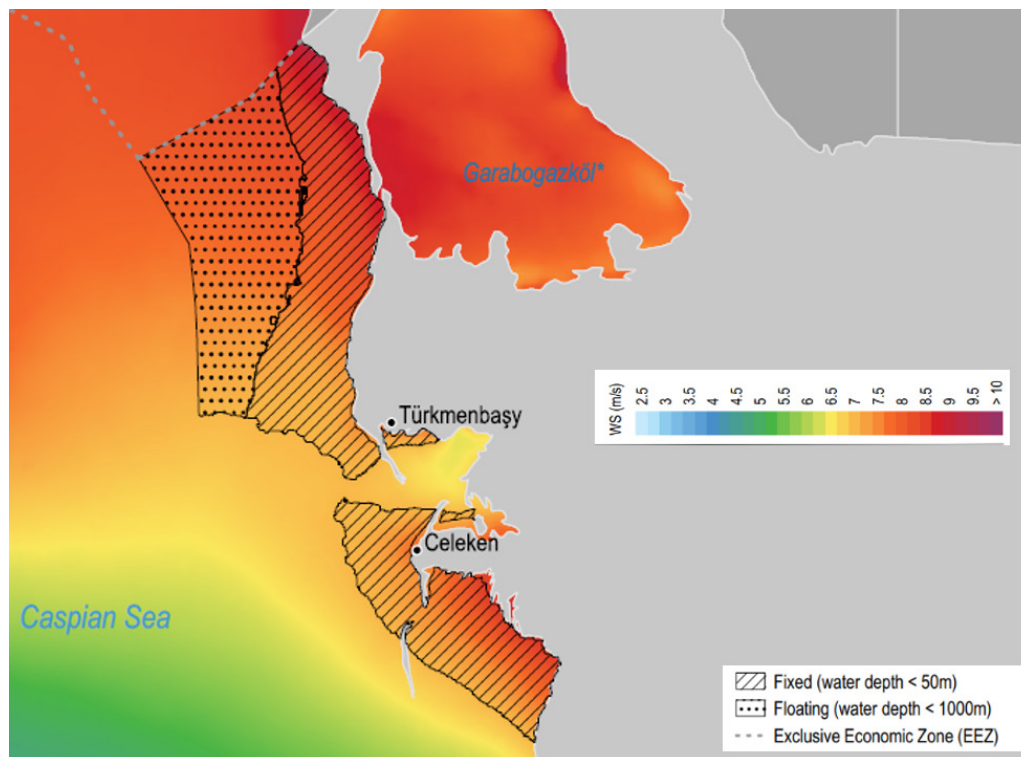


Источник: ESMAP (2021)

По данным Всемирного банка, технический потенциал оффшорной ветроэнергетики в Туркменистане превышает 70 ГВт, что в 10 раз больше мощности всех электростанций страны в 2020 г (рис. 13).

РИСУНОК 13

Карта распределения потенциала оффшорной ветряной генерации в Туркменистане с указанием средней скорости ветра и мест размещения ветропарков (с фиксированным фундаментом и плавающих)



Источник: World Bank, IFC (2022)

По состоянию на июнь 2022 года имеющийся технический потенциал изучается, в том числе в рамках международных проектов. В октябре 2021 г. компания Masdar (ОАЭ) заключила с Министерством энергетики соглашение о стратегическом сотрудничестве в изучении потенциала ВИЭ в Туркменистане. В январе 2022 турецкая компания Calik Enerji Sanayi ve Ticaret A.S. выиграла тендер на строительство первой в Туркменистане электростанции на ВИЭ (ветер и солнце) мощностью 10 МВт в районе Туркменского озера. Ожидается, что ввод электростанции состоится до 2025 г.

2.8.1.2 Природный газ

По данным ВР (2021), подтвержденные запасы природного газа в Туркменистане в 2021 г. составляли 13,6 трлн м³ – по этому показателю страна находится на первом месте среди вошедших в контур настоящего исследования. Для сравнения, совокупные запасы США составляют 12,6 трлн м³. За период 2009-2019 запасы прирастали на 5,6% ежегодно. Добыча газа с 2011 до 2020 выросла на 32%.

По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2020-2040 мощности по добыче газа в Туркменистане будут расти до 200 млрд м³ в год на фоне небольшого роста внутреннего спроса (с 32 до 53 млрд м³ в год за тот же период). Себестоимость производства газа, по данным Nexant World Gas Model, составляет от \$20 до \$99 за 1 тыс. м³.

Для производства водорода риформингом метана важное значение имеет углеродный след природного газа, который определяется, прежде всего, утечками метана при добыче и транспортировке. Управление углеродным следом добываемого газа и производимого на его основе низкоуглеродного водорода, международная сертификация водорода на принципах открытости доступа к данным – важное условие для конкурентоспособности потенциальных экспортеров водорода. В этом смысле в Туркменистане будет важно работать над сокращением утечек метана, подобных произошедшим в феврале 2021 года – по сообщению канадской компании GHGSat Inc., управляющей спутниками, в Туркменистане тогда произошел выброс метана из газопровода в масштабе 10 т/ч из восьми газопроводов в течение нескольких часов²³.

В июне 2019 в стране начал работу первый завод gas-to-liquid – GTL, построенный по технологии Haldor Topsoe TIGAS™ (улучшенный синтез бензина). Завод обеспечивает переработку 1,785 млрд м³ газа и производство 600 тыс. тонн в год синтетического бензина ECO-93, 12 тыс. тонн дизельного топлива и 115 тыс. тонн сжиженного газа²⁴.

Опыт в газо- и нефтепереработке важен для успешной реализации проектов в области риформинга метана. Кроме того, газо- и нефтеперерабатывающие предприятия могут стать центрами развития водородной экономики за счет мощностей по производству «серого» водорода и потребности в нем для переработки углеводородов.

2.8.1.3 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

Публичных оценок потенциала CCS в Туркменистане пока нет. Туркменистан является частью обширной нефтегазоносной системы в провинции Южно-Каспийского бассейна, наряду с Ираном и Азербайджаном, что предполагает наличие потенциала для хранения как в водоносных пластах, так и в нефтяных месторождениях (UNECE, 2021a).

По аналогии с Азербайджаном, в изучении этого потенциала могут помочь международные нефтегазовые компании, в том числе нефтесервисные. Один из возможных вариантов – использование истощенных месторождений.

2.8.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.8.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Туркменистане к 2040 г. может появиться потенциал для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране), а также для производства водорода риформингом метана с улавливанием и хранением углекислого газа (по мере развития отрасли CCS). По состоянию на 2022 год и развитие ВИЭ, и изучение потенциала CCS находятся на очень ранней стадии развития.

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Туркменистана или экспорта в соседние страны;

²³ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-12/new-climate-satellite-spotted-giant-methane-leak-as-it-happened>

²⁴ <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/turkmenistan-oil-and-natural-gas-refining>

- потенциал роста добычи природного газа;;
- доля природного газа, которую будет экономически целесообразно направить на производство водорода вместо прямого использования газа в экономике Туркменистана или его экспорта;
- потенциал CCS для долгосрочного хранения углекислого газа, образующегося при производстве водорода из природного газа.

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 10% прироста электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг.;
- прирост мощности ВИЭ к 2040 г. – 1 ГВт;
- на производство водорода направляется 10% прироста добычи природного газа к 2040 г.

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% электроэнергии новых объектов солнечной и ветряной энергетики;
- в Туркменистане реализуется 25% от технического потенциала развития оффшорной ветроэнергетики на фиксированном фундаменте (от 17,5 ГВт);
- коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ВИЭ – 35%;
- на производство водорода направляется 30% прироста добычи природного газа к 2040 г.

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂, для производства водорода риформингом природного газа потребуется 5,3 м³ / кг H₂. Масса выделяющегося в процессе риформинга CO₂, который необходимо направить на хранение, принята на уровне 10 кг CO₂ / 1 кг H₂.

2.8.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 9.

ТАБЛИЦА 9

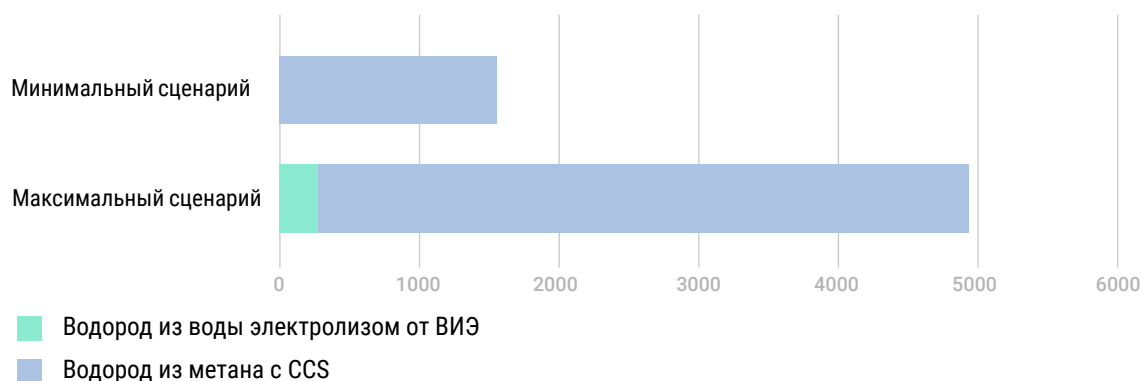
Ресурсный потенциал производства водорода в Туркменистане к 2040 г.

	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	306.6	17630
Природный газ на водород, млрд м ³ в год	9.609	28.827
Водород из воды электролизом от ВИЭ	6	321
Водород из метана с CCS	1813	5439
Водород всего, тыс. тонн в год	1819	5760
Требуемая мощность систем CCS, млн тCO ₂ в год	18	54

Результаты оценки показаны на рис. 14. Таким образом, в рамках принятых предпосылок главной долгосрочной возможностью для производства водорода в Туркменистане является риформинг метана – при условии, если будет обнаружен и раскрыт потенциал УХУ.

РИСУНОК 14

Ресурсный потенциал производства водорода в Туркменистане к 2040 г., тыс. тонн в год



Это определяется наличием значительных доказанных резервов природного газа и набранными темпами роста его добычи. Ключевым ограничителем и условием в этом случае выступает опережающее развитие отрасли CCS – даже в минимальном сценарии необходимо построение объектов CCS общей мощностью 18 млн тонн CO₂ в год.

2.8.2.3 Стоимостной анализ

Стоимость водорода из природного газа складывается из стоимости сырья (для Туркменистана, как для газодобывающей страны, это стоимость производства природного газа), а также стоимости CCS. По оценке МЭА (2019), для газодобывающих стран стоимость газа составляла примерно 30% стоимости «голубого» водорода. При стоимости производства газа на уровне \$20-99 за тыс. м³ стоимость производства голубого водорода можно оценить величиной до \$1,6-2,0 за кг водорода.

Стоимость водорода, получаемого с помощью электролиза с применением электроэнергии ВИЭ, будет зависеть от приведенной стоимости электроэнергии от ВИЭ на новых проектах, развиваемых в Туркменистане. По состоянию на июнь 2022 ни одного крупного проекта пока не запланировано, оценить стоимость водорода можно будет после реализации первых из них. По расчетам МЭА, при цене электроэнергии около \$0,1/кВт·ч²⁵, числе часов использования установленной мощности электролизеров около 1500-2000 часов в году, CAPEX электролизеров 450 USD/кВт и ставке дисконтирования 8%, приведенная стоимость водорода составит около \$6-8/кг.

2.8.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Туркменистан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние от Ашхабада до порта Роттердам (Нидерланды) составит 13,5 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 13,6 тыс. км. Удаление от европейских портов более чем вдвое превышает аналогичный показатель для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама). Удаление от портов Японии и Кореи в 1,5 раза превышает аналогичные показатели экспортно-ориентированных проектов в Австралии (9 тыс. км). Удаленность от будущих ключевых рынков и сухопутная часть маршрутов протяженностью в тысячи километров ставит под вопрос конкурентоспособность аналогичных проектов в Туркменистане.

²⁵ Соответствует оценке LCOE от солнечных электростанций в Туркменистане по данным ESMAP (2021)

Ближайшая столица страны-члена ЕС находится от Ашхабада на расстоянии 4,3 тыс. км сухопутным транспортом (София) с транзитом через Иран и Турцию – это в 1,5 раза больше, чем аналогичный показатель Азербайджана, имеющего к тому же действующие газопроводы TAP и TANAP до стран Евросоюза. Таким образом, расположение Туркменистана относительно будущего водородного европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) трудно назвать конкурентоспособным. В ходе разработки экспортной стратегии, возможно, эти маршруты предстоит проработать более подробно с учетом конкурентоспособности туркменских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

Туркменистан не имеет общей границы с Китаем, и расстояние от Ашхабада до Урумчи (крупнейшего промышленного центра Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР) сухопутным транспортом составляет около 2.5 тыс. км – маршрут пролегает через Узбекистан и Казахстан. Этим же маршрутом проходит газопровод Центральная Азия-Китай, который соединяется с китайским газопроводом «Запад-Восток» в Хоргосе на границе Казахстана и упомянутого Синьцзян-Уйгурского автономного района Китая. Это создает возможности для проработки экспорта водорода в Китай трубопроводным, автомобильным, железнодорожным транспортом.

2.8.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.8.3.1 Существующие пилотные проекты

В Туркменистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора. На уровне государства водороду уделяется внимание в контексте международных отношений: существует дорожная карта по развитию международного сотрудничества Туркменистана в области водородной энергии и энергетики на 2022-2023 годы (не опубликована), проводятся вебинары с участием международных организаций. В структуре Международного университета нефти и газа имени Какаева в 2022 г. создан Центр водородной энергетики.

2.8.3.2 Возможные перспективные проекты

Туркменистан пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является для страны приоритетом.

Основой энергетического сектора Туркменистана является газовая промышленность. Возобновляемые источники энергии пока не получили развития, но у страны есть потенциал в этой области. Таким образом, производство низкоуглеродного водорода без роста выбросов парниковых газов в других секторах экономики в стране будет возможно с использованием ресурсов природного газа (при условии комбинации с CCUS и борьбой с утечками метана) и по мере развития сектора ВИЭ.

Собственное потребление водорода, исходя из структуры энергопотребления в Туркменистане, было бы быстрее всего начать в транспортном секторе, на долю которого приходится 25% энергопотребления в стране. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов.

Для Туркменистана в долгосрочной перспективе может оказаться перспективным рассмотрение транспортировки водорода с помощью имеющейся газотранспортной инфраструктуры – особенно в направлении Китая. Это можно сделать при условии сотрудничества с Китаем и другими заинтересованными сторонами. Преимущество – относительно небольшой износ системы (в сравнении с соседними государствами) и наличие китайского партнера - China National Petroleum Corporation (CNPC), уже управляющего частью газотранспортной системы. Вызов состоит в том, что Китай в своей национальной водородной стратегии не делает акцента на импорт водорода, а скорее сосредотачивается

на его производстве внутри страны. Один из примеров – проект по производству зеленого водорода (20 тыс. тонн в год) Sinopec Xinjiang Kuqa Green Hydrogen Pilot Project в Синьцзян-Уйгурском автономном районе, реализация которого началась в конце 2021 г.²⁶. Именно через этот регион Китай импортирует туркменский газ.

Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Туркменистане стране может потребоваться национальная водородная стратегия. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь..

2.8.4 Выводы

1. Туркменистан – энергоизбыточная страна, крупный экспортер газа со стабильно растущими доказанными запасами и добычей природного газа. Один из ключевых экспортных рынков – Китай.
2. Природный газ занимает доминирующее положение в электроэнергетике, обеспечивая около почти 100% производства электроэнергии. Доля ВИЭ в энергетическом секторе незначительна.
3. В Туркменистане нет утвержденной долгосрочной энергетической стратегии, содержащей долгосрочные количественные цели для всех секторов энергетики (электро-, нефть-, газ-) и водородной стратегии. Климатические цели Туркменистана состоят в сокращении выбросов парниковых газов к 2030 году (от уровня 2000) – пока без указания количественной цели.
4. Стратегические документы верхнего уровня (стратегия социально экономического развития, национальная стратегия по изменению климата и др.) не опубликованы и недоступны для анализа экспертному сообществу и инвесторам. Статистические данные о работе энергетического сектора не публикуются, данные МЭА об энергетическом секторе Туркменистана противоречивы.
5. Потенциал возобновляемой энергетики в Туркменистане недостаточно изучен, но значителен: для полного обеспечения страны электроэнергией от солнечных электростанций потребовалось бы 0,025% ее территории, а технический потенциал оффшорной генерации на шельфе Каспийского моря оценивается в 75 ГВт.
6. Исходя из ресурсов и источников энергии, которые будут предположительно доступны для производства водорода к 2040 г., можно оценить ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Туркменистане величиной в 1819-5760 тыс. тонн в год. Главной долгосрочной возможностью при этом является риформинг метана в комбинации с CCUS. Важно будет сделать фокус на управлении углеродным следом природного газа (из-за проблемы утечек метана).
7. В Туркменистане развитая газотранспортная инфраструктура для экспорта в Китай, Иран и распределения газа на внутреннем рынке. Износ системы относительно небольшой. Опубликованных планов по использованию инфраструктуры для транспортировки водорода нет, но можно рассмотреть подобное использование некоторых экспортных газопроводов при условии заинтересованности Китая, как ключевого игрока глобальной водородной экономики.
8. В Туркменистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода. В публичной плоскости пока нет информации об изучении возможностей в области водородной экономики со стороны корпоративного сектора. На государственном уровне есть активности в области водорода как сферы международных отношений.
9. Туркменистан может производить низкоуглеродный водород и начать использовать его в транспортном секторе (вместо нефтепродуктов), а также в будущем выйти на экспортные проекты. Необходимое условие конкурентоспособности – готовность к международной сертификации водорода, для чего потребуется увеличение открытости международному сообществу и управление углеродным следом природного газа (контроль утечек метана).

26 <https://hydrogen-central.com/sinopec-worlds-largest-photovoltaic-green-hydrogen-production-project-kuqa-xinjiang/>

2.9 Узбекистан

Анализ текущего статуса энергетического сектора, ключевых документов и регулирующих органов, баланса производства и потребления энергии, газотранспортной инфраструктуры, выбросов парниковых газов, а также существующих прогнозов и долгосрочных целей энергетической и климатической политики страны приведен в Приложении.

2.9.1 Потенциал в области ВИЭ, атомной энергии, природного газа и УХУ

Для производства низкоуглеродного водорода нужны сырьевые и энергетические ресурсы (электроэнергия от ВИЭ, ГЭС, АЭС, природный газ или биометан, уголь с газификацией, вода и др.), а также (для случая производства водорода из ископаемых топлив) создание отрасли по улавливанию и долгосрочному хранению углекислого газа.

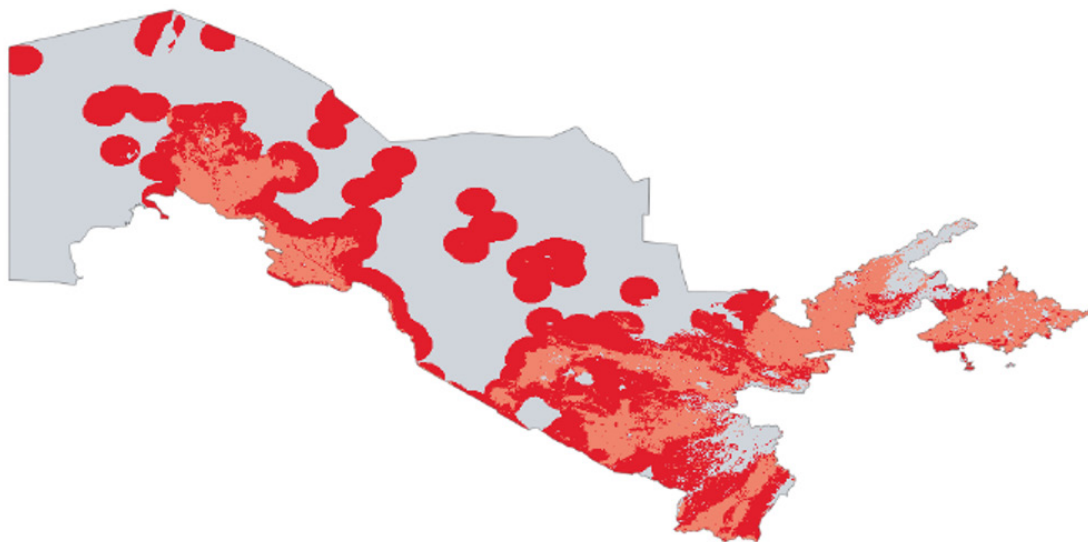
В этом разделе приведены сведения о соответствующем ресурсном и энергетическом потенциале Узбекистана, доступные из открытых источников.

2.9.1.1 RES

Узбекистан обладает значительным неиспользованным потенциалом ВИЭ, в особенности в ветряной и солнечной энергетике. Этот потенциал уже начал реализовываться – несколько солнечных и ветропарков находятся в разных стадиях деvelopeмента, целевой уровень – сооружение 3 ГВт ветровых, 5 ГВт солнечных и 1,9 ГВт гидроэлектростанций к 2030 г.

РИСУНОК 15

Модель территории Узбекистана с районированием по предназначению для сооружения солнечных электростанций



Красный цвет – территория, удобная для размещения мощных СЭС и предварительно не занятая сельхозугодьями, розовый – территория, удобная для размещения мощных СЭС, серый – территория, неудобная для размещения мощных СЭС.

Источник: ESMAP (2021)

По данным проекта Всемирного банка ESMAP (2021), в Узбекистане средний потенциал солнечной энергии с показателем около 4,3 кВт⋅ч/м². Для полного обеспечения республики электроэнергией от солнца потребовалось бы 0,11% площади ее территории для размещения соответствующих электростанций. В то же время, в Узбекистане гораздо больше территорий, теоретически оптимальных для размещения

мощных СЭС (см. рис. 15). Приведенная стоимость электроэнергии от PV-электростанций оценивается в \$0,1 / кВт⋅ч.

По данным, которые приводит IEA (2022), технический потенциал солнечной энергетики в Узбекистане оценивается величиной от 177 до 265 млн т.н.э.,кратно превышающей текущее суммарное энергопотребление страны. Технический потенциал ветроэнергетики составляет 360 млн т.н.э. По данным дорожной карты по приведению электроэнергетики к углеродной нейтральности, технический потенциал ветроэнергетики оценивается величиной 520-1000 ГВт, и потенциал солнечной энергетики – 3000 ГВт. В документе описывается сценарий роста установленной мощности переменных ВИЭ до уровня 47 ГВт к 2040 г. и 97 ГВт – к 2050 г. Избыточная электроэнергия, которая будет не востребована энергосистемой Узбекистана, может быть преобразована в «возобновляемый» водород, как подчеркивается в этой дорожной карте.

Первая солнечная фотоэлектрическая станция в Узбекистане мощностью 100 МВт была запущена в эксплуатацию в 2021 году компанией Masdar (ОАЭ) в Карманинском районе Навоийской области. Электроэнергия будет продаваться АО «Национальные электрические сети Узбекистана» по фиксированной цене 2,7 центов за кВт⋅ч до 2046 года, по данным REN21 (2022).

2.9.1.2 Атомная энергия

Строительство АЭС мощностью 2400 МВт обозначено в концептуальных стратегических документах как целевой ориентир. В октябре 2018 состоялась церемония старта инженерных изысканий для новой станции, на которой присутствовали президенты Узбекистана и России, по состоянию на июнь 2022 ведется диалог о сокращении стоимости строительства будущей АЭС с тем, чтобы стоимость вырабатываемой ей электроэнергии была более привлекательна. Новая станция может быть важна для замещения газовой генерации и создания базовой безуглеродной генерирующей мощности.

Важно отметить, что Узбекистан является крупным производителем урана (пятое место в мире, по данным МАГАТЭ), и развитие атомной энергетики и за пределами этого проекта АЭС могло бы стать долгосрочной возможностью для декарбонизации, если это будет признано экономически целесообразным.

По умолчанию можно принять, что вся доступная электроэнергия от новой АЭС будет использована в электроэнергетике. Но в случае, если плановых показателей по выработке АЭС достичь не удастся – например, из-за ограничений энергосистемы придется оставить в работе больше тепловых электростанций, чем планировалось – то производство водорода недалеко от площадки новой АЭС может стать решением. Этот вопрос требует дополнительного изучения.

Аналогичный проект собирается реализовывать Росатом – недозагруженная Кольская АЭС планирует поставлять электроэнергию для опытного производства водорода с 2023-2024 гг.

2.9.1.3 Природный газ

По данным BP (2021), подтвержденные запасы природного газа в Узбекистане в 2021 г. составляли 0,8 трлн м³ – по этому показателю страна находится на четвертом месте среди вошедших в контур настоящего исследования.

По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2020-2040 мощности по добыче газа в Узбекистане не будут значительно меняться, оставаясь на уровне 60 млрд м³/год на фоне почти постоянного спроса. По данным IEA, к 2025 году Узбекистан планирует отказаться от экспорта газа, сосредоточившись на его использовании внутри экономики (аналогичные данные привел²⁷ в июне 2022 председатель правления компании «Узтрансгаз» Б. Нарматов). На стороне долгосрочного спроса есть неопределенность: так, в случае замещения части газовой генерации за счет новой АЭС, реализации программ энергоэффективности в домохозяйствах, в электроэнергетике, в промышленности спрос на

27 <https://www.uzdaily.uz/ru/post/69945>

газ может сократиться. Часть этого потенциала можно использовать для производства водорода – при условии опережающего развития CCS.

В Узбекистане развита переработка газа – совокупные мощности газопереработки, по данным МЭА, составляют 56,6 млрд м³ в год. В декабре 2021 в стране начал работу первый завод gas-to-liquid – Uzbekistan GTL, производящий жидкое моторное топливо из природного газа. Завод был построен в сотрудничестве с мировыми лидерами Sasol и Chevron. Uzbekistan GTL сможет производить 307 тыс. тонн авиакеросина, 724 тыс. тонн дизельного топлива, 437 тыс. тонн нефти, 53 тыс. тонн сжиженного газа²⁸.

Нефтеперерабатывающие мощности производят около 3,2 млн тонн нефтепродуктов в год, есть планы по их модернизации.

Опыт в газо- и нефтепереработке важен для успешной реализации проектов в области риформинга метана. Кроме того, газо- и нефтеперерабатывающие предприятия могут стать центрами развития водородной экономики за счет мощностей по производству «серого» водорода и потребности в нем для переработки углеводородов. Так, Uzbekistan GTL может производить до 27 тыс. тонн водорода в год – он не является низкоуглеродным, но может помочь в разворачивании рынка.

2.9.1.4 Улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS)

Для производства низкоуглеродного водорода из природного газа важно обеспечить улавливание и долгосрочное хранение углекислого газа (CCS), который образуется в процессе риформинга метана.

Публичных оценок потенциала CCS в Узбекистане пока нет. В изучении этого потенциала могут помочь международные нефтегазовые компании, в том числе нефтесервисные. Один из возможных вариантов – использование истощенных месторождений.

2.9.2 Ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода

В этом разделе проанализированы основные предпосылки, формирующие потенциал производства низкоуглеродного водорода различными технологиями, проанализированными, в том числе, в UNECE (2021b).

2.9.2.1 Предположения и оценки, принятые для анализа

Исходя из проведенного анализа, в Узбекистане имеются ресурсы для производства водорода электролизом воды с использованием электроэнергии от ВИЭ (по мере развития возобновляемой энергетики в стране), от АЭС (в случае принятия решения о ее строительстве и после ее ввода в эксплуатацию до 2040 г.), а также для производства водорода риформингом метана с улавливанием и хранением углекислого газа (по мере развития отрасли CCS и при условии доступности нужных объемов газа).

Ресурсный потенциал производства водорода в 2040 г. определяют:

- технический и экономический потенциал развития ветряной, солнечной генерации и других ВИЭ;
- доля электроэнергии ВИЭ, которую будет целесообразно направить на производство водорода вместо использования напрямую в электроэнергетике Узбекистана или экспорта в соседние страны;
- потенциал роста добычи природного газа;
- доля природного газа, которую будет экономически целесообразно направить на производство водорода вместо прямого использования газа в экономике Узбекистана или его экспорта;

28 <https://invest.gov.uz/ru/mediacenter/news/uzbekistan-gtl-set-up-its-own-hydrogen-production/>

- потенциал CCS для долгосрочного хранения углекислого газа, образующегося при производстве водорода из природного газа..

При текущем уровне неопределенности нет возможности рассчитать эти параметры, но есть возможность оценить ресурсный потенциал, приняв их на минимальном и максимальном уровне. В настоящем исследовании приняты два сценария:

1) Минимальный сценарий

- на производство водорода направляется 30% прироста выработки электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг.,
- прирост выработки определяется линейной экстраполяцией трендов, заданных Концепцией обеспечения электроэнергией до 2030 г.
- на производство водорода направляется 5% от добычи природного газа в 2021 г.;
- на производство водорода направляется 5% годовой выработки новой АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)

2) Максимальный сценарий

- на производство водорода направляется 50% прироста выработки электроэнергии от солнечной и ветряной энергетики за период 2020-2040 гг.,
- прирост выработки от солнечной и ветряной энергетики определяется по установленной мощности генерации из дорожной карты обеспечения углеродной нейтральности в электроэнергетике: 47 ГВт к 2040;
- на производство водорода направляется 8,3% добычи природного газа в 2021 г.;
- на производство водорода направляется 8,3% годовой выработки новой АЭС (вся остальная электроэнергия АЭС будет использоваться в энергосистеме)

Во обоих сценариях принято, что для производства водорода из воды методом электролиза потребуется электроэнергия в объеме 55 кВт·ч/кг H₂, для производства водорода риформингом природного газа потребуется 5,3 м³ / кг H₂. Масса выделяющегося в процессе риформинга CO₂, который необходимо направить на хранение, принята на уровне 10 кг CO₂ / 1 кг H₂.

2.9.2.2 Ресурсный потенциал

Итоги оценки потенциала сведены в табл. 10.

ТАБЛИЦА 10

Ресурсный потенциал производства водорода в Узбекистане к 2040 г.

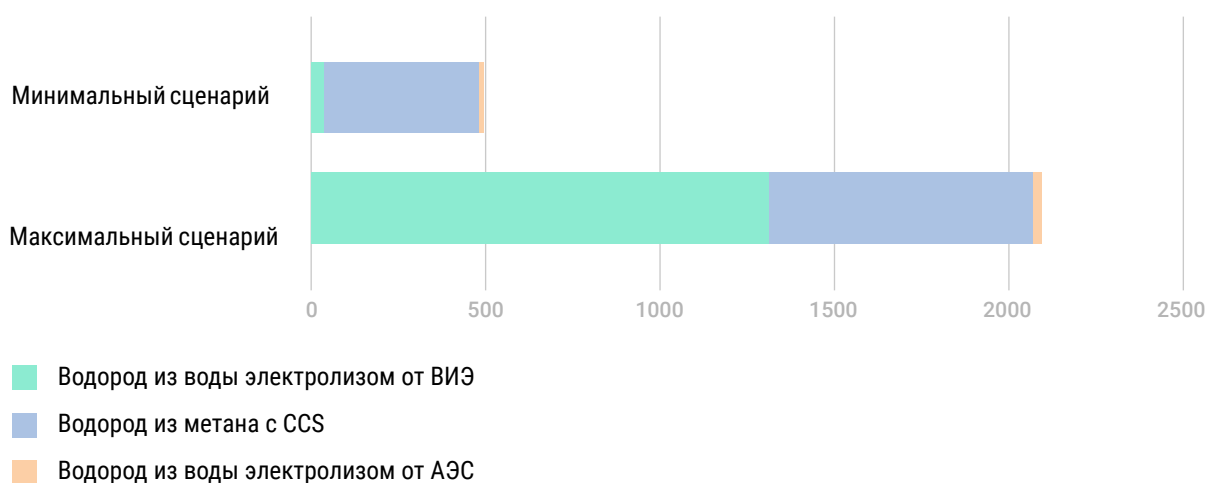
	Минимальный сценарий	Максимальный сценарий
Электроэнергия ВИЭ на водород, ГВт·ч в год	1821	72051
Электроэнергия АЭС на водород, ГВт·ч в год	900	1530
Природный газ на водород, млрд м ³ в год	2	4
Водород из воды электролизом от ВИЭ, тыс. тонн в год	33	1310
Водород из воды электролизом от АЭС, тыс. тонн в год	16	28
Водород из метана с CCS, тыс. тонн в год	444	755
Требуемая мощность систем CCS, млн. тонн CO ₂ в год	4	8
Водород всего, тыс. тонн в год	494	2093

Результаты оценки показаны на рис. 16. Таким образом, в рамках принятых предпосылок главными долгосрочными возможностями для производства водорода в Узбекистане являются электролиз воды с применением ВИЭ и риформинг метана с CCS.

Это определяется постановкой амбициозных целей и набранной динамикой развития ВИЭ в стране, наличием значительных доказанных резервов природного газа, возможностями его экономии за счет энергоэффективности и вводу безуглеродной генерации (ВИЭ, АЭС). Ключевым ограничителем и условием выступает опережающее развитие отрасли CCS – даже в минимальном сценарии необходимо построение объектов CCS общей мощностью 4 млн тонн CO₂ в год, а также реализация проектов в комбинации ВИЭ+электролиз.

РИСУНОК 16

Ресурсный потенциал производства водорода в Узбекистане к 2040 г., тыс. тонн в год



2.9.2.3 Стоимостной анализ

По оценкам ИНЭИ РАН (ERIRAS, 2022), стоимость низкоуглеродного водорода, произведенного с использованием электроэнергии новых АЭС в России с учетом 60-летней их эксплуатации, может составить от 4 долларов за кг. АЭС в Узбекистане может быть построена по российским технологиям в том же временном отрезке, что и новые атомные энергоблоки в России, поэтому эту оценку можно принять в качестве минимальной для условий АЭС в Узбекистане – с учетом того, что при уменьшении периода окупаемости с 60 лет до 20-30 лет стоимость электроэнергии и водорода возрастет.

Стоимость электроэнергии от новых ВИЭ (в первую очередь – солнечных и ветряных) можно принять на уровне 0,027 доллара за кВт·ч²⁹. В соответствии с оценочными расчетами МЭА, при такой цене электроэнергии, полной загрузке электролизеров в течение 1500-2000 часов в год, CAPEX электролизеров на уровне 450 долларов за кВт и ставке рефинансирования 8% приведенная стоимость водорода составит \$2,5–3 за кг.

Стоимость водорода из природного газа складывается из стоимости сырья (для Узбекистана, как для газодобывающей страны, это стоимость производства природного газа), а также стоимости CCS. По оценке МЭА (2019), для газодобывающих стран стоимость газа составляла примерно 30% стоимости «голубого» водорода. При стоимости производства газа на уровне \$100 за тыс. м³ стоимость производства голубого водорода можно оценить в \$1,5-2,0 за кг водорода.

²⁹ Соответствует показателям первой солнечной станции в Узбекистане, см. раздел «ВИЭ» выше.

2.9.2.4 Логистические возможности и ограничения для экспортных водородных проектов

Узбекистан не имеет выхода к открытому морю. При сочетании наземного и морского транспорта расстояние от Ташкента до порта Роттердам (Нидерланды) составит 17,7 тыс. км, до порта Кобе (Япония) – 11,1 тыс. км. Удаление от европейских портов более почти втрое превышает аналогичный показатель для экспортно-ориентированных водородных проектов в регионе MENA (таких, как проект NEOM Green Hydrogen в Саудовской Аравии мощностью 4 ГВт – 6,5 тыс. км до Роттердама). Удаление от портов Японии и Кореи сопоставимо показателями экспортно-ориентированных проектов в Австралии (9 тыс. км). Удаленность от будущих ключевых рынков и сухопутная часть маршрутов протяженностью в тысячи километров ставит под вопрос конкурентоспособность аналогичных проектов в Узбекистане.

Ближайшая столица страны-члена ЕС находится от Ташкента на расстоянии 5,5 тыс. км сухопутным транспортом (София) с транзитом через Туркменистан, Иран и Турцию – это в 2 раза больше, чем аналогичный показатель Азербайджана, имеющего к тому же действующие газопроводы TAP и TANAP до стран Евросоюза. Таким образом, расположение Узбекистана относительно будущего водородного европейского рынка (импорт до 10 млн тонн водорода в год к 2030 году) трудно назвать конкурентоспособным. В ходе разработки экспортной стратегии, возможно, эти маршруты предстоит проработать более подробно с учетом конкурентоспособности узбекских поставщиков по стоимости, углеродному следу водорода и его происхождению (для европейского рынка приоритет имеет зеленый или возобновляемый водород).

Узбекистан не имеет общей границы с Китаем, и расстояние от Ташкента до Урумчи (крупнейшего промышленного центра Синьцзян-Уйгурского автономного района КНР) сухопутным транспортом составляет около 1.5 тыс. км – маршрут пролегает через Казахстан. Этим же маршрутом проходит газопровод Центральная Азия-Китай, который соединяется с китайским газопроводом «Запад-Восток» в Хоргосе на границе Казахстана и упомянутого Синьцзян-Уйгурского автономного района Китая. Это создает возможности для проработки экспорта водорода в Китай трубопроводным, автомобильным, железнодорожным транспортом.

2.9.3 Существующие и перспективные пилотные проекты в области водорода

2.9.3.1 Существующие пилотные проекты

В Узбекистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но узбекские и международные компании начинают рассматривать это направление в рамках специальных соглашений.

Саудовская компания ACWA Power подписала инвестсоглашение с планкой до \$10 млрд об изучении возможных проектов в газе, ВИЭ и зеленом водороде сроком на 5 лет.

В 2021 г. создана Межведомственная комиссия по развитию возобновляемой и водородной энергетики под руководством министра энергетики, а также при Министерстве энергетики был создан НИИ возобновляемой энергетики, внутри которого создан Научно-исследовательский центр водородной энергетики. Национальная стратегия по развитию возобновляемой и водородной энергетики находится в разработке.

2.9.3.2 Возможные перспективные проекты

Узбекистан пока не ставит перед собой целей по достижению углеродной нейтральности, поэтому потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики не является для страны приоритетом.

Широкомасштабное производство низкоуглеродного водорода в стране будет возможным при условии развития низкоуглеродных источников электроэнергии (ВИЭ, АЭС), а также CCUS (для производства водорода из природного газа, добываемого в Узбекистане). Для пилотных проектов можно использовать водород, ассоциированный с выбросами парниковых газов (например, водород от действующих НПЗ, ГПЗ,

Uzbekistan GTL) – это позволит отработать технологические цепочки к моменту, когда низкоуглеродное производство водорода станет возможным.

Использование водорода внутри Узбекистана можно начать с пилотных проектов в транспортном секторе. Запуск пилотных водородных электробусов, поэтапное развитие водородной заправочной инфраструктуры вокруг предприятий, производящих водород (в том числе нефтеперерабатывающих заводов) – первые шаги, с которых начинают развитие водородной экономики страны по всему миру. Установление целей по достижению углеродной нейтральности и другие меры энергополитики, касающиеся транспортного сектора (запрет на использование ДВС, экологические ограничения по выбросам, льготные парковки, приоритетный проезд, субсидии, налоговые льготы) могут создать регуляторную среду для подобных проектов. По мере развития инфраструктуры и удешевления технологий можно рассмотреть использование низкоуглеродного водорода в нефте- и газопереработке и электроэнергетике.

Транспортировка водорода через существующую газотранспортную инфраструктуру требует дополнительных исследований с учетом опыта европейских, американских, китайских газовых компаний (Shell, Gasunie, Snam и т.д.)

Широкомасштабный экспорт водорода через существующую инфраструктуру (газопроводы) потребует совместной работы с газовыми компаниями стран-импортеров (прежде всего, Китая) и стран, участвующих в управлении газопроводной системой от «Центральная Азия – Китай» и ее развитием. Российский Газпром не имеет планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода. Среди непосредственных соседей Узбекистана только Казахстан разрабатывает водородную стратегию, причем явного запроса на импорт водорода в Казахстане нет.

Важно учесть разнообразие возможных вариантов развития водородной экономики в национальной водородной стратегии Узбекистана. Международные организации могут оказать в этом методологическую помощь.

2.9.4 Выводы

1. Узбекистан – энергоизбыточная страна, крупный производитель и экспортер газа, обеспеченный также нефтью и углем для собственных нужд. Экономический рост и использование ископаемого топлива определяют динамичный рост выбросов парниковых газов. Электростанции на природном газе позволили нарастить производство электроэнергии на 33% за 14 лет и сократить импорт электроэнергии за тот же период в 3-4 раза.
2. Республика активно реформирует энергетический сектор и находится в лидерах в регионе по темпам развития ВИЭ: в разных стадиях деvelopeмента находится около 10 крупных проектов в области солнечной и ветряной энергетики, началось создание стратегии водородной энергетики.
3. Потенциал ВИЭ в Узбекистане огромен и многократно превышает его потребности в энергии – углеродная нейтральность электроэнергетики достигается к 2050 г. при 97 ГВт переменных ВИЭ (на фоне технического потенциала в 2000 ГВт). Кроме того, в стране изучается строительство первой АЭС.
4. Запасы природного газа в республике достаточны для обеспечения собственных нужд, существуют планы по росту энергоэффективности, что может привести к снижению спроса на газ и появлению возможности использовать его для производства водорода. Опережающее развитие CCUS потребуются для обеспечения этого способа производства.
5. Развитая отрасль газо- и нефтепереработки в стране обеспечивает опыт, который можно использовать в развитии проектов риформинга метана. Кроме того, эти предприятия могут стать центрами для развития водородной экономики – например, завод Uzbekistan GTL может производить и потреблять до 27 тыс. тонн водорода в год.
6. Исходя из ресурсов и источников энергии, доступных для производства водорода, можно оценить ресурсный потенциал производства низкоуглеродного водорода в Узбекистане величиной в 494-2093 тыс. тонн в год.

7. Наиболее доступной по цене опцией производства низкоуглеродного водорода в Узбекистане в среднесрочной перспективе представляется риформинг метана в сочетании с CCUS.
8. Газотранспортная инфраструктура в Узбекистане используется для передачи газа внутри страны и транзита в соседние страны - совокупная производительность экспортных и транзитных газопроводов в страны Центральной Азии, Россию, Европу и Китай в Узбекистане достигает более 120 млрд м³/год). Транзитные направления начинаются в Туркменистане и проходят через Казахстан. Использование газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода потребует дополнительных исследований с привлечением всех заинтересованных сторон.
9. В Узбекистане пока нет реализованных пилотных проектов в области низкоуглеродного водорода, но сектор уже привлекает внимание международных партнеров (например, ACWA Power). Начать потребление низкоуглеродного водорода внутри экономики Узбекистана можно с транспортного сектора, а также в нефте- и газопереработке.
10. Для более четкого представления о перспективах водородной экономики в Узбекистане стране может потребоваться национальная водородная стратегия, разработать которую стране могут помочь международные организации.

2.10 Общие выводы из межстранового анализа

2.10.1 Сводные данные по странам

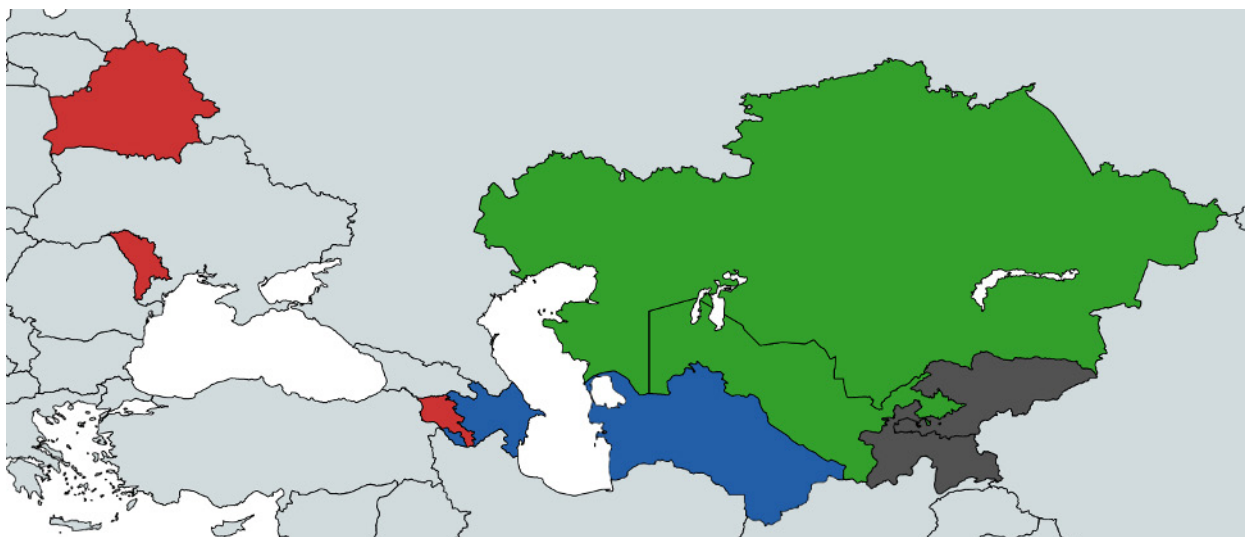
Данные, полученные из анализа текущего состояния энергетического сектора, энергетической и климатической политики и потенциала низкоуглеродного водорода по всем странам, сведены в таблицу 11.

2.10.2 Группирование стран по географическому признаку и особенностям энергетической политики

Движение этих стран к низкоуглеродному развитию и, в частности, к развитию водородной экономики определяется их индивидуальными особенностями в энергетической и климатической политике, в текущем состоянии энергетического сектора, в темпах экономического роста, в инфраструктурных возможностях и ограничениях. Межстрановой анализ показывает, что для цели оценки потенциала низкоуглеродного водорода их можно условно разделить на четыре группы со схожими чертами (рис. 17).

РИСУНОК 17

Четыре группы стран со схожими чертами, касающимися оценки потенциала низкоуглеродного водорода



Источник: UNECE с использованием www.mapchart.net. Границы и любая другая информация, показанная на картах, не подразумевают со стороны авторов какого-либо суждения о правовом статусе какой-либо территории, какого-либо одобрения или принятия таких границ.

Армению, Беларусь и Молдову объединяет практическое отсутствие собственных ресурсов углеводородов, серьезная зависимость от импорта энергии и ориентация на природный газ (30-60% энергобаланса). ВИЭ пока получили ограниченное развитие, но в Армении и Беларуси значительна роль АЭС. Климатическая политика трех стран нацелена на сокращение выбросов к 2030 г., которое может быть относительно легко достигнуто без существенных усилий по декарбонизации. В этих условиях потенциальный местный спрос на низкоуглеродный водород в странах на горизонте ближайших 10 лет практически отсутствует, и развитие водородной экономики пока не стало приоритетом (что подтверждается отсутствием публичных активностей в области разработки водородных стратегий или дорожных карт). В то же время, на более долгосрочном горизонте при условии переориентации на собственные низкоуглеродные источники энергии водород может занять место в энергетическом секторе этих стран. Для Беларуси и Молдовы близость к ключевому рынку – Евросоюзу – может открыть дополнительные возможности, особенно в связи с развитием возобновляемого водорода.

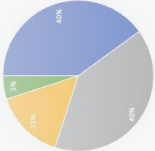
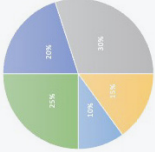
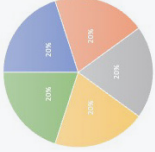
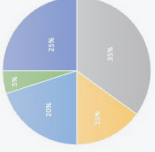
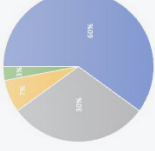
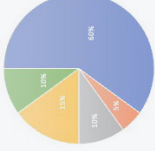
Азербайджан и Туркменистан, расположенные в Каспийском регионе, - напротив, крупные экспортеры энергоресурсов в направлении ЕС и Китая. Природный газ доминирует в их энергетическом балансе, в странах велика роль нефтегазового сектора, накоплены значительные компетенции в реализации масштабных проектов в этой сфере, работают крупные иностранные компании. Это открывает возможности для производства водорода из природного газа в комбинации с CCUS, а также использования новой газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода (подобными проектами в мире занимаются именно нефтегазовые компании). Это же касается реализации потенциала оффшорной ветроэнергетики на шельфе Каспийского моря. В то же время, климатическая политика в этих странах пока не создает значительных предпосылок для декарбонизации и разворачивания низкоуглеродных технологий. Азербайджан может достичь своей цели по сокращению выбросов парниковых газов к 2030, поддерживая нынешний уровень выбросов, а Туркменистан наращивает выбросы парниковых газов и не имеет количественной цели по их снижению. Обе страны начали активности в области водорода. Ключевые потребители их природного газа – Евросоюз и Китай – приняли национальные водородные стратегии и активно развивают водородную экономику, причем Евросоюз нацеливается, в том числе, на развитие импорта водорода до 10 млн тонн в год на горизонте 2030 г. Это может создать дополнительные стимулы для Азербайджана и Туркменистана.

Кыргызстан и Таджикистан, расположенные на юге Центральной Азии и имеющие общую границу, объединяет проблема энергодефицита и значительная доля ГЭС в энергобалансе. С одной стороны, благодаря гидроэнергетике эти страны имеют самую высокую долю низкоуглеродных источников энергии в энергобалансе среди всех стран в контуре настоящего исследования, а с другой стороны – это создает повторяющиеся сезонные проблемы, связанные с непостоянством работы ГЭС. В этих условиях есть потенциал для производства водорода с использованием «избыточной» электроэнергии от ГЭС и использования его, например, для замещения импортируемых нефтепродуктов. Но в среднесрочной перспективе более актуальными задачами в энергополитике (по сравнению с декарбонизацией) будут модернизация изношенной инфраструктуры и обеспечение энергетической безопасности.

Казахстан и Узбекистан, расположенные в центре Центральной Азии и имеющие общую границу, вместе обеспечивают более 60% выбросов парниковых газов, связанных с энергетикой, среди всех стран в контуре настоящего исследования. Обе страны демонстрируют впечатляющую динамику в запуске перехода к низкоуглеродным источникам энергии – несмотря на то, что они богато обеспечены собственными ископаемыми энергоресурсами и экспортируют их. Возобновляемая энергетика развивается, поддерживаемая реформами энергетического сектора и приходом крупнейших международных игроков. Казахстан стремится к достижению углеродной нейтральности к 2060 г. и уже учитывает водород как возможность для достижения этой цели, а Узбекистан принял стратегию перехода к зеленой экономике на горизонте 2030 (с продлением до 2050) и создал комиссию высокого уровня, ответственную за развитие водородной экономики. Обе страны разрабатывают национальные водородные стратегии при поддержке международных организаций. Учитывая серьезные институциональные изменения, стратегическое видение и широкий набор ресурсов для производства низкоуглеродного водорода, именно Казахстан и Узбекистан можно назвать региональными лидерами в развитии водородной экономики.

ТАБЛИЦА 11

Сводные данные по всем странам, вошедшим в контур исследования

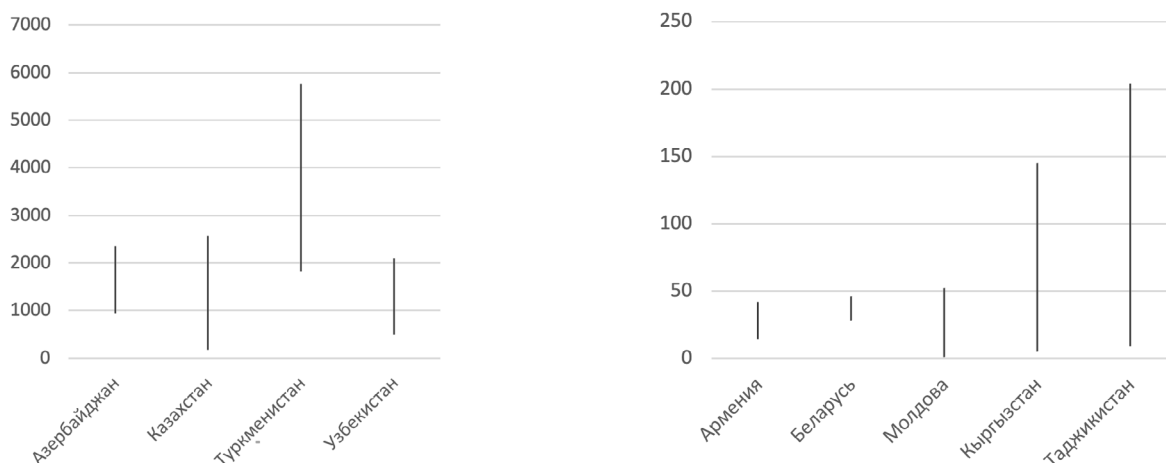
	Азербайджан	Армения	Беларусь	Казахстан	Кыргызстан	Молдова	Таджикистан	Туркменистан	Узбекистан
Нетто-импортер / экспортер энергии	экспортер	импортер	импортер	экспортер	импортер	импортер	импортер	экспортер	экспортер
Структура энергопотребления									
Ископаемые энергоресурсы	газ, нефть	нет	нет	уголь, газ, нефть, уран	уголь	нет	уголь	газ, нефть	газ, уголь, нефть, уран
Энергетическая инфраструктура	развитая	moderate	развитая	развитая	средняя	развитая	средняя	развитая	развитая
Выбросы ПГ, млн тонн. CO ₂ в год	50	10	85	370	5	14	13	80	190
Цели по сокращению эмиссии ПГ	35% к 2030, 40% к 2050	40% к 2030	30% к 2030	Net Zero 2060	16% к 2025-2030	70% к 2030	30-40% к 2030	н/д	35% к 2030 (удельные)
Макс. потенциал производства низкоуглеродного водорода к 2040, млн. тонн в год	2.36	0.042	0.046	2.56	0.145	0.052	0.204	5.76	2.09
Главный способ производства водорода	SMR+CCUS	электролиз электролиз + ВИЭ	электролиз электролиз + АЭС+ВИЭ	SMR+CCUS, электролиз + ВИЭ	электролиз + ВИЭ	электролиз + ВИЭ	электролиз + ВИЭ	SMR+CCUS	SMR+CCUS, электролиз + ВИЭ
Первоочередные возможности для внутреннего спроса на водород	индустрия, транспорт	транспорт	транспорт	индустрия, транспорт	транспорт, электро-энергетика	транспорт	транспорт, электро-энергетика	индустрия, транспорт	индустрия, транспорт
<div><div>■ Газ</div><div>■ Уголь</div><div>■ Нефть</div><div>■ Электроэнергетика</div><div>■ Био/Мусор</div><div>■ Тепло</div></div>									

2.10.3 Ресурсный потенциал для производства низкоуглеродного водорода к 2040 г.: объёмы и стоимостной анализ

Ресурсный потенциал для производства низкоуглеродного водорода к 2040 г. изменяется в широких пределах во всех странах, что отражает неопределённости в оценке как по минимальному, так и по максимальному сценарию (рис. 18).

РИСУНОК 18

Диапазоны ресурсных потенциалов производства низкоуглеродного водорода к 2040 г. в странах, вошедших в контур исследования (слева и справа различный масштаб), тыс. тонн водорода в год

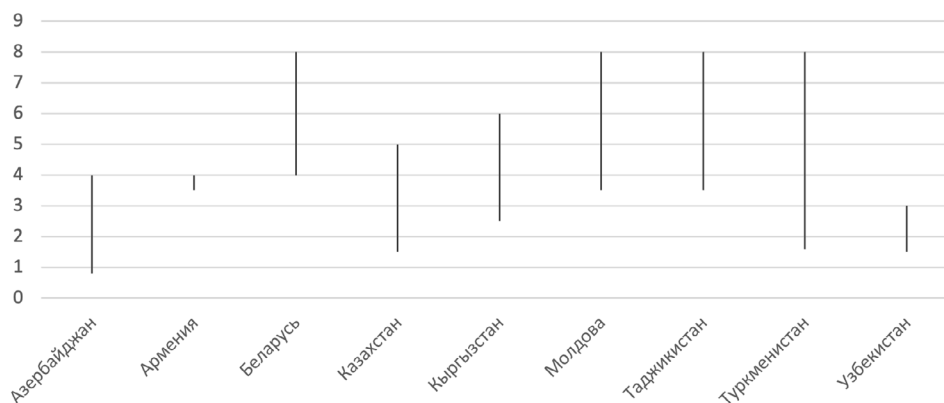


Источник: UNECE

Порядок значений определяется, в первую очередь, наличием у страны собственных запасов природного газа и темпами развития ВИЭ. Они максимальны в группе каспийских стран-экспортеров природного газа (Азербайджан, Туркменистан) и в группе центральноазиатских стран, активно реформирующих свои экономики в направлении низкоуглеродного развития (Казахстан, Узбекистан). Максимальные потенциалы каждой из этих стран составляют несколько миллионов тонн в год. Потенциалы стран-импортеров энергии (Армения, Беларусь, Молдова, Кыргызстан, Таджикистан) примерно в 10-20 раз меньше – в первую очередь, за счет низких темпов развития низкоуглеродных источников энергии (за исключением двух стран на юге Центральной Азии, имеющих возможность использовать избыточную электроэнергию ГЭС).

РИСУНОК 19

Диапазоны себестоимости низкоуглеродного водорода в странах, вошедших в контур исследования, долларов за кг H₂



Источник: UNECE

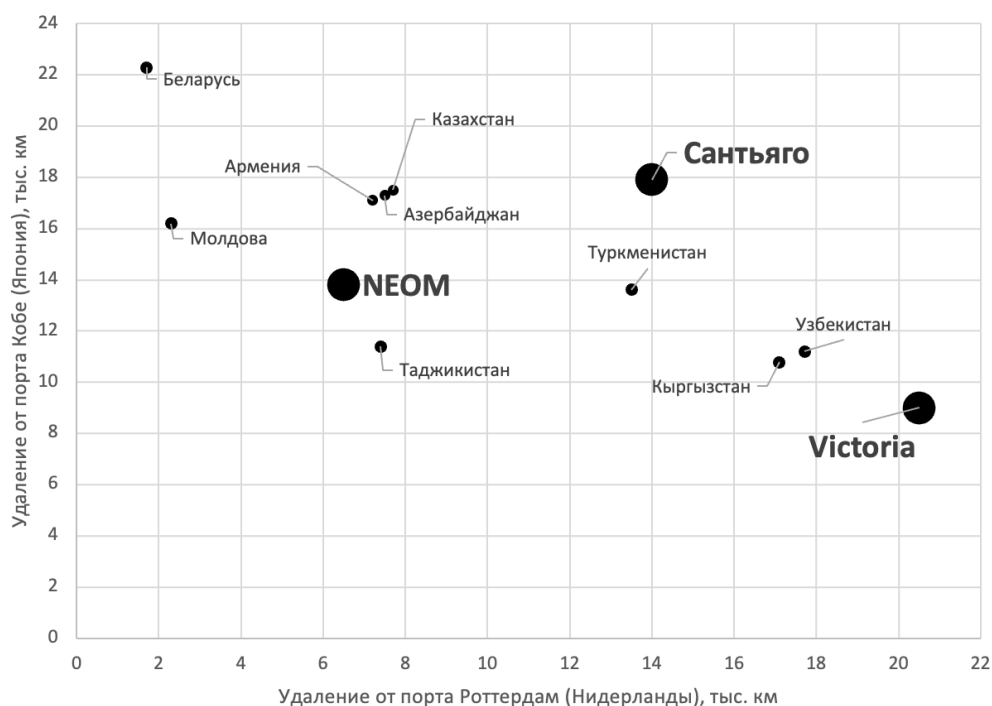
Прогнозируемая себестоимость низкоуглеродного водорода (рис. 19) также изменяется в широких пределах в зависимости от предпосылок, принимаемых для оценки. Ключевые факторы неопределенности – стоимость возобновляемой электроэнергии и приведенная стоимость CCUS после разворачивания их потенциала, а также стоимость технологий (прежде всего, электролиза). Вероятно, газодобывающие страны будут иметь преимущество в среднесрочной перспективе благодаря низкой стоимости газа и, соответственно, водорода, произведенного на его основе. В долгосрочной перспективе преимущество могут получить страны с высокими темпами развития возобновляемой энергетики – за счет удешевления технологий электролиза по мере развития глобальной водородной экономики. Страны с избыточным производством возобновляемой электроэнергии получают преимущество быстрее других – к таким уже в наши дни относятся Кыргызстан и Таджикистан.

2.10.4 Логистические возможности и ограничения для экспортно-ориентированных проектов

Экспортно-ориентированные водородные проекты во всех странах столкнутся с логистическими ограничениями: ни одна из стран не имеет доступа к открытому морю, поэтому потенциальный экспорт на ключевые водородные рынки (Евросоюз, Юго-Восточная Азия) чаще всего потребует перевалки грузов и комбинирования сухопутного и морского транспорта с перевозкой на значительные расстояния (рис. 20). Подобные проекты в регионе MENA (такие, как NEOM Green Hydrogen) расположены ближе к ключевым рынкам и имеют прямой выход к Красному или Средиземному морю. Ряд стран Центральной и Средней Азии (Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан) расположены относительно близко к Китаю (1,5-2 тыс. км от Урумчи) и могут рассмотреть возможность экспорта водорода в эту страну. В то же время, китайская водородная стратегия фокусируется скорее на производстве водорода внутри страны, чем на его импорте. У Беларуси, Молдовы и Азербайджана есть потенциал экспорта водорода в ЕС благодаря относительной близости к рынку ЕС и существующей газотранспортной инфраструктуре, но для реализации этого потенциала потребуются значительные усилия.

РИСУНОК 20

Логистические возможности и ограничения для экспортно-ориентированных водородных проектов: удаление от ключевых будущих водородных рынков (ЕС, Япония) в сравнении с перспективными экспортно-ориентированными проектами в MENA, Австралии и Чили



Источник: UNECE по данным searates.com, maps.google.com.

2.10.5 Сценарные модели развития водородной экономики

The Ресурсный потенциал of low-carbon hydrogen production and decarbonization strategy ambitiousness are interconnected and form four scenario models for potential deployment of hydrogen economy in the countries covered by the study (Рисунок 21).

РИСУНОК 21

Ресурсный потенциал производства водорода и амбициозность стратегии декарбонизации связаны между собой и формируют четыре сценарных модели, по которым может развиваться водородная экономика в странах, вошедших в контур исследования (рис. 21).



Источник: UNECE

Модель «Скрытый потенциал» реализуется в случае установления неамбициозных целей по декарбонизации и ограниченного доступа к ресурсам, необходимым для производства низкоуглеродного водорода – например, отсутствия в стране добычи природного газа и развития возобновляемой энергетики. В этой модели внутри страны не возникает спроса на низкоуглеродный водород (поскольку нет потребности в глубокой декарбонизации), а возможности по его производству (например, для экспорта) ограничены из-за медленного развития низкоуглеродных секторов (ВИЭ, CCUS, атомная энергетика). Тем не менее, даже в этом случае у страны есть потенциал для развития водородной экономики – для этого можно предпринять практические шаги по реализации технического потенциала ВИЭ (который есть в любой стране без исключения), создав для этого стимулирующие условия в рамках политики декарбонизации. Таким образом, переход к низкоуглеродному развитию позволит реализовать скрытый потенциал и трансформировать экономику в направлении модели «Лидеры энергоперехода».

Модель «Экспортеры» характерна для стран с невысокими амбициями по декарбонизации, обладающих ресурсами для производства низкоуглеродного водорода (например, природным газом и потенциалом CCUS в отработанных нефтяных месторождениях). В этом случае внутри страны также не возникает спроса на низкоуглеродный водород (поскольку нет потребности в глубокой декарбонизации), и реализовать водородный потенциал можно только через экспорт водорода на ключевые будущие рынки (ЕС, Юго-Восточная Азия). Как показано выше, такая стратегия почти для всех стран, вошедших в контур исследования, связана с серьезными вызовами из-за удаленности от рынков и отсутствия выхода к открытому морю. Кроме логистических проблем, возникают риски, связанные с долгосрочными

гарантиями спроса на водород: экспортно-ориентированные проекты в этом смысле более уязвимы по сравнению с проектами, ориентированными на внутренний спрос на водород с небольшим транспортным плечом. Принятие более амбициозной стратегии декарбонизации в этом случае может стать серьезным стимулом для появления спроса на водород в промышленности (переработка углеводородов, металлургия), транспорте (водородный электротранспорт) и энергетике (впрыск водорода в газовые сети). Внутренний спрос на водород станет основой для реализации потенциала по его производству.

Модель «Визионеры» реализуется в случае, если относительно амбициозная политика декарбонизации недостаточно подкрепляется практическими шагами, направленными на реализацию скрытого потенциала низкоуглеродной экономики в стране. Динамичное развитие ВИЭ и других низкоуглеродных технологий – необходимая основа для наращивания и воплощения ресурсного потенциала производства низкоуглеродного водорода.

Модель «Лидеры энергоперехода» сочетает в себе амбициозную политику декарбонизации (а значит, гарантированный будущий внутренний спрос на низкоуглеродный водород и соответствующие технологии) со значительным ресурсным потенциалом, необходимым для производства водорода (даже в случае, если стратегия предполагает его будущий импорт). Все страны-лидеры развития водородной экономики – такие, как члены G7 – или будущие потенциальные экспортеры водорода (Саудовская Аравия, Чили, Австралия) приняли цели по достижению углеродной нейтральности к середине века, интенсивно развивают низкоуглеродные технологии, приняли или разрабатывают национальные водородные стратегии. Таким образом, они реализуют именно сценарную модель «Лидеры энергоперехода».

Перечисленные сценарные модели не имеют четких границ между собой, и движение каждой из стран, вошедших в контур этого исследования, от одной модели к другой может быть индивидуальным как по маршруту, так и по скорости – в зависимости от особенностей национальной экономики. Исследование показало, что значительная часть ресурсного потенциала производства водорода во всех странах находится в скрытом состоянии, потому что развитие ВИЭ и других низкоуглеродных технологий находится в начальной стадии. Движение всех стран от модели «Скрытый потенциал» проходит по-разному. Например, Туркменистан представляет собой яркий пример модели «Экспортеры» в силу сочетания большого потенциала производства низкоуглеродного водорода и отсутствия количественных целей по сокращению выбросов парниковых газов. Армения и Молдова, принявшие относительно амбициозные NDC, пока не набрали динамичных темпов внедрения низкоуглеродных технологий. Казахстан и Узбекистан демонстрируют отчетливое движение в направлении модели «Лидеры энергоперехода».

Таким образом, настоящее исследование показывает, что темпы развития водородной экономики в странах определит не столько их ресурсный потенциал, сколько стратегическое ориентирование на низкоуглеродное развитие, выстраивание соответствующего регуляторного окружения, разворачивание рынков, технологическое развитие и международное сотрудничество.

2.10.6 Направления международного сотрудничества

Международное сотрудничество в развитии водородной экономики особенно важно в направлениях гармонизации стандартов и в реализации совместных пилотных проектов. Международные стандарты сертификации водорода как низкоуглеродного энергоносителя (методики расчета и подтверждения углеродного следа или происхождения водорода) необходимы для разворачивания глобального водородного рынка, поэтому в разработку и опробование подобных стандартов вовлечены десятки организаций по всему миру, предлагающие различные подходы. Соответствующие дискуссии идут и на площадке UNECE³⁰. Основная сложность в этом направлении состоит в том, что технологии производства водорода разнообразны, технологические процессы оставляют различный углеродный след в зависимости от применяемых энергоресурсов и сырья (у которых тоже, в свою очередь, есть углеродный

³⁰ A comprehensive and science-based terminology, classification and taxonomy for hydrogen / Draft for discussion. UNECE Sustainable Energy Committee, July 2022.

след). Унификация подходов к этой проблеме на международном уровне – важное направление для сотрудничества.

Столь же важное значение имеет разработка и унификация технических стандартов в области водородных технологий – эту работу на уровне ISO ведет технический комитет ISO/TC 197³¹.

Страны, вошедшие в контур этого исследования, имеют общие границы, связи в электросетевой, газовой инфраструктуре, многолетнюю историю торговых отношений в энергетическом секторе – как в поставках ресурсов, так и в поставках оборудования и совместной реализации инфраструктурных проектов. Многие из них вместе входят в международные организации – такие, как ЕАЭС. Распространение этого сотрудничества на новую сферу водородной экономики, реализация пилотных проектов, разработка совместной стратегии для экспортных проектов будут важны для раскрытия потенциала этого сектора.

31 <https://www.iso.org/committee/54560.html>

3. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. A carbon-neutral electricity sector in Uzbekistan / Summary for policymakers, February 2021, Tashkent.
2. Abuov, Y. and Lee, W.: CO₂ storage capacity of Kazakhstan, EGU General Assembly 2020, Online, 4–8 May 2020, EGU2020-21554, <https://doi.org/10.5194/egusphere-egu2020-21554>, 2020
3. Azerbaijan Renewable Energy Agency under the Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan / URL: <https://area.gov.az/en/page/haqqimizda>
4. Bayramov (2022). Europe's Energy Dilemma and Azerbaijan's Potential Contribution / Bayramov A., Wagenmakers T. DOI: 10.3929/ethz-b-000550755
5. BP (2021). Statistical Review of World Energy 2021. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
6. Deloitte (2019). Renewable energy in Romania: potential for development by 2030. March, 2019.
7. dena (2022). Hydrogen in Kazakhstan: potential development areas / January 2022.
8. Eclareon GmbH. Analysis of the potential and market entry barriers to solar power projects in Kyrgyzstan. / Berlin, 2018.
9. ERI RAS – SKOLKOVO (2019). Global and Russian Energy Outlook 2019 / ed. A.A. Makarov, T.A. Mitrova, V.A. Kulagin; ERI RAS – Moscow School of Management SKOLKOVO – Moscow, 2019. – 210 p. - ISBN 978-5-91438-029-5
10. ERIRAS (2022) Economics of hydrogen production, taking into account exports and the Russian market / Veselov F., Solyanik A. Energy Policy Journal, 2022.
11. ESMAP. 2020. Global Photovoltaic Power Potential by Country. Washington, DC: World Bank.
12. IEA (2016). Clean Energy Technology Assessment Methodology Pilot Study: Belarus.
13. IEA (2019b) The Future of Hydrogen. International Energy Agency. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
14. IEA (2020ar). Armenia Energy Profile. April 2020.
15. IEA (2020az). Azerbaijan Energy Profile. April 2020.
16. IEA (2020b). Belarus Energy Profile. April 2020.
17. IEA (2020ka). Kazakhstan Energy Profile. April 2020.
18. IEA (2020ky). Kyrgyzstan Energy Profile. April 2020.
19. IEA (2020mol1). Moldova Energy Policy Profile. June 2022.
20. IEA (2020mol2). Moldova Energy Profile. April 2020.
21. IEA (2020u). Uzbekistan Energy Profile. April 2020.
22. IEA (2021a). Azerbaijan Energy Policy Review. June 2021.
23. IEA (2021t). Cross-Border Electricity Trading for Tajikistan: A Roadmap / IEA, October 2021.
24. IEA (2021u). Solar Energy Policy in Uzbekistan: A Roadmap.
25. IEA (2021m). System Integration of Renewables for Moldova: A Roadmap / November 2021.

26. IEA (2021t2). Tajikistan Country Profile.
27. IEA (2022a). Armenia Energy Policy Review. March 2022.
28. IEA (2022data). Data and statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics>
29. IEA (2022ky). Strengthening Power System Security in Kyrgyzstan: A Roadmap.
30. IEA (2022u). Uzbekistan Energy Policy Profile.
31. IEA (2022ka). Kazakhstan Energy Sector Review. June 2022.
32. IEA (2022ky). Kyrgyzstan Energy Sector Review. June 2022.
33. Intended nationally determined contribution of Turkmenistan / Ashgabat, 2016.
34. IRENA (2019), Renewables Readiness Assessment: Azerbaijan, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
35. IRENA (2021bel), Оценка готовности к возобновляемой энергетике: Республика Беларусь, Международное агентство по возобновляемым источникам энергии, Абу-Даби.
36. IRENA (2021ar). Armenia: energy profile.
37. IRENA (2021ky). Kyrgyzstan Energy Profile.
38. IRENA (2021tu). Turkmenistan country profile.
39. IRENA (2021uz). Uzbekistan Country profile.
40. IRENA (2022ta). Tajikistan Energy Policy Profile.
41. IRENA, Joanneum Research and University of Ljubljana (2017), Cost-Competitive Renewable Power Generation: Potential across South East Europe. IRENA, Abu Dhabi, 2017.
42. Kazenergy (2021). The National Energy Report 2021. / Nur-Sultan, 2021
43. Ministry of Energy (2019). Long-Term Capacity Expansion Planning with a High Share of Renewables in Azerbaijan Republic. Presentation for the IRENA's workshop "Central Asia Workshop on Long-Term Capacity Expansion Planning with a High Share of Renewables" / Ministry of Energy of the Republic of Azerbaijan, March 2019, Astana.
44. Mustafayev (2022). Mustafayev, F.; Kulawczuk, P.; Orobello, C. Renewable Energy Status in Azerbaijan: Solar and Wind Potentials for Future Development. *Energies* 2022, 15, 401, January 2022. <https://doi.org/10.3390/en15020401>
45. Nationally determined contribution 2021-2030 of the Republic of Armenia to the Paris Agreement. April 2021.
46. Offshore Wind Technical Potential in Turkmenistan / ESMAP. 2020. Going Global: Expanding Offshore Wind to Emerging Markets. Washington, DC: World Bank.
47. PwC (2021). Рынок ВИЭ в Казахстане: потенциал, вызовы и перспективы.
48. PwC, КОРЭМ. Обзорный отчет
49. REN21 (2022). REN21, 2022 UNECE Renewable Energy Status Report. (Paris: REN21 Secretariat).
50. Renewable Energy in Armenia / T. Babayan, Yerevan, November 2017.
51. The First Biennial Report of the Republic of Tajikistan on Inventory of Greenhouse Gases under the UN FCCC. Dushanbe, 2018.

52. The Republic of Tajikistan / Presentation for Regional Workshop on Renewable Energy in Central Asia. Abu Dhabi, April 2017.
53. The Third National Communication of Turkmenistan under the UN FCCC / Ashgabat, 2015.
54. Third Biennial Update Report of the Republic of Moldova: Developed to be reported to the UNFCCC (2021)
55. UNECE (2021a). Geologic CO₂ storage in Eastern Europe, Caucasus and Central Asia. An initial analysis of potential and policy / Wolfgang Heidug et al. United Nations, Geneva, 2021.
56. UNECE (2021b). Hydrogen Technology Brief / UNECE. United Nations, Geneva, 2021.
57. Updated Nationally Determined Contribution of the Republic of Moldova / 2020.
58. Wind Energy in Armenia: Overview of Potential and Development Perspectives. March 2010
59. World Bank (2022). Offshore Wind Roadmap for Azerbaijan. World Bank, Washington, DC. License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO
60. Возобновляемые источники энергии в Кыргызской Республике: состояние и планирование / Аскарлова М., Госкомитет промышленности, энергетики и недропользования КР, Астана, 2019.
61. Возобновляемые источники энергии. Презентация / Махмадсаидзода М.М., ОАХК «Барқи Тоҷик», Центрально Азиатский региональный семинар. Астана, март 2019.
62. Генеральный план развития энергетического сектора - заключительный отчёт. Региональный проект по передаче электроэнергии. Corporate Solutions Consulting Limited, Азиатский банк развития / февраль 2017.
63. Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года. – Сентябрь 2021.
64. ЕЭК ООН. Национальный план действий по устойчивой энергетике Кыргызской Республики / Дикамбаев Ш., Астана, 2019.
65. Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы / май 2020, Ташкент.
66. Концепция развития угольной отрасли в Республике Таджикистан на период до 2040 года / Душанбе, 2019.
67. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь до 2035 г. (декабрь 2015)
68. Кузнецов А. Энергетическая стратегия Беларуси в контексте мировых трендов // Наука и инновации. 2019. №11. С. 45–49. <https://doi.org/10.29235/1818-9857-2019-11-45-49>
69. Минприроды (2021). Национальный доклад Республики Казахстан о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990 - 2019 гг. / Нур-Султан, 2021.
70. Национальная политика Туркменистана в области охраны окружающей среды и изменения климата / презентация. Брюссель, 2018
71. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года / Душанбе, 2013.
72. Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года / Бишкек, 2008.
73. О мерах по развитию возобновляемой и водородной энергетики в Республике Узбекистан / Постановление Президента Республики Узбекистан, апрель 2021.

74. Обновленная версия определяемого на национальном уровне вклада Республики Таджикистан / Октябрь 2021.
75. Обновленный Определяемый на национальном уровне вклад Кыргызской Республики (ОНУВ) / Октябрь 2021.
76. Обновленный предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) Республики Узбекистан в рамках РКИК ООН / октябрь 2021, Ташкент.
77. Определяемый на национальном уровне вклад Республики Беларусь в сокращение выбросов парниковых газов до 2030 года. / 2021.
78. Первый двухгодичный отчет Республики Узбекистан в рамках РКИК ООН / 2021, Ташкент.\
79. Проект Дорожной карты развития возобновляемой энергетики (Солнечной энергетики) в Туркменистане / Джумаев А.Я., Государственный энергетический институт Туркменистана, Ашхабад, 2019.
80. Стратегия по переходу Республики Узбекистан на «зеленую» экономику на период 2019 — 2030 годов / октябрь 2019, Ташкент.
81. Стратегия развития с низким уровнем выбросов республики Молдова до 2030 года / утв. в декабре 2016 г.
82. Таджикистан. Обзор энергетического сектора / Презентация Министерства энергетики и водных ресурсов для C5+1 Семинара по ВИЭ / Алматы, январь 2018.
83. Энергетическая политика Кыргызской Республики: итоги и проблемы / Макилова А., 2017. DOI: 10.24975/2313-8920-2017-4-4-364-372
84. Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 года. / Утв. в феврале 2013.
85. Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения / ESMAP, World Bank, ноябрь 2012.

Приложение - текущий статус энергетического сектора по странам

A1.1 Азербайджан

Азербайджанская Республика (Азербайджан) находится в регионе Южного Кавказа, омывается Каспийским морем на востоке, граничит с Арменией и Грузией на западе, Россией на севере и Ираном на юге. Его население составляет 10,1 млн человек, а его площадь - около 86,6 тыс. км²; Баку – столица и крупнейший город.

Ключевые факты

Азербайджан является энергоизбыточной страной: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году при суммарном производстве энергии в 54 млн т.н.э. конечное потребление составило примерно 14 млн т.н.э., а экспорт энергоресурсов – 42 млн. т.н.э..

Основой энергетического сектора является нефтегазовый комплекс: доля природного газа в поставках энергии составила в 2019 г. больше 65%, доля нефти – почти 35%. На этом фоне доли гидроэнергетики, биотоплив, солнечной и ветряной энергетики в 2019 г. были незначительными. Азербайджан также является крупным экспортером сырой нефти (приблизительно 31 млн тонн в 2019 году) и природного газа (примерно 11 млрд м³ в 2019 году).

Электроэнергетика базируется на тепловых электростанциях, работающих на природном газе – их доля в выработке в 2019 г. достигала 90%, доля гидроэлектростанций – почти 10% при незначительной доле других источников (солнечные, ветряные электростанции и источники на биомассе).

Нефть и газ составляют более 90% экспорта Азербайджана. Добыча нефти и газа значительно увеличилась в 2000-х годах после открытия газового месторождения Шах-Дениз и достигла рекордного уровня в 2010 году. Правительство и международные компании вложили значительные средства в энергетический сектор, строительство нескольких новых электростанций, а также восстановление и модернизацию газовых и электрических сетей, повысили надежность и безопасность поставок энергии.

Несмотря на повсеместную приватизацию экономики после обретения страной независимости, энергетический сектор в Азербайджане остается преимущественно государственным. Лишь несколько малых ГЭС находятся в частной собственности, и на их долю приходится менее 1% выработки электроэнергии.

Ключевые документы и регулирующие органы

Администрация президента, Кабинет министров и Министерство энергетики являются основными государственными учреждениями, участвующими в энергетическом секторе, а Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), Азерэнерджи, Азеришиг и Азеристиликтеджизат являются основными государственными энергокомпаниями. Министерство энергетики является центральным органом исполнительной власти, отвечающим за реализацию государственной политики и различных постановлений, приказов и постановлений, издаваемых правительством для энергетического сектора. Государственное агентство по возобновляемым источникам энергии при Министерстве энергетики³² участвует в формировании и реализации государственной политики в области возобновляемых источников энергии и их эффективного использования.

Государственная комиссия Азербайджана по изменению климата была создана в 1997 году. Азербайджан ратифицировал Киотский протокол в 2000 году, стал членом Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) в 2009 году. В 2016-17 годах Азербайджан подписал и ратифицировал Парижское соглашение.

³² <https://area.gov.az/en/page/haqqimizda>

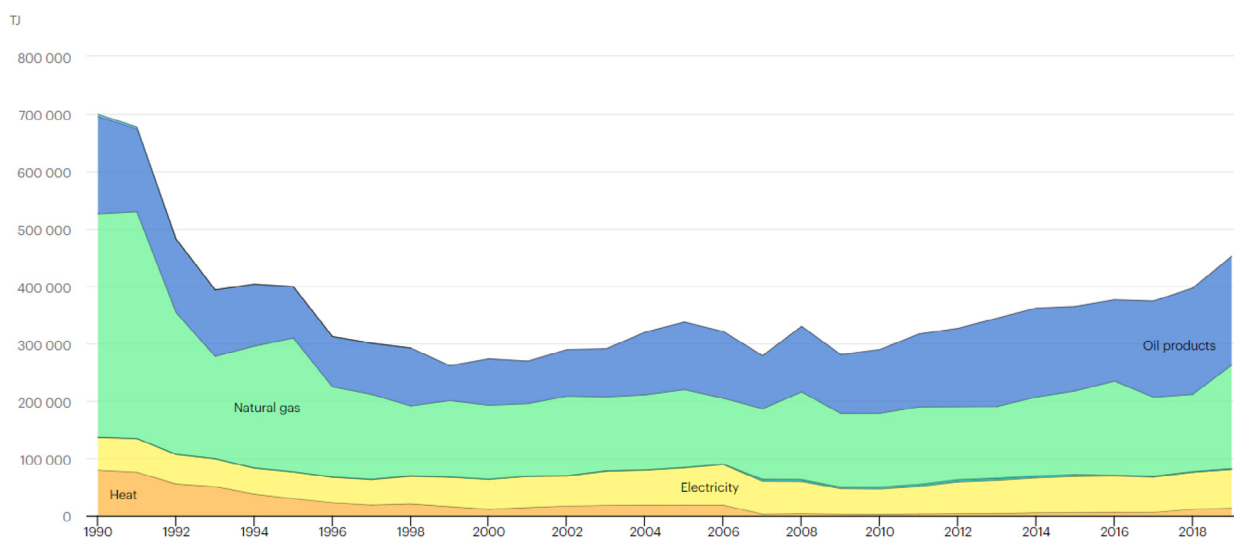
Долгосрочная энергетическая стратегия Азербайджана по состоянию на июнь 2022 г. находится в разработке. Стратегических государственных документов в области водорода пока нет. По данным Государственного агентства по возобновляемым источникам энергии, по состоянию на июль 2022 в стране создана рабочая группа, состоящая из заинтересованных сторон, для определения направлений развития водородной энергетики, и проводятся соответствующие исследования.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Азербайджане обеспечивается примерно на 40% за счет нефтепродуктов, на 40% за счет природного газа, 15% - за счет электроэнергии и около 5% - за счет тепловой энергии (см. рис. 22). Нефтепродукты в основном используются в транспортном секторе, а природный газ – в электроэнергетике.

РИСУНОК 22

Структура суммарного конечного энергопотребления в Азербайджане в 1990-2019 г. по источникам энергии

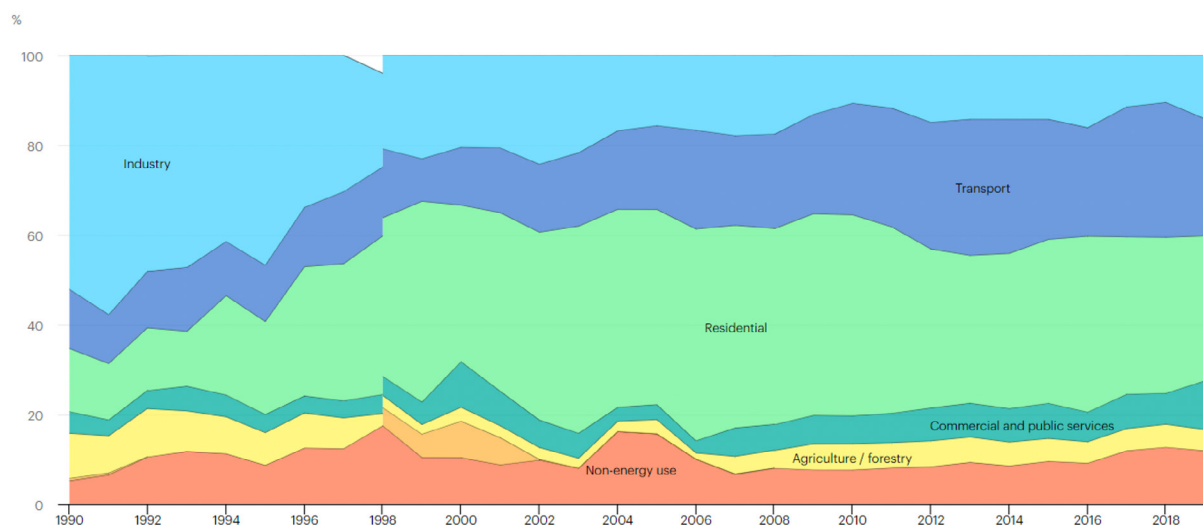


Источник: IEA World Energy Statistics

Примерно по 30% конечного энергопотребления приходится на жилой сектор (здания), а также на транспорт. Остальные 40% разделены между промышленностью, сектором услуг, неэнергетическим использованием и сельским хозяйством (рис. 23).

РИСУНОК 23

Структура суммарного конечного энергопотребления в Азербайджане в 1990-2019 г. по секторам потребления

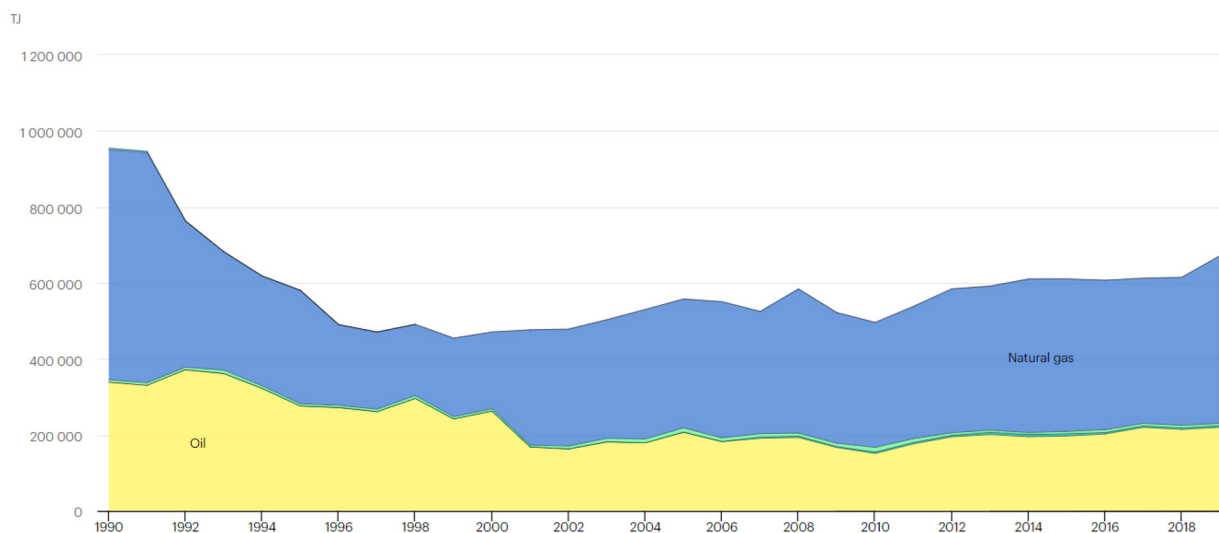


Источник: IEA World Energy Statistics

Поставки энергоресурсов превышают конечное энергопотребление. С 2010 г. поставки энергоресурсов выросли почти на 40%, в первую очередь за счет природного газа (рис. 24).

РИСУНОК 24

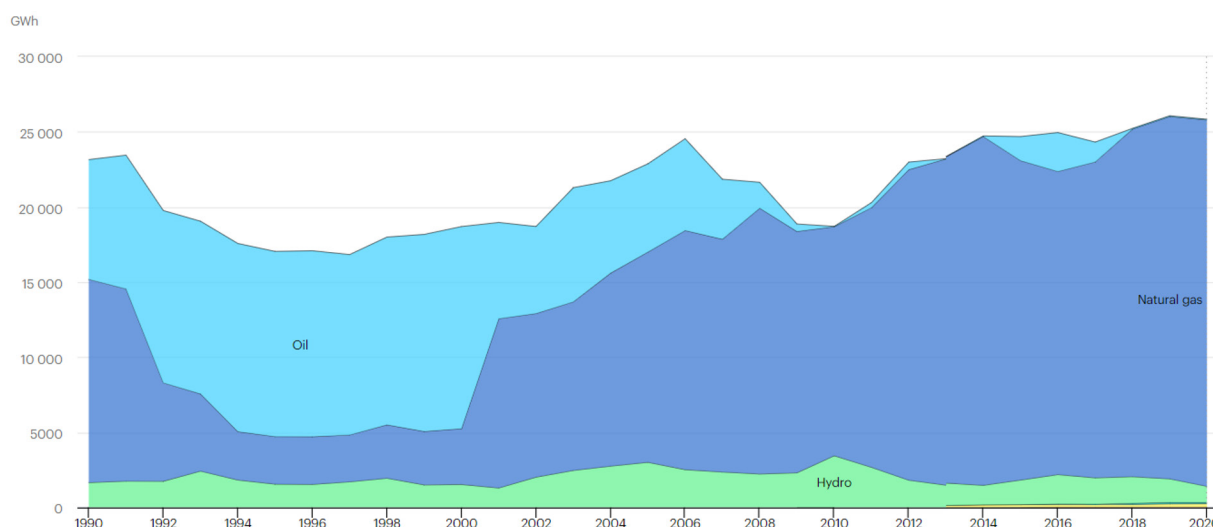
Структура поставок энергии в Азербайджане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



Источник: IEA World Energy Statistics

По данным bp Statistical Review of World Energy 2021, Азербайджан в 2020 г. произвел 0,8% нефти в мире (35,1 млн. тонн), заняв 23-е место в мире и второе место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. Доля страны в мировой добыче природного газа составила 0,7% (25,8 млрд. м³) – 28-е место в мире и четвертое место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования.

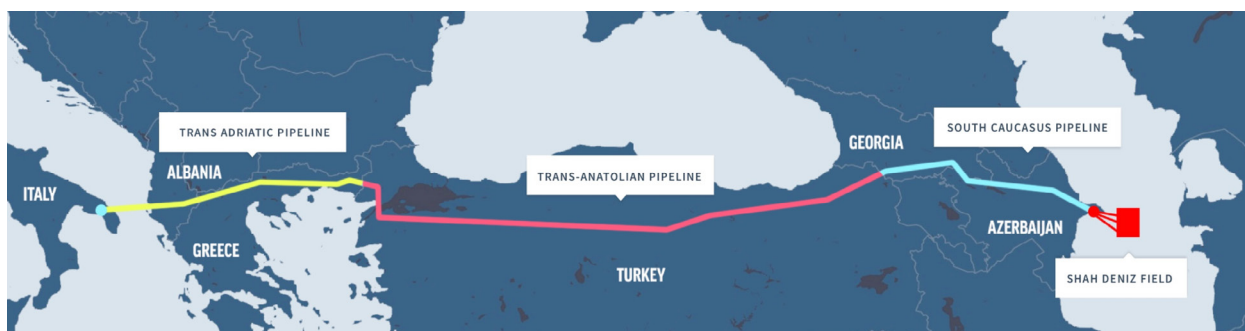
В электроэнергетике Азербайджана доминирует природный газ, почти полностью вытеснивший нефтепродукты с 2010 г. В 2013-2020 годах происходит медленный прирост выработки солнечной и ветряной генерации: от 1 ГВт·ч на солнце и 1 ГВт·ч на ветре в 2013 г. до 47 и 96 ГВт·ч соответственно в 2020 г.

РИСУНОК 25**Выработка электроэнергии в Азербайджане по источникам в 1990-2020 годах**

Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

Южный газовый коридор (Southern Gas Corridor) – основная система газопроводов для экспорта природного газа из Азербайджана (рис. 26).

РИСУНОК 26**Схема Южного газотранспортного коридора**

Источник: www.sgc.az

Он включает в свой состав Южнокавказский газопровод из Азербайджана в Грузию, Трансанатолийский газопровод (TANAP, 16 млрд. м³ в год) из Грузии через Турцию к границе с Грецией, Трансадриатический газопровод (TAP, 10 млрд. м³ в год) через Грецию, Албанию, Адриатическое море в Италию. Ключевые стейкхолдеры проекта – SOCAR и BP.

Пропускная способность газопровода может быть увеличена за счет дополнительных инвестиций – и в ситуации сокращения поставок газа из России на рынки Евросоюза привлекательность этих инвестиций возрастает. В 2022 году о своей заинтересованности в росте поставок газа из Азербайджана (или продлении действующих соглашений) высказали представители Евросоюза, Грузии, Италии, Сербии, Австрии, Болгарии, Турции, Словакии, Венгрии, Молдовы, Германии и других стран. В частности, обсуждается рост экспорта газа в Европу из Азербайджана с нынешних 8 млрд м³/год до 12 млрд м³/год (в

ближайшем будущем) и 20 млрд м³/год (в последующие годы)³³. Действующее соглашение предполагает объем экспорта до 10 млрд м³ ежегодно на протяжении 25 лет.

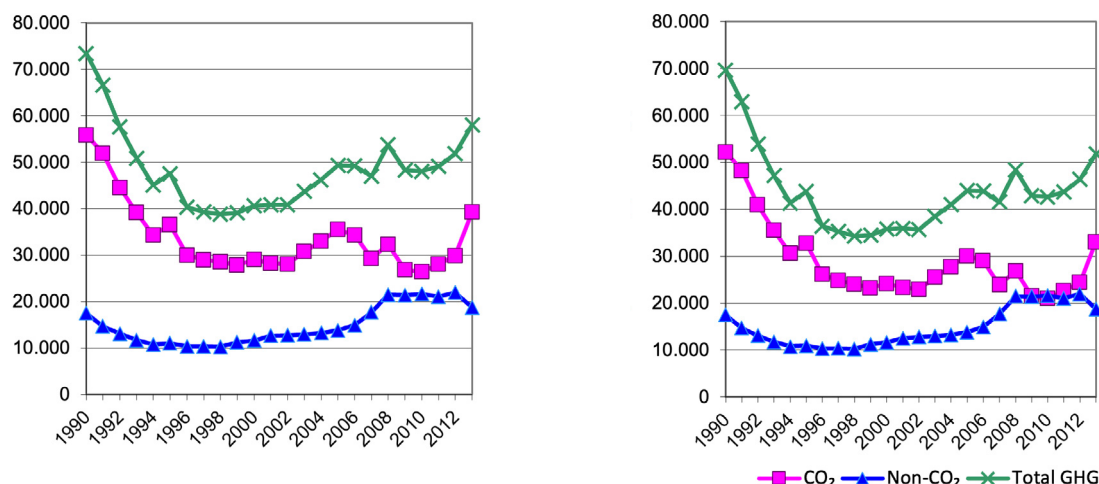
В долгосрочной перспективе возможно рассмотреть экспорт водорода и рост пропускной способности ЮГК до 31 млрд м³/год³⁴.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Азербайджане, по официальным данным национального кадастра, непрерывно снижались от уровня около 70 млн тCO₂ в год с 1990 по 2000 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего медленно и непостоянно росли до уровня около 50 млн тCO₂ в год к 2013 г. (в том числе выбросы CO₂ – около 35 млн тCO₂ в год) (см. рис. 27).

РИСУНОК 27

Выбросы парниковых газов в Азербайджане в 1990-2013 годах (слева – без учета ЗИЗЛХ, справа – с учетом ЗИЗЛХ) в Гт CO₂ в год



Источник: UNFCCC National Emission Inventory

По данным независимых источников (Global Carbon Project, IEA World Energy Statistics) следует, что за период 2013-2020 существенных изменений в выбросах парниковых газов не произошло. По данным МЭА, в 2019 г. выбросы CO₂, связанные с энергетикой, составили около 35 млн тCO₂ в год.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Долгосрочная энергетическая стратегия Азербайджана находится в разработке, поэтому нет возможности использовать в анализе долгосрочные цели.

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution) Азербайджана в сокращение выбросов парниковых газов в рамках участия страны в Парижском соглашении предполагает снижение уровня выбросов парниковых газов на 35% к 2030 году по сравнению с 1990 базовым годом. В ноябре 2021 года в Глазго во время 26-й сессии Конференции Сторон ООН по изменению климата (COP26) Азербайджан взял на себя обязательство к 2050 году снизить уровень эмиссии CO₂ на 40% и достичь нетто-нулевых эмиссий к 2050 г. «на освобожденных от оккупации территориях».

Азербайджан как часть Каспийского региона рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Азербайджан не выделяется. Единственное исключение – в прогнозе IEA World Energy Outlook 2019 добыча газа в Азербайджане в 2040 г. принята на уровне 40 млрд м³ в год.

³³ <https://report.az/en/energetika/socar-obsudil-s-es-perspektivy-rasshireniya-tanap-i-tap/>

³⁴ <https://report.az/ru/energetika/afgan-isaev-sushestvuet-potencial-transportirovki-vodoroda-po-yugk/>

A2.1 Армения

Армянская Республика (Армения) находится в регионе Южного Кавказа, не имеет выхода к морю и граничит с Турцией на западе, Грузией на севере, Азербайджаном на востоке и Ираном на юге. Население Армении составляет 3 млн человек, ее площадь - около 29,8 тыс. км²; Ереван – столица и крупнейший город (треть населения страны).

Ключевые факты

Армения является энергодефицитной страной: по данным МЭА, собственные поставки энергии составляют не более 25% от потребностей страны.

Доля природного газа и нефти в поставках энергии составила в 2020 г. около 75%, доля угля незначительна. По доле природного газа в суммарном конечном энергопотреблении Армения – одна из мировых лидеров (около 55%).

В собственном энергопроизводстве доминирует атомная энергия (75%) и гидроэнергия (примерно 25%). Выработка электроэнергии на ГЭС была стабильной на протяжении последних 30 лет, а выработка АЭС изменялась в зависимости от технического состояния Армянской (Мецаморской) АЭС. Доля других (отличных от ГЭС) возобновляемых источников энергии незначительна, за исключением солнечной генерации (3% от установленной мощности в 2020 году, по данным IRENA).

Ключевые документы и регулирующие органы

Министерство территориального управления и инфраструктуры ответственно за формирование всей энергетической политики в Армении. Министерство окружающей среды отвечает за экологическую политику, в т.ч. в сфере энергетики, а также координирует участие Армении в РКИК ООН. В 2016-17 годах Армения подписала и ратифицировала Парижское соглашение.

Стратегическая программа развития энергетики Армении до 2040 г. опубликована в январе 2021 г. Долгосрочная стратегия развития с низким уровнем выбросов парниковых газов находится в разработке, в начале 2022 г. UNDP выбирала соответствующего консультанта.

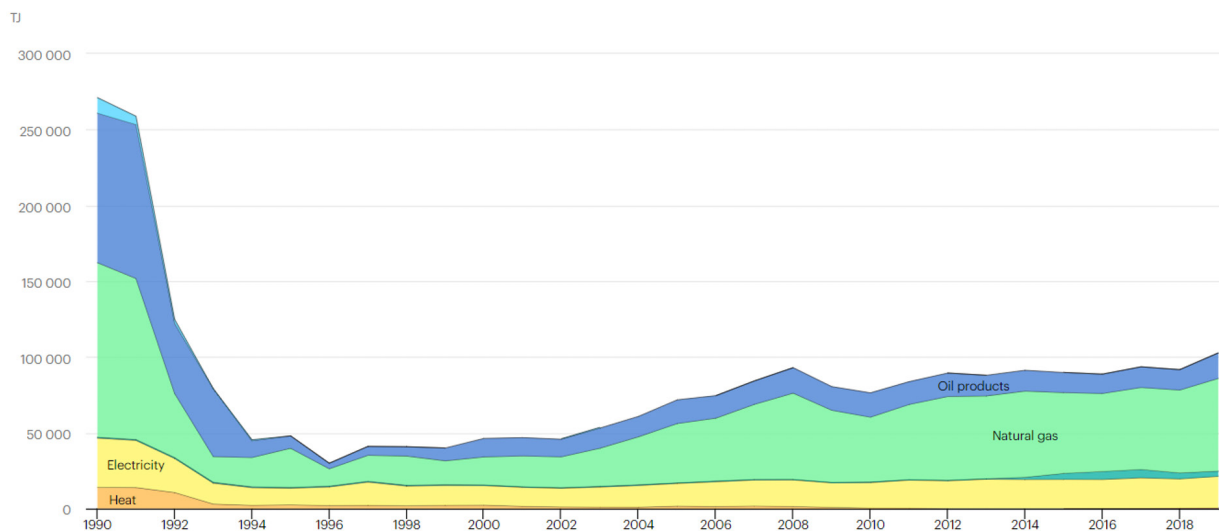
Стратегических государственных документов в области водорода пока нет.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Армении обеспечивается примерно на 55% за счет природного газа, 20% - за счет электроэнергии и около 18% - за счет нефтепродуктов (см. рис. 28). Природный газ и нефтепродукты используется в транспортном секторе, (природный газ – еще и в жилом секторе). За период 2000-2019 энергопотребление почти удвоилось.

РИСУНОК 28

Структура суммарного конечного энергопотребления в Армении в 1990-2019 г. по источникам энергии

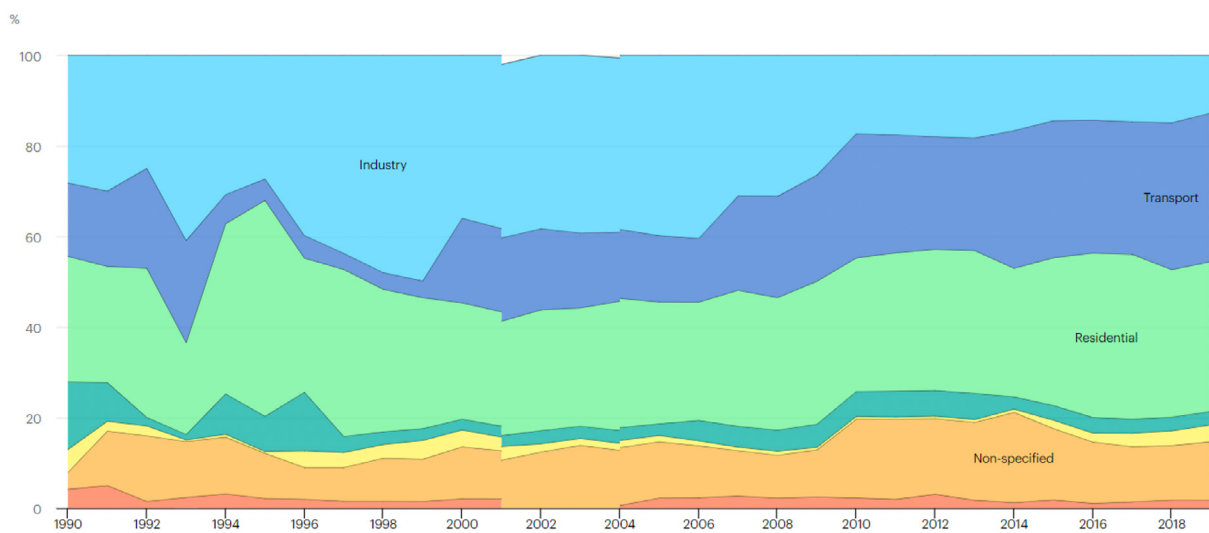


Источник: IEA World Energy Statistics

Примерно по 30% конечного энергопотребления приходится на жилой и транспортный секторы. Около 10% приходится на промышленность. (рис. 29).

РИСУНОК 29

Структура суммарного конечного энергопотребления в Армении в 1990-2019 г. по секторам потребления

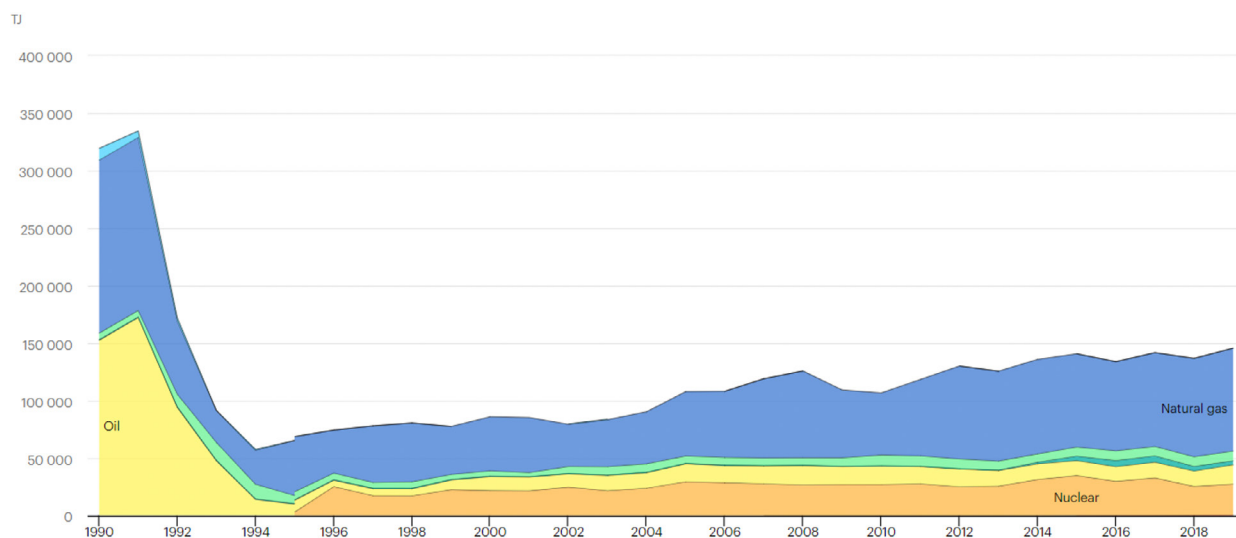


Источник: IEA World Energy Statistics

Поставки энергоресурсов превышают конечное энергопотребление. С 2010 г. поставки энергоресурсов выросли почти на 30%, в первую очередь за счет природного газа (рис. 30).

РИСУНОК 30

Структура поставок энергии в Армении в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



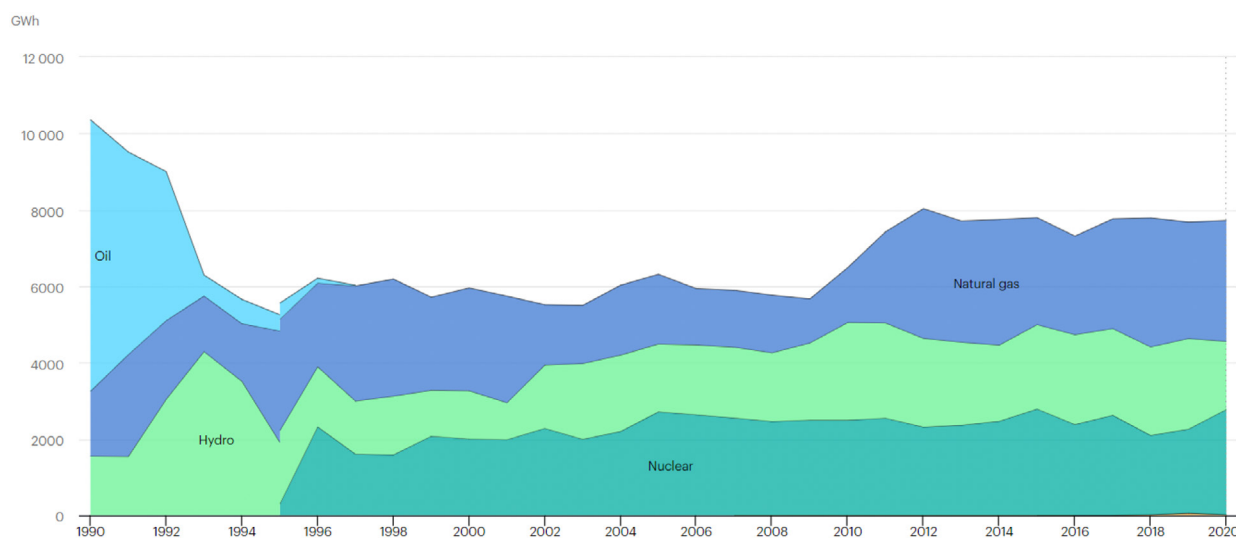
Источник: IEA World Energy Statistics

Основной источник поставок природного газа и нефтепродуктов в Армении – экспорт из России. Экспорт сырой нефти не производится, дополнительно 15% природного газа поступает из Ирана (хотя весь он преобразуется в электроэнергию и отправляется обратно).

В электроэнергетике Армении природный газ, атомная и гидроэнергия примерно поровну делят между собой «топливную корзину». Доля низкоуглеродных источников электроэнергии (ГЭС, АЭС), таким образом, превышает 50% - при этом АЭС обеспечивают базовую нагрузку, а ГЭС и газовые ТЭС – переменную часть графика нагрузки. Доля прочих источников незначительна (рис. 31).

РИСУНОК 31

Выработка электроэнергии в Армении по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

Газотранспортная инфраструктура включает в свой состав газопроводы для импорта газа из России и Ирана (иранский газопровод предназначен для поставок газа на электростанцию с последующим экспортом электроэнергии обратно в Иран). Вся газотранспортная и газораспределительная инфраструктура управляется вертикально интегрированной компанией «Газпром Армения», 100% дочерней структурой российского Газпрома. В составе Газотранспортной системы (ГТС) обслуживается более 1683 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов. В транспортировке газа задействовано 1583,9 км газопроводов.

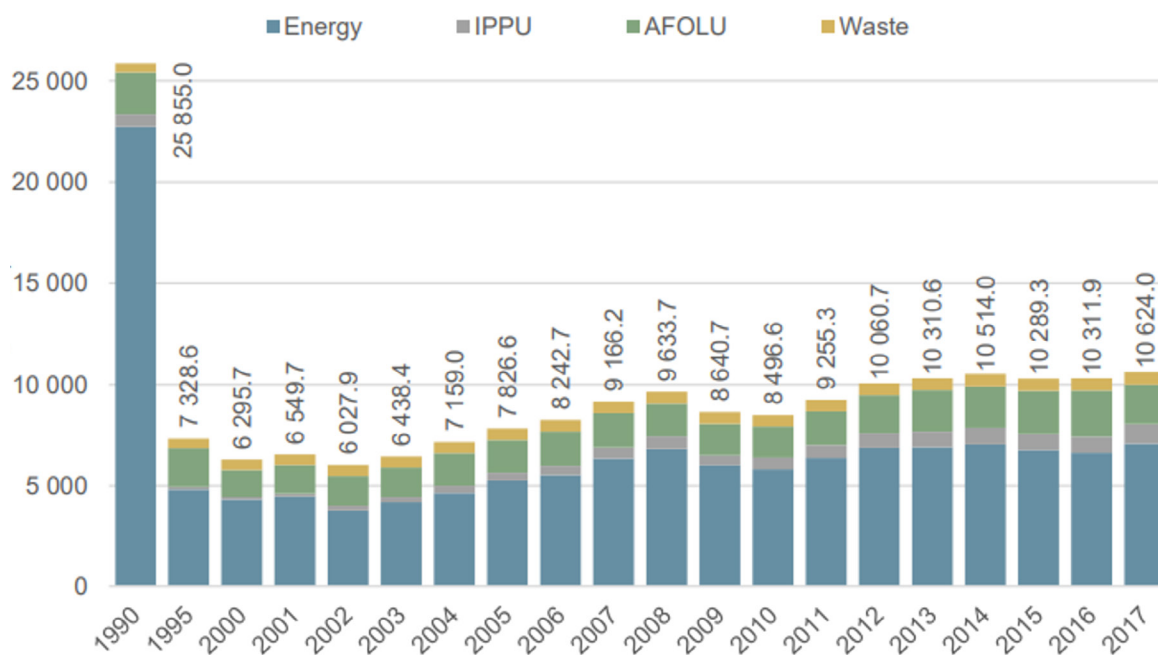
У «Газпром Армения», так же как у Группы Газпром, нет утвержденных планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки низкоуглеродного водорода.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Армении, по официальным данным национального кадастра, непрерывно и резко снижались от уровня около 25 млн тCO₂ в год с 1990 по 2000 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего медленно и непостоянно росли до уровня около 10 млн тCO₂ в год к 2017 г. (в том числе выбросы CO₂ – около 5 млн тCO₂ в год и CH₄ – около 4 млн тCO₂ в год) (см. рис. 32). Почти весь прирост обусловлен выбросами в энергетическом секторе – как прямым сжиганием топлива, так и утечками метана на фоне роста его использования в экономике.

РИСУНОК 32

Выбросы парниковых газов в Армении с учетом ЗИЗЛХ в 1990-2017 годах по данным национального кадастра в Гт CO₂э/год



Источник: UNFCCC National Emission Inventory

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Стратегическая программа развития энергетики Армении до 2040 г. опубликована в январе 2021 г. В ней констатированы ориентиры для развития солнечной энергетики – около 1000 МВт к 2030 году (в том числе крупные и распределенные), около 15% роста доли солнечной энергетики в генерации электроэнергии. Кроме того, в документе сделан акцент на росте энергоэффективности, усилении электрических связей с соседними странами и продлении срока эксплуатации АЭС. Упомянуто также о возможности к 2040 г. создать ветропарки мощностью 500 МВт.

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution) Армении в сокращение выбросов парниковых газов в рамках участия страны в Парижском соглашении предполагает удвоение доли ВИЭ в энергетике «на пути к достижению климатической нейтральности к середине века». Поставлена цель сократить выбросы на 40% от уровня 1990 к 2030 г.

Армения как часть Каспийского региона рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Армения не выделяется.

А3.1 Беларусь

Республика Беларусь (Беларусь) находится в Восточной Европе, не имеет выхода к морю и граничит с Польшей на западе, Литвой и Латвией на северо-западе, Россией на востоке и севере и Украиной на юге. Население Беларуси составляет 9,4 млн человек, ее площадь - около 208 тыс. км²; Минск – столица и крупнейший город (более 20% населения страны).

Ключевые факты

Беларусь является энергодефицитной страной: по данным МЭА, собственные поставки энергии составляют около 15% от потребностей страны. По данным Национального статистического комитета (Белстат) отношение объема производства (добычи) первичной энергии к объему валового потребления топливно-энергетических ресурсов (энергетическая самостоятельность), в 2019 составила 16,5%, в 2020 году - 17,1%. Беларусь - одна из наименее энергообеспеченных стран в мире. Доля природного газа и нефти в поставках энергии составила в 2019 г. около 90%. Беларусь – крупнейший импортер природного газа среди всех стран, попавших в контур настоящего исследования.

Собственное энергопроизводство в Беларуси было до конца 2020 года представлено добычей ископаемых топлив - торфа и небольших объемов нефти и газа (всего около 4200 тыс. т.н.э.). После окончания ввода в эксплуатацию новой Белорусской АЭС (планируется в 2022) собственное энергопроизводство в стране может вырасти примерно на 37%.

Доля биотоплив и отходов в поставках энергии составило 7% в 2019 г.

Ключевые документы и регулирующие органы

Министерство энергетики ответственно за реализацию энергетической политики в Беларуси (за исключением нефтяного сектора, который де-факто контролируется концерном «Белнефтехим», не подведомственным Министерству энергетики, но подчиняющимся напрямую Совету министров). Формирование ключевых вопросов энергополитики находится в зоне ответственности Совета министров республики. Департамент по энергоэффективности Госкомитета по стандартизации отвечает за проведение государственной политики в сферах энергоэффективности и ВИЭ. Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды отвечает за экологическую политику, в том числе в сфере энергетики, а также координирует участие Беларуси в РКК ООН. В 2016 г. Беларусь подписала и ратифицировала Парижское соглашение.

Энергетический сектор Беларуси включает в свой состав государственные компании и компании с госучастием. Научное сопровождение развития сектора осуществляет Институт энергетики, другие институты Национальной академии наук и научно-исследовательский институт БелТЭИ.

По предварительной информации, долгосрочная энергетическая стратегия Беларуси по состоянию на июнь 2022 находится в разработке и не опубликована. В 2015 г. была утверждена Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь с целевыми индикаторами до 2035 г., но за прошедшие с момента ее принятия 7 лет регулятор ни разу не вносил в нее изменения.

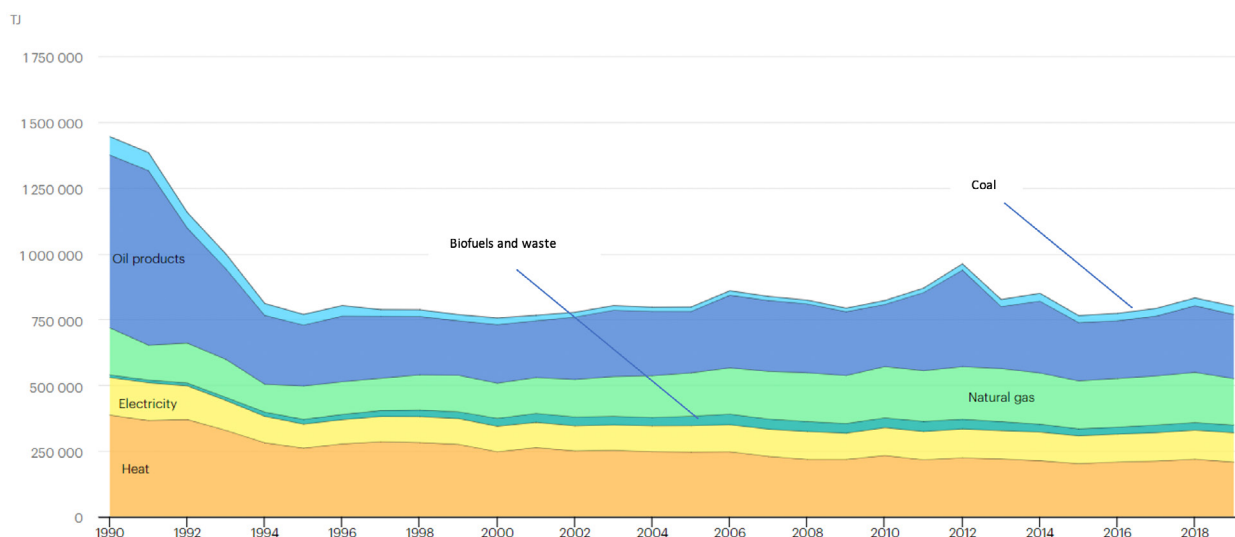
Стратегических государственных документов в области водорода пока не опубликовано.

Баланс производства и потребления энергии

По данным МЭА, суммарное конечное энергопотребление в Беларуси обеспечивается примерно на 30% за счет нефтепродуктов, 25% за счет тепловой энергии, 20% за счет природного газа, 15% - за счет электроэнергии (см. рис. 33). Доля других источников (в том числе угля, биотоплива и отходов) незначительна. По этим же данным, природный газ в основном используется в жилом секторе и для неэнергетических целей (по другим данным – в обрабатывающей промышленности), нефтепродукты – в транспортном секторе. За период 2000-2019 энергопотребление почти не изменилось.

РИСУНОК 33

Структура суммарного конечного энергопотребления в Беларуси в 1990-2019 г. по источникам энергии

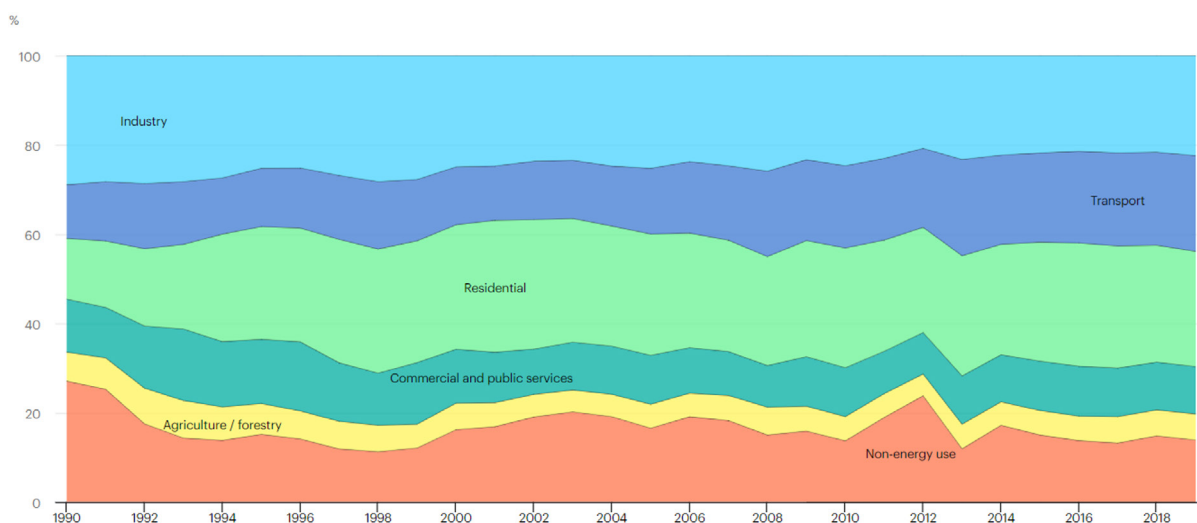


Источник: IEA World Energy Statistics

Примерно по 20% конечного энергопотребления приходится на жилой, транспортный и промышленный секторы. (рис. 34). По данным Белстата, в 2020 году на промышленность пришлось 33,3% конечного потребления ТЭР, на транспорт 21,4%, на жилищный сектор – 28,3%.

РИСУНОК 34

Структура суммарного конечного энергопотребления в Беларуси в 1990-2019 г. по секторам потребления

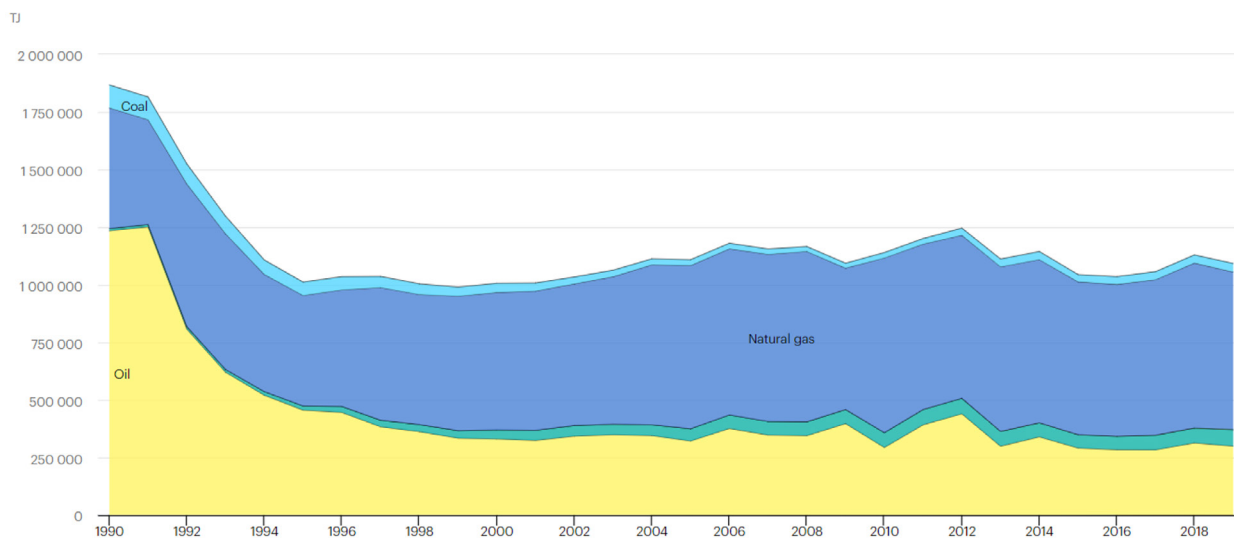


Источник: IEA World Energy Statistics

С 2010 г. поставки энергоресурсов практически не изменились ни по количеству, ни по структуре источников – доминирует природный газ (около 60%) (рис. 35).

РИСУНОК 35

Структура поставок энергии в Беларуси в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



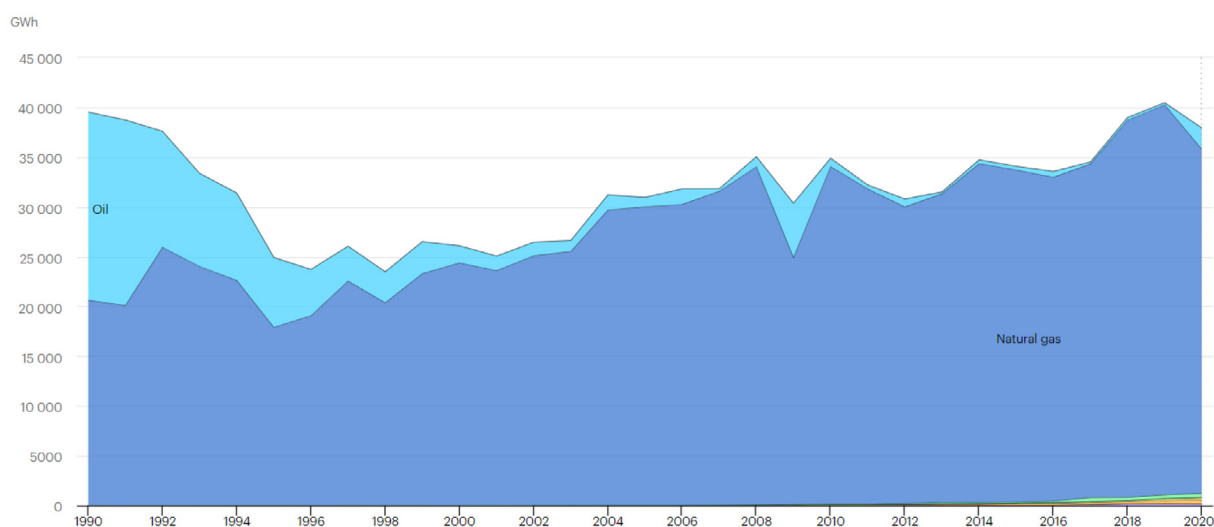
Источник: IEA World Energy Statistics

Основной источник поставок природного газа и нефти в Беларуси – экспорт из России. По данным МЭА и Белстата, в 2020 г. в Беларуси переработали в среднем 320-360 баррелей в день нефти – по объемам нефтепереработки страна находится на втором месте среди стран, попавших в контур настоящего исследования.

В электроэнергетике Белоруссии природный газ на горизонте 2000-2020 был единственным крупным и доминирующим источником энергии. С 2021-2022 г. ситуация поменяется за счет ввода Белорусской АЭС. (рис. 36).

РИСУНОК 36

Выработка электроэнергии в Беларуси по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

Газотранспортная инфраструктура включает в свой состав магистральные и распределительные газопроводы общей протяженностью более 7,9 тыс. км. Через Беларусь проходит магистральный газопровод Ямал-Европа, предназначенный для импорта российского газа в страны Евросоюза. Вся газотранспортная и газораспределительная инфраструктура управляется компанией «Газпром трансгаз Беларусь», 100% дочерней структурой российского Газпрома.

Белорусская АЭС располагается примерно в 125 км от основной трассы газопровода.

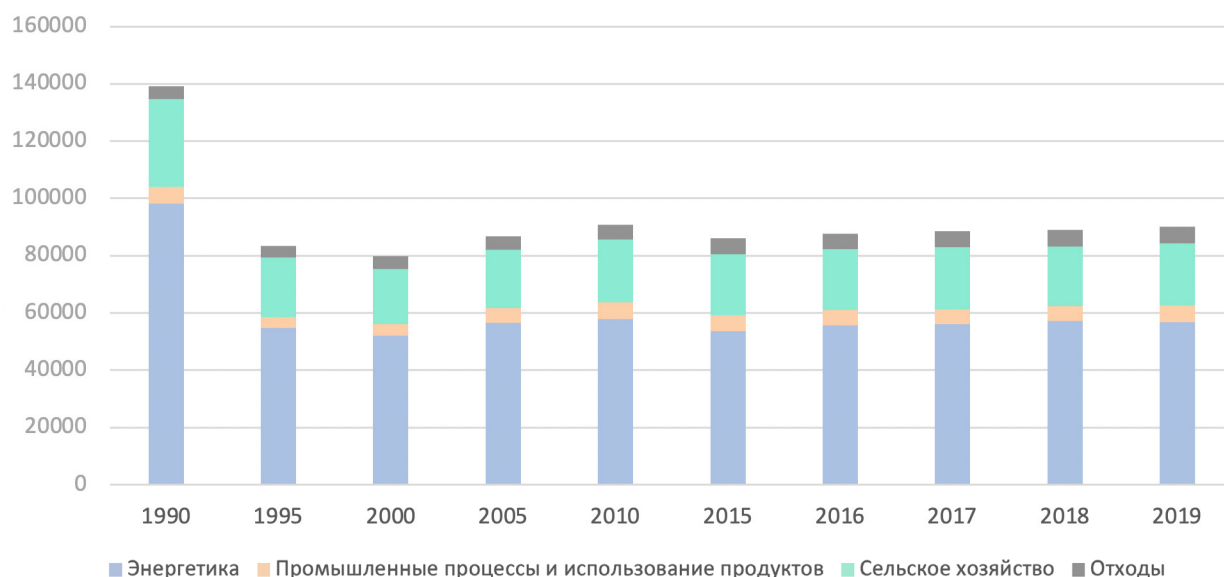
У «Газпром трансгаз Беларуси», так же как у Группы Газпром, нет утвержденных планов по использованию газотранспортной инфраструктуры для транспортировки низкоуглеродного водорода.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Беларуси, по официальным данным национального кадастра, непрерывно снижались от уровня около 140 млн тCO₂ в год с 1990 по 2000 год (по мере экономического спада и роста доли газа в структуре используемых ископаемых топлив, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего медленно и непостоянно росли до уровня около 85 млн тCO₂ в год к 2019 г. (см. рис. 37).

РИСУНОК 37

Выбросы парниковых газов в Беларуси без учета ЗИЗЛХ в 1990-2019 годах по данным национального кадастра в Гт CO₂е/год



Источник: UNFCCC National Emission Inventory

На долю CO₂ в 2019 г. пришлось 68% выбросов во всех секторах, на долю сектора «Энергетика» - около 63% выбросов всех парниковых газов. Важное значение также играют выбросы метана и выбросы в сельском хозяйстве.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Долгосрочная энергетическая стратегия Беларуси находится в разработке, поэтому нет возможности использовать в анализе долгосрочные цели.

В долгосрочной концепции энергетической безопасности Беларуси (2015) приведены ориентиры для некоторых показателей развития энергетического сектора:

- диверсификация импорта энергии (снижение доли доминирующего поставщика, то есть России, с 90% в 2015 до 60% в 2035 г.);
- диверсификация энергоносителей (снижение доли природного газа в потреблении энергии с 60% до 50% и в выработке электроэнергии с 90% до менее 50% за тот же период);
- резкий рост доли АЭС в производстве электроэнергии – с 0% до 41% за тот же период
- рост доли ВИЭ в производстве электроэнергии – с 0,7% до 6,1%.

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution) Беларуси в сокращение выбросов парниковых газов в рамках участия страны в Парижском соглашении предполагает удвоение доли ВИЭ в энергетике «на пути к достижению климатической нейтральности к середине века». Поставлена цель сократить выбросы на 35% от уровня 1990 к 2030 г. с учетом ЗИЗЛХ и до 40% - при условии доступа к международному финансированию наилучших доступных технологий.

Беларусь как часть Восточной Европы рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Беларусь не выделяется.

A4.1 Казахстан

Республика Казахстан (Казахстан) находится в северной части Центральной Азии и граничит с Россией на севере, Китаем на востоке, Кыргызстаном и Узбекистаном на юге и Каспийским морем и Туркменистаном на западе. Его население составляет 18,7 млн человек, а его площадь - около 2,7 млн км² (крупнейшая страна среди вошедших в контур настоящего исследования); Астана – столица и крупнейший город (около 1 млн чел.).

Ключевые факты

Казахстан является энергоизбыточной страной: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году при суммарном производстве энергии в 179 млн т.н.э. конечное потребление составило примерно 40,7 млн т.н.э., а экспорт энергоресурсов – 103,4 млн. т.н.э. (крупнейший производитель и экспортер энергоресурсов среди стран, вошедших в контур настоящего исследования).

Основа энергетического сектора – нефть, уголь, и газ, которые Казахстан и производит, и экспортирует. Доля нефтегазового сектора в ВВП страны – 17% (2020). Добыча нефти и газа возросла в 2,5-4 раза за период с 2000 по 2015, после чего рост замедлился. Электроэнергетика базируется на угольных тепловых электростанциях – их доля в выработке электроэнергии в 2019 г. достигала 70%, доля газовых ТЭС – почти 20%, а остальные 10% приходились на крупные ГЭС и зарождающийся сектор ВИЭ.

Ключевые документы и регулирующие органы

По конституции Казахстана, стратегические решения в области внутренней и внешней политики принимает президент, и сенат имеет право формулировать аспекты экономической политики. Энергетический сектор Казахстана регулирует Министерство энергетики. Промышленное развитие (в том числе в угольной отрасли) курирует Министерство индустрии и инфраструктурного развития. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов занимается вопросами защиты окружающей среды, «зеленой экономики», управлением отходами, а за стратегическое планирование отвечает Министерство национальной экономики.

В 2016 Казахстан подписал и ратифицировал Парижское соглашение, а в 2020 президент Токаев публично призвал к достижению углеродной нейтральности к 2060 году.

В сентябре 2021 утверждена «Доктрина (стратегия) достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года». В марте 2022 Министерством энергетики утвержден «Энергетический баланс Республики Казахстан до 2035 года», который сфокусирован на электроэнергетике. В развитие этого документа планируется к октябрю 2022 разработать «Концепцию развития электроэнергетической отрасли до 2035 года с возможностью охвата периода до 2060 года». В июле 2022 правительство утвердило Комплексный план развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022 – 2026 годы, в рамках которого основной целью поставило развитие конкурентного газового рынка через дерегулирование и привлечение независимых производителей газа.

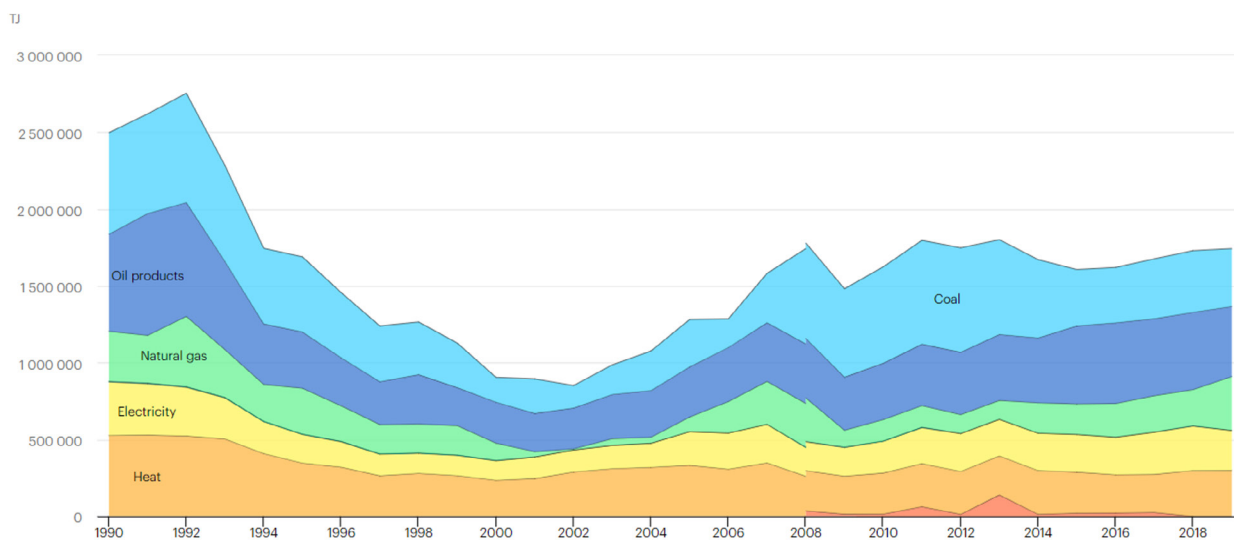
Стратегический документ в области водорода по состоянию на июнь 2022 г. находится в разработке, планируемая дата его утверждения не опубликована.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Казахстане почти поровну обеспечивается за счет угля, нефтепродуктов, природного газа, электроэнергии и тепловой энергии (см. рис. 38). Уголь в основном напрямую используется в жилом секторе и в промышленности, нефтепродукты преимущественно в транспорте, а природный газ – в жилом секторе.

РИСУНОК 38

Структура суммарного конечного энергопотребления в Казахстане в 1990-2019 г. по источникам энергии

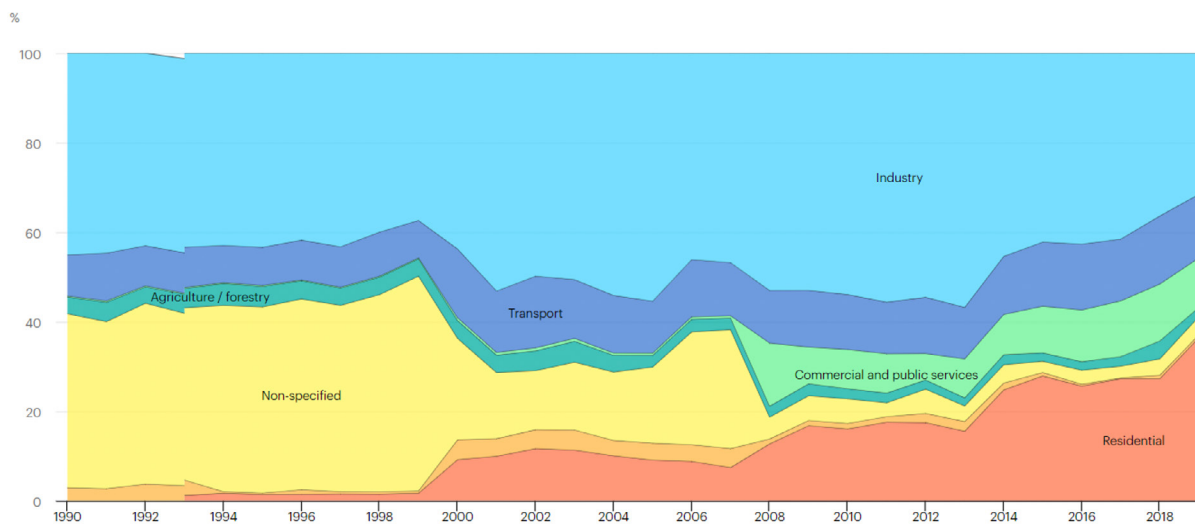


Источник: IEA World Energy Statistics

Примерно по 35% конечного энергопотребления приходится на жилой и промышленный секторы, транспорт занимает около 15% (рис. 39).

РИСУНОК 39

Структура суммарного конечного энергопотребления в Казахстане в 1990-2019 г. по секторам потребления

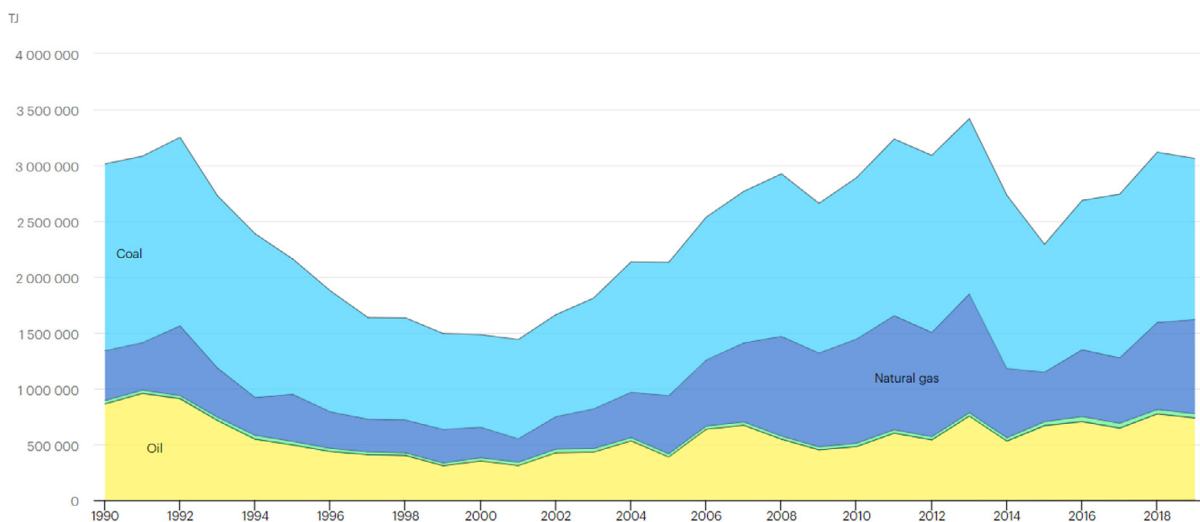


Источник: IEA World Energy Statistics

С 2000 до 2013 поставки энергоресурсов почти удвоились – в первую очередь за счет нефти и газа. После экономического спада (2015-2016) поставки вновь начали расти почти вышли на уровень 2013 года (рис. 40).

РИСУНОК 40

Структура поставок энергии в Казахстане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



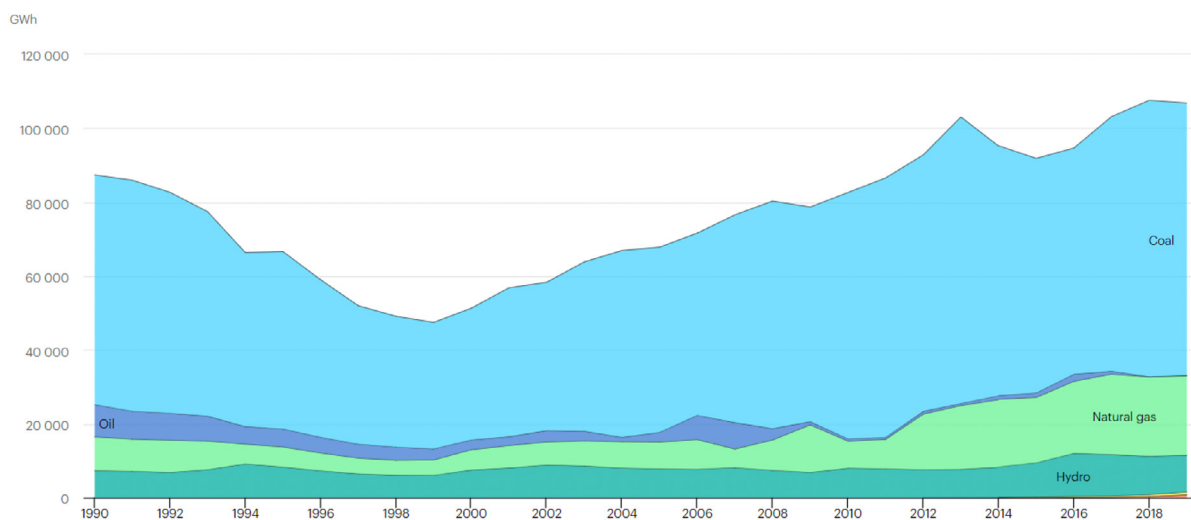
Источник: IEA World Energy Statistics

По данным bp Statistical Review of World Energy 2021, Казахстан в 2020 г. произвел 2,1% нефти в мире (86,1 млн. тонн), заняв 14-е место в мире и первое место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. Доля страны в мировой добыче природного газа составила 0,8% (31,7 млрд. м³) – 22-е место в мире и третье место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. В 2020 г. в республике добыли 113,2 млн тонн угля (1,5% мировой добычи, 8 место в мире и первое место среди стран в контуре исследования).

В электроэнергетике Казахстана доминирует уголь, хотя доля природного газа за последние 10 лет выросла вдвое – до 20%. (рис. 41). Доля ВИЭ (без учета ГЭС) пока незначительна – рост их выработки начался в 2016 г.

РИСУНОК 41

Выработка электроэнергии в Казахстане по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

Газотранспортная инфраструктура Казахстана используется, в том числе, для транспортировки газа из Узбекистана и Туркменистана в Россию и Китай. (рис. 42).

РИСУНОК 42

Схема газотранспортной инфраструктуры Казахстана



Источник: IEA, Aiyngul Kerimray

Внутренне потребление газа быстро увеличивается: за последние 10 лет оно выросло на 90%, а уровень газификации среди домохозяйств вырос с 30% в 2013 до 55% в 2021. Западная и северо-восточная часть страны получает газ от местных поставщиков. Южная часть Казахстана (Туркестан, Шымкент, Алматы, Жамбыл, Кызылорда) раньше получали газ только из Узбекистана, но с 2019 г. подключены газопроводом к газодобывающим регионам на западе Казахстана. Восточные и северные регионы страны пока в меньшей степени газифицированы, но создание новых газопроводов направлено на решение этой проблемы.

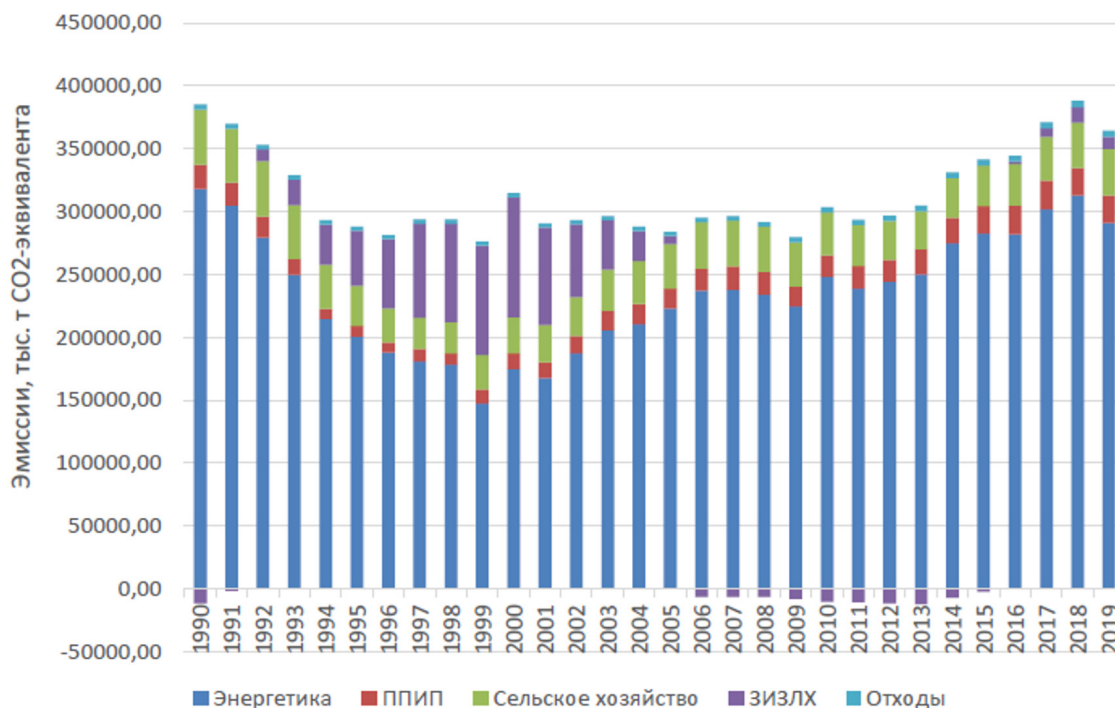
Газотранспортной и газораспределительной инфраструктурой управляет компания QazaqGas. В июле 2022 при участии этой компании было подписано соглашение о создании «Альянса зеленого водорода». В публичной плоскости пока нет данных о планах QazaqGas в отношении использования газотранспортной инфраструктуры для транспортировки низкоуглеродного водорода, этот вопрос потребует дополнительного изучения – как в отношении потребителей газа внутри Казахстана, так и в отношении экспортных газопроводов в Россию и Китай.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Казахстане (без учета ЗИЗЛХ), по официальным данным национального кадастра, непрерывно снижались от уровня около 400 млн тCO₂ в год с 1990 по 2000 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего медленно и непостоянно росли до уровня около 370 млн тCO₂ в год к 2019 г. (см. рис. 43).

РИСУНОК 43

Выбросы парниковых газов в Казахстане в 1990-2019 годах по данным национального кадастра в тыс. т CO₂э/год



Источник: UNFCCC National Emission Inventory

Выбросы от энергетической деятельности занимают более 85%. Важный источник выбросов в этом сегменте – сжигание угля для получения электрической и тепловой энергии.

С 2013 года в стране функционирует система торговли выбросами парниковых газов – Казахстан был первой в Центральной Азии страной, которая запустила такую систему. К 2021 г. система торговли выбросами регулировала около 40% внутренних выбросов CO₂ в Казахстане от 225 крупных предприятий, охватывающих электроэнергетику, централизованное теплоснабжение, добывающую и перерабатывающую промышленность, ежегодные выбросы каждого из которых составляют свыше 20 000 тонн CO₂ в год.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Важнейшая цель энергополитики, которая повлияет на потенциал и перспективы водорода в Казахстане – это стремление к углеродной нейтральности к 2060, закрепленное в Доктрине достижения углеродной нейтральности в сентябре 2021 г.

Энергетический баланс Республики Казахстан до 2035 года, утвержденный в марте 2022, по состоянию на июнь 2022 г. не опубликован. Судя по сообщению пресс-службы Министерства энергетики, в нем содержится следующая информация:

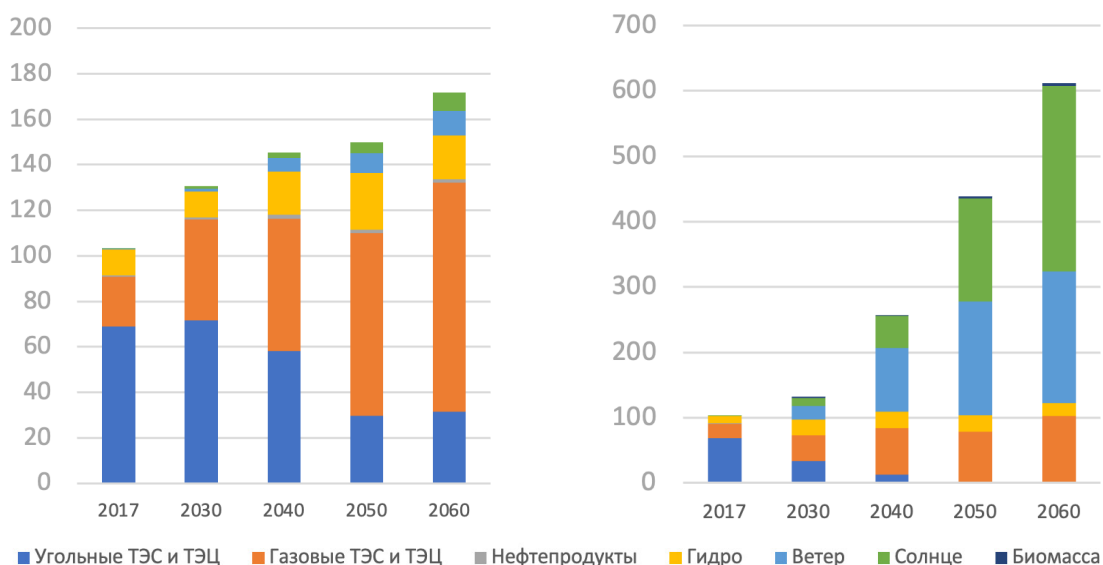
- прогнозные значения производства и потребления электроэнергии (потребление 153 млрд кВт·ч к 2035 г.),
- необходимые объемы и структуры ввода новых генерирующих мощностей (около 10 ГВт к 2035 г., в том числе ВИЭ мощностью 6,5 ГВт ВИЭ и АЭС мощностью не менее 2,4 ГВт),
- планируется внедрение требований по применению объектами ВИЭ систем накопления электроэнергии;

- строительство новых угольных станций будет ограничено.

В Доктрине достижения углеродной нейтральности приведены прогнозные данные о структуре выработки электроэнергии на горизонте до 2060 г. (рис. 44).

РИСУНОК 44

ЕСтруктура и объемы выработки электроэнергии в Казахстане по сценариям Доктрины достижения углеродной нейтральности, ТВт·ч/год (слева – Базовый сценарий, справа – сценарий «Углеродная нейтральность»)



В базовом сценарии прогнозируется рост выработки на ВИЭ (включая ГЭС) в 2,2 раза (на 15,6 ТВт·ч) на горизонте 2017-2040, а в сценарии углеродной нейтральности – почти в 15 раз (на 161 ТВт·ч).

Отличие Доктрины в том, что АЭС в ней не рассматривается (в отличие от Энергетического баланса 2035). В то же время, целевая выработка электроэнергии в 2035 г. на уровне около 135 ТВт·ч совпадает в обоих сценариях Доктрины и в Энергетическом балансе 2035.

IHS Markit в прогнозе, выполненном для Kazenergy (2021), показывает оценки, близкие к базовому сценарию Доктрины: совокупная доля всех ВИЭ в выработке на уровне 15% к 2030 году, 18% к 2040 и 20% к 2050. Среди ограничений для развития ВИЭ в отчете упоминается проблема неравномерности выработки ВИЭ и дороговизны систем хранения электроэнергии.

Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution) Казахстана в сокращение выбросов парниковых газов в рамках участия страны в Парижском соглашении предполагает снижение уровня выбросов парниковых газов на 15-25% к 2030 году по сравнению с 1990 базовым годом.

По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2020-2040 добыча газа в Казахстане будет расти до 50 млрд м³ в год на фоне почти постоянного спроса (что означает рост возможностей для производства водорода из природного газа). Прогноз IHS Markt, напротив, исходит из постепенного роста импорта газа в Казахстан из России и стран Центральной Азии вплоть до превращения Казахстана в нетто-импортера газа. Во многом это будет зависеть от темпов развития нефтехимии и перевода с угля на газ электростанций и промышленных предприятий.

A5.1 Кыргызстан

Кыргызская Республика (Кыргызстан) находится в Центральной Азии и граничит с Казахстаном на севере, Таджикистаном на юге, Китаем на востоке и Узбекистаном на западе. Население Кыргызстана - 6,5 млн человек, а его площадь - около 200 тыс. км²; Бишкек – столица и крупнейший город (17% населения страны).

Ключевые факты

Кыргызстан является энергодефицитной страной: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году при суммарном производстве энергии в 2,1 млн т.н.э. конечное потребление составило примерно 3,5 млн т.н.э., а импорт энергоресурсов нетто – 1,9 млн. т.н.э.

Энергетический сектор играет сравнительно небольшую роль в экономике республики – около 4% ВВП – по сравнению с сельским хозяйством. Особенность энергетического сектора – обширные ресурсы гидроэнергетики и значительные запасы угля. Кыргызстан вырабатывает электроэнергию почти полностью от ГЭС (один из самых высоких показателей в мире), но большое значение имеет импорт нефтепродуктов и газа (из России и Казахстана), - в особенности в зимний период, когда выработка на ГЭС снижается.

Исторически энергообеспечение и водоснабжение не только Кыргызстана, но и соседних государств (Узбекистан, Таджикистан, Казахстан) зависело от режимов работы крупных ГЭС и наполняемости водохранилищ, которые определялись труднопредсказуемыми стоками рек. После обретения независимости этих стран в начале 1990х согласование взаимных интересов в этих сферах затруднилось. В наши дни дополнительный вызов создает как прогрессирующее старение инфраструктуры, так и изменение климата, приводящее к изменению стоков рек. Преодоление этой сложной ситуации – одна из важных задач, которую предстоит решать всем этим странам.

Главный приоритет энергополитики Кыргызстана последних лет – энергобезопасность за счет развития местных энергоресурсов (добыча угля резко возросла), модернизации существующих энергообъектов и усиления электрических связей с соседними странами.

Ключевые документы и регулирующие органы

Госкомитет по промышленности, энергетике и недропользованию Кыргызстана отвечает за развитие и реализацию госполитики во всем энергетическом секторе, включая водно-энергетические и топливные ресурсы и промышленный потенциал страны. В 2016 г. Создан «Национальный энергохолдинг» - компания, управляющая долями государства в энергокомпаниях.

Министерство природных ресурсов, экологии и технического надзора отвечает за охрану окружающей среды и реализацию климатических проектов. Госкомитет по экологии и климату курирует оценку выбросов парниковых газов и разработку соответствующих отчетных документов. В Кыргызстане существует Координационный совет по вопросам изменения климата, экологии и развития «зелёной» экономики под председательством премьер-министра, который координирует участие страны в РКИК ООН (республика присоединилась к Парижскому соглашению в ноябре 2019 г.). В октябре 2021 был утвержден Обновленный Определяемый на национальном уровне вклад Кыргызской Республики, разработанный при поддержке ПРООН и ряда международных организаций.

Ключевые действующие долгосрочные документы, определяющие развитие энергетического сектора - Национальная стратегия развития Кыргызской республики на 2018-2040 годы, Национальная программа развития Кыргызской Республики до 2026 года (утверждена в октябре 2021) и Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики на 2008-2010 годы и стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года (НЭП).

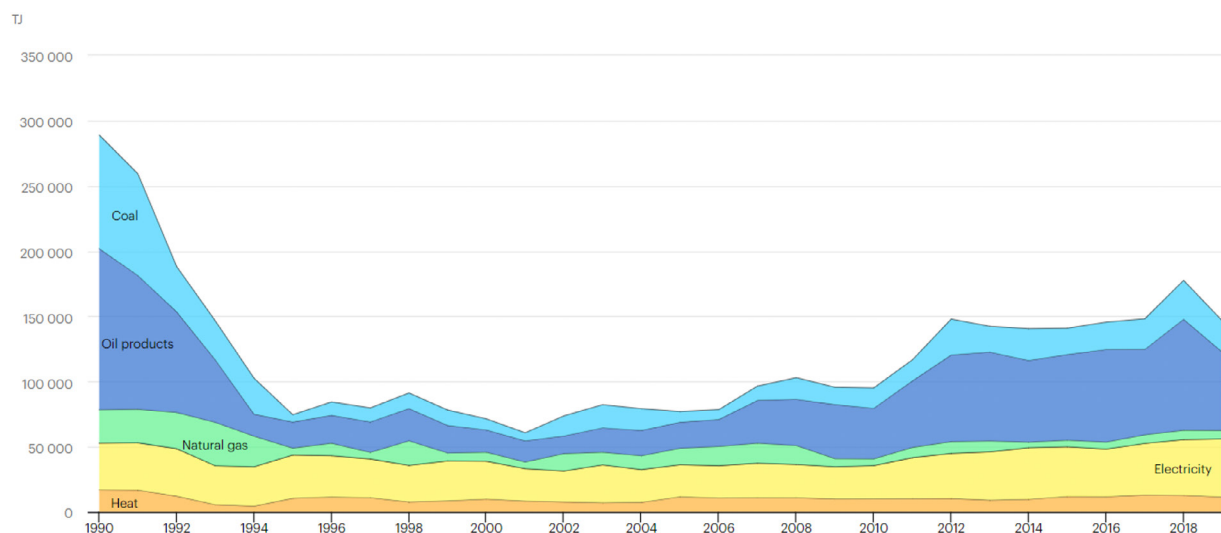
Стратегический документ в области водорода по состоянию на июнь 2022 г. не разработан.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Кыргызстане, прежде всего, обеспечивается за счет нефтепродуктов (40%) и электроэнергии (30%) (см. рис. 45). Нефтепродукты используются в жилом и транспортном секторе, уголь – в жилом секторе.

РИСУНОК 45

Структура суммарного конечного энергопотребления в Кыргызстане в 1990-2019 г. по источникам энергии

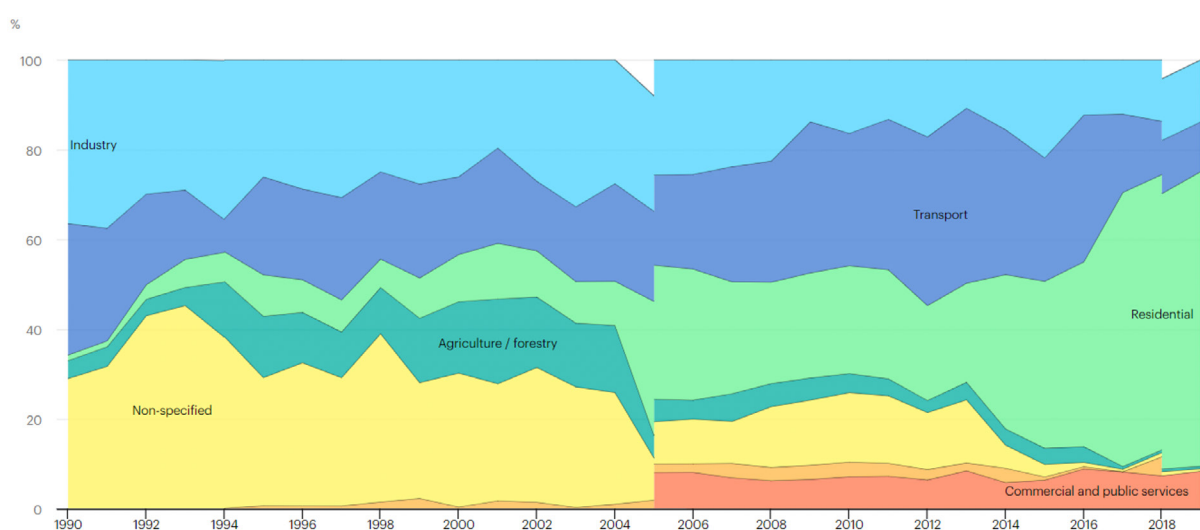


Источник: IEA World Energy Statistics

Жилой сектор доминирует в конечном энергопотреблении – больше 60% (рис. 46).

РИСУНОК 46

Структура суммарного конечного энергопотребления в Кыргызстане в 1990-2019 г. по секторам потребления

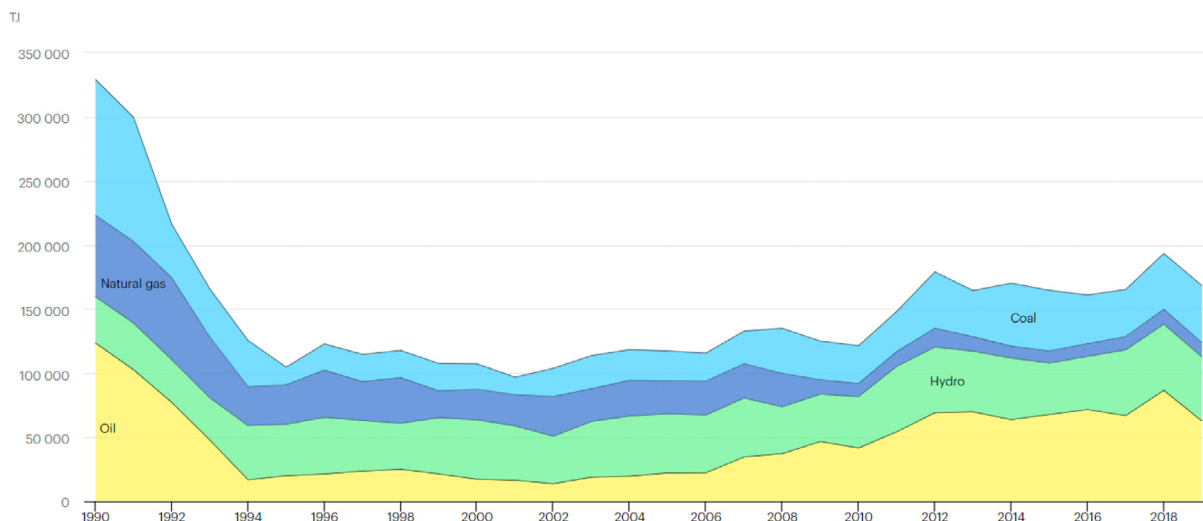


Источник: IEA World Energy Statistics

С 2000 до 2018 поставки энергоресурсов почти удвоились – в первую очередь за счет нефтепродуктов (рис. 47).

РИСУНОК 47

Структура поставок энергии в Кыргызстане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



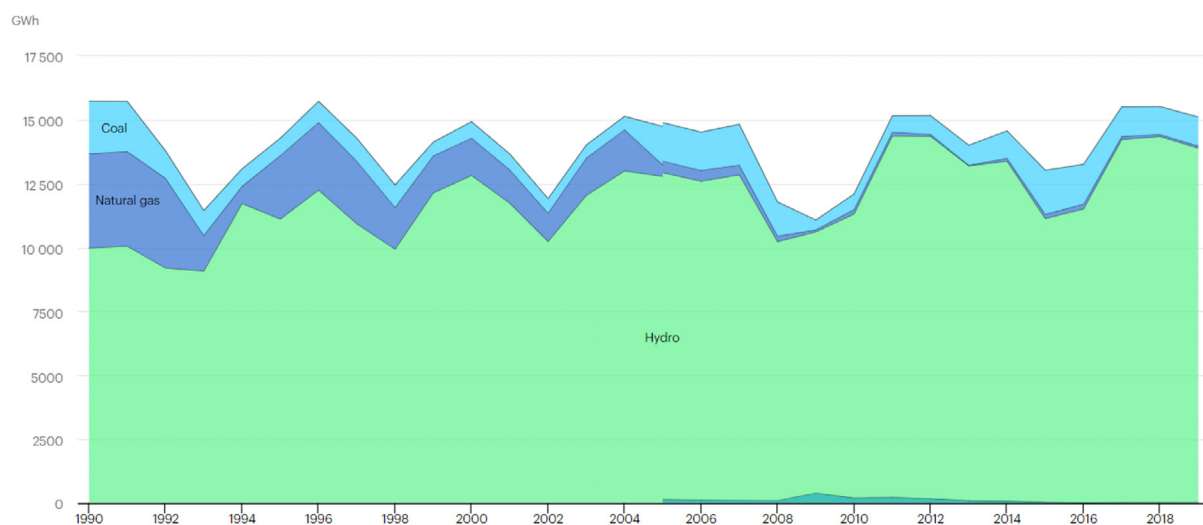
Источник: IEA World Energy Statistics

В электроэнергетике Кыргызстана доминируют ГЭС, а уголь на протяжении последних 10 лет занимает постоянную долю чуть меньше 10% (рис. 48). Неравномерность выработки по годам объясняется зависимостью энергосистемы от ГЭС и, соответственно, от гидрологического режима на реках, который объективно меняется ежегодно. Суммарная выработка почти не меняется на протяжении последних 30 лет, оставаясь в пределах 11-16 ТВт·ч/год.

При этом, по данным IEA, за последние 10 лет потребление электроэнергии в Кыргызстане растет в среднем на 5,8% каждый год – главным образом за счет домохозяйств.

РИСУНОК 48

Выработка электроэнергии в Кыргызстане по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Зависимость энергетического сектора Кыргызстана от гидрологических режимов рек создает проблемы с энергообеспечением на пиках спроса на энергию – особенно в зимний период, когда потребление электроэнергии в домохозяйствах растет на фоне снижения температуры воздуха (электроотопление, освещение) и может превысить возможности энергосистемы (особенно в ситуации повышенного износа) – ситуация дефицита энергоснабжения. По словам министра экономики и финансов Кыргызстана в октябре 2021, в Кыргызстане изношено свыше 80% энергетического сектора при критической норме износа не более 30%, а годовой дефицит электроэнергии составляет около 6 ТВт⋅ч.

Дисбаланс между производством и потреблением электроэнергии можно снизить, увеличивая мощность генерации, развивая электрические связи с соседними странами (например, на это направлен проект Central Asia-South Asia power project, CASA-1000), повышая энергоэффективность, управляя спросом (например, за счет тарифов), развивая сезонные системы хранения энергии (в зависимости от возможностей – ГАЭС, батарейные накопители, водород).

В летние месяцы, напротив, может наблюдаться проблема избытка возможностей производства электроэнергии из-за повышенных стоков рек и снижающегося потребления электроэнергии. Водохранилища демпфируют этот дисбаланс, но холостые сбросы воды помимо гидротурбин могут происходить, в том числе для регулирования уровня воды в реках после плотин для целей водоснабжения. Этот вопрос требует дополнительного изучения для конкретных условий Кыргызстана.

Газотранспортная инфраструктура

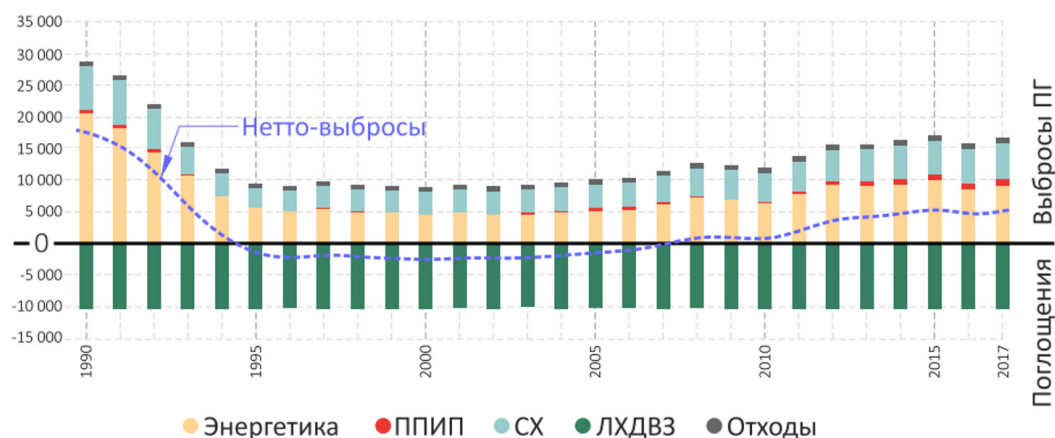
Газотранспортная инфраструктура обеспечивает импорт природного газа в Кыргызстан (около 300 млн м³ в год) из Узбекистана и его транзит в Казахстан по газопроводу Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы. Инфраструктура нуждается в модернизации (возраст более 35 лет) и повышении эффективности. Она состоит из почти 800 км магистральных газопроводов и более 3,4 тыс. км газопроводов среднего и низкого давления. Инфраструктурой владеет и управляет «Газпром Кыргызстан», 100% дочерняя компания российского «Газпрома». В планах обеих компаний нет использования существующей газотранспортной инфраструктуры для транспортировки водорода. Для Кыргызстана этот вопрос может быть не столь актуален, учитывая износ этой системы.

Выбросы парниковых газов

В соответствии с «Обновленным Определяемым на национальном уровне вкладом Кыргызской Республики» (октябрь 2021), выбросы парниковых газов в республике непрерывно снижались от уровня около 30 млн тСО₂ в год с 1990 по 1995 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего в течение более 10 лет оставались постоянными, пока не перешли к росту.

РИСУНОК 49

Выбросы парниковых газов в Кыргызстане в 1990-2019 годах по данным национального кадастра в тыс. т СО₂/год.



Источник: Обновленный ОНУВ Кыргызской республики, октябрь 2021. (ППИП - промышленные процессы и использование продуктов).

Особенность Кыргызстана – наличие постоянного поглощения (стоков) в 10 млн тCO₂ в год, которое значительно компенсирует выбросы. На протяжении 1995-2007 годов нетто-выбросы вообще были отрицательными (рис. 49). Ключевые сегменты выбросов – энергетика (около 2/3 всех выбросов в 2017 г.) и сельское хозяйство.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

В Кыргызстане пока нет долгосрочных (до 2035 и далее) стратегических документов энергетической политики, целевые показатели которых можно было бы взять за основу для оценки перспектив производства водорода.

В существующих краткосрочных документах отражены такие приоритеты энергополитики, как:

- снижение зависимости от углеводородов;
- развитие гидроэнергетики (в том числе малой): как модернизация существующих мощностей, так и строительство новых (в том числе Камбаратинской ГЭС-1, Верхне-Нарынского каскада ГЭС, Суусамыр-Кокомеренского каскада ГЭС, Казарманского каскада ГЭС);
- развитие электрических связей с соседними странами (проект CASA-1000 и др.), в том числе в рамках будущего единого рынка ЕАЭС, экспорт избыточной электроэнергии (в том числе в Восточную Азию);
- повышение энергоэффективности;
- перевод отопления в городах на небольшие котельные на угле, природном газе;
- развитие электротранспорта.

Количественных показателей в документах практически нет.

Обновленный Определяемый на национальном уровне вклад Кыргызской Республики (октябрь 2021) содержит цель сократить выбросы ПГ на примерно на 16% к 2025-2030 и – при условии международной поддержки - на 36% (2025) и 44% (2030). В этом документе также содержится перечень мероприятий по декарбонизации энергетического сектора, главные среди которых (более 4000 тыс. тCO₂ в год к 2030) - снижение потребления угля через газификацию домохозяйств, замена легкового транспорта с ДВС на электромобили, повышение энергоэффективности печей в домах и малых котельных. В части развития ВИЭ (до 1400 тыс. тCO₂ в год к 2030 г.) упоминаются расширение использования биогазовых установок и расширение мощности действующих ГЭС.

Кыргызстан как часть Каспийского региона рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Кыргызстан не выделяется.

А6.1 Молдова

Республика Молдова (Молдова) находится в Восточной Европе, не имеет выхода к морю и граничит с Румынией на западе и Украиной на севере, востоке и юге. Население Молдовы составляет 2,6 млн человек, ее площадь - около 33,8 тыс. км²; Кишинев – столица и крупнейший город (более 26% населения страны).

Ключевые факты

Молдова является энергодефицитной страной. Около 75% потребляемой в республике энергии поступает от импорта: по данным МЭА, в 2017 г. производство первичных энергоресурсов составило 790 тыс. т.н.э., импорт – 3149 т.н.э. По данным Национального Бюро Статистики Республики Молдова, в 2020 г. производство первичных энергоресурсов составило 689 тыс. т.н.э., импорт – 2214 т.н.э. (с учетом поставок из Приднестровья).

Собственное энергопроизводство в Молдове представлено, в основном, биоэнергетикой (твердые топлива), гидроэнергетикой и небольшой долей других ВИЭ. Практически весь объем потребляемого ископаемого топлива импортируется, как и большая часть потребляемой в республике электроэнергии. Ключевой сектор конечного потребления энергии – домохозяйства.

Ключевые документы и регулирующие органы

Министерство экономики и инфраструктуры отвечает за разработку и реализацию энергетической стратегии и политики. Министерство сельского хозяйства, регионального развития и окружающей среды ответственно за разработку стратегии и политики в области экологии и управления природными ресурсами. Агентство энергоэффективности занимается национальными программами в области энергоэффективности и ВИЭ.

Институт Энергетики, подведомственный Министерству образования, культуры и исследований, проводит исследования в области энергетических систем.

В 2013 г. принята Энергетическая стратегия Молдовы до 2030 г. Республика присоединилась к Парижскому соглашению в 2017 г., и в рамках участия Молдовы в РКИК ООН принята Стратегия развития с низким уровнем выбросов до 2030 года.

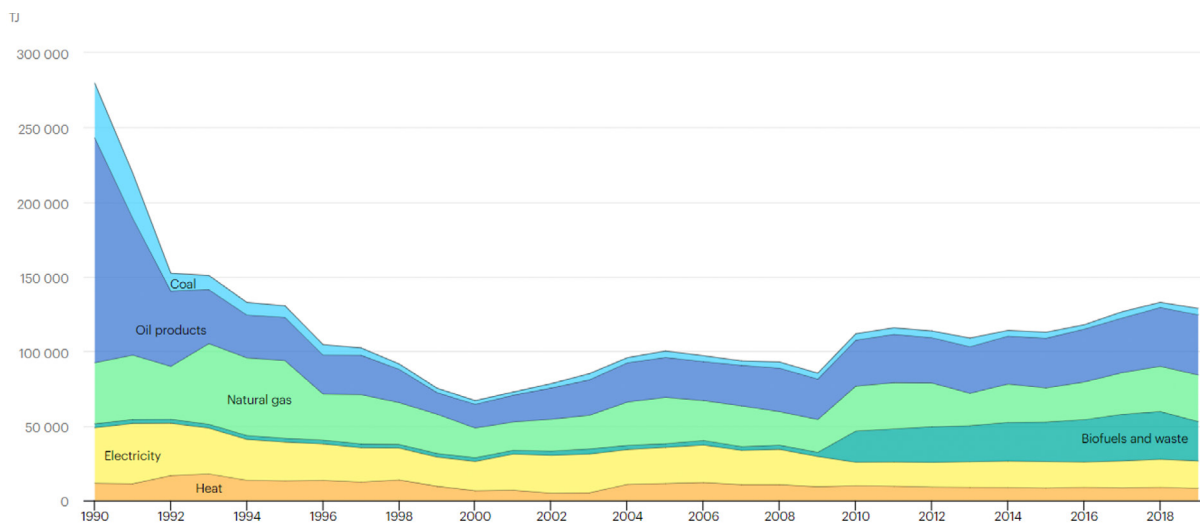
Стратегические государственные документы в области водорода пока не разрабатываются.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Молдове обеспечивается в основном примерно поровну за счет нефтепродуктов, природного газа, биотоплив и электроэнергии (см. рис. 50).

РИСУНОК 50

Структура суммарного конечного энергопотребления в Молдове в 1990-2019 г. по источникам энергии



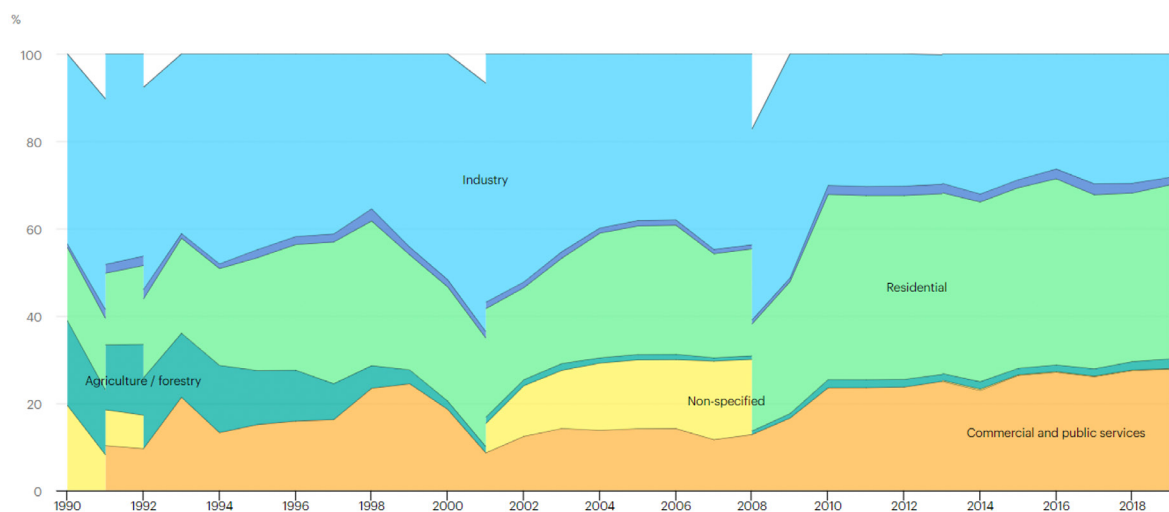
Источник: IEA World Energy Statistics

Нефтепродукты в основном используются в транспорте, природный газ – в промышленности и жилом секторе, а электроэнергия – в промышленности, жилом и коммерческом секторе. За период 2010-2019 энергопотребление увеличилось примерно на 20%.

Примерно 40% конечного энергопотребления приходится на жилой сектор, еще по 25% - на промышленность и коммерческий сектор (рис. 51).

РИСУНОК 51

Структура суммарного конечного энергопотребления в Молдове в 1990-2019 г. по секторам потребления

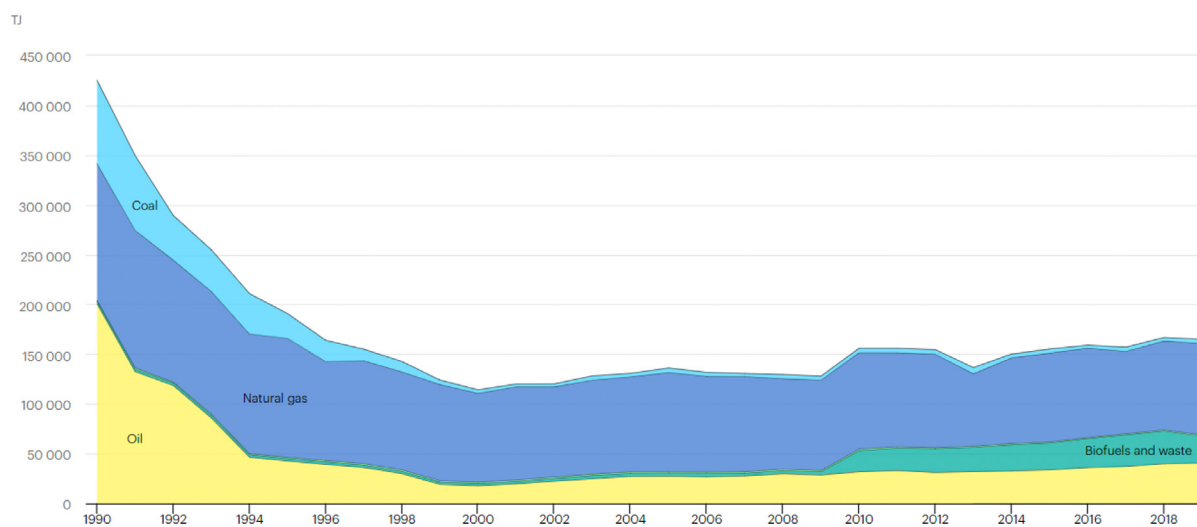


Источник: IEA World Energy Statistics

С 2010 г. поставки энергоресурсов практически не изменились ни по количеству, ни по структуре источников – доминирует природный газ (более 50%), биотоплива и нефтепродукты занимают по 20% (рис. 52).

РИСУНОК 52

Структура поставок энергии в Молдове в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



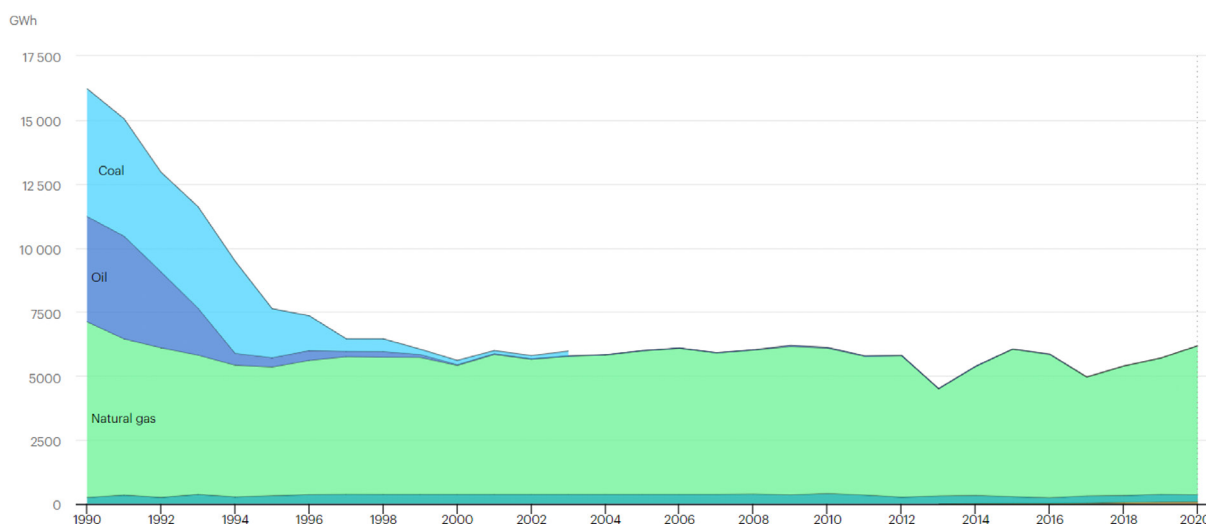
Источник: IEA World Energy Statistics

Основной источник поставок природного газа в Молдову – экспорт из России, хотя с конца 2021 года начался импорт из Румынии. Нефтепродукты импортируются в основном из Румынии (за исключением СУГ, которые поставляют в первую очередь Россия и Казахстан).

В электроэнергетике Молдовы природный газ на горизонте 2000-2020 был единственным крупным источником (рис. 53), причем за этот период объемы производства электроэнергии практически не изменились.

РИСУНОК 53

Выработка электроэнергии в Молдове по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

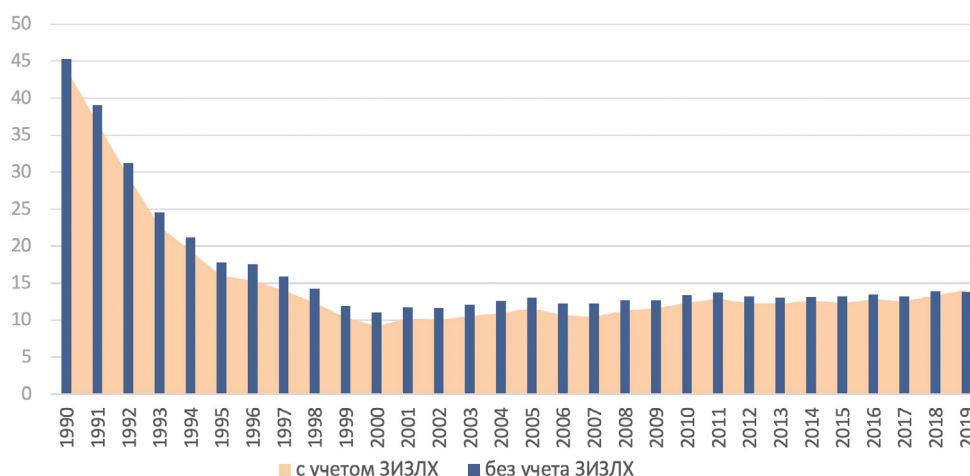
Природный газ -второй после нефтепродуктов источников энергии в Молдове. Инфраструктура распределена между правобережной частью страны и Приднестровьем, на территории которого находится крупная газовая электростанция - Молдавская ГРЭС. Инфраструктура на территории Приднестровья не контролируется молдавскими компаниями и властями. Газотранспортная инфраструктура в Молдове, в основном, управляется компанией «Молдовагаз», среди главных владельцев которой - российская компания Газпром (50%) и правительство Молдовы (35%).

Инфраструктура включает в свой состав около 800 км магистральных газопроводов, а суммарная протяженность газопроводов достигает около 25 тыс. км. Она обеспечивает доступ к природному газу по всей территории страны.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Молдове непрерывно снижались от уровня около 45 млн тCO₂ в год с 1990 по 2000 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего медленно и непостоянно росли до уровня около 14 млн тCO₂ в год к 2019 г. (см. рис. 54).

РИСУНОК 54

Выбросы парниковых газов в Молдове в 1990-2019 годах в млн тCO₂э/год

Источник: Third Biennial Update Report of the Republic of Moldova: Developed to be reported to the UNFCCC (2021)

На долю CO₂ в 2019 г. пришлось 68% выбросов во всех секторах, на долю сектора «Энергетика» - 67,5% выбросов всех парниковых газов. Важное значение также играют выбросы метана (19%) и выбросы в сельском хозяйстве (14%).

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Энергетическая стратегия Молдовы до 2030 года утверждена в 2013 году. В ней были обозначены два приоритета – укрепление статуса транзитного государства (по потокам электроэнергии и газа) и укрепление генерирующих мощностей для собственного производства электроэнергии – а также обозначено несколько задач для энергетического сектора:

- обеспечение энергобезопасности;
- рост энергоэффективности;
- увеличение доли ВИЭ в конечном потреблении энергии и производстве электроэнергии;
- снижение выбросов парниковых газов.

Количественные цели на 2020 год были частично достигнуты (за исключением усиления связей по газу и электроэнергии, увеличения мощности генерации и повышения доли ВИЭ в производстве электроэнергии). Количественных целей на 2030 год этот документ не содержит.

Стратегия развития республики Молдова с низким уровнем выбросов до 2030 г., принятая в 2016, содержит цели по сокращению выбросов парниковых газов, декомпозированные по отраслям (табл. 7). Итоговая цель – безусловное сокращение выбросов на 64-67% от уровня 1990 и условное сокращение на 78% – вошла в первый Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution).

ТАБЛИЦА 12

Цели по сокращению выбросов парниковых газов Молдовы от уровня 1990 г.
(в процентах от уровня 1990)

Сектора	К 2025 году		К 2030 году	
	безусл.	усл.	безусл.	усл.
Энергетика	76	82	74	82
Транспорт	41	48	thirty	40
Здания	79	81	77	80
Промышленность	51	59	45	56
Сельское хозяйство	43	45	37	41
ЗИЗЛХ	43	54	62	76
Отходы	46	51	38	47
ИТОГО	69	76	64-67	78

Источник: Стратегия развития республики Молдова с низким уровнем выбросов до 2030 г.

Третий обновленный доклад в рамках участия Молдовы в РКИК ООН (2021) содержит обновленный Определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ) – безусловное сокращение выбросов на 70% от уровня 1990 и условное сокращение на 88%. Это самая амбициозная цель среди всех стран в контуре настоящего исследования, кроме Казахстана.

Молдова как часть Восточной Европы рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Молдова не выделяется.

A7.1 Таджикистан

Республика Таджикистан (Таджикистан) находится в юго-восточной части Центральной Азии, не имеет выхода к морю и граничит с Кыргызстаном на севере, Китаем на востоке, Афганистаном на юге и Узбекистаном на севере и западе. Его население составляет 9,5 млн человек, а его площадь - около 143,1 тыс. км²; Душанбе – столица и крупнейший город (меньше 10% населения). Более 70% населения проживает в сельской местности.

Ключевые факты

Таджикистан является энергодефицитной страной (хотя степень зависимости от импорта энергоресурсов не столь значительна, как в некоторых других странах в контуре настоящего исследования): по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2019 году при суммарном производстве энергии в 3070 тыс. т.н.э. конечное потребление составило примерно 3190 тыс. т.н.э., а импорт энергоресурсов – 1039 тыс. т.н.э. Импортируются почти только нефтепродукты.

Особенность энергетического сектора Таджикистана – обширные ресурсы гидроэнергетики (горный рельеф создает огромные запасы ледников, питающих реки) и значительные запасы угля. Таджикистан вырабатывает электроэнергию почти полностью от ГЭС (один из самых высоких показателей в мире и один из самых мощных в мире ГЭС), но огромное значение имеет импорт нефтепродуктов.

Исторически энергообеспечение и водоснабжение не только Таджикистана, но и соседних государств (Узбекистан, Кыргызстан, Казахстан, Туркменистан) зависело от режимов работы крупных ГЭС и

наполняемости водохранилищ, которые определялись труднопредсказуемыми стоками рек. После обретения независимости этих стран в начале 1990х согласование взаимных интересов в этих сферах затруднилось. В наши дни дополнительный вызов создает как прогрессирующее старение инфраструктуры, так и изменение климата, приводящее к изменению стоков рек. Преодоление этой сложной ситуации – одна из важных задач, которую предстоит решать всем этим странам.

Главный приоритет энергополитики Таджикистана последних лет – обеспечение энергетической безопасности и эффективное использование электроэнергии. Основная проблема энергетического сектора – дефицит электроснабжения зимой, который затрагивает до 1 млн человек ежегодно. Дополнительные приоритеты – модернизация существующих энергообъектов и усиление электрических связей с соседними странами.

Ключевые документы и регулирующие органы

Министерство энергетики и водных ресурсов ответственно за реализацию политики в области энергетики, ВИЭ и энергоэффективности.

Министерство промышленности и новых технологий регулирует угольную промышленность, Министерство экономического развития и торговли – главный орган, отвечающий за разработку социально-экономических аспектов госполитики. Агентство статистики при президенте Таджикистана собирает (в том числе) энергетическую статистику и данные, необходимые для оценки выбросов парниковых газов в рамках отчетности в РКИК ООН. Комитет по охране окружающей среды при правительстве отвечает за экологическое регулирование.

В электроэнергетике Таджикистана доминантную роль занимает ОАХК «Барки Тоҷик» (БТ). Она отвечает за большую часть производства, передачи и распределения электроэнергии. В Горно-Бадахшанской автономной области электроснабжение потребителей осуществляет компания «Памир Энерджи».

Таджикистан ратифицировал Парижское соглашение в феврале 2017 г.

В По состоянию на июнь 2022 единых стратегических документов, задающих долгосрочные цели энергетической политики (энергетическая стратегия), пока не опубликовано.

В 2013 г. утверждена Национальная стратегия развития Таджикистана до 2030 г., задающая параметры развития для экономики в целом. В 2017 г. разработан Генплан развития электроэнергетического сектора, представляющий собой технико-экономическое обоснование развития генерации и сетей по нескольким сценариям с оценкой экономических последствий. В 2019 г. утверждена Концепция развития угольной отрасли на период до 2040 года.

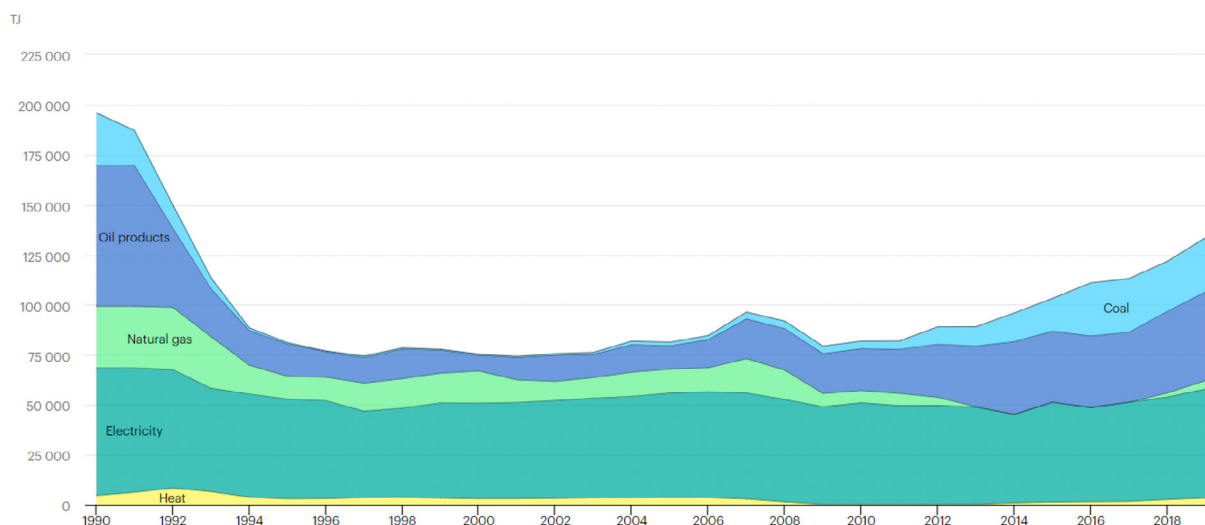
Стратегический документ в области водорода по состоянию на июнь 2022 г. не разработан.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Таджикистане, прежде всего, обеспечивается за счет электроэнергии (40%), нефтепродуктов (35%) и угля (20%) (см. рис. 55). Электроэнергия и уголь потребляются, в первую очередь, в жилом и промышленном секторе, а нефтепродукты – в транспортном. С 2013 по 2018 был перерыв в поставках газа в связи с отключением газопроводов на стороне Узбекистана.

РИСУНОК 55

Структура суммарного конечного энергопотребления в Таджикистане в 1990-2019 г. по источникам энергии

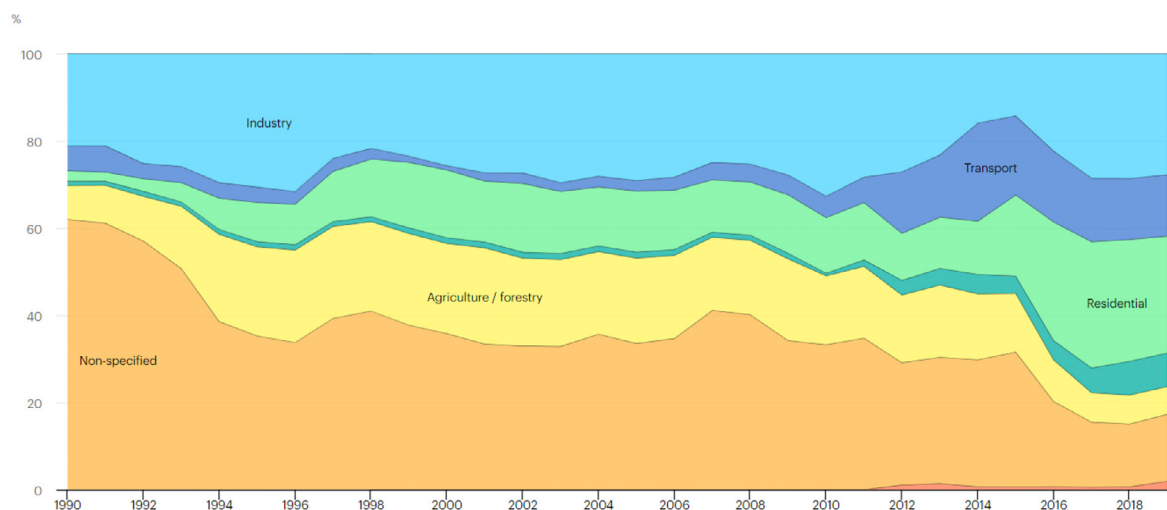


Источник: IEA World Energy Statistics

Жилой и промышленный секторы доминируют в конечном энергопотреблении – примерно по 30% (рис. 56).

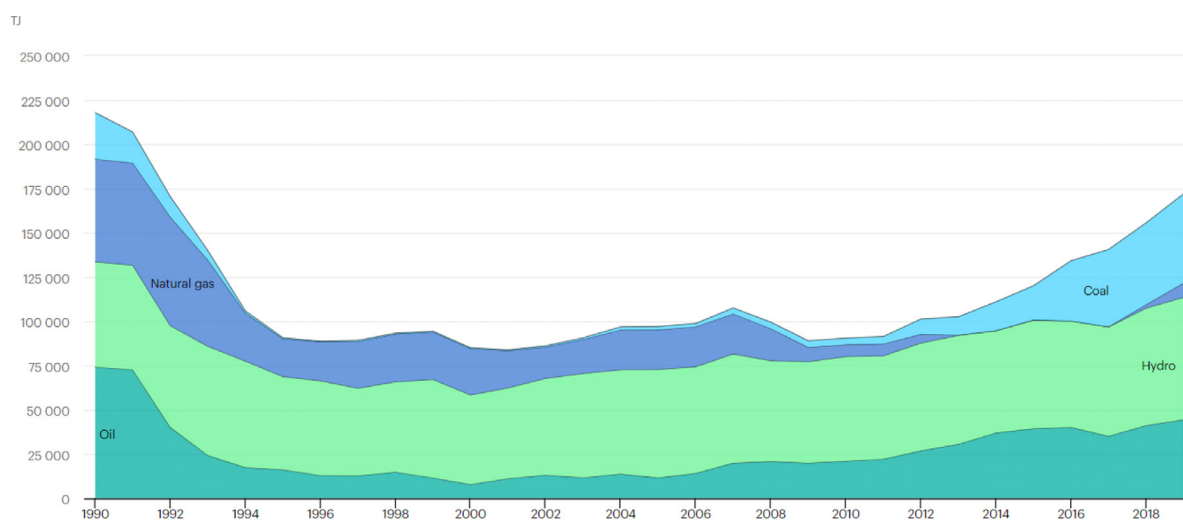
РИСУНОК 56

Структура суммарного конечного энергопотребления в Таджикистане в 1990-2019 г. по секторам потребления



Источник: IEA World Energy Statistics

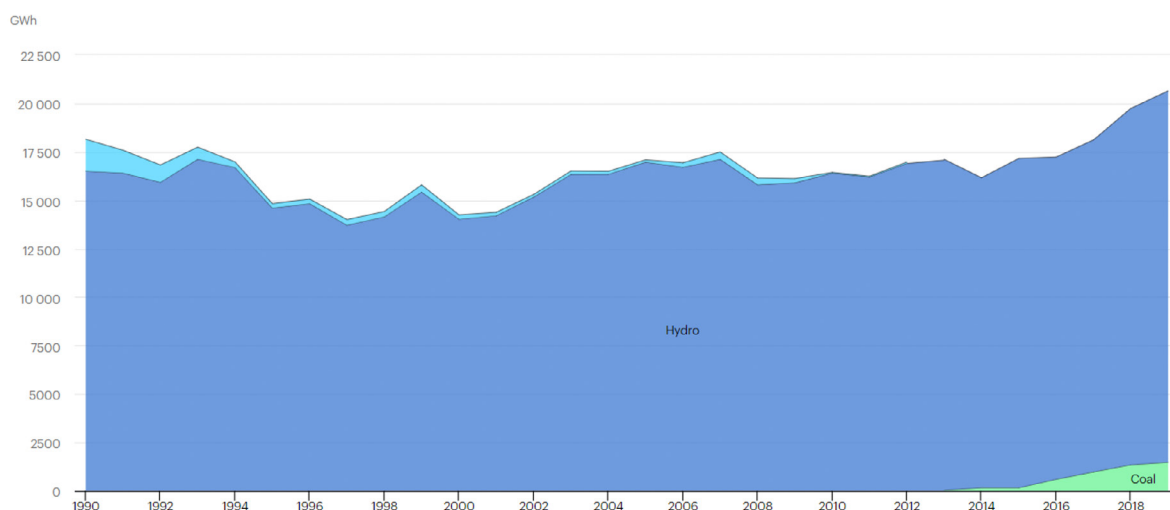
С 2010 до 2019 поставки энергоресурсов почти удвоились – в первую очередь за счет роста поставок угля и нефтепродуктов (рис. 57). Импорт природного газа прерывался на 5 лет с 2013 года, и собственная добыча его не заместила. По данным ВР (2021), в Таджикистане по состоянию на 2020 г. не было существенных подтвержденных запасов нефти, газа или угля.

РИСУНОК 57**Структура поставок энергии в Таджикистане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов**

Источник: IEA World Energy Statistics

В электроэнергетике Таджикистана доминируют ГЭС, но уголь на протяжении последних 5 лет смог занять небольшую долю чуть меньше 10% (рис. 58). Суммарная выработка за последние 5 лет выросла примерно на 30%. По данным IEA, за этот же период потребление электроэнергии увеличилось на 27% – главным образом за счет домохозяйств.

Крупнейшим потребителем электроэнергии в Таджикистане является компания TALCO, управляющая крупнейшим в центральной Азии алюминиевым заводом.

РИСУНОК 58**Выработка электроэнергии в Таджикистане по источникам в 1990-2020 годах**

Источник: IEA World Energy Statistics

Зависимость энергетического сектора Таджикистана от гидрологических режимов рек создает проблемы с энергообеспечением на пиках спроса на энергию – особенно в зимний период, когда потребление электроэнергии в домохозяйствах растет на фоне снижения температуры воздуха (электроотопление, освещение) и может превысить возможности энергосистемы (особенно в ситуации повышенного износа и малой выработки ГЭС) – ситуация дефицита энергоснабжения. В Таджикистане она повторяется регулярно. В Генплане развития электроэнергетического сектора принимается годовой неудовлетворенный спрос на электроэнергию в объеме 2 430 ГВт·ч.

Дисбаланс между производством и потреблением электроэнергии можно снизить, увеличивая мощность генерации, развивая электрические связи с соседними странами (например, на это направлен проект Central Asia-South Asia power project, CASA-1000), повышая энергоэффективность, управляя спросом (например, за счет прямых ограничений или роста тарифов), развивая сезонные системы хранения энергии (в зависимости от возможностей – ГАЭС, батарейные накопители, водород).

В летние месяцы, напротив, может наблюдаться проблема избытка возможностей производства электроэнергии из-за повышенных стоков рек и снижающегося потребления электроэнергии. Водохранилища демпфируют этот дисбаланс, но холостые сбросы воды помимо гидротурбин могут происходить, в том числе для регулирования уровня воды в реках после плотин для целей водоснабжения. Этот вопрос требует дополнительного изучения для конкретных условий Таджикистана.

Газотранспортная инфраструктура

Газотранспортная инфраструктура в Таджикистане используется для импорта газа из Узбекистана для поставки его ключевым потребителям – газовой электростанции в Душанбе и алюминиевому заводу TALCO.

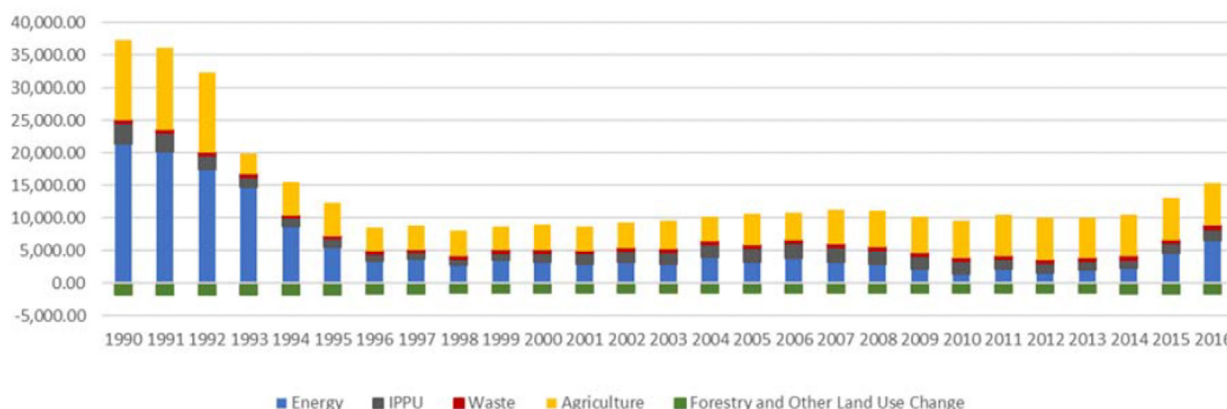
Управляет инфраструктурой государственная компания «Таджиктрансгаз». Среди перспективных проектов – транзитный газопровод Линия D Центрально-Азиатского газопровода для транспорта газа из Туркменистана через Узбекистан, Таджикистан и Кыргызстан в Китай. Протяженность Линии D составит около 1000 км, из которых 425 км пройдут в Таджикистане. Финансировать проект планирует правительство Китая.

Опубликованных планов по использованию существующей и перспективной газотранспортной инфраструктуры в Таджикистане для транспортировки водорода нет.

Выбросы парниковых газов

По официальным отчетным данным, выбросы парниковых газов в республике непрерывно снижались от уровня около 37 млн тCO₂ в год с 1990 по 1996 год (по мере экономического спада, как и в большинстве стран бывшего СССР), после чего в течение почти 20 лет оставались постоянными, пока не перешли к росту в 2015. По данным IEA, связанные с энергетикой выбросы CO₂ за период 2014-2019 почти удвоились – очевидно, это связано с ростом энергопотребления и ростом доли угля и нефтепродуктов в энергобалансе.

РИСУНОК 59

Выбросы парниковых газов в Таджикистане в 1990-2016 годах в тыс. т CO₂э/год

Источник: Обновленный ОНУВ Таджикистана (2021)

За период 2004-2014 произошло изменение структуры выбросов: сельское хозяйство стало главным их источником (50%), отодвинув на второе место энергетику (23%). При этом в энергетике доминирует CO₂, а в сельском хозяйстве – метан.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

В Таджикистане пока не опубликованы стратегические документы, определяющие долгосрочные приоритеты энергетической политики и задающие количественные цели.

В национальном плане развития Таджикистана до 2030 (утвержден в 2013) для электроэнергетики декларируется стремление к развитию по концепции «10/10/10/10», в том числе: увеличить проектную мощность энергосистемы до 10 ГВт, достичь годового экспорта электроэнергии на уровне 10 ТВт·ч, увеличить долю отличных от ГЭС мощностей до 10%, снизить потери электроэнергии на 10%. В Национальной стратегии содержится также план роста выработки электроэнергии к 2025-2030 гг. до 37,5-40,7 ТВт·ч, рост добычи нефти, газа и – в особенности – угля.

В 2017 г. разработан Генплан развития электроэнергетического сектора, представляющий собой технико-экономическое обоснование развития генерации и сетей Таджикистана по нескольким сценариям с оценкой экономических последствий на горизонте до 2039 г.

В этом документе рассмотрены различные варианты развития генерации (окончания строительства Рогунской ГЭС, ввода новых ГЭС и ТЭЦ). Сделан вывод о том, что у энергосистемы недостаточно энергетического потенциала для удовлетворения потребностей в электроэнергии в зимний период. Для решения этой проблемы потребуется ввести в эксплуатацию новую генерацию мощностью 500 МВт или более (в дополнение к уже утверждённым к реализации проектам). Вариант с ранним вводом Рогунской ГЭС (до 2023 года) признан оптимальным по совокупности технико-экономических показателей.

Определяемый на национальном уровне вклад Таджикистана (октябрь 2021) содержит безусловную цель сократить выбросы ПГ на примерно 30-40% от уровня 1990 г. к 2030 году. Условная цель – 40-50%, если будет предоставлена финансовая поддержка, передача технологий и техническое сотрудничество. Обе цели представляются достижимыми без радикального изменения энергобаланса, учитывая эффект «высокой базы» выбросов в 1990 г. В то же время, увеличение доли угля и нефтепродуктов в энергобалансе вместе с ростом потребления энергии может ускорить траекторию роста выбросов парниковых газов в экономике и потребовать в будущем дополнительных мер энергетической и климатической политики для выполнения обязательств.

Таджикистан как часть Каспийского региона рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Таджикистан не выделяется.

A8.1 Туркменистан

Туркменистан находится в Центральной Азии, граничит с Казахстаном на северо-западе, Узбекистаном на севере, востоке и северо-востоке, Афганистаном на юго-востоке, Ираном на юге и юго-западе. На западе омывается Каспийским морем. Его население составляет около 6 млн человек, площадь - около 488 тыс. км²; Ашхабад – столица и крупнейший город (около 14% населения).

Ключевые факты

Туркменистан является энергоизбыточной страной: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году при суммарном производстве энергии в 76,9 млн т.н.э. конечное потребление составило примерно 18 млн т.н.э., а экспорт энергоресурсов – 48,8 млн. т.н.э. Уголь в экономике не используется, импорт энергоресурсов незначителен.

Основой экономики является нефтегазовый сектор: доля экспорта нефти, газа и нефтепродуктов в экспортной выручке Туркменистана составляет 90%, доля в валовом национальном продукте около 70%. Туркменистан является крупным экспортером природного газа (около 45 млрд м³ в год), важнейший потребитель газа – Китай.

Судя по доступным данным (IEA), 100% электроэнергии в Туркменистане вырабатывают тепловые электростанции на природном газе. Добыча газа в Туркменистане началась в конце 1960х, достигнув своего пика через 20 лет (около 90 млрд м³/год).

Ключевые документы и регулирующие органы

Президент Туркменистана, в том числе, утверждает программы и основные направления политического, экономического и социального развития страны (в том числе документы, касающиеся энергетической и климатической политики), а также назначает министров. Министерство энергетики Туркменистана отвечает за развитие электроэнергетики, его деятельность направляется и координируется президентом республики. Развитие нефтегазового комплекса – зона ответственности государственных концернов «Туркменнебит» (Туркменнефть) и «Туркменгаз», а также кабинета министров.

За реализацию экологической и климатической политики отвечает Государственный комитет Туркменистана по охране окружающей среды и земельным ресурсам. Туркменистан ратифицировал Парижское соглашение в 2016 г.

Ключевые действующие (по состоянию на июнь 2022) документы, которые определяют энергетическую и климатическую политику в Туркменистане:

- национальная программа социально-экономического развития Туркменистана на 2022–2052 годы;
- национальная программа президента Туркменистана по социально-экономическому развитию страны на 2019-2025;
- национальная стратегия Туркменистана по изменению климата (принята в 2022);
- национальная стратегия по развитию возобновляемой энергетики в Туркменистане до 2030

По состоянию на июнь 2022, эти документы отсутствуют в публичном доступе и недоступны для анализа.

Стратегических государственных документов в области водорода пока нет, но в январе 2022 утверждена дорожная карта по развитию международного сотрудничества Туркменистана в области водородной энергетики на 2022-2023 годы (не опубликована).

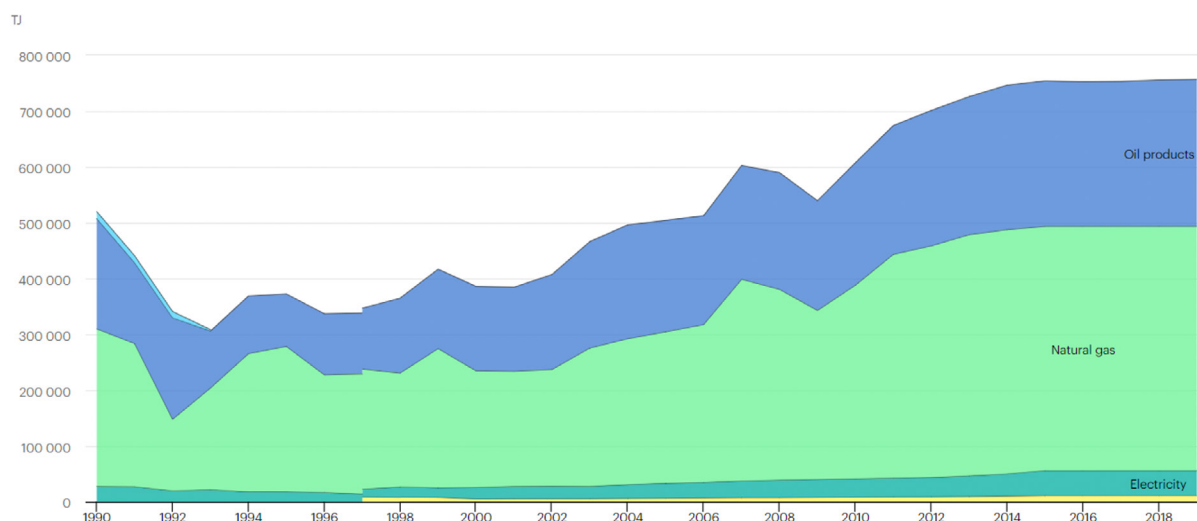
Одна из особенностей Туркменистана – в отсутствии доступа к прозрачным статистическим данным о работе энергетического сектора.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Туркменистане обеспечивается примерно на 60% за счет природного газа и 30% за счет нефтепродуктов (см. рис. 60). Судя по доступным данным, эти доли не менялись на протяжении последних 15 лет.

РИСУНОК 60

Структура суммарного конечного энергопотребления в Туркменистане в 1990-2019 г. по источникам энергии

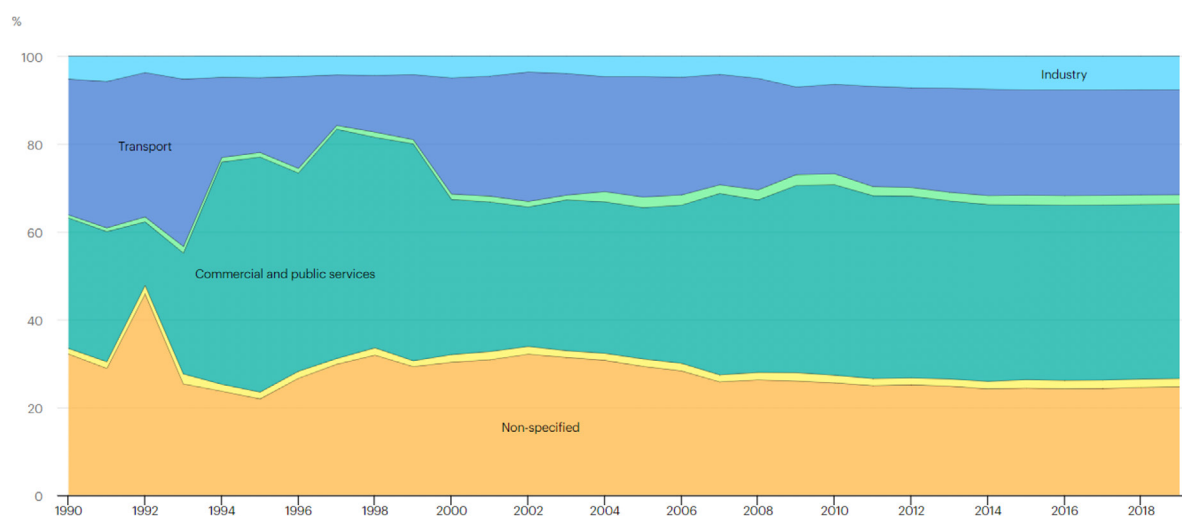


Источник: IEA World Energy Statistics

Примерно по 25% конечного энергопотребления приходится на транспортный сектор, 40% - на коммерческий и общественный. Эта структура также оставалась неизменной последние 15 лет, судя по данным МЭА (рис. 61).

РИСУНОК 61

Структура суммарного конечного энергопотребления в Туркменистане в 1990-2019 г. по секторам потребления

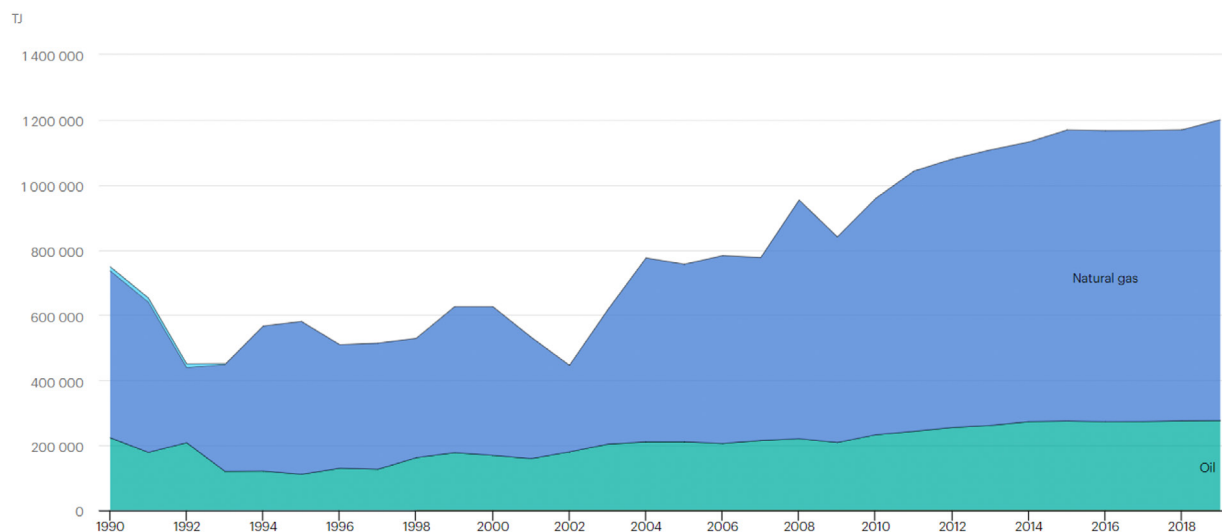


Источник: IEA World Energy Statistics

С 2010 г. поставки энергоресурсов выросли почти на 35%, в первую очередь за счет природного газа (рис. 62).

РИСУНОК 62

Структура поставок энергии в Туркменистане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов



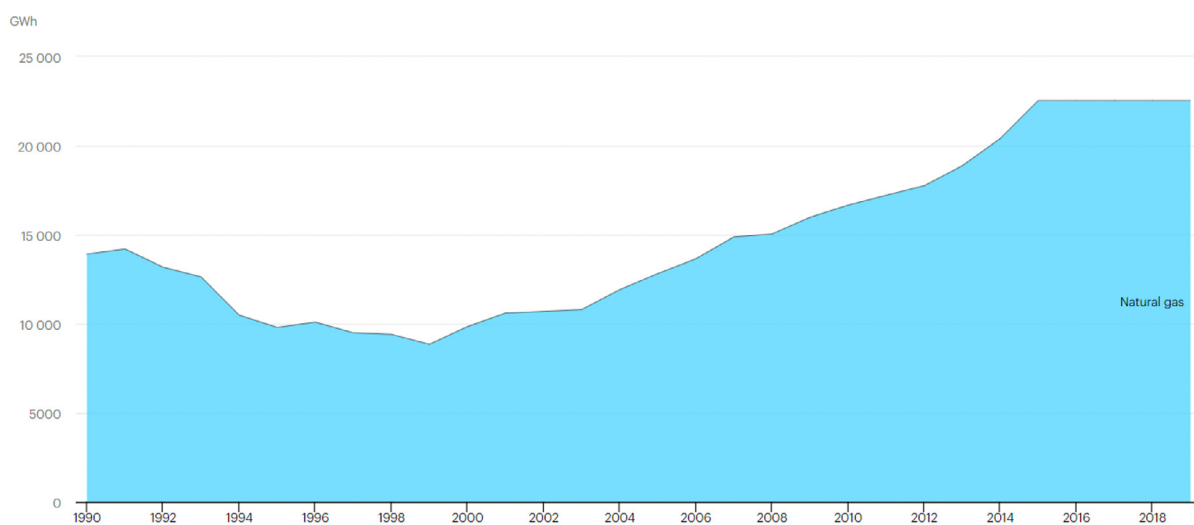
Источник: IEA World Energy Statistics

По данным ВР, Туркменистан в 2020 г. произвел 0,2% нефти в мире (10,3 млн. тонн), заняв 34-е место в мире и третье место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. Доля Туркменистана в мировой добыче природного газа составила 1,5% (59 млрд. м³) – 13-е место в мире и первое место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования.

В электроэнергетике Туркменистана 100% электроэнергии производится из природного газа. Судя по данным МЭА, за период 2005-2015 производство электроэнергии почти удвоилось, после чего не меняется уже несколько лет (рис. 63). Физически это вряд ли возможно, - можно предположить отсутствие надежных данных.

РИСУНОК 63

Выработка электроэнергии в Туркменистане по источникам в 1990-2020 годах



Источник: IEA World Energy Statistics

Газотранспортная инфраструктура

Как крупный производитель и экспортер природного газа, Туркменистан имеет развитую газотранспортную инфраструктуру, в том числе газопроводы, введенные в эксплуатацию меньше 10 лет назад. По данным МИД Туркменистана³⁵, Газопровод Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай, соединяющий туркменские месторождения Малай и месторождения правобережья реки Амударья с основными промышленными центрами Китая (Шанхай, Гуанчжоу, Гонконг), имеет общую протяженность более 9000 км. На территории Туркменистана работают три нитки этого газопровода, каждая протяженностью не более 100-200 км. Они управляются государственным концерном «Туркменгаз» и китайской China National Petroleum Corporation (CNPC). Производительность газопровода – до 55 млрд м³ в год.

Газопроводная система «Довлетабад – Дерьялык» обеспечивает экспорт газа из восточных и западных газодобывающих регионов Туркменистана в северном направлении. Газопроводы «Корпедже – Курткуи» (до 8 млрд м³ в год) и «Довлетабад – Серахс – Хангеран» (до 12,5 млрд м³ в год) предназначены для экспорта газа в Иран. Газопровод «Восток-Запад» связывает крупные месторождения востока страны с ее западными регионами.

Среди перспективных проектов выделяется проект газопровода «Туркменистан - Афганистан - Пакистан – Индия» планируемой производительностью 33 млрд м³/год и протяженностью около 1800 км, а также проект подводного Транскаспийского газопровода в Баку и проект «Четвертой нитки (D)» газопровода «Туркменистан-Китай».

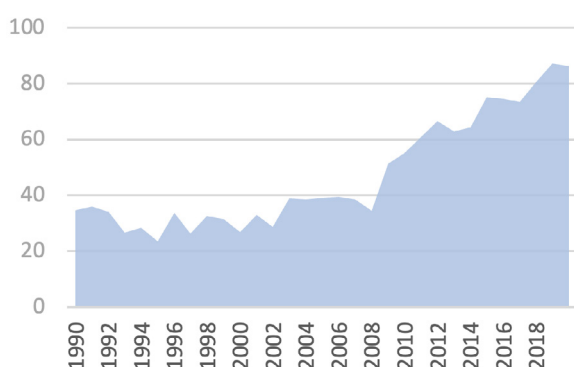
В публичном пространстве нет сведений о том, что операторы газотранспортных коридоров в Туркменистане рассматривали вопрос использования своих активов для транспортировки водорода.

Выбросы парниковых газов

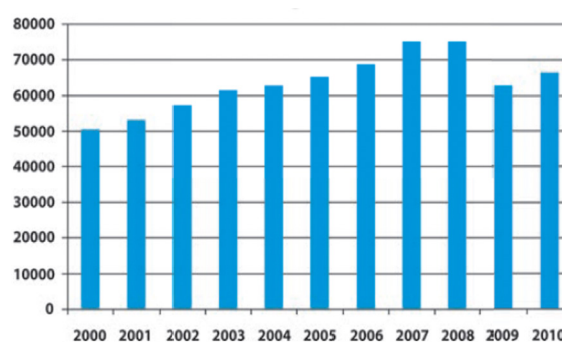
Выбросы парниковых газов в Туркменистане, по официальным данным национальной отчетности 2015 г., непрерывно росли от уровня около 50 млн тCO₂ в год с 2000 по 2008 год – почти на 50%, после чего быстро сократились вследствие кризиса (см. рис. 64). По данным bp Statistical Review of World Energy 2021, выбросы CO₂ в Туркменистане после этого продолжили расти, превысив планку в 85 млн тCO₂ в год.

РИСУНОК 64

Выбросы CO₂ в Туркменистане в 1990-2020 в млн тCO₂ в год и выбросы всех парниковых газов в 2000-2010 в тыс. тCO₂ в год



Источник: BP



Источник: The Third National communication of Turkmenistan under the UN FCCC, 2015

³⁵ <https://www.mfa.gov.tm/ru/articles/84>

Основной источник выбросов в Туркменистане – энергетика (85% в 2010 году), причем велика доля выбросов метана (41% в 2010 году) – это связано с фугитивными эмиссиями в газовой промышленности.

Основное отличие в динамике выбросов парниковых газов Туркменистана от большинства других стран бывшего СССР и Восточной Европы – в том, что уровень 1990 года не стал максимальным, а уровень 2020 года превышает уровень 1990-го более чем вдвое.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Долгосрочная энергетическая стратегия Туркменистана не существует в виде отдельного документа, а стратегические документы другого уровня (национальная программа социально-экономического развития Туркменистана на 2022–2052 годы и др.) не опубликованы и недоступны для анализа.

Первый определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ, NDC, Nationally Determined Contribution) Туркменистана был утвержден в 2016 г., а обновленный ОНУВ утвержден в мае 2022 г. Он содержит намерение сократить выбросы парниковых газов к 2030 г. без указания количественного значения.

Туркменистан как часть Каспийского региона рассматривается в долгосрочных прогнозах развития энергетического сектора, выпускаемых международными агентствами, в т.ч. IEA, BNEF, Rystad и др. К сожалению, в опубликованных прогнозах Туркменистан не выделяется. Единственное исключение – в прогнозе IEA World Energy Outlook 2019 добыча газа в Туркменистане в 2040 г. принята на уровне 158 млрд м³ в год.

По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2020-2040 мощности по добыче газа в Туркменистане будут расти до 200 млрд м³ в год на фоне небольшого роста внутреннего спроса (с 32 до 53 млрд м³ в год за тот же период).

A9.1 Узбекистан

Республика Узбекистан (Узбекистан) находится в центральной части Средней Азии и граничит с Кыргызстаном на востоке, с Казахстаном на северо-востоке, севере и северо-западе, с Туркменистаном на юго-западе и юге, с Афганистаном на юге и с Таджикистаном на юго-востоке. Его население составляет 35,7 млн человек, а его площадь – около 449 тыс. км²; Ташкент – столица и крупнейший город (около 8% населения).

Ключевые факты

Казахстан является энергоизбыточной страной: по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году при суммарном производстве энергии в 50,7 млн т.н.э. конечное потребление составило примерно 22,8 млн т.н.э., а экспорт энергоресурсов – 17,9 млн. т.н.э.

Основа энергетического сектора – прежде всего, природный газ, который Узбекистан и добывает, и экспортирует (хотя к 2025 г. экспорт может прекратиться). Республика обеспечена углем и нефтью для собственного потребления, располагает большими запасами урана. Доля ГЭС в электроэнергетике не меняется уже 30 лет (около 7%), доля солнечных и ветряных электростанций незначительна – сектор ВИЭ находится в стадии зарождения.

Правительство Узбекистана планирует увеличить выработку на ВИЭ примерно в 5 раз за 10 лет (к 2030 г.). Электроэнергетика реформируется, организованы международные аукционы на проекты ВИЭ с привлечением международных институтов развития и инвесторов. По темпам сооружения новых ВИЭ Узбекистан – один из лидеров региона.

Узбекистан – единственная страна из вошедших в контур настоящего исследования (по состоянию на июнь 2022), которая приняла дорожную карту по развитию водородной энергетики, запустила разработку

национальной водородной стратегии и создала специализированный государственный научный центр возобновляемой энергетики со структурным подразделением в области водорода.

Ключевые документы и регулирующие органы

В 2019 г. в Узбекистане началась широкомасштабная реформа энергетического сектора, которая продолжается по состоянию на июнь 2022. По оценке IEA (2022), эта реформа по масштабам и охвату выглядит амбициозной по сравнению с другими странами.

Министерство энергетики Узбекистана, созданное в начале реформы, отвечает за регулирование всей цепочки (от добычи до конечного использования или экспорта) электроэнергии, тепловой энергии, угля, газа и нефти. Администрация президента и Кабинет министров управляют министерством, задавая верхнеуровневые приоритеты энергетической политики.

Министерство экономического развития и сокращения бедности отвечает за макроэкономическое прогнозирование, планирование и долгосрочное развитие отраслей экономики, в том числе ключевой – энергетического сектора. Министерство инновационного развития курирует внедрение инноваций, долгосрочные программы научных разработок (в том числе в области ВИЭ и водорода). Министерство финансов задействовано в регулировании тарифов и в разработке схем государственно-частного партнерства в энергетическом секторе.

В 2017 Узбекистан присоединился к Парижскому соглашению, а в апреле 2022 представил в РКИК ООН обновленный предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад (ОНУВ). Центр гидрометеорологической службы при Кабинете Министров (Узгидромет) курирует взаимодействие с РКИК ООН по вопросам подготовки национальной отчетности о выбросах парниковых газов и т.д. Глава Узгидромета возглавляет Межведомственный координационный совет, в состав которого входят представители других ведомств.

В 2021 г. создана Межведомственная комиссия по развитию возобновляемой и водородной энергетики под руководством министра энергетики, в которую вошли представители всех ключевых министерств. В 2021 г. при Министерстве энергетики был создан Национальный научно-исследовательский институт возобновляемой энергетики, внутри которого создан Научно-исследовательский центр водородной энергетики. Научную поддержку в формировании и реализации энергополитики оказывает Академия наук Узбекистана.

Ключевые документы, определяющие долгосрочную энергополитику в республике:

- стратегия по переходу Республики Узбекистан на «зеленую» экономику на период 2019-2030 годов (утверждена в 2019, разрабатывается ее новая версия со горизонтом 2050)
- концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы (утверждена в 2020)

В разработке находится дорожная карта по достижению углеродной нейтральности в электроэнергетике к 2050, а также Национальная стратегия по развитию возобновляемой и водородной энергетики.

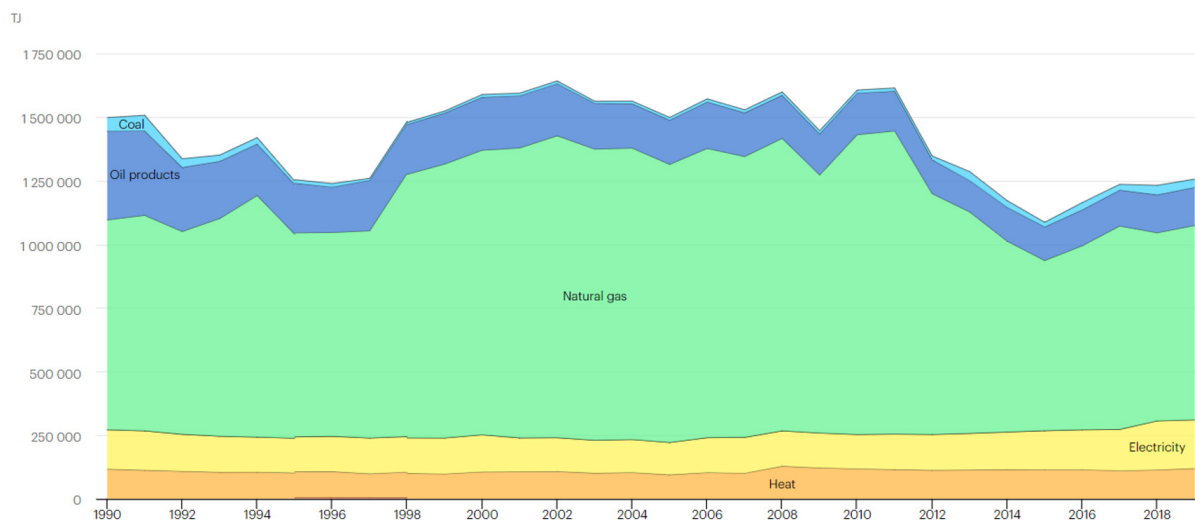
Узбекистан по состоянию на июнь 2022 года продвинулся дальше всех других стран, вошедших в контур настоящего исследования, на пути создания институциональных рамок для водородной экономики.

Баланс производства и потребления энергии

Суммарное конечное энергопотребление в Узбекистане на 60% обеспечивается природным газом, остальное примерно поровну разделено между нефтепродуктами, электроэнергией и тепловой энергией. Доля угля незначительна. (см. рис. 65). Природный газ используется, в первую очередь, в жилом и промышленном секторе.

РИСУНОК 65

Структура суммарного конечного энергопотребления в Узбекистане в 1990-2019 г. по источникам энергии

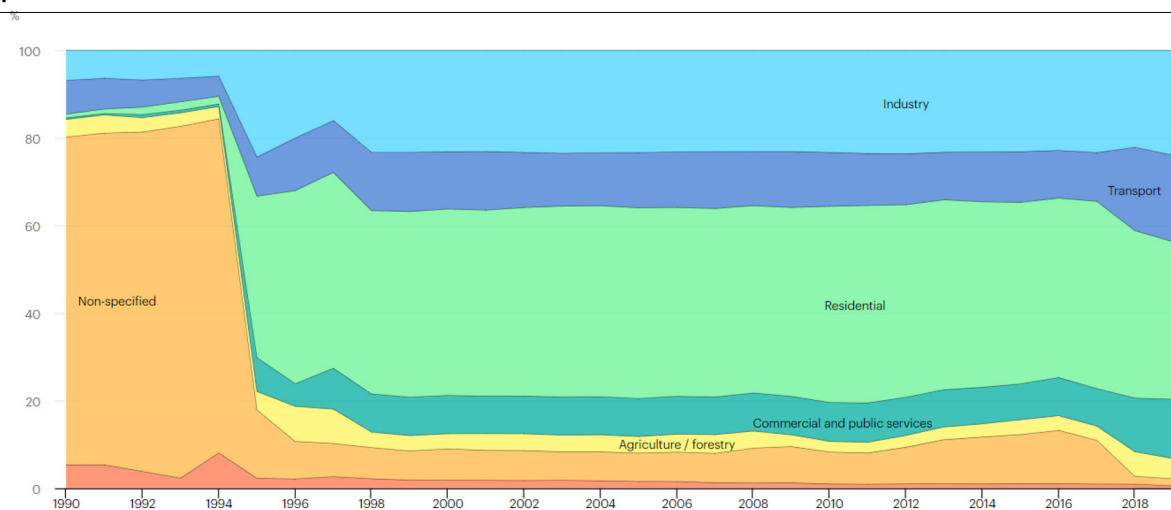


Источник: IEA World Energy Statistics

Более 35% конечного энергопотребления приходится на жилой сектор, по около 20% - на промышленный, транспортный и коммерческий сектор (рис. 66).

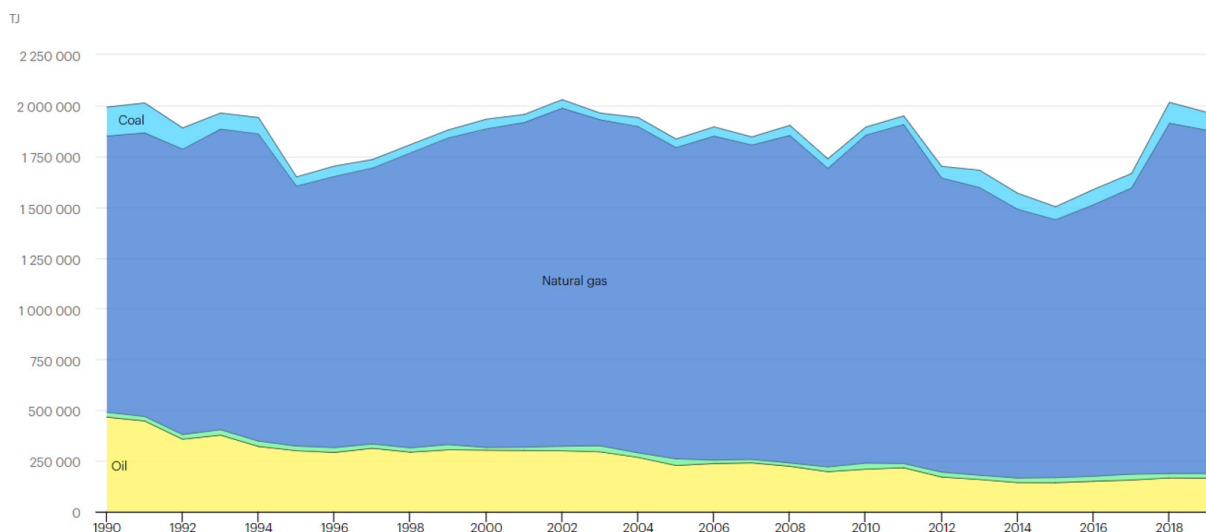
РИСУНОК 66

Структура суммарного конечного энергопотребления в Узбекистане в 1990-2019 г. по секторам потребления



Источник: IEA World Energy Statistics

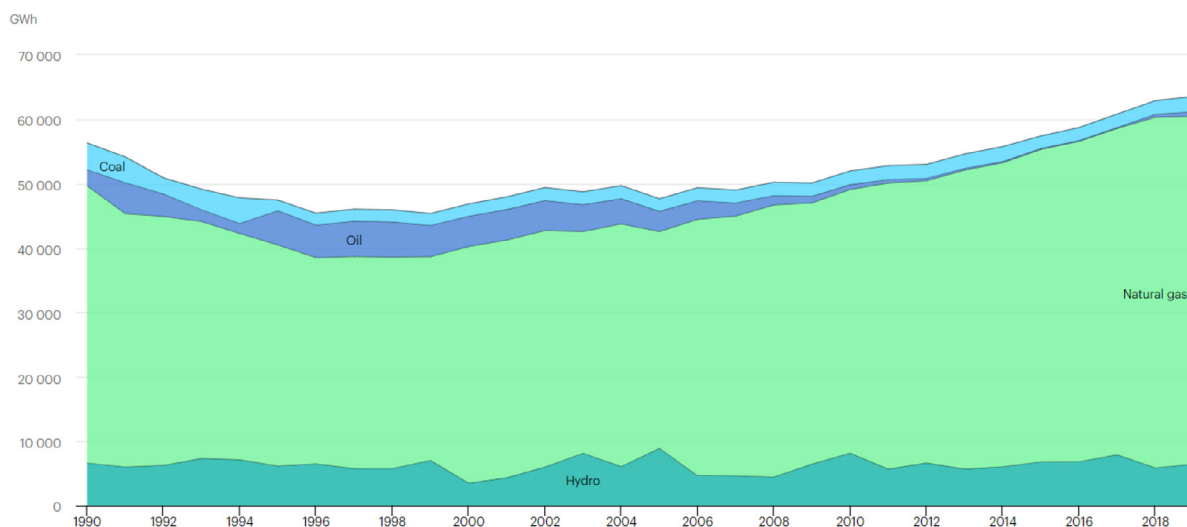
С 2015 по 2019 г. поставки энергоресурсов увеличились почти на треть – в первую очередь за счет природного газа – достигнув уровня 2002 года (рис. 67).

РИСУНОК 67**Структура поставок энергии в Узбекистане в 1990-2019 г. по видам энергоресурсов**

Источник: IEA World Energy Statistics

По данным bp Statistical Review of World Energy 2021, Узбекистан в 2020 г. произвел 0,1% нефти в мире (2,1 млн. тонн), заняв 47-е место в мире и четвертое место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. Доля страны в мировой добыче природного газа составила 1,2% (47,1 млрд. м³) – 17-е место в мире и второе место среди стран, вошедших в контур настоящего исследования. Экспорт природного газа осуществляется в Россию, Казахстан и Китай, но к 2025 году может прекратиться из-за роста внутреннего спроса.

В электроэнергетике Узбекистана доминирует природный газ – именно за счет газовых электростанций удалось увеличить производство электроэнергии на 33% за период 2005-2019 и сократить импорт электроэнергии за тот же период в 3-4 раза. Выработка электроэнергии на угле и на ГЭС за тот же период оставалась практически неизменной (рис. 68).

РИСУНОК 68**Выработка электроэнергии в Узбекистане по источникам в 1990-2020 годах**

Источник: IEA World Energy Statistics

Доля солнечной и ветряной энергетики в производстве электроэнергии незначительна, установленная мощность СЭС и ВЭС составляла в 2020 г. 5 МВт при общей установленной мощности в 16041 МВт, по данным IRENA (2021). Ожидается, что с 2021-2022 года выработка ВИЭ будет интенсивно расти по мере ввода в эксплуатацию нескольких солнечных парков (Навой, Самарканд, Джизак, Бухара, Наманган, Хорезм, Шерабад) и ветропарков (Бируни и Караузьяк), которые сейчас находятся в разных стадиях деvelopeмента.

Газотранспортная инфраструктура

Компания «Узтрансгаз», в основном, управляет газотранспортной и газораспределительной инфраструктурой Узбекистана, которая включает 13,5 тыс. км главных газопроводов, 23 компрессорных станции и 418 газораспределительных станций. По мере реформирования газового рынка в Узбекистане к управлению инфраструктурой будут присоединяться другие игроки.

Главный газопровод в стране – Бухара-Ташкент-Бишкек-Алматы производительностью 3,2 млрд м³ в год, по которому газ также попадает в Кыргызстан и на юг Казахстана. Газопровод Мубарек-Шурабад-Душанбе предназначен для поставок газа в Таджикистан. По данным МЭА, совокупная производительность экспортных и транзитных газопроводов в страны Центральной Азии, Россию, Европу и Китай в Узбекистане достигает более 120 млрд м³/год (в том числе до 55 млрд м³/год в Китай и до 70 млрд м³/год в Россию). Оба транзитных направления начинаются в Туркменистане и проходят через Казахстан.

В Узбекистане также есть два хранилища газа – Газли (3 млрд м³ с возможностью расширения до 10 млрд м³) и Ходжаабат (0,9 млрд м³).

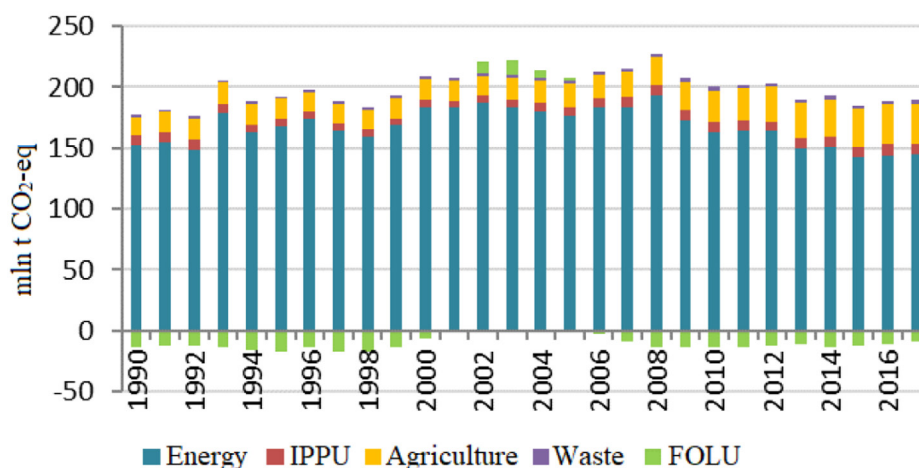
По данным МЭА, для модернизации изношенной газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры потребуется около 1,5 млрд долларов. Опубликованных планов по использованию инфраструктуры для транспортировки водорода нет.

Выбросы парниковых газов

Выбросы парниковых газов в Узбекистане медленно росли с 1990 года, достигнув пика в середине 2000-х на уровне около 230 млн т CO₂-экв/год (рис. 69). После этого началось их медленно снижение до уровня около 190 млн т CO₂-экв/год к 2017 г.

РИСУНОК 69

Выбросы парниковых газов в Узбекистане в 1990-2017 годах в млн. т CO₂-экв/год



Источник: Первый двухгодичный отчет Республики Узбекистан в рамках РККИК ООН (2021)

Выбросы от энергетической деятельности занимают около 80%. На долю CO₂ приходится 54%, на долю метана – 38%, энергетика доминирует в выбросах обоих парниковых газов.

Существующие прогнозы и долгосрочные цели энергополитики

Ключевые приоритеты энергополитики сформулированы в Стратегии по переходу Республики Узбекистан на «зеленую» экономику на период 2019-2030 годов:

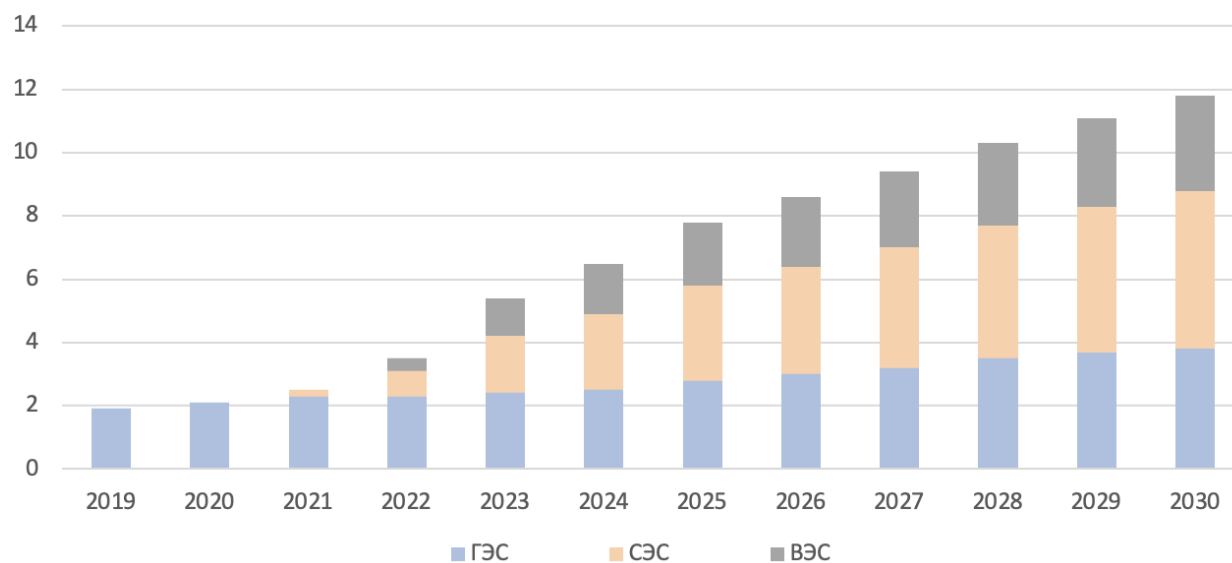
- сокращение удельных эмиссий парниковых газов на единицу ВВП на 10% по сравнению с уровнем 2010;
- удвоение показателя энергоэффективности (относительно уровня 2018) и сокращение энергоемкости ВВП, повышение энергоэффективности промышленных предприятий минимум на 20%;
- доведение доли ВИЭ в производстве электроэнергии до 25%;
- 100% доступ к современному, доступному и стабильному энергоснабжению для всех потребителей;
- расширение производства и использования моторного топлива и автомобилей с повышенной энергоэффективностью, развитие электротранспорта.

Концепция обеспечения электрической энергией до 2030 г. содержит следующие ориентиры, касающиеся возобновляемой энергетики:

- строительство 3 ГВт ветровых, 5 ГВт солнечных и 1,9 ГВт гидроэлектростанций;
- в ветроэнергетике - ветропарки единичной мощностью 100-500 МВт преимущественно в Северо-Западном регионе (Республика Каракалпакстан и Навоийская область).
- В солнечной энергетике – солнечные парки 100-500 МВт преимущественно в Центральном и Южном регионах (Джизакской, Самаркандской, Бухарской, Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях).
- оснащение солнечных станций промышленными системами накопления энергии;
- строительство АЭС мощностью 2,4 ГВт.

РИСУНОК 70

Структура установленной мощности генерации на ВИЭ к 2030 г. в МВт



Источник: концепция обеспечения Республики Узбекистан электроэнергией к 2030 г

Развитие ВИЭ предполагается проводить за счет параллельного развития солнечной, ветряной и гидроэнергетики с фокусом на солнечной (рис. 70).

Строительство АЭС по плану могло начаться в 2022 году – предварительные договоренности об этом проекте достигнуты с российским Росатомом. По словам замминистра энергетики Узбекистана, по состоянию на июнь проводится оптимизация планируемой стоимости этого проекта с тем, чтобы повысить экономическую привлекательность вырабатываемой в будущем электроэнергии.

Обновленный предполагаемый определяемый на национальном уровне вклад Узбекистана содержит цель снизить удельные выбросы парниковых газов на единицу ВВП на 35% к 2030 году от уровня 2010 года.

По данным международной базы Nexant World Gas Model, в 2020-2040 мощности по добыче газа в Узбекистане не будут значительно меняться, оставаясь на уровне 60 млрд м³/год на фоне почти постоянного спроса.

Низкоуглеродное производство водорода в странах СНГ и его роль в развитии водородной экосистемы и экспортного потенциала

United Nations Economic Commission For Europe

Palais des Nations
CH - 1211 Geneva 10, Switzerland
Telephone: +41(0)22 917 12 34
E-mail: unece_info@un.org
Website: <http://www.unece.org>