

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ДРУЖБЫ НАРОДОВ
ИМЕНИ ПАТРИСА ЛУМУМБЫ»

На правах рукописи

Гомонов Константин Геннадьевич

**ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ
ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ: ГЛОБАЛЬНЫЕ И НАЦИОНАЛЬНЫЕ
ИМПЕРАТИВЫ И ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ**

Специальность 5.2.3 Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора экономических наук

Научный консультант:
доктор экономических наук, доцент
Ратнер Светлана Валерьевна

Москва – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА....	27
1.1 Энергетический переход и риски для мировой экономики	27
1.2 Проблема path-dependence в энергосистеме	39
1.3 Водородная энергетика как перспективный способ ускорения энергетического перехода	56
1.4 Теоретические основы организационно-экономического механизма формирования водородной энергетики.	70
Выводы по первой главе:	82
ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РАМКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА	87
2.1 Барьеры внедрения инновационных энергетических технологий на микроуровне экономической системы.....	87
2.2 Блокировки и барьеры развития водородной энергетики	98
2.3 Стимулирование производства водорода: зарубежный опыт и практическая реализация в ЕАЭС.	110
Выводы по второй главе:.....	125
ГЛАВА 3. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ЦЕПОЧЕК ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ВОДОРОДА	131
3.1 Экономическая и экологическая эффективность технологических цепочек производства водорода	131
3.2 Разработка (авторской) комплексной модели для эколого-экономической оценки системы производства водорода.	148

3.3 Модель оценки сравнительной эколого-экономической эффективности технологических цепочек производства водорода для европейского региона	157
Выводы по третьей главе:	177
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ПРОГНОЗА БУДУЩЕЙ СТОИМОСТИ ЗЕЛЕННОГО ВОДОРОДА С УЧЕТОМ ЭФФЕКТОВ ОБУЧЕНИЯ.....	180
4.1. Эффекты обучения в производстве водорода	180
4.2. Методика оценки темпов обучения в случае развития всех этапов технологической цепи.....	196
4.3. Прогноз снижения стоимости водорода в зависимости от объемов производства	208
Выводы по четвертой главе:	218
ГЛАВА 5. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	222
5.1. Формирование водородной энергетики Российской Федерации и экономические проекты по её развитию.....	222
5.2. Оценка потенциала внутреннего спроса на водород в России и прогноз его реализации: сценарный подход	239
5.3. Организационно-экономические инструменты оптимизации и стимулирования развития водородной энергетики в Российской Федерации.	250
5.4. Таксономия организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики в Российской Федерации.....	282
5.5 Концепция организационно – экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации	297
Выводы по пятой главе:.....	312
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	316
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	337

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. БАЗОВЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОД ВЕБ ПРИЛОЖЕНИЯ...	415
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОРГАНИЗАЦИОННО- ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНСТРУМЕНТОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В РФ.	425

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования обусловлена тем, что глобальная энергетическая система переживает беспрецедентную трансформацию, вызванную ростом возобновляемых источников энергии (ВИЭ), развитием водородной энергетики, перераспределением инвестиций и изменением структуры генерации. Однако, несмотря на исторические прецеденты смены технологических укладов в энергетике, текущий период имеет существенные отличия. Он сопряжен с рядом макроэкономических рисков и системных блокировок, таких как риск ресурсных ограничений (мировой спрос на никель и платину для электролизеров к 2030 г. может вырасти на 300% [530, 542, 547]), высокая концентрация цепей поставок (70% мощностей электролизеров сосредоточено в Китае [634]), дестабилизация рынка труда в традиционных секторах (до 63% занятых в угольной промышленности ЕС могут потерять рабочие места к 2035 г.³) и асинхронный переток инвестиций (мировые расходы на водородные проекты в 2023 г. составили \$240 млрд при реализации лишь 10% инициатив) [520].

В контексте этого глобального процесса водородная энергетика занимает особое место, выступая в качестве своеобразного "мостика" между углеводородной энергетикой и полностью возобновляемой энергетической системой. Техничко-экономические характеристики водородных технологий, такие как снижение стоимости PEM-электролизеров на 50% за 2018–2022 гг., позволяют трансформировать существующие системы на ископаемой энергии в низкоуглеродные водородные системы, частично используя имеющуюся инфраструктуру передачи и распределения. Развитие водородной энергетики признается ключевым компонентом стратегии устойчивого роста и может способствовать ускорению энергетического перехода, прогнозируя рост низкоуглеродного производства до 49 млн тонн к 2030 г. Водородные технологии способны снизить интенсивность проявления ряда критических блокировок и рисков, включая риск дестабилизации рынка труда и риск

сверхвысокой концентрации цепей поставок за счет более равномерного географического распределения производства.

Структура мирового рынка водорода на сегодняшний день характеризуется доминированием производства из ископаемых источников (45% – паровой риформинг метана, 36% – газификация угля), которые сохраняют экономическое преимущество с себестоимостью \$1.5-2.5/кг против \$5-7/кг для электролиза [571]. Наиболее перспективный с экологической точки зрения метод – электролиз с использованием возобновляемых источников энергии – в настоящее время сталкивается с проблемой недоиспользования мощностей (загрузка китайских электролизеров в 2023 г. – 10%) [610]. Несмотря на увеличение количества исследований, посвященных оценке эколого-экономической эффективности производства водорода (более 680 крупных проектов в 2023 г.), экономическая эффективность зависит от страновых факторов и комплексно определяется капиталовложениями (\$2000/кВт для PEM-электролизеров), производственными мощностями (1.4 ГВт установленных электролизеров в 2023 г.) и стоимостью энергии (\$0.03/кВт·ч для рентабельности).

Переход России к низкоуглеродной траектории развития и диверсификации экспортно-сырьевой модели делает формирование водородной отрасли стратегической задачей промышленной политики, энергетической безопасности и технологического суверенитета. Водород способен выполнять роль связующего звена между электроэнергетикой, топливно-энергетическим комплексом и энергоемкими отраслями (металлургия, химия, транспорт), обеспечивая декарбонизацию производственно-логистических цепочек, повышение энергоэффективности и формирование новых рынков высокотехнологичной продукции. Однако институциональная, методическая и инструментальная база раскрытия эколого-экономических особенностей формирования и развития водородной отрасли в России остается недостаточно

развитой, что тормозит масштабирование проектов и их интеграцию в региональные и межотраслевые стратегии

Для России развитие водородной энергетики представляет собой стратегически важное направление, обусловленное наличием значительных природных ресурсов и географическим положением, обеспечивающим логистические преимущества для экспорта на рынки Европы и Азии (потенциал поставок 2.9 млн тонн к 2030 г.) [550]. Российские проекты обладают потенциальными конкурентными преимуществами, такими как значительные объемы производственных мощностей (до 12 млн тонн к 2035 г.) и низкая себестоимость производства (\$1.8-2.2/кг для "голубого" водорода). Однако развитие водородной энергетики в России сталкивается с серьезными проблемами. Ключевым вызовом являются последствия санкций, которые сократили доступ к 70% технологий электролиза и отрезали Россию от 85% планируемых рынков сбыта в ЕС и Азии. Это создает финансовые риски для долгосрочных проектов (требуемые инвестиции превышают \$20 млрд), поскольку политические факторы препятствуют заключению контрактов на традиционных рынках сбыта. Также существуют значительные технологические и инфраструктурные ограничения, включая отсутствие специализированных водородных трубопроводов (только 2% газотранспортной системы РФ пригодно для H₂) и проблемы с хранением, особенно в суровых климатических условиях Арктики (потери при криогенном хранении достигают 0.5–1% в сутки). Нормативно-правовая неопределенность, отсутствие единых стандартов и механизмов сертификации усложняют интеграцию в глобальные цепочки. Российские водородные проекты находятся на ранних стадиях развития и имеют ограниченную географическую зону применения (80% мощностей сосредоточено в 5 регионах) [197].

Таким образом, комплексный анализ организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации в контексте глобального энергетического перехода, с учетом

выявленных макроэкономических рисков, системных блокировок и микроэкономических барьеров, а также национальной специфики и текущей геополитической ситуации, представляет высокую актуальность для разработки научно обоснованных стратегий управления данным сектором экономики. Разработанное в диссертации методологическое и программное решение необходимо для формирования объективной, комплексной оценки водородных проектов с учётом не только их коммерческой рентабельности, но и совокупного общественного эффекта — экологического, технологического, социального и стратегического. Это позволяет выявлять и поддерживать проекты, обеспечивающие баланс экономической эффективности и положительных экстерналий, оптимизировать механизмы и инструменты господдержки и согласовывать интересы государства и бизнеса. В конечном счёте результаты исследования способствуют ускоренному развитию низкоуглеродной энергетики, повышению конкурентоспособности промышленности и достижению целей устойчивого развития в странах ЕАЭС.

Степень научной разработанности проблемы.

Исследование опирается на значительный объем работ отечественных и зарубежных ученых, посвященных различным аспектам развития водородной энергетики. Научные исследования блокировок развития водородной энергетики, выраженные через теоретические аспекты зависимости от пройденного пути (path-dependence) в социотехнических системах глубоко изучены в работах У. Артура (W.B. Arthur), заложившего основы понимания механизмов возрастающей отдачи, положительной обратной связи и исторической блокировки, а также в исследованиях С. Либовица и С. Марголиса (S.J. Liebowitz, S.E. Margolis), рассматривавших концепции path-dependence, lock-in и исторические факторы развития технологий. Проблемы углеродной блокировки (carbon lock-in) в энергетических системах подробно исследованы в работах Г. Унру (G.C. Unruh), изучавшего как формируются технико-институциональные комплексы, препятствующие декарбонизации, и Г.

Тренчера (G. Trencher), анализировавшего факторы сохранения углеродоемких технологий в энергетике. Значительный вклад в понимание механизмов блокировки в процессах перехода к устойчивой энергетике внесли А. Клитку и соавторы (A. Klitkou et al.), исследовавшие механизмы блокировки в энергетике для транспорта, и П. Бушманн и А. Олс (P. Buschmann, A. Oels), изучавшие роль дискурса в преодолении углеродной зависимости. В организационных аспектах path-dependence важны работы Й. Сидова, Г. Шрейогга и Й. Коха (J. Sydow, G. Schreyogg, J. Koch), раскрывающие особенности организационной зависимости от пути и «черный ящик» данного процесса. В сфере возобновляемой энергетике выделяются исследования С. Негро, Ф. Алкемаде и М. Хеккерта (S.O. Negro, F. Alkemade, M.P. Hekkert), анализирующих барьеры для распространения возобновляемой энергии. Однако, несмотря на обширность исследований, специфические блокировки развития водородной энергетике, особенно в контексте формирования новых энергетических рынков на основе ВИЭ, остаются недостаточно изученными.

Научная разработанность вопросов оценки эффективности цепочки производства и поставок водорода с позиции методологических основ оболочечного анализа данных (DEA) заложены в работах М. Фаррелла и М. Филдхауса (M.J. Farrell, M. Fieldhouse), А. Чарнеса, В. Купера и Е. Родеса (A. Charnes, W.W. Cooper, E. Rhodes), а также Р. Банкера (R.D. Banker) и соавторов, разработавших модели оценки технической и масштабной эффективности. Значительное развитие эти подходы получили в исследованиях сетевого DEA, представленных в работах Ч. Као (C. Kao) и Й. Чена (Y. Chen) с соавторами, рассматривающих особенности сетевой структуры в оценке эффективности. Вопросы устойчивости цепочек поставок с использованием DEA разрабатывались Т. Бадиезаде, Р. Саеном, Т. Самавати (T. Badiezadeh, R.F. Saen, T. Samavati) и Х. Шабанпуром (H. Shabanpour) с соавторами, предложившими подходы к оценке устойчивости цепочек поставок в циркулярной экономике. Применительно к водородной энергетике существенный вклад внесли С. Де-Леон Альмараз, К. Аззаро-Пантел и соавторы (S. De-León Almaraz, C. Azzaro-

Pantel et al.), исследовавшие оптимизацию цепочки поставок водорода и многоцелевую оптимизацию для ее проектирования. Оценка жизненного цикла водородных технологий представлена в работах К. Вульфа, П. Заппа и соавторов (C. Wulf, P. Zapp et al.), анализирующих экологические аспекты транспортировки и распределения водорода. В российской науке вопросы оценки устойчивости цепочек поставок водорода с использованием сетевого DEA разрабатывались С. Ратнер, С. Балашовой, С. Ревиновой (S. Ratner, S. Balashova, S. Revinova). При этом в существующих исследованиях отсутствует комплексная методология, интегрирующая анализ жизненного цикла, сетевой оболочечный анализ данных и ценностно-ориентированное проектирование для оценки эколого-экономической эффективности цепочек производства и поставок водорода.

Исследования в области прогнозирования стоимости зеленого водорода раскрываются через фундаментальные исследования кривых обучения в работах Т. Райта (T.P. Wright) и К. Эрроу (K. Arrow), заложивших методологические основы анализа эффекта обучения и его влияния на снижение затрат. Применительно к энергетическим технологиям кривые обучения изучались Г. Неметом (G.F. Nemet), М. Юнгингером (M. Junginger) и соавторами, исследовавшими факторы снижения затрат и глобальные кривые опыта для различных технологий. Специализированные исследования кривых обучения для водородных технологий проводились К. Шуцем, Ф. Фериоли, Г. Крамером и Б. ван дер Зван (K. Schoots, F. Ferioli, G.J. Kramer, B.C.C. van der Zwaan), проанализировавшими наблюдаемое снижение затрат и применение кривых обучения для технологий производства водорода. Компонентный подход к кривым обучения разрабатывался Ф. Фериоли (F. Ferioli) с соавторами и Х. Бёмом, С. Гёрсом, А. Цаунером (H. Böhm, S. Goers, A. Zauner), предложившими использовать покомпонентные кривые обучения для более точной оценки будущих затрат. Прогнозирование стоимости и доли технологий производства возобновляемого водорода исследовалось Б. Лейном, Дж. Ридом, Б. Шаффером и С. Самуэльсеном (B. Lane, J. Reed, B. Shaffer, S. Samuelsen) с использованием моделирования в условиях неопределенности затрат. В российской науке

вопросы прогнозирования развития технологий производства зеленого водорода с использованием покомпонентных кривых обучения рассматривались С. Ревиновой, И. Лазанюк, С. Ратнер (S. Revinova, I. Lazanyuk, S. Ratner). Однако существующие методики не в полной мере учитывают специфику прогнозирования стоимости зеленого водорода на основе анализа снижения двух основных компонентов стоимости - капитальных затрат и стоимости энергии.

Исследования конкурентоспособности зеленого водорода проводятся с разных сторон. Экономические аспекты преобразования возобновляемой энергии в водород исследовались Г. Гленком и С. Райхельштайном (G. Glenk, S. Reichelstein), анализировавшими экономические условия рентабельности данного процесса. Значительный вклад в понимание экономики производства зеленого водорода внесли Дж. Армихо и К. Филибер (J. Armijo, C. Philibert), исследовавшие гибкое производство зеленого водорода в разных странах, и Е. Вартиайнен (E. Vartiainen) с соавторами, анализировавшие истинную стоимость солнечного водорода. Вопросы затрат на производство зеленого водорода изучались Т. Лонгденом, Ф. Джоцо (T. Longden, F. Jotzo) и другими исследователями, оценивавшими потенциальное снижение затрат при развитии технологий. Экономическую жизнеспособность производства зеленого водорода в текущих рыночных условиях анализировали Д.Й. Йован и Г. Доланц (D.J. Jovan, G. Dolanc), а также С. Брайнолф (S. Brynolf) с соавторами, предоставившие обзор затрат на производство электротоплива. Нормированная стоимость водорода для заправочных станций исследовалась О. Тангом, Й. Реме и П. Керином (O. Tang, J. Rehme, P. Cerin), сравнивавшими различные конфигурации производства. Анализ выхода и стоимости производства электролитического водорода в различных климатических зонах проведен С. Туили (S. Touili) и соавторами. Техничко-экономический анализ с использованием подхода Монте-Карло применен П. Беналькасаром и А. Коморовской (P. Benalcazar, A. Komorowska) для оценки перспектив зеленого водорода. При этом комплексные модели оценки потенциала обеспечения ценовой конкурентоспособности зеленого водорода на национальных рынках,

учитывающие специфику отдельных стран, остаются недостаточно разработанными.

Организационно-экономические механизмы развития водородной энергетики рассматривались через экономические аспекты водородной энергетики в мире и России в работах С.З. Жизнина, В.М. Тимохова, А.Л. Гусева (S.Z. Zhiznin, V.M. Timokhov, A.L. Gusev), анализировавших экономику водородной энергетики зеленого перехода. Перспективы развития водородной энергетики в России подробно изучены Е. Вечкинзой, Л.П. Стебляковой, Н. Росляковой, Б. Омаровой (E. Vechkinzova, L.P. Steblyakova, N. Roslyakova, B. Omarova), предоставившими обзор глобальных тенденций и состояния российского рынка. Ключевые вызовы для развития водородной промышленности в РФ проанализированы С. Баженовым, Ю. Добровольским, А. Максимовым, О.В. Жданевым (S. Bazhenov, Y. Dobrovolsky, A. Maximov, O.V. Zhdaneev). Перспективы и препятствия для производства зеленого водорода в России исследованы А. Коптевой, Л. Калимуллиным, П. Цветковым, А. Соаресом (A. Kopteva, L. Kalimullin, P. Tsvetkov, A. Soares). Проблемы реформы государственного регулирования производства и транспортировки водорода рассмотрены О.М. Чечелем (O.M. Chechel) и соавторами. Перспективы развития водородной энергетики в РФ проанализированы С.В. Размановой (S.V. Razmanova), А.А. Саитовой, А. Ильинским, Е.Р. Джемилевым (A.A. Saitova, A. Ilyinsky, E.R. Dzhemilev). Водородная экономика как драйвер синергетического технологического развития рассмотрена А. Сальниковой (A. Salnikova). Однако существующие исследования недостаточно фокусируются на разработке комплексных организационно-экономических механизмов, учитывающих специфику российской экономики и потенциальные направления развития водородной энергетики в стране.

Разработанность вопросов оценки эффективности водородных проектов осуществляется различными способами. В том числе многокритериальный анализ водородных проектов представлен в работах Б. Церана (B. Ceran),

предложившего сравнительный анализ сценариев производства чистого водорода, и Р. д'Аморе-Доменека (R. d'Amore-Domenech) с соавторами, разработавшими многокритериальный анализ технологий производства водорода. Вопросы мониторинга развития водородной экономики исследованы Р. Конечной и Й. Кадером (R. Konieczna, J. Cader), предложившими европейскую перспективу оценки. Оценка готовности к внедрению водорода в энергетическом секторе с использованием индикаторного анализа разработана П. Пенчаном (P. Penchan). Оценка выгод интегрированных энергетических систем с учетом использования водорода предложена М. Ву, Й. Ву (M. Wu, J. Wu) и соавторами. Новый подход на основе DEA для многокритериальных вопросов водородной энергетики разработан Х.-Й. Чунгом и К.-Х. Чангом (H.-Y. Chung, K.-H. Chang). Исследования оценки стоимости синергии электричества и водорода проведены С. Чжаном, Н. Чжаном (S. Zhang, N. Zhang) и соавторами. Комплексная система оценки для интегрированных электро-водородных энергетических систем предложена Й. Циу, Й. Цзя (J. Qiu, Y. Jia) и соавторами. Методология оценки развертывания водородной инфраструктуры разработана С. Стивенсом-Ромеро и Г.С. Самуэльсеном (S. Stephens-Romero, G.S. Samuelsen). Тем не менее, комплексная система интегральных показателей для оценки водородных проектов, объединяющая экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные аспекты, в настоящее время отсутствует.

Комплекс рассмотренных проблем подтверждают актуальность тематики исследования в диссертационной работе, определяя соответственно цель и задачи.

Цель диссертационного исследования состоит в разработке и обосновании концепции организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации.

Поставленная цель потребовала решения ряда **задач**, которые соответствуют структуре и логике исследования:

1. Определить современное состояние и перспективы мирового рынка водорода.
2. Идентифицировать и обосновать макроэкономические риски и системные блокировки развития водородной энергетики на основе комплексного теоретического анализа процесса энергетического перехода с позиций теории технологических инноваций и зависимости от пройденного пути (path-dependence), выявив познавательные ограничения традиционных подходов к оценке энергетических трансформаций
3. Выявить географические и технологические структуры российских водородных проектов и провести оценку их конкурентоспособности на мировом рынке.
4. Разработать и апробировать комплексную методологию оценки эколого-экономической эффективности различных технологических цепочек производства, хранения и транспортировки водорода.
5. Разработать и апробировать метод прогнозирования динамики снижения стоимости зеленого водорода в зависимости от масштабов производства на основе кривых обучения.
6. Разработать подход к прогнозированию динамики реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке России с учетом специфики отечественной экономики на основе сценарного моделирования.
7. Выявить мировые практики стимулирования производства низкоуглеродного водорода и предложить возможности их адаптации для Евразийского экономического союза.
8. Разработать интегральную методику комплексной оценки эффективности водородных проектов и реализовать ее в виде программного обеспечения.
9. Разработать таксономию организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики в России и алгоритм выбора оптимального инструмента в зависимости от текущей эколого-экономической эффективности технологически и географически доступной цепочки

производства, хранения и транспортировки водорода.

10. Разработать концепцию организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации.

Объект исследования – организационно-экономический механизм функционирования водородной энергетики в Российской Федерации.

Предметом исследования являются организационно-экономические и управленческие отношения по поводу формирования и развития эффективного механизма функционирования водородной энергетики в Российской Федерации.

Гипотеза исследования состоит в том, что успешное формирование и устойчивое развитие водородной энергетики в Российской Федерации в условиях глобального энергетического перехода и преодоление системных блокировок и макроэкономических рисков возможно на основе разработки и внедрения эффективного организационно-экономического механизма, базирующегося на многокритериальной оценке эффективности технологических цепочек производства, транспортировки и хранения водорода, а также на прогнозировании динамики их стоимости с учетом эффектов обучения.

Теоретическую основу исследования составили разработки и научные труды отечественных и зарубежных исследователей, отражающие закономерности развития сложных систем, прежде всего: теория энергетического перехода как глобальной трансформации; теория смены энергетических укладов и технико-экономических парадигм; теория зависимости от прошлого пути (path-dependence) для анализа блокировок инновационного развития; теория разрыва энергоэффективности для исследования барьеров внедрения технологий; концепция макроэкономических рисков; теория кривых обучения для прогнозирования снижения стоимости технологий; теория устойчивого развития и управления цепочками поставок (SCM), интегрирующая экономические, экологические и социальные аспекты. Важной частью теоретической основы является интеграция концепций макроэкономических рисков, системных блокировок и

микроэкономических/потребительских барьеров в единую аналитическую рамку.

Методология и методы исследования. Помимо общих научных методов исследования, к ключевым методологиям и методам исследования относятся: Анализ жизненного цикла (LCA), инвентаризация жизненного цикла (LCI) и оценка воздействия жизненного цикла (LCIA) для оценки воздействия технологических цепочек на окружающую среду. Сетевой оболочечный анализ данных (NDEA) для оценки сравнительной эколого-экономической эффективности производственных систем, в том числе многоэтапных цепочек поставок водорода. Проектирование с учетом ценности (VSD) для выбора приоритизации экологических критериев оценки воздействия. Методика кривых обучения (одно- и двухфакторный, многокомпонентный подход) для прогнозирования снижения стоимости водорода. Мета-анализ данных для синтеза результатов множества исследований, выявления общих тенденций и оценки темпов обучения на основе исторических данных. Сценарный подход для прогнозирования динамики реализации потенциала внутреннего спроса на водород и оценки ценовой конкуренции. Методы многокритериального анализа решений для комплексной оценки эффективности водородных проектов.

Методический аппарат проведенного исследования основан на разработанных автором комплексных моделях и методиках, а именно:

- Комплексная модель эколого-экономической оценки системы производства водорода на основе гибридного подхода (NDEA, LCA, VSD), позволяющая сравнить различные технологические цепочки производства, хранения и транспортировки водорода без сложной параметризации.
- Методика расчета скорректированной стоимости водорода для российских проектов, учитывающая региональную специфику и различные способы производства водорода.
- Методика прогнозирования снижения стоимости зеленого водорода на основе теории кривых обучения, адаптированная для технологических

цепочек с несколькими взаимосвязанными компонентами.

- Модель оценки потенциала обеспечения ценовой конкурентоспособности зеленого водорода на внутреннем рынке РФ, основанная на сценарном подходе и кривых обучения.
- Система интегральных показателей для оценки комплексной эффективности водородных проектов, включая экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные показатели.
- Программный продукт, реализующий предложенную систему интегральных показателей для оценки водородных проектов, адаптированный для различных категорий пользователей.
- Таксономия организационно-экономических инструментов оптимизации водородной энергетики в Российской Федерации.
- Концепция организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации.

Информационная база исследования представлена результатами мета-анализа различных литературных источников и статистических данных. В том числе данные ведущих международных агентств (МЭА, IRENA, BloombergENF, McKinsey, Hydrogen Council и др), международных баз данных (EcoInvent, Enerdata, IEA) и обзоры, содержащие экологические и экономические параметры технологий производства, хранения и транспортировки водорода. Данные Минпромторга и Росстата о текущих российских водородных проектах и данные МЭА для поиска проектов-аналогов. Временные ряды европейской статистики по внедрению альтернативных видов топлива для построения сценарных прогнозов внутреннего спроса в РФ. Стратегические документы и программы развития, и научная литература по вопросам водородной энергетики и энергетического перехода.

Обоснованность результатов исследования базируется на использовании систематизированного теоретического подхода, интегрирующего

ключевые концепции энергетического перехода, рисков, блокировок (lock-in) и барьеров. Применении валидированных и общепризнанных методологий (LCA, NDEA, VSD, мета-анализ, теория кривых обучения), а также их оригинальных гибридных сочетаний и авторских модификаций, адаптированных к специфике водородной энергетики и российской экономики. Анализе значительного объёма эмпирических данных, включая результаты мета-анализа и анализ реальных проектов. Комплексном учете различных факторов, влияющих на развитие водородной энергетики: технологических, экономических, экологических, социальных, стратегических и управленческих. Апробации разработанных методик и моделей на реальных данных. И соответствии выводов исследования результатам других научных работ в аналогичных областях.

Достоверность результатов исследования, представленных в диссертационной работе, подтверждается использованием строгих подходов количественной оценки, основанных на математических и стандартизированных процедурах. Методологии мета-анализа, позволяющей агрегировать данные из множества источников, оценивать гетерогенность и повышать статистическую мощность выводов. Применением обоснованных статистических методов, включая оценку кривых обучения на основе регрессионного анализа. Использованием данных из авторитетных международных баз и ведущих мировых агентств: разработкой, апробацией и верификацией оригинальных моделей и интегральной методики.

Соответствие темы диссертационного исследования Паспорту специальности ВАК РФ. Диссертационное исследование выполнено в соответствии с п.2.11. Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий. п.2.14. Проблемы повышения энергетической эффективности и использования альтернативных источников энергии Паспорта специальности ВАК РФ 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности).

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке и валидации комплексного подхода к оценке эколого-экономической эффективности цепочек производства и поставок водорода, позволяющего повысить эффективность управленческих решений в условиях многокритериального выбора и неопределенности. В отличие от традиционных, данный подход включает гибридную модель и оригинальную методику прогнозирования динамики снижения стоимости зеленого водорода. В исследовании впервые раскрыты специфические блокировки (lock-in) и макроэкономические риски развития водородной энергетики с использованием методологии зависимости от пройденного пути (path-dependence) в социотехнических системах. На основе разработанной системы интегральных показателей, объединяющей экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные аспекты, предложены методические подходы к комплексной оценке эффективности водородных проектов и представлены в виде программного обеспечения. Предложены принципиально новые таксономия организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики и механизм формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации.

Положения, выносимые на защиту, обладающие научной новизной, полученные лично соискателем:

1. **Определено** современное состояние и перспективы развития мирового рынка водорода в контексте энергетического перехода, целей по декарбонизации мировой экономики и необходимых для их достижения структурных изменений в промышленности. **Выявлены** уникальные характеристики водорода для развития инновационных энергосистем: (1) обеспечение эффективного балансирования производства и потребления энергии, особенно при интеграции возобновляемых источников, что фундаментально для стабильности энергосистем; (2) возможность передачи энергии на большие расстояния и в труднодоступные регионы; (3) предложение

экономически эффективных решений для хранения энергии по сравнению с аккумуляторными альтернативами; и (4) уникальная способность декарбонизировать трудно поддающиеся сокращению выбросов секторы, такие как промышленность, морской транспорт и авиация.

2. **Раскрыта** роль Российской Федерации в развитии мировой водородной энергетики, как потенциального стратегического лидера, что обусловлено уникальным сочетанием инфраструктурных, технологических и ресурсных активов. **Доказано**, что синергетическое использование существующей газовой инфраструктуры, передовых технологических компетенций и колоссального потенциала ВИЭ позволяет Российской Федерации не только диверсифицировать свой энергетический экспорт, но и стать одним из ключевых мировых центров по производству и поставке низкоуглеродного водорода, играя ведущую роль в глобальном энергетическом переходе. **Доказано**, что LСОН в российских низкоуглеродных водородных проектов колеблется от 1,2 до 11,7 долларов за килограмм водорода, что соответствует среднемировым показателям и позволяет достичь объема рынка водорода 2,2–3,9 млрд долларов США в период 2025-2035 годов.

3. С использованием методологии зависимости от прошлого пути в социо-технических системах (path-dependence) **определены** блокировки развития водородной энергетики, к которым в отличие от известных блокировок развития инновационных энергетических технологий, связанных с доминирующим положением углеводородной энергетики в прошлом отнесены блокировки инновационного развития, характерных для становления новых энергетических рынков, основанных на использовании технологий ВИЭ, а именно: 1) блокировки развития альтернативных технологий возобновляемой энергетики; 2) блокировки развития децентрализованных энергетических систем; 3) блокировки совершенствования технологий ВИЭ; 4) блокировки чрезмерной ориентации на природно-климатические условия и 5) блокировки искажения рыночных сигналов.

4. **Разработана** модель оценки комплексной эколого-экономической

эффективности цепочки производства и поставок водорода на основе гибридного подхода, включающего в себя методику анализа и оценки жизненного цикла продукции (LCA), методику сетевого оболочечного анализа данных (NDEA) и методику ценностно-ориентированного проектирования (VSD). **Применение** данного подхода к оценке комплексной эколого-экономической эффективности различных промышленно освоенных технологий производства водорода **позволило выделить** как наиболее эффективные цепочки следующие: 1) атомная энергетика – электролиз PEM; 2) гидро-энергетика – электролиз PEM; 3) ветровая энергия – электролиз PEM.

5. **Разработана** методика прогноза будущей стоимости зеленого водорода, произведенного при помощи электролиза воды по технологиям PEM и АЕ электролиза с использованием ветровой (наземные ветровые турбины) и солнечной (фотовольтаика) электроэнергии, основанная на применении теории покомпонентных кривых обучения, в предположении, что оба основных компонента стоимости зеленого водорода – стоимость электролизера и стоимость энергии – подвержены действию эффектов обучения и со временем снижаются. В отличие от представленных в литературе способов расчета прогнозных значений приведенной стоимости зеленого водорода (LCOH) в будущем, данная методика позволяет пренебречь неопределённостью оценок некоторых технико-экономических параметров технологии электролиза, таких как коэффициент использования мощности, сетевой или несетевой режим работы, коэффициент деградации стека электролизера и др. и получить интервальные оценки прогнозных значений снижения стоимости зеленого водорода при удвоении объемов производства (п. паспорта специальности 2.11).

6. **Разработана** модель оценки потенциала обеспечения ценовой конкурентоспособности зеленого водорода на внутреннем рынке Российской Федерации, основанная на сценарном подходе и кривых обучения. С помощью данной модели **выявлены** ключевые факторы конкурентоспособности зеленого водорода, к которым отнесены стимулирование спроса и обеспечение максимально высоких темпов обучения в производстве водорода.

7. **Выявлены** основные инструменты преодоления блокировок развития инновационных технологий производства низкоуглеродного водорода в зарубежных странах, такие как: таксономия устойчивых проектов, углеродные контракты на разницу, налоговые льготы, субсидии, государственные закупки, стандарты и нормативы, целевые программы и бюджетное финансирование НИОКР. **Предложены** варианты адаптации этих инструментов к специфике ЕАЭС. В результате анализа технологического, институционального и инфраструктурного ландшафта экономик стран ЕАЭС, к инструментам, обладающим наибольшим адаптационным потенциалом, отнесен вариант «зеленого финансирования» через включение водородных проектов в таксономию «зеленых проектов» ЕАЭС для привлечения ESG-инвестиций и создания единого регионального рынка водорода.

8. **Предложена** система интегральных показателей для оценки комплексной эффективности водородных проектов, включающая экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные показатели, такие как: чистая приведенная стоимость, энергетическая рентабельность, удельная себестоимость производства, углеродный след жизненного цикла, водный след, энергоэффективность электролиза, стабильность работы оборудования, индекс локализации, экспортный потенциал, индекс производственной безопасности, кадровая обеспеченность, уровень технологической готовности, индекс патентной активности. **Разработан и апробирован** программный продукт, позволяющий проводить оценку коммерческих водородных проектов по данной системе интегральных показателей. Разработанная система показателей позволяет учесть положительные экстерналии водородных проектов и стимулировать те проекты, которые имеют наилучший баланс коммерческой эффективности и положительных экстерналий.

9. **Разработана** таксономия инструментов стимулирования производства низкоуглеродного водорода в странах ЕАЭС и **предложен** алгоритм выбора наиболее эффективных инструментов в зависимости от

удаленности технологической цепочки от границы эффективности в пространстве эколого-экономических координат. Таксономия включает инструменты стимулирования развития углеродного рынка, стимулирования внутреннего спроса на водород за счет развития смежных отраслей экономики, декарбонизация которых является приоритетной, стимулирование вовлеченности потребителей и развитие водородных хабов в регионах с богатыми возобновляемыми ресурсами и действующей инфраструктурой для использования водорода, например в портах и промышленных центрах.

10. Предложена концепция организационно – экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации. Концепция представляет собой систему преобразованного движения, в которой взаимодействуют пять подсистем: институционально-регуляторная, финансово – инвестиционная, инновационно – технологическая, производственно – инфраструктурная и организационно – управленческая. **Определены** три уровня обратных связей в механизме: стратегический, операционный и рыночный. **Обоснованы** пять триггеров автономного функционирования механизма. **Систематизированы** роли ключевых акторов механизма в пяти блоках: государство, бизнес, наука и образование, международные партнёры, гражданское общество. **Определены** конкретные функции, ресурсы и показатели эффективности для каждого актора (стейкхолдера).

Теоретическая значимость диссертационного исследования основывается на формировании теоретико-методологических основ для комплексного анализа и управления развитием водородной энергетики в условиях энергетического перехода. Исследование обогащает научное понимание процессов энергетического перехода, рисков и барьеров внедрения инновационных технологий, вносит вклад в теорию path-dependence применительно к энергетическим системам, развивает методологию оценки эколого-экономической эффективности, теорию кривых обучения для сложных многокомпонентных систем, а также концептуальные основы кластерного развития и межсекторального

взаимодействия в энергетике и методологию многокритериальной оценки проектов.

Диссертационное исследование вносит вклад в развитие экономической науки, предложив эпистемологически комплементарный подход к познанию формирующейся отрасли водородной энергетики, основанный на интеграции методов анализа жизненного цикла (LCA), сетевого оболочечного анализа данных (NDEA) и проектирования с учётом ценностей (VSD). Такой подход позволяет согласовать различные типы экономического знания (теоретическое, эмпирическое, прогнозное и экспертное) и преодолеть познавательные ограничения монодисциплинарных и сугубо технико-экономических схем анализа, что соответствует современным представлениям о гносеологической роли теории познания в экономике.

Практическая значимость результатов исследования определяется возможностью их использования для совершенствования национальных и международных стратегий энергетического перехода, разработки дифференцированных политик и механизмов стимулирования внедрения водородных технологий. Результаты исследования могут служить основой для: создания систем поддержки принятия решений при проектировании устойчивых цепочек поставок водорода, формирования политики финансирования проектов, приоритезации инвестиций, разработки стандартов, расширения международного сотрудничества. Разработанные подходы прогнозирования стоимости и оценки эффективности проектов, а также предложенные инструменты и организационно-экономический механизм имеют прямое прикладное значение для государственных структур, корпоративного сектора и научно-исследовательских организаций в Российской Федерации и странах ЕАЭС.

Апробация результатов исследования. Основные теоретические, методические и методологические положения, полученные результаты и выводы диссертационного исследования, были апробированы на следующих мероприятиях: III Международная научная конференция в целях устойчивого

развития цивилизации: сотрудничество, наука, образование, технологии. Путь Латинской Америки и стран Карибского бассейна к 17 ЦУР: комплексный подход (2024 год, г. Москва, Россия), IX International Scientific Conference «New trends, strategies and structural changes: digital transformation and sustainable development» (2024 год, г. Москва, Россия), Virtual Conference on Recent Trends on Renewable Energy, Smart Grid and Electric Vehicle Technologies (2020 г., г. Веллор, Индия), «The 14th International Days of Statistics and Economics» (2020 г., г. Прага, Чехия), а также ряде международных научных семинаров по устойчивому развитию. Результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы» по программам магистратуры экономического факультета, а именно в дисциплины: «Методология исследования проблем управления», «Введение в многомерный статистический анализ». Внедрение достигнутых результатов подтверждается справками от ООО «Новас Энерджи Сервисис» и ООО «СКАТ».

Публикации результатов исследований. Основные положения и научные результаты диссертационного исследования отражены в 48 научных работах общим объемом 115,06 п.л., из которых 22 публикации, индексируемые в международных базах Scopus и Web of Science, 10 публикаций, входящих в Перечень ВАК РФ / Перечень РUDN, а также 1 монография (32 п.л.). В публикациях, подготовленных в соавторстве, основные результаты, выносимые на защиту диссертации, разработаны лично автором.

Структура работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка и приложений. Во введении диссертационного исследования аргументированно представлены актуальность и новизна исследования, обоснована степень научной разработанности, сформированы объект и предмет исследования, поставлены цели и задачи работы, представлены научная новизна, а также теоретическая и

методологическая значимость исследования, научно обоснованы положения, выносимые на защиту, их практическое апробирование.

Первая глава посвящена комплексному теоретическому анализу процесса энергетического перехода, с применением технологии зависимости от прошлого пути в энергосистеме, раскрываются теоретические основы организационно - экономического механизма формирования водородной энергетики.

Вторая глава исследует барьеры внедрения инновационных энергетических технологий, классифицирует барьеры и определяет блокировки развития водородной энергетики, анализирует зарубежный опыт и перспективы водородной энергетики в ЕАЭС.

В третьей главе разработана и апробирована комплексная модель оценки эколого-экономической эффективности технологических цепочек производства, хранения и транспортировки водорода.

В четвертой главе раскрыты эффекты обучения, разработана и апробирована методика оценки темпов обучения на основе многокомпонентной кривой обучения.

Пятая глава через сценарный подход раскрывает оценку потенциала внутреннего спроса на водород в России в некоторых отраслях. В главе детально рассматривается формирование водородной энергетики в России и проводится анализ эффективности и конкурентоспособности текущих проектов. Предлагаются организационно-экономические инструменты оптимизации и стимулирования водородной энергетики в России. Разработана таксономия инструментов стимулирования производства низкоуглеродного водорода в странах ЕАЭС и предложен алгоритм выбора наиболее эффективных механизмов. Предложена концепция организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

1.1 Энергетический переход и риски для мировой экономики

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Энергетический переход можно определить, как глобальный процесс, направленный на существенное изменение мировой энергетической системы. Он заключается в постепенном отказе от традиционных ископаемых видов топлива (нефти, газа, угля) в пользу более чистых и возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечная, ветровая, гидроэнергетика и другие. Хотя источники ВИЭ различаются, многие из них обладают общими преимуществами. Поскольку они, как правило, характеризуются зависимостью от неисhaustимых ресурсов, будущее производство в меньшей степени сопряжено с ограничениями ресурсов, в отличие от традиционных способов производства энергии на основе ископаемого топлива [160, 303, 474]. Другим существенным преимуществом источников ВИЭ как альтернативы традиционным системам электроснабжения является их очень низкий или нулевой уровень выбросов парниковых газов [99, 305, 413], а также сниженные выбросы других вредных загрязняющих веществ [340, 375, 367]. Кроме того, зависимость от импорта ископаемого топлива делает многие страны уязвимыми перед геополитическими рисками и колебаниями цен на энергоносители. Переход к возобновляемым источникам энергии, которые часто доступны на местном уровне, повышает энергетическую безопасность. Соответственно, ВИЭ считается важной эко-инновацией и важным инструментом в глобальных усилиях по борьбе с изменением климата [291, 514].

Теоретически энергетический переход укладывается в логику смены технологических укладов, разработанную советскими экономистами Д. С. Львовым и С. Ю. Глазьевым [26] и логику «технико-экономической парадигмы», разработанную К. Перес [35] и ее последователями. Однако несмотря на то, что

смена базовых энергетических технологий уже не раз осуществлялась в истории развития мировой экономической системы, происходящий в настоящее время энергетический переход имеет существенные отличия от предыдущих. Если предыдущие смены энергетической технологии происходили благодаря инновациям, существенно повышающим энергоэффективность и, как следствие, коммерческую эффективность использования источников энергии (например, использование электрической энергии вместо энергии пара), то сегодняшний энергетический переход, в первую очередь, из-за научно обоснованного прогноза нарастания негативных экологических последствий от использования современных углеводородных энергетических технологий. То есть двигателем энергетического перехода является не коммерческая эффективность новых энергетических технологий, а экологическая неэффективность старых.

Все это порождает множество проблем экономического, технического и организационного характера, требующих новаторских подходов для их решения. Главной проблемой является низкая заинтересованность ключевых финансовых игроков (крупнейших корпораций и правительств) в инвестициях в развитие инновационных чистых энергетических технологий. Кроме того, переход на чистую энергию несет новые риски энергетической безопасности, которые, в первую очередь, связаны с необходимостью многократного увеличения потребления критически важного минерального сырья.

В настоящее время участие в политике по снижению выбросов углерода на международном уровне строится на добровольной основе, а нарушение взятых на себя обязательств или отказ от принятия на себя каких-либо обязательств вообще не несет для политического руководства стран никаких отрицательных последствий. Идеи климатического клуба, выдвинутые в работах нобелевского лауреата по экономике 2018 года Уильяма Нордхауза [332], которые предполагают наступление отрицательных последствий для нарушителей международных климатических соглашений, пока что не реализованы на практике.

Одним из главных международных соглашений по решению климатических проблем и осуществлению энергетического перехода на текущий момент является

Парижское соглашение, которое требует, чтобы все страны представляли определяемые на национальном уровне вклады (NDC), в которых излагаются их климатические цели. По состоянию на июль 2023 года было представлено 168 NDC, охватывающих 195 Сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН). Последовательные конференции сторон призвали страны обновить свои первые NDC, чтобы повысить свои амбиции. На данный момент почти 90% NDC были обновлены с момента первого представления.

Пересмотры привели к значительному сокращению целевых выбросов к 2030 году, около 5 Гт, если будут достигнуты все целевые показатели, обусловленные международной поддержкой. Согласно анализу МЭА, в 2030 году в рамках первого раунда NDC страны с развитой экономикой, по прогнозам, произведут чуть менее 10 Гт выбросов CO₂ от сжигания топлива; пересмотренные NDC снизили этот показатель примерно на 2,1 Гт, или около 20%. Полная реализация NDC в развитых экономиках все еще приведет к выбросам около 5,5 тонн на душу населения в 2030 году, что примерно на 1 тонну на душу населения больше, чем текущий средний мировой показатель, но примерно на 2 тонны меньше, чем в Китае сегодня. В странах с формирующимся рынком и развивающихся экономиках картина несколько иная. В совокупности, пересмотренные NDC в странах с формирующимся рынком и развивающихся экономиках снизили выбросы по сравнению с их первыми NDC на 2,8 Гт, в основном за счет пересмотров, не обусловленных финансовой поддержкой. Однако реальное выполнение целей, заявленных в NDC трудно контролируемо.

Конкретные измеримые цели энергетического перехода в 2021 году были сформулированы в стратегии, разработанной Мировым Энергетическим Агентством (МЭА), и названной Net Zero by 2050 (NZE). Данный документ предполагал достижение целей углеродной нейтральности мировой экономики к 2050 году, оценивал необходимые объемы инвестиций для декарбонизации различных отраслей экономики и предлагал организационные схемы для создания соответствующих экономических механизмов. В частности, предполагалось, что в

совокупности солнечные фотоэлектрические системы (PV) и электромобили (EV) обеспечат треть от необходимого сокращения выбросов к 2030 году. Доля электромобилей в общем объеме продаж автомобилей составит более чем 60% к 2030 году, а мощность солнечных фотоэлектрических систем увеличивается в пять раз относительно отметки 2021 года. При этом спрос на нефть и газ снизится примерно на 20% к 2030 году — достаточно быстро, чтобы не требовалось одобрения новых долгосрочных традиционных нефтяных и газовых проектов для разработки. Электроэнергия с низким уровнем выбросов вырастет настолько быстро, что не будет построено новых угольных электростанций, кроме тех, ввод в эксплуатацию которых запанирован на начало 2023 года [190, 192, 276, 365, 368].

Однако в последующие годы серьезные геополитические кризисы отодвинули достижение целей углеродной нейтральности на более поздние сроки. Кроме того, темпы развития инновационных энергетических технологий не всегда соответствуют прогнозным — некоторые технологии, такие как солнечная энергетика показали более быстрый рост, а некоторые, как например, технологии улавливания и удаления из атмосферы CO₂ развиваются пока более низкими темпами, чем ожидалось (табл. 1).

Таблица 1. Основные индикаторы энергетического перехода, согласно сценарию Net Zero by 2050 версии 2021 и 2023 годов

Показатели	Версия 2021 года		Версия 2023 года	
	2030	2050	2030	2050
Общие выбросы CO ₂ энергетического сектора, Гт	21,1	0,0	24,0	0,0
Доля углеводородных источников в общем потреблении энергии, %	58	11	62	11
Конечное потребление энергии (ЕДж)	390	340	410	340
Прирост фотоэлектрических мощностей, ГВт	630	630	820	820

Прирост ветроэнергетических мощностей, ГВт	390	350	320	350
Доля электромобилей в продажах, %	60	90	65	90
Объем улавливания CO ₂ , Гт	1,8	7,7	1,0	6,1
Объем удаления CO ₂ , Гт	0,3	1,9	0,2	1,7
Установленная мощность стационарных аккумуляторов энергии (батарей), ГВт	590	3100	1020	4200
Доля электроэнергии в конечном потреблении, %	26	49	28	53
Доля водородного топлива в конечном потреблении, %	2	10	1	8

Источник:[99]

В настоящее время специалисты МЭА оценивает, что в период до 2035 год совокупные инвестиции в поставку ископаемого топлива, производство электроэнергии на основе ископаемого топлива и конечные потребители составят на 3,6 триллиона долларов США больше, чем в первоначальном сценарии NZE, несмотря на заявления стран о приверженности политике нулевых выбросов. Большая часть этих инвестиций будет направлена на активы с длительным сроком службы.

Как указывается в обновленной версии дорожной карты NZE [639], неспособность ускорить переход на чистую энергию по пути, представленному в сценарии Международного Энергетического Агентства Net Zero by 2050 (NZE), фактически гарантирует выход за установленный предел роста глобальной температуры на 1,5 °C, с серьезными последствиями для людей и экосистем. В таких обстоятельствах возвращение глобального среднего повышения температуры до уровня ниже 1,5 °C к 2100 году потребует масштабного и дорогостоящего развертывания технологий удаления CO₂ и не избежит необходимости существенного сокращения спроса на ископаемое топливо в этом десятилетии.

Поэтому, несмотря на новые геополитические вызовы, обеспечение эффективных климатических амбиций должно оставаться критически важным приоритом для всего мирового сообщества.

Сценарий NZE может быть реализован только при существенных изменениях в схемах эксплуатации и раннем закрытии некоторой существующей инфраструктуры, работающей на ископаемом топливе. Согласно расчетам специалистов МЭА, если бы текущие активы энергетического сектора эксплуатировались до конца их обычного технического и экономического срока службы тем же образом, каким они эксплуатируются сейчас, они бы генерировали дополнительные кумулятивные выбросы около 600 Гт CO₂ за период с 2023 по 2050 год. Это намного больше, чем тот объем выбросов CO₂, который мировая экономика может себе позволить для того, чтобы оставаться в пределах роста глобальной температуры не более 1,5 °C. В первую очередь, данная проблема касается Китая, учитывая, что на него приходится 45% (270 Гт CO₂) выбросов от существующих активов за этот период, в первую очередь из-за его большого парка относительно молодых угольных электростанций (рис. 1) и размера его промышленной базы, которая способна производить более половины мирового спроса на сталь и цемент.



Рисунок 1. Введение новых мощностей угольных электростанций в Китае в период 2000–2021 гг. Источник: [568]

Это также имеет последствия для тех стран, включая Индию и другие, которые имеют значительные дополнительные мощности с интенсивными выбросами, которые строятся или планируются к вводу в эксплуатацию в ближайшие несколько лет. Но это также проблема, с которой всем странам мира придется столкнуться, если они намерены сообща достичь нулевых чистых выбросов к 2050 году. Темпы сокращения спроса на нефть и газ, необходимые для достижения нулевых чистых выбросов к 2050 году, сейчас настолько быстры (рис. 2), что это может означать не только приостановку разведки новых месторождений, но раннее закрытие некоторых эксплуатируемых сегодня месторождений нефти и газа.

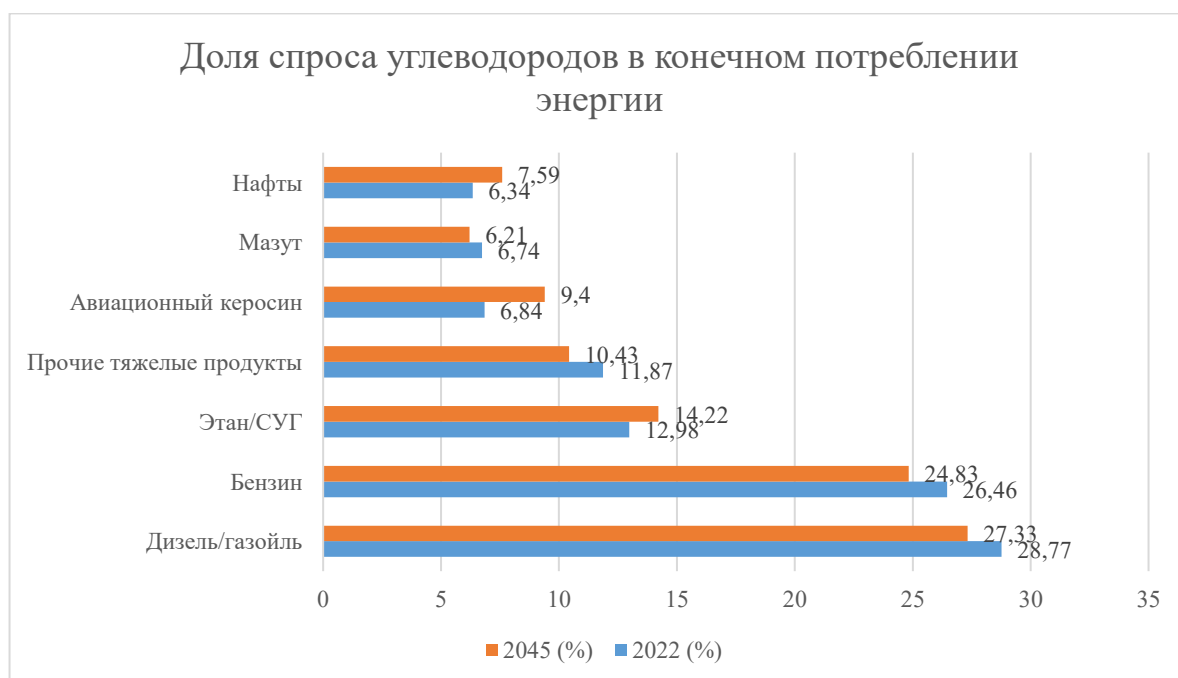


Рисунок 2. Прогнозируемое снижение доли углеводородов в конечном потреблении энергии. Источник: [688]

Кроме того, более традиционные риски энергетической безопасности также не исчезают. Согласно прогнозам, изложенным в сценарии NZE, мировые рынки нефти и газа сокращаются в объемах, но производство концентрируется у небольшого числа производителей: доля Ближнего Востока увеличивается с сегодняшних 25% до 40% к 2050 году.

Так как сценарий NZE предполагает огромный рост инвестиций в чистую энергию и быстрое снижение инвестиций в ископаемое топливо, обеспечение плавного перехода требует тщательной синхронизации этих двух факторов. В сценарии NZE ключевым требованием является масштабный и быстрый рост инвестиций в чистую энергию. Сегодня более 80% инвестиций в чистую энергетику приходится на развитые экономики и Китай; тогда как в странах с развивающейся экономикой инвестиций недостаточно. Сценарий NZE предполагает, что инвестиции в чистую энергетику увеличатся в среднем почти в три раза по сравнению с текущим уровнем к 2030 году, но при этом рост в странах с развивающейся экономикой (кроме Китая) этот рост будет составлять 5 раз. Однако, эксперты МЭА отмечают, что капитальные затраты на проекты, основанные на возобновляемых источниках энергии, в странах с формирующимся рынком и развивающихся экономиках остаются как минимум вдвое выше, чем в странах с развитой экономикой. Это отражает относительное отсутствие опыта в области технологий чистой энергии в этих экономиках и их ограниченные политические и нормативные возможности по сравнению с развитыми экономиками. Это также отражает более широкие реальные или предполагаемые макроэкономические риски. Более высокие затраты на финансирование, с которыми сталкиваются эти экономики, закрепляют отсутствие опыта в области технологий чистой энергии, что создает порочный круг недостаточного развертывания. Поэтому к началу 2030-х годов потребуется около 80–100 млрд долларов США ежегодного льготного финансирования для снижения стоимости проектов ВИЭ и мобилизации частного капитала в странах с низким уровнем дохода.

Доступность энергии является ключевой проблемой энергетического перехода. Переход, ориентированный на потребности и нужды людей, требует мер, гарантирующих, что наименее обеспеченные во всех обществах смогут извлечь выгоду из более низких эксплуатационных расходов чистых и энергоэффективных технологий. В целом инвестиции в чистую энергию в сценарии NZE перевешиваются снижением расходов на ископаемое топливо, при этом мировая

чистая экономия расходов на энергию составит 12 триллионов долларов США к 2050 году.

Международное сотрудничество имеет решающее значение для разработки согласованных стандартов, диверсификации цепочек поставок чистой энергии таким образом, чтобы не подрывать преимущества глобальных цепочек поставок, обеспечения возможности быстрого масштабирования и обмена уроками, извлеченными из демонстрационных проектов чистой энергии, для ускорения инноваций.

Единые стандарты и пороговые значения экологических показателей помогают снижать выбросы в промышленности и транспорте, создавая основу для эффективной политики и поддержки чистых технологий. Они позволяют различать продукты и процессы по уровню воздействия на окружающую среду и должны быть стабильными, реалистичными и согласованными с целью достижения нулевых выбросов к середине века. Временные меры могут применяться как переходный этап, что уже отражено в инициативе МЭА по разработке общих критериев для низкоуглеродного производства стали, цемента и водорода [624, 642].

В настоящее время параллельно разрабатываются несколько нормативных рамок и систем сертификации, определяющих экологические характеристики топлива и материалов, между которыми существуют несоответствия в подходах. Например, в секторе производства стали одновременно существуют стандарт, разработанный Глобальным советом по климату сталелитейной промышленности (Global Steel Climate Council), стандарт SSAB fossil-free, разработанный ведущим производителем стали SSAB, международный стандарт Responsible Steel, разработанный некоммерческой многосторонней инициативой по сертификации Responsible Steel и требования по закупкам, изложенным в Инициативе Коалицией первопроходцев (First Movers Coalition), которая продвигает частные закупки в поддержку технологий чистой энергии. Существует значительный риск того, что отсутствие координации может привести к распространению различных стандартов, что приведет к фрагментации рынка, чрезмерной административной

нагрузке для компаний и запутанной ситуации для клиентов и поставщиков. МЭА предложило принципы чистого нуля для методологий измерения выбросов для производства материалов, которые направлены на руководство пересмотрами существующих методологий и содействие конвергенции и совместимости в среднесрочной перспективе [633]. Эти принципы предусматривают, что методология измерения выбросов должна позволять сравнивать производство со всех объектов. Границы и объем выбросов должны охватывать все основные вклады в производство и выбросы продуктов. Правила учета кредитов на выбросы и сопутствующих продуктов должны быть совместимы с энергетической системой чистого нулевого выброса. Кроме того, методологии должны стимулировать, где это возможно, использование проверяемых, измеренных данных, характерных для конкретного участка и продукта, а не общих оценок или факторов выбросов.

Изменения в структуре мировой энергетической системы между настоящим моментом и 2030 годом также подразумевают быструю трансформацию занятости в сфере энергетики. Согласно обновленной версии прогноза в сценарии NZE 2023 года, спрос на работников в чистых секторах растет гораздо быстрее, чем падение рабочих мест на производствах, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой ископаемого топлива. Сегодня около 65 миллионов человек работают в энергетике или ключевых секторах, связанных с энергетикой, таких как энергоэффективность и производство транспортных средств, и половина этих рабочих мест уже сосредоточена в секторах чистой энергии.

В сценарии NZE к 2030 году будет добавлено 30 миллионов новых рабочих мест в сфере чистой энергии, в то время как около 13 миллионов рабочих мест в отраслях, связанных с ископаемым топливом, будут потеряны. Это означает, что на каждое потерянное рабочее место, связанное с ископаемым топливом, будет создано около двух рабочих мест в сфере чистой энергии.

Занятость в сфере производства электроэнергии с низким уровнем выбросов существенно вырастет в сценарии NZE, при этом солнечная фотоэлектрическая и ветровая энергетика добавят около 3 миллионов рабочих мест каждая и в совокупности будут заняты 11,5 миллионов человек к 2030 году. Бизнесы,

направленные на повышение энергоэффективности конечного потребления энергии и занятость в секторе транспортировки электроэнергии (электросетей) также продолжают расти в течение десятилетия, обеспечивая занятость около 14 миллионов и 11,5 миллионов человек соответственно в 2030 году. Кроме того, прогнозы МЭА предполагают также резкое увеличение занятости в секторах, связанных с развитием новых энергетических технологий, таких как производство водорода с низким уровнем выбросов или концентрированная солнечная энергия [503].

Секторы, в которых, скорее всего, будут наблюдаться более крупные потери рабочих мест, включая сектор поставки ископаемого топлива и сектор производство автомобилей с ДВС, должны тщательно планировать предстоящие изменения. Такой масштаб потерь рабочих мест не является беспрецедентным — в Китае число рабочих, занятых в добыче угля, сократилось почти вдвое за последние два десятилетия из-за повышения производительности труда [640]. В некоторых случаях работники их сфер деятельности, где высок риск потерять работу, уже обладают навыками и ноу-хау, которые пересекаются с растущими энергетическими секторами. Например, у шахтеров есть много навыков, необходимых для добычи и переработки критически важных минералов, в то время как люди, работающие в производстве обычных транспортных средств, могут применить свой опыт в производстве электромобилей и сборке аккумуляторов.

Работники, покидающие нефтегазовую отрасль, уже пользуются большим спросом в химической промышленности и других отраслях. Однако во многих случаях рабочие места, созданные в результате энергетического перехода, не будут находиться в том же месте, требовать тех же навыков или платить ту же зарплату, что и потерянные рабочие места, поэтому важно предусмотреть заранее меры по поддержке рабочих и сообществ, чьи средства к существованию могут быть затронуты.

Помимо рисков, связанных с ресурсными ограничениями, развитие возобновляемой энергетики также сталкивается с риском слишком высокой концентрации многих цепочек поставок, что влечет за собой серьезные риски для

безопасности поставок. Концентрация в любой точке цепочки поставок делает всю цепочку уязвимой для сбоев, возникающих из-за выбора политики отдельных стран, решений компаний, стихийных бедствий или технических сбоев. Сбои такого рода, скорее всего, приведут к росту цен на промежуточные и конечные продукты и затруднят переход к чистой энергии. Сегодня цепочки поставок технологий чистой энергии, как правило, более географически сконцентрированы, чем цепочки поставок ископаемого топлива. Сегодня всего на три страны приходится около 90% мирового объема добычи лития (Австралия, Чили и Китай); эквивалентные показатели для кобальта, никеля и меди составляют 75%, 65% и 45% соответственно. Когда речь идет о производстве ключевых технологий массового производства чистой энергии — солнечных фотоэлектрических модулей, гондол ветряных турбин, аккумуляторов электромобилей и электролизеров — только на Китай, ЕС и США приходится 80–90% мировых мощностей [628]. В случае солнечных фотоэлектрических систем некоторые отдельные заводы в Китае могут производить больше модулей, чем целые страны. Например, завод LONGi в Тайчжоу — крупнейший действующий завод в Китае — мог бы обеспечить половину дополнительных мощностей солнечных фотоэлектрических модулей в Европейском союзе в 2022 году (38 ГВт).

Таким образом, на макроэкономическом уровне энергетический переход создает множество рисков, минимизация которых требует совместных усилий всего мирового сообщества. К этим рискам относятся:

- 1) риск ресурсных ограничений развития чистых энергетических технологий;
- 2) риск высокой концентрации цепей поставок для инновационных энергетических технологий;
- 3) риск дестабилизации рынка труда и потери большого количества рабочих мест в традиционных энергетических секторах;
- 4) риск асинхронного перетока инвестиций из сектора углеводородной энергетики в сектор чистой энергетики;

5) риск фрагментации рынка чистых энергетических технологий из-за несогласованности стандартов;

6) риск фиксации завышенной стоимости инновационных энергетических технологий в развивающихся странах из-за недостатка компетенций и отсутствия благоприятствующих политик (ловушка высокой стоимости).

При этом, стоит отметить, что добровольный характер всех актуальных на сегодняшний день международных климатических соглашений не способствует интенсификации международного сотрудничества в направлении разрешения или минимизации вышеперечисленных рисков. Единственным экономическим механизмом, который направлен на борьбу с выбросами углерода на международном уровне пока что является Механизм корректировки углеродных границ (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), введенный в тестовом режиме в октябре 2023 года [583].

Помимо этого, необходимо отметить, что сложности перехода на новые технологии в такой глобальной инфраструктурной системе, как энергетика, сопряжены еще и с инерцией развития базовых энергообеспечивающих технологий, которая в научной литературе, получила название path-dependence (зависимость от прошлого пути).

1.2 Проблема path-dependence в энергосистеме

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Проблема Path-dependence в современной научной литературе определяется как идея о том, что историческое развитие системы или процесса может сильно влиять на ее текущее состояние и будущие результаты. Она предполагает, что прошлые выборы и события могут создать «путь» или траекторию, которая ограничивает и формирует настоящие и будущие возможности [288]. Когда система или процесс становятся зависимыми от пути, накопленные выборы, инвестиции и разработки могут создать импульс, который благоприятствует существующему пути, затрудняя отклонение или переключение на альтернативные

пути. Это может привести к замыканиям (или блокировкам): система или процесс становятся устойчивыми к изменениям и увековечивают свое текущее состояние или траекторию [119].

Ранняя научная литература о концепции блокировок (lock-in) развития из-за Path-dependence фокусировалась на механизме возрастающей отдачи от внедрения технологий и положительной обратной связи, связанной с зависимостью от пути — первоначальное увеличение внедрения приводит к увеличению опыта работы с технологией, что стимулирует технологические усовершенствования и использование, впоследствии приводящее к дальнейшему внедрению [263]. Этот механизм также был описан через призму «сетевых внешних эффектов»: феномен, при котором ценность или полезность, которую пользователь получает от товара или услуги, зависит от количества пользователей совместимых продуктов. Однако, как показали Кац и Шапиро [252], сетевые эффекты могут быть не только положительными, но и отрицательными, в зависимости от того, получает ли каждый конкретный пользователь больше или меньше ценности от продукта в зависимости от того, что больше пользователей присоединяются к одной и той же сети или покидают ее. Следовательно, увеличение доходности, подпитываемое «сетевыми внешними эффектами», может привести к тому, что экономика окажется заблокированной на низшем пути развития, из которого трудно выбраться [70, 71]. Соответственно, технологии, изначально выбранные по некоторым чисто инженерным причинам, оказываются запертыми из-за «сетевых внешних эффектов», что затрудняет принятие более передовых и более подходящих технологий; невозвратные издержки, эффекты обучения и затраты на координацию также способствуют таким запертым траекториям [72].

За последние десятилетия концепция блокировки (lock-in) прошла путь от статического взгляда на технологическую или системную инерцию до динамического понимания, которое учитывает сложное взаимодействие различных факторов с течением времени. Этот сдвиг в перспективе привел к более эффективным стратегиям в решении проблем блокировки и содействии переходу к более устойчивым и адаптивным системам [151]. Первоначально блокировки часто

рассматривались как статические, долгосрочные ситуации, как это описано, например в работе Лейдерсдорфа и Бесселаара, опубликованной в 1998 году [283]. Со временем исследователи и политики пришли к пониманию того, что блокировки могут быть временными и динамичными. Они могут возникать, сохраняться и в итоге разрушаться или трансформироваться по мере появления новой информации, технологий, политик или рыночных сил [174, 464]. Более того, современное понимание блокировки признает, что они не являются изолированными событиями, а скорее встроены в сложные системы с множеством взаимодействующих факторов. Эти факторы включают технологические, экономические, социальные, культурные и политические элементы, каждый из которых может влиять на блокировки и подвергаться их влиянию [441].

В современной научной литературе рассматриваются различные группы блокировок, связанных с феноменом Path-dependence (рис. 3). Первая группа — технологические ограничения, относящиеся к тенденции придерживаться определенной технологии, услуги или механизма, обычно из-за процессов привыкания [283]. Вторая группа — институциональные ограничения, часто связанные с уровнем политической поддержки и другими структурными или институциональными давлениями [441]. Третья группа — социальные ограничения: следование ожидаемым нормам, связанным с социальными и культурными проблемами, или желание оправдать проекты перед разнообразной аудиторией [289]. Четвертая группа — экономические ограничения, такие как затраты на закрытие, ликвидационная стоимость, окупаемость инвестиций и другие экономические и финансовые механизмы, которые могут влиять на будущие решения [482]. Пятая группа — юридические ограничения: правовые, нормативные или судебные ограничения, установленные на основе положения дел в прошлом, но которые влияют на текущую ситуацию [161]. Наконец, последняя группа — психологические ограничения: трудности с отказом и признанием прошлых ошибок, а также потребность в самооправдании [432].

Технологические блокировки	• Привыкание к использованию определенной технологии • (Leydesdorff, den Besselaar, 1998)
Институциональные блокировки	• Формирование групп поддержки определенных технологий (лобби) • (Sydow et al., 2009)
Социальные блокировки	• Следование культурным нормам и традициям • (Ross and Staw, 1993)
Экономические блокировки	• Неокупившиеся (из-за нехватки времени) вложения в определенную технологию • (Wilson, 2014)
Юридические блокировки	• Правовые и нормативные ограничения • (Ellickson, 2012)
Психологические блокировки	• Трудности с признанием ошибок • (Staw, 1976)

Рисунок 3. Классификация типов блокировок инновационного развития, обусловленных наличием path-dependence. Источник: составлено автором

Исследователи утверждают, что зависимости от пути развития различных видов формируют так называемую «эскалацию обязательств» [212, 241]. Эскалацию обязательств можно определить, как «тенденцию «продолжать» сомнительные начинания, независимо от того, приведет ли это к успеху» [418]. Рассматривая их вклад в эскалацию обязательств, зависимости от пути развития часто обсуждаются в свете того, как они снижают гибкость, «заставляя экономику заикливаться на результате, который не обязательно превосходит альтернативные варианты развития и его нелегко изменить» [70]. В контексте зависимости от пути развития гибкость относится к способности системы или процесса адаптироваться, развиваться или отклоняться от своего predetermined курса. Она указывает на способность преодолевать или смягчать ограничения, налагаемые историческим выбором и событиями, которые привели к определенному пути развития [441]. Следовательно, снижение гибкости, вызванное зависимостью от пути,

подтверждается тем фактом, что выбор, сделанный в прошлом, приводит к «эффекту блокировки», ограничивая доступные варианты и затрудняя переключение на альтернативные пути [288].

Однако фиксация на одном пути, даже если он не обязательно является оптимальным, может повысить определенность для различных игроков, тем самым принося несколько выгод [264]. Такая определенность может снизить транзакционные издержки, облегчить возможность привлечения капитала или повысить эффективность, соответственно, помогая создать стабильную социально-техническую систему [440]. Трист и Эмери (1960) впервые обратились к концепции социально-технических систем, описав ее как сложное взаимодействие между людьми, машинами и экологическими аспектами рабочей системы [457]. Гилс обсудил это понятие более абстрактно, назвав его связями между элементами, необходимыми для выполнения социальных функций (например, транспорт, связь, питание, энергия). Таким образом, социально-технические системы состоят из различных элементов, которые взаимодействуют друг с другом: субъекты (например, отдельные лица, фирмы и другие организации), институциональные структуры (например, общественные нормы, технологические стандарты, правила, пользовательская практика, культура, коллективные ожидания и т. д.), а также технологии и ресурсы (например, знания, человеческий и финансовый капитал, природные ресурсы) [180].

Таким образом, механизм *path-dependence* снижает гибкость социально-технических систем и может препятствовать их инновационной трансформации: структурному изменению таких систем в экономической, культурной, технологической, институциональной, природной и экологической сферах [390, 431]. В ходе таких инновационных трансформаций появляются новые технологии, продукты, услуги, организации, правила, нормы и пользовательские практики, в то время как существующие приходят в упадок [75]. Различные блокировки могут, таким образом, препятствовать переходу социально-технических систем, препятствуя изменениям в таких системах и снижая их гибкость, что приводит к трудно обратимым путям [62, 411]. Это особенно верно в отношении переходов к

устойчивому развитию, таких как процесс энергетического перехода, который требует повышенной гибкости для достижения радикальной трансформации в направлении устойчивого общества в ответ на ряд постоянных проблем, обусловленных окружающей средой, с которыми сталкиваются современные общества [200, 279]. Таким образом, хотя блокировки пути могут усиливать фокус на отдельной социально-технической системе и ее стабильности, они также могут препятствовать переходу таких систем, снижая их гибкость [263].

Многолетнее доминирование крупных энергетических систем, основанных на ископаемом топливе (уголь, нефть, природный газ и т. д.), тоже можно частично объяснить «углеродной блокировкой». Существующие системы и инфраструктура, основанные на ископаемом топливе, создали существенный барьеры для развертывания и роста возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [461]. Такие факторы, как долгосрочные инвестиции, сетевые эффекты, технологические взаимозависимости и поддерживающая политика для ископаемого топлива, способствовали этой блокировке. Это привело к более высоким затратам, ограниченному проникновению на рынок, медленным изменениям политики и технологической инертности ВИЭ [456].

Чтобы преодолеть углеродную блокировку и облегчить переход к низкоуглеродному энергетическому будущему, необходимы поддерживающая политика, финансовые стимулы и технологические достижения [111]. Эти усилия действительно принесли некоторые плоды: источники ВИЭ в настоящее время составляют более четверти от общего объема производства электроэнергии в мире [377]. Однако продолжающийся рост ВИЭ по-прежнему сталкивается остаточной зависимостью от углеводородного пути развития энергетики с ее различными эффектами [115].

Кроме того, ряд ученых указывают на формирование новых блокировок, связанных уже с распространением некоторых промышленно-освоенных и коммерчески эффективных технологий ВИЭ. Действительно, процесс перехода к возобновляемой энергетике, как правило, постепенный и требует опоры на устоявшиеся технологии ВИЭ, которые могут служить надежными заменителями

зрелых энергетических систем на основе ископаемого топлива [325]. Постоянное использование устоявшихся технологий ВИЭ для обеспечения надежного энергоснабжения часто приводит к появлению различных заинтересованных сторон, которые хорошо адаптировались и привыкли к таким технологиям [219]. Необходимость полагаться на знакомые технологии ВИЭ и связанный с этим процесс привыкания часто приводят к блокировке: приверженность определенным технологиям ВИЭ, которые использовались в прошлом, даже если они не являются оптимальным выбором, что может препятствовать проникновению альтернативных технологий [376]. В настоящее время почти 90 % мирового производства электроэнергии из ВИЭ основано на трех основных технологиях: гидроэнергетике, ветроэнергетике и солнечной энергии [377]. Сектор придерживается этих относительно зрелых технологий ВИЭ, хотя существующая инфраструктура ВИЭ уступает энергетическим системам на основе ископаемого топлива с точки зрения эффективности [73], емкости хранения [63] и надежности поставок [214]. Эта неполноценность может помешать глобальному переходу на ВИЭ, тогда как альтернативные технологии ВИЭ могут повысить эффективность, возможности хранения, универсальность и занимаемое пространство [155].

На практике в ситуациях, когда высокий спрос на энергию требует расширения производства, лица, принимающие решения (ЛПР), часто предпочитают сосредоточиться на устоявшихся технологиях ВИЭ (например, Германия), несмотря на их вышеупомянутые недостатки [647]. В других случаях они могут даже сосредоточиться на расширении использования загрязняющих окружающую среду энергетических систем на основе ископаемого топлива, чтобы избежать перебоев в энергоснабжении (например, Китай) [696].

Один из примеров такой блокировки касается приливной энергетики в Великобритании. По состоянию на 2022 год гидроэнергетика, ветровая энергия и солнечная энергия составляли около 84 % установленной мощности ВИЭ в Великобритании. Оставшаяся часть (16 %) почти полностью основана на биомассе [694]. В то же время попытки продвижения инновационных технологий ВИЭ в Великобритании, таких как приливная энергетика, столкнулись со значительными

трудностями. Приливная энергетика имеет ряд преимуществ по сравнению с другими технологиями ВИЭ, такими как недорогие затраты на техническое обслуживание и высокие показатели эффективности, достигающие 80 % [702]. Однако, хотя приливная энергия может обеспечить до 20% потребления электроэнергии в Великобритании [598], на практике она составляет лишь долю процента [694]. Одно из объяснений этого связано с тем, что ЛПР избегают этой технологии в пользу более распространенных технологий ВИЭ, таких как энергия ветра [569]. ЛПР склонны поддерживать продвижение распространенных технологий ВИЭ, понимая, что механизмы их создания и эксплуатации хорошо зарекомендовали себя в прошлом [694]. Напротив, инновационные технологии ВИЭ, такие как приливная энергия, часто требуют новых механизмов поддержки, и поэтому ЛПР считают их более рискованными [112]. В этом примере наглядно проявляется суть блокировки: несмотря на многочисленные преимущества приливной энергии, она не продвигается, потому что ЛПР придерживаются более зрелых технологий ВИЭ [377].

Эта точка зрения ярко отражена в словах бывшего премьер-министра Великобритании Дэвида Кэмерона: «Мы не видели никаких предложений, которые заставили бы нас рассмотреть эту технологию в то время. У нас есть другие, более устоявшиеся технологии, на которых мы сосредоточены в настоящее время для достижения наших климатических целей, таких как ветровая, солнечная и гидроэнергетика» [563]. Эксперты из местной отрасли возобновляемых источников энергии утверждают, что этот механизм также приводит к тенденции обратной связи: приливная энергетика в настоящее время не продвигается, в то время как ее перспективное развертывание в Великобритании также неизвестно. Следовательно, учитывая значительный риск и ограниченную окупаемость инвестиций, у частных разработчиков мало стимулов для продвижения приливной энергетики, что еще больше снижает готовность рынка к этой технологии и т. д. [150]. Действительно, по данным 2022 год не было отмечено никакого сколько-нибудь значительного роста развертывания приливной энергетики на местном

энергетическом рынке [694]. Такой тип блокировки назовем препятствованием развитию кардинально новых технологий ВИЭ.

Второй тип блокировки, формирование которой можно наблюдать в настоящее время в мировой энергетической системе – это препятствование продвижению децентрализованных энергетических систем. В последние годы многие страны действительно продемонстрировали приверженность продвижению чистых ВИЭ, и многие ЛПР в этих странах решают установить еще более амбициозные национальные цели по ВИЭ, которые должны быть достигнуты как можно быстрее [98]. Причины этого включают как искреннее желание бороться с изменением климата [299], так внутренние обязательства и политические соображения [116], а также международные обязательства в рамках различных соглашений [385]. Соответственно, ЛПР в разных странах, как правило, оказывают значительное давление на регулирующие органы, чтобы они сделали все возможное для достижения этих целей как можно быстрее [423]. Это давление часто сочетается с убеждением, что продвижение крупномасштабных объектов является самым быстрым способом достижения национальных целей по ВИЭ, поскольку установленная мощность каждого объекта более значительна, а надзор за их созданием более эффективен, чем надзор за многочисленными децентрализованными проектами [83, 556, 701]. Следовательно, это давление со стороны лиц, принимающих решения, часто приводит к блокировке: поощрению регулирующих органов продвигать крупномасштабные проекты ВИЭ в ущерб развитию децентрализованных проектов [652], хотя это не обязательно является оптимальным решением с точки зрения экологии, энергетики и технологий [47, 74, 555]. В таких решениях опять-таки проявляется суть блокировки: прошлые обязательства ЛПР по достижению целей ВИЭ трансформируются в значительное давление для продвижения крупномасштабных проектов ВИЭ. Зависимости от пути, связанной с предыдущими обязательствами по достижению целей ВИЭ, трудно избежать, поскольку она может нарушать соглашения на местном или международном уровне [170].

Примером реализации такого рода блокировок может быть Израиль. В 2009 году израильское правительство объявило цель 10 % производства электроэнергии на основе ВИЭ к 2020 году [692]. Несмотря на то, что предыдущие цели не были достигнуты, правительство объявило новые цели по ВИЭ в 2020 году, пообещав достичь доли 25 % производства электроэнергии на основе ВИЭ к 2025 году и 30 % к 2030 году [588]. Эти цели были весьма амбициозными, побуждая соответствующие регулирующие органы продвигать крупномасштабные проекты ВИЭ, в основном в форме солнечных ферм, чтобы удовлетворить правительство и соответствовать его решениям [448]. О давлении, связанном с созданием крупномасштабных проектов ВИЭ, свидетельствует речь бывшего премьер-министра Израиля Эхуда Ольмерта, который затронул этот вопрос на официальном заседании правительства: «Государство Израиль, где 300 солнечных дней в году, может возглавить мировые усилия по производству альтернативной энергии, такой как солнечная энергия. Для этого нам необходимо построить крупные солнечные электростанции, на самом деле крупнейшие в мире» [686].

Таким образом давление правительства с целью выполнения предыдущих обязательств по целям ВИЭ заставило регулирующие органы продвигать крупномасштабные проекты ВИЭ, несмотря на сомнения относительно их экономической и технологической жизнеспособности [447]. Действительно, в эти годы средние и крупные объекты ВИЭ обеспечивали более 80 % от общей установленной мощности ВИЭ в Израиле [684]. Старший регулирующий орган в Министерстве энергетики Израиля упомянул о продвижении крупномасштабных объектов ВИЭ, заявив: «Мы продвигаем крупномасштабные солнечные электростанции, чтобы помочь Израилю в достижении его целей ВИЭ, при этом полностью выражая приверженность правительства решению глобальных проблем, связанных с изменением климата. Однако эти крупные электростанции не обязательно являются оптимальным выбором с точки зрения использования сети, планирования земель и финансовых ресурсов» [448].

К третьему типу блокировки можно отнести ограничение инноваций. Стремясь стимулировать продвижение объектов ВИЭ, многие страны ввели

механизмы фиксированных тарифов (feed-in tariff): фиксированная плата за определенное количество произведенной энергии, часто включающая различные субсидии [587]. Фиксированный тариф часто основан на стратегии «затраты плюс»: регулирующие органы оценивают стоимость строительства и эксплуатации типового объекта ВИЭ и добавляют разумную прибыль, которая представляет собой субсидию [168]. Во многих случаях фиксированный тариф предназначен для возврата первоначальных инвестиций в течение длительного периода, часто до 20 лет и более [60, 118, 265, 483, 491, 607]. Таким образом, этот механизм может привести к блокировке: фиксированный тариф определяется заранее на длительный период, что означает, что различные разработчики ВИЭ мало заинтересованы или не имеют стимула вносить изменения в свои объекты ВИЭ [479], даже когда такие изменения могут быть оптимальными с точки зрения широкого рынка [135]. Таким образом, суть этой блокировки заключается в том, что механизм финансовых стимулов, определенный в прошлом, не может быть изменен задним числом [168], поэтому его последствия часто сохраняются в течение длительного периода и их трудно избежать. Несмотря на присущий механизму фиксированных тарифов недостаток, особенно в долгосрочной перспективе, многие страны по-прежнему предпочитают его использовать, поскольку он является важным инструментом поощрения продвижения ВИЭ. Чтобы преодолеть вышеупомянутую блокировку, некоторые страны установили заранее определенные периоды для изменений в тарифе, тем самым обеспечивая большую гибкость [135]. В других случаях страны предпочитают смягчать эти последствия, предоставляя инновационные гранты, в частности, на НИОКР, чтобы поощрять продвижение технологий ВИЭ, которые не получают выгоды от механизма подачи заявок [143].

Эффекты такой блокировки наиболее очевидны в Германии [331]. Правительство Германии поставило цель 50 % потребления электроэнергии из ВИЭ к 2030 году и 80 % к 2050 году, в рамках которой ветроэнергетика играет важную роль [561]. Для достижения своих амбициозных целей в области ВИЭ в 2014 году правительство установило высокий фиксированный тариф на создание

ветровых установок: наземная ветроэнергетика получила 9,41 евроцента за кВт·ч в течение первых 5 лет, затем 4,87 евроцента за кВт·ч; офшорная ветроэнергетика получила 15 евроцентов за кВт·ч в течение первых 12 лет, затем 3,5 евроцента за кВт·ч [282]. Эта политическая схема, как утверждается, была успешной, позволив Германии стать одним из крупнейших рынков ветроэнергетики в Европе, при этом более чем удвоив установку ветровых мощностей за три года [463]. Однако это также привело к блокировке: из-за высоких фиксированных тарифов отрасль ВИЭ в Германии в течение длительного периода времени была почти полностью сосредоточена на ветроэнергетике, пренебрегая альтернативными технологиями ВИЭ, а также другими сегментами электроэнергетического сектора. Этот механизм блокировки также снизил стимулы для разработчиков продвигать более инновационные технологии ВИЭ, что повлияло на конкурентоспособность немецкой отрасли ВИЭ, согласно оценкам. Действительно, в течение многих лет Германия отставала от некоторых соседних стран в принятии технологий ВИЭ, отличных от ветроэнергетики, включая солнечную и гидроэнергетику. Об этом также свидетельствовало сокращение инвестиций в развитие распределительных сетей [331].

Таким образом, эксперты утверждают, что эта блокировка, вызванная высоким тарифом на ветровую энергию, имела значительные и широкомасштабные последствия для немецкой энергетической промышленности. Она препятствовала процессу энергетического перехода в стране, одновременно ограничивая диверсификацию ВИЭ и снижая способность сети принимать распределенные источники энергии, такие как ВИЭ [331]. Немецкий министр энергетики, сельского хозяйства и окружающей среды признал, что, хотя этот механизм тарифа на ветровую энергию способствовал продвижению ветроэнергетики, он исказил систему стимулов в немецком энергетическом секторе, что привело к значительной задержке перехода к обществу с низким уровнем выбросов углерода [600].

Примером юридической блокировки развития инновационных технологий ВИЭ может служить законодательство Китая о возобновляемой энергетике.

Китайские правила, касающиеся ВИЭ, в основном основаны на Законе о возобновляемых источниках энергии Китайской Народной Республики 2005 года, сложном многоуровневом регулировании [646], включая дублирование органов регулирования электроэнергии, чрезмерное регулирование выхода на рынок энергии и чрезмерное регулирование ценообразования на энергию [356]. Например, регулирование выхода на рынок для энергетического сектора и сферы ВИЭ, в частности, требует значительного изучения рыночной практики игрока, чтобы оценить, может ли игрок соответствовать стандартам энергетических услуг и защитить общественные интересы. Поскольку для этого требуется значительная и сложная информация, это расследование может занять годы и часто дискриминирует игроков без предыдущего опыта в этой области. Осознавая проблемный характер сложного регулирования, китайское правительство решило пересмотреть закон [210]. Однако предлагаемое решение не было основано на смягчении или отмене таких сложных правил; скорее, оно добавило больше правил, внося поправки в закон 2005 года и сохраняя сложность регулирования. В этом ярко проявляется суть юридической блокировки: зависимость от пути, характеризующаяся опорой на предыдущие правила, трудно избежать из-за прошлых привычек и нормативной фиксации. Например, вместо того, чтобы отменить правила входа на рынок, предварительное расследование новых игроков в области ВИЭ было передано другому государственному органу с добавлением дополнительных экзаменов, таким образом, фактически усиливая нормативные барьеры для выхода на рынок [356]. Это дает преимущество крупным корпорациям, в частности государственным корпорациям, которые обладают необходимыми знаниями и навыками [449]. Действительно, Международное энергетическое агентство заявило, что с годами сложное регулирование Китая снизило способность неопытных игроков, таких как общественные игроки, расширять свое участие в местной сфере ВИЭ [645]. Следовательно, эта блокировка, возникшая в результате влияния предыдущих правил, нарушила энергетическую справедливость на рынке ВИЭ Китая.

Еще один тип блокировки, характерный для возобновляемой энергетики, это ориентация на природно-климатические ресурсы, которая ведет к недиверсифицированным сочетаниям ВИЭ. Примерами являются солнечная энергия в Саудовской Аравии [653], ветровая энергия в ветреной Ирландии [649] или гидроэнергетика в Бразилии с ее многочисленными реками [648]. Зависимость от определенной технологии ВИЭ может сделать стоимость ее замены другими технологиями слишком высокой [434] в финансовом или энергетическом плане [65]. Эта блокировка может иметь разрушительные экологические последствия. В то время как в целом источники ВИЭ оказывают положительное воздействие на окружающую среду, обеспечивая энергию с очень низкими или нулевыми выбросами парниковых газов [340, 459], все же они не полностью свободны от негативных экологических эффектов и могут также оказывать отрицательное воздействие на окружающую среду, особенно при большой интенсивности [476]. Сюда входят ветряные электростанции, которые подвергают опасности животных и диких животных [154], гидроэнергетические сооружения, которые мешают источникам воды [64], или солнечные панели, которые наносят вред ландшафту [403]: все это отрицательные экологические последствия, которые часто трудно обратить вспять. Следовательно, суть этой блокировки заключается в зависимости от пути, на который влияют природные условия, что часто приводит к сосредоточению на одной технологии ВИЭ. Это, в свою очередь, увеличивает зависимость от этой технологии, одновременно затрудняя изменение энергетического баланса, несмотря на возможные экологические опасности.

Одним из примеров такой блокировки является гидроэнергетика в Бразилии. Благодаря своим значительным водным ресурсам Бразилия имеет третий по величине глобальный потенциал гидроэнергетики после России и Китая. За последние десятилетия Бразилия создала много гидроэнергетических объектов: на пике своего развития они отвечали за большую часть поставок электроэнергии в страну [650]. Однако это расширенное использование гидроэнергетики привело к увеличению зависимости от этого источника энергии [289]: по состоянию на 2022 год на его долю приходилось более двух третей выработки электроэнергии [648].

Местные и международные эксперты подчеркивают, что интенсивное использование гидроэнергетики в Бразилии дает много преимуществ, обеспечивая энергией большое население страны непрерывным и надежным образом [53]. Однако это также имеет разрушительные экологические последствия, включая повреждение водных источников [478]. Несколько экологических и социальных организаций критиковали эти неблагоприятные воздействия, утверждая, что необратимый ущерб не стоит выгод, связанных с использованием гидроэнергетики [682, 475]. Правительство Бразилии осознает эти экологические риски и даже рассматривало возможность замены гидроэнергетики другими технологиями, которые могли бы снизить экологические опасности и диверсифицировать энергетический портфель страны. Тем не менее стоимость замены гидротехнических объектов другими технологиями слишком высока: как с точки зрения финансовых инвестиций, так и с точки зрения энергетической безопасности и обеспечения надежной энергии для всего населения [681, 704]. Таким образом, создание многочисленных гидроэнергетических объектов в прошлом привело к блокировке с негативными экологическими последствиями: правительство не смогло снизить свою высокую зависимость от одного источника энергии, несмотря на экологические стимулы для этого [308].

И последний тип блокировки, которые упоминается в литературе в отношении развития возобновляемой энергетики, это искажение рыночных сигналов. Дело в том, что системы ВИЭ часто не работают в условиях свободного рынка, они подвергаются регулирующим вмешательствам в отношении цен, количества и торговых механизмов [157, 293]. Регулирования также могут определять, какие игроки могут работать в сфере ВИЭ, предоставляя лицензии, устанавливая квоты или предлагая специальные стимулы, такие как субсидии [311]. Однако такие меры усиливают позиции определенных игроков за счет других, даже когда защита молодой отрасли больше не нужна. Эта блокировка может предоставить таким игрокам рыночную власть, нанося ущерб конкурентной структуре энергетических рынков [238]. Разные страны реагируют на последствия этой блокировки по-разному, включая выгоды для других игроков, которые

выходят на рынок, или, в качестве альтернативы, создавая механизмы, которые уменьшают рыночную власть после того, как защита больше не действует [310].

Примером практической реализации такой блокировки может быть ситуация на рынке Чили. Среди усилий по борьбе с изменением климата чилийское правительство продвигало политику, поощряющую создание объектов ВИЭ, особенно сосредоточившись на солнечной и ветровой энергии [414]. В рамках этих мер политики правительство предоставило нескольким игрокам молодой отрасли серьёзные преференции, включая субсидии и налоговые льготы, а также страховочную систему на случай финансовых потерь [651]. Эти механизмы защиты помогли таким игрокам продвигать объекты ВИЭ [414]: если в 2014 году доля ветровой и солнечной энергии в Чили была незначительной, то к 2021 году она обеспечила уже более 18 000 ГВт-ч на местном рынке электроэнергии [644]. Однако со временем эти меры привели к тому, что игроки, пользующиеся ими, стали доминирующими на рынке ВИЭ, что снизило способность новых игроков конкурировать с ними при отсутствии аналогичной защиты. Это доминирование продолжалось даже после того, как меры стимулирования молодой отрасли перестали действовать [663]. Таким образом, прошлые события, приведшие к предоставлению преференций молодой отрасли, привели к появлению неконкурентной рыночной структуры, которую трудно обратить вспять [56, 182].

Результаты проведенного выше контент-анализа литературы по теме path-dependence можно резюмировать следующим образом:

1) существует несколько типов характерных блокировок развития инновационных энергетических технологий, связанных с доминирующим положением углеводородной энергетики в прошлом (рис. 3);

2) существует несколько типов блокировок инновационного развития, характерных для становления новых энергетических рынков, основанных на использовании технологий ВИЭ (табл. 2)

Таблица 2. Блокировки инновационного развития, характерные для энергетических систем, основанных на технологиях ВИЭ.

Вид блокировки	Риски	Примеры
Препятствия для развития альтернативных технологий	Закрепление неоптимальных технических решений за счет ориентации на наиболее коммерчески зрелые технологии	Препятствия для развития приливной энергетики в Великобритании
Препятствия для развития децентрализованных систем	Олигополизация энергетического рынка, нарушение энергетической справедливости	Развитие крупных солнечных ферм в Израиле
Препятствия для совершенствования технологий	Отсутствие стимулов для инновационного развития, закрепление неоптимальных технических решений	Непропорциональное развитие ветровой энергетики в Германии
Чрезмерная ориентация на природно-климатические условия	Недиверсифицированное развитие ВИЭ	Развитие гидроэнергетики в Бразилии
Искажение рыночных сигналов	Монополизация и олигополизация энергетического рынка	Развитие солнечной и ветровой энергетики в Чили

Источник: составлено автором.

Наличие такого рода блокировок делает процесс энергетического перехода еще более сложным и требующим постоянного внимания со стороны регулирующих органов международного и национального уровня. Кроме того, нельзя скидывать со счетов и хорошо изученные в литературе барьеры внедрения новых энергетических технологий микроуровня, которые действуют на уровне домохозяйств и отдельных компаний.

1.3 Водородная энергетика как перспективный способ ускорения энергетического перехода

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Строго говоря, водород не является источником энергии, а, скорее, энергоносителем. Хотя иногда его используют как синоним, чтобы помочь проиллюстрировать его конечное использование в более широком контексте, энергоносители только содержат энергию, а не производят ее сами. Они служат передатчиками и требуют первичных источников энергии для создания.

Еще в 1970-х годах водород рассматривался как потенциальная замена нефти, когда добыча нефти была дорогой, а доказанные запасы, казалось, были ниже спроса. В начале 2000-х годов идея транспортных средств, работающих на водороде, захватила воображение автопроизводителей, но эта идея вскоре была снова отброшена с появлением электромобиля.

Совсем недавно интерес к водороду как энергоносителю возродился, поскольку развитие водородной энергетики сегодня считается перспективным способом достижения запланированных целей энергетического перехода. Технико-экономические характеристики существующих технологий производства, хранения, транспортировки и использования водорода позволяют осуществить плавное преобразование ряда функционирующих в настоящее время систем на ископаемой энергии в низкоуглеродный водород способами, которые не требуют немедленного строительства новой инфраструктуры передачи и распределения. Это включает использование водорода в промышленности, на нефтеперерабатывающих заводах и электростанциях, а также смешивание водорода с природным газом для распределения конечным пользователям [12, 195, 349].

В настоящее время водород используется в различных целях, в том числе в качестве топлива для транспортных средств и выработки электроэнергии, сырья для химического производства, промышленного газа для сварки и производства

металлов, а также охлаждающей жидкости на электростанциях и в других целях. По данным на конец 2020 года наиболее крупными потребителями водорода в мире являются Китай, США, Индия, Россия и страны ЕС совместно с Великобританией (рис. 4)



Рисунок 4. Потребление водорода по странам на конец 2020 года. Источник: [690]

При этом наиболее крупными экспортёрами являются Китай, Германия, США, Норвегия, Малайзия, Бразилия, Катар, Вьетнам, Япония и Франция (рис. 5). Суммарный объем экспорта этих стран составляет ~ 14 млрд. долл. США.

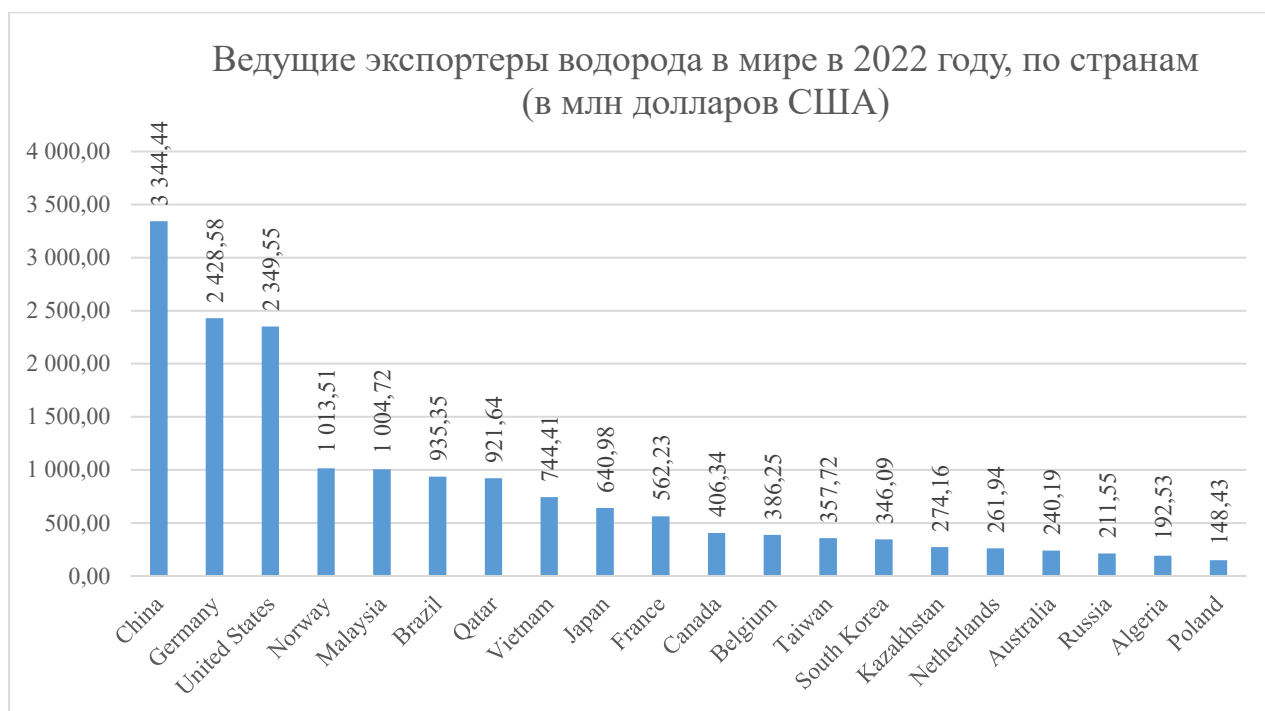


Рисунок 5. Страны – экспортеры водорода. Источник: [693].

Среди наиболее быстро развивающихся промышленных приложений водорода можно отметить использование его в качестве альтернативного топлива для автомобилей и автобусов с топливными ячейками (рис. 6).

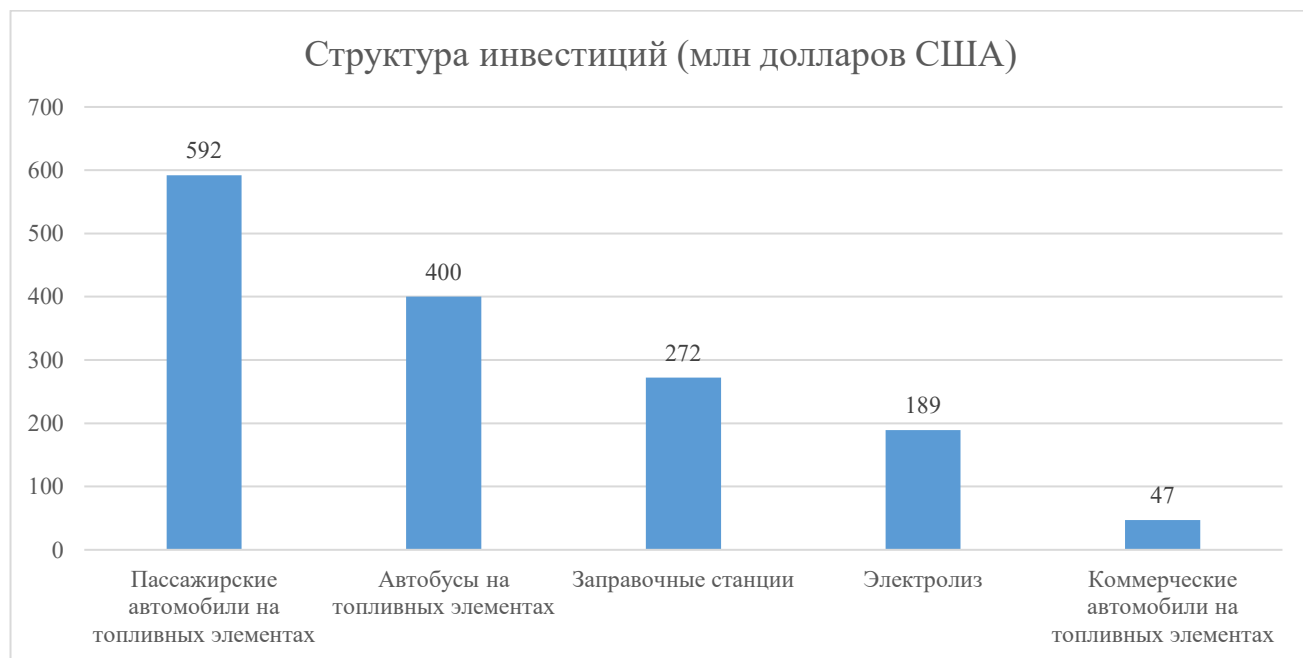


Рисунок 6. Структура инвестиций в развитие водородных технологий. Источник: [538].

Практически все сценарии развития мировой энергетики на сегодняшний день прогнозируют резкое увеличение объемов производства и потребления

водорода (Рис. 7). Наиболее смелые прогнозы представляет профильная международная организация по развитию водородной энергетики Hydrogen Council, однако и сценарии других организаций отводят развитию водородной энергетики важную роль. По прогнозам, глобальный рынок чистого водорода может достичь 1,4 триллиона долларов к 2050 году [594]. Ожидается, что к 2030 году мировое производство водорода из возобновляемых источников составит 25,6 млн тонн в год, а из низкоуглеродных источников - 12,3 млн тонн [589]. Различные сценарии предполагают разную долю водорода в общем энергобалансе к 2050 году: от 12% по сценарию IRENA до 22% по оптимистичным прогнозам Hydrogen Council и BloombergNEF [595]. Япония планирует увеличить внутреннее производство водорода с 0,05 млн тонн в 2025 году до 20 млн тонн к 2050 году [596]. Развитие отрасли потребует значительных инвестиций в инфраструктуру. Ожидается, что мировой рынок хранения водородной энергии вырастет с 16,64 млрд долларов в 2024 году до почти 21 млрд долларов к 2028 году [616]. Для достижения целей по декарбонизации потребуется существенное наращивание производства низкоуглеродного водорода - до 69,5 млн тонн к 2050 году по сценарию Net Zero Emissions [670].

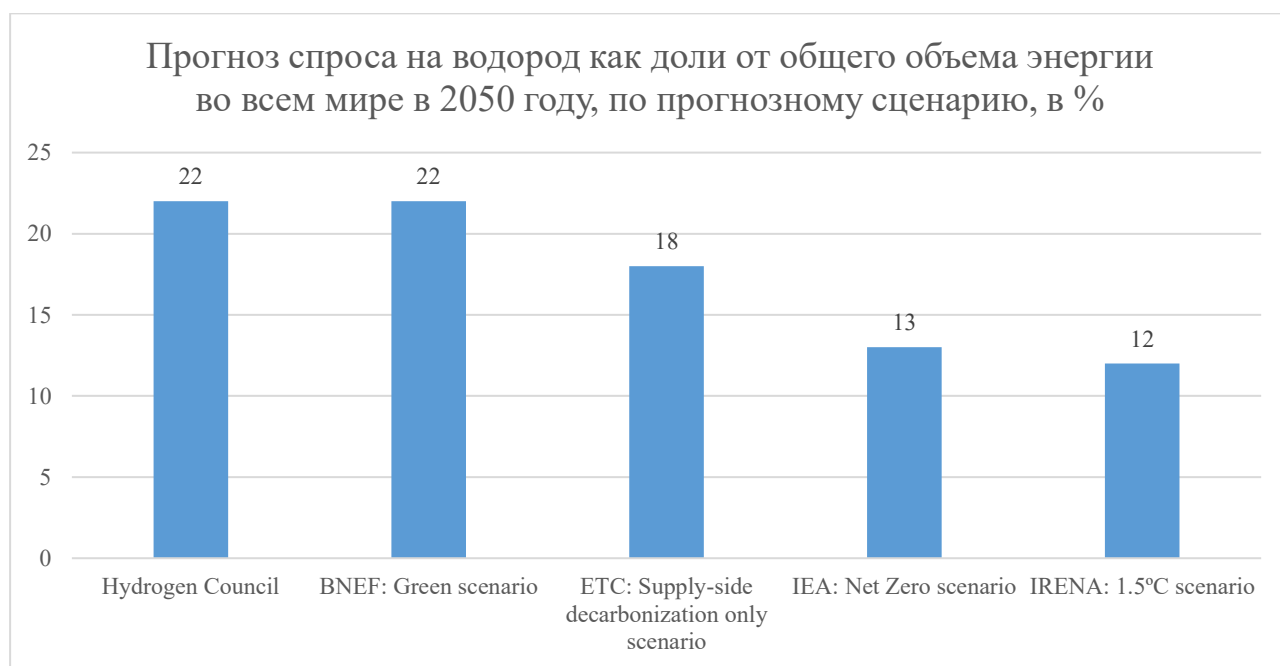


Рисунок 7. Прогнозные значения доля водорода в мировом энергобалансе к 2050 году в соответствие с различными сценариями. Источник: [655]

Согласно первоначальному сценарию NZE 2021 года глобальное использование водорода к 2030 году должно увеличиться с менее чем 90 Мт в 2020 году до более чем 200 Мт в 2030 году; при этом доля низкоуглеродного водорода должна увеличиваться с 10% в 2020 году до 70% в 2030 году (Рис. 8). Согласно прогнозам, к 2030 году мировое производство такого водорода может достичь 232 млрд кубометров в эквиваленте природного газа [671]. Этот сценарий предусматривает, что глобальный энергетический сектор достигнет нулевых выбросов CO₂ к 2050 году. Для реализации сценария NZE потребуется существенное наращивание мощностей по производству водорода. К 2030 году кумулятивная мощность хранения CO₂ для производства водорода с низким уровнем выбросов может достичь 215 млн тонн [678].

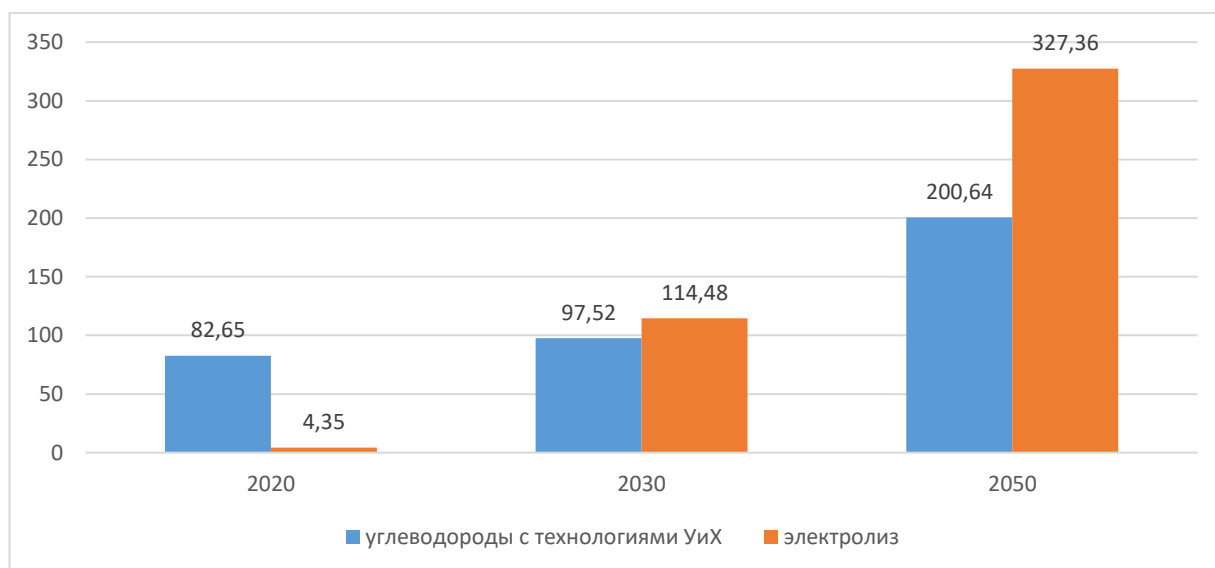


Рисунок 8. Прогноз по росту объемов и изменению структуры производства водорода. Источник: составлено автором по данным [639].

По оценкам, к 2050 году производство водорода с низким уровнем выбросов должно вырасти до 69,5 млн тонн, из которых 51,6 млн тонн будет производиться путем электролиза, а 17,9 млн тонн - из ископаемого топлива с использованием технологий улавливания и хранения углерода [670]. Планируется, что около половины низкоуглеродного водорода, который будет производиться в мире в 2030 году, будет производиться по технологии электролиза, а остальная часть — по технологиям газификации угля и паровой конверсии природного газа с применением комплекса технологий улавливания и хранения углерода.

Предполагается, что водород будет добавляться в природный газ в газораспределительных сетях: к 2030 году средний объем смеси составит около 15% водорода, что позволит сократить выбросы CO₂ при использовании газа примерно на 6%.

Далее, согласно сценарию NZE, эти разработки будут способствовать быстрому масштабированию производственных мощностей электролизеров и параллельному развитию новой инфраструктуры транспортировки водорода. Это должно привести к быстрому снижению затрат на электролизеры и хранение водорода, особенно в соляных пещерах. Хранимый водород может использоваться для балансировки как сезонных колебаний спроса на электроэнергию, так и дисбалансов, которые могут возникнуть между спросом на водород и его поставками автономными возобновляемыми системами.

В течение 2020-х годов наблюдается существенный рост использования водорода в качестве альтернативного чистого топлива. Ожидается, что к 2030 году количество транспортных средств, оснащённых водородными топливными элементами, превысит 15 миллионов единиц. После 2030 года применение низкоуглеродного водорода быстро расширится во всех секторах экономики согласно сценариям NZE. В электроэнергетике водород и его производные будут играть ключевую роль в обеспечении гибкости низкоуглеродной энергетической системы. Основная часть внедрения ожидается за счёт модернизации существующих газовых мощностей для совместного сжигания с водородом, а также частичной адаптации угольных электростанций для совместного сжигания с аммиаком. Хотя на долю этих видов топлива в 2050 году придётся лишь около 2% общего объёма производства электроэнергии, требуемые объёмы водорода будут значительными, что сделает электроэнергетику одним из ведущих потребителей данного ресурса. В транспортном секторе водород, по оценкам, обеспечит около трети объёма топлива, используемого грузовым автотранспортом в 2050 году по сценарию NZE. Реализация этого прогноза во многом будет зависеть от решений государственных органов, направленных на создание соответствующей инфраструктуры к 2030 году. К середине века на суда, работающие на водородных

топливах, будет приходиться более 60% общего потребления топлива морским транспортом. Из общего объёма в 530 млн тонн водорода, прогнозируемого к 2050 году, примерно 25% будет производиться на промышленных предприятиях (включая нефтеперерабатывающие заводы), а оставшаяся часть — представлять собой товарный водород, производимый для последующей продажи. Около 30% низкоуглеродного водорода к этому времени будет использоваться в форме топлив на его основе — аммиака, а также синтетических жидкостей и газов. Всё большую роль будет играть производство водорода с использованием электролизёров: к 2050 году их доля достигнет 60% мирового объёма производства. Электролизёры будут получать энергию как из энергосетей, так и от выделенных возобновляемых источников в регионах с высоким потенциалом ВИЭ, а также от других низкоуглеродных источников, включая атомную энергетику.

Также прогнозируется, что сталелитейный сектор станет основным потребителем водорода. Существует два распространенных способа производства стали — через доменную кислородную печь (ДП-БК) или электродуговую печь (ЭДП). Водород может служить агентом в обоих методах производства. Использование его для создания промежуточного продукта прямого восстановления железа (ПВЖ) является наиболее перспективным. Это может быть сделано либо в сочетании с ДП-БК, либо в ЭДП. Тем не менее, технически невозможно полностью исключить углерод из производства высококачественной стали, и для полного сокращения выбросов может потребоваться технология улавливания и хранения углерода (УХУ).

Согласно прогнозам, спрос на промышленный водород в Европе значительно возрастет к 2050 году. Ожидается, что сталелитейная промышленность станет крупнейшим потребителем водорода к 2040 году, достигнув 123 тераватт-часов к 2050 году [553]. Это связано с потенциалом водорода в декарбонизации этого сектора. Общий спрос на водород в Европе, по прогнозам, вырастет с 20 миллионов метрических тонн в 2030 году до 95 миллионов метрических тонн в 2050 году [592]. В зависимости от сценария электрификации спрос может достичь от 800 до 2250 тераватт-часов к 2050 году [591]. К 2050 году доля водорода в конечном

энергопотреблении Европы может составить 10,9% [597]. Наибольший потенциал для использования водорода ожидается в авиационном секторе, за которым следует морская промышленность [593]. По состоянию на май 2021 года в Европе было запланировано 14 проектов ПВЖ-водорода (рис. 9)

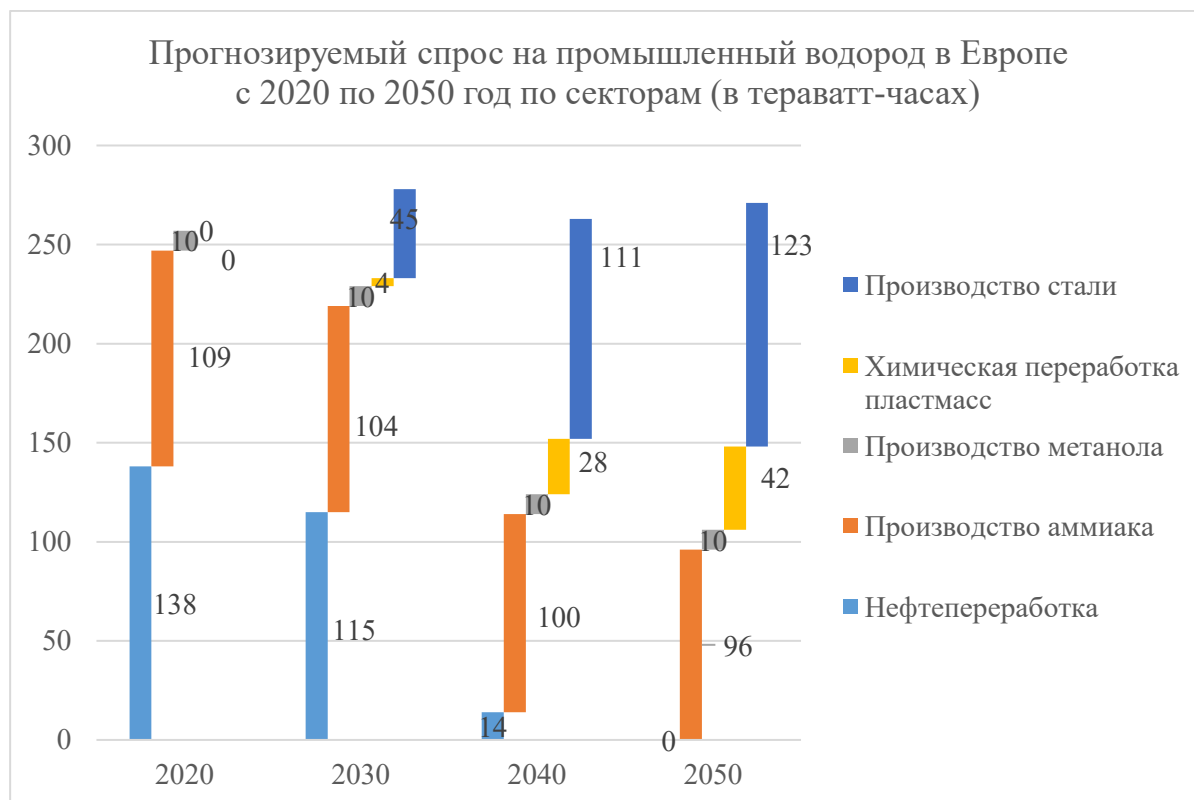


Рисунок 9. Прогноз промышленного спроса на водород в Европе по секторам.

Источник: [553].

В странах, богатых ископаемым топливом, таких как США и Россия, где природный газ дешев, серый и синий водород, как ожидается, останутся наиболее доступными видами производства в течение следующего десятилетия. Водород, реформированный паровым метаном с использованием технологии CCS (синий водород), по прогнозам, будет производиться по цене 1,95 доллара США за килограмм.

Серый водород, тем временем, можно производить всего за 1,28 доллара США за килограмм. Ожидается, что зеленый водород, полученный путем электролиза, будет иметь производственные затраты, превышающие два доллара США за килограмм.

Развертывание электролизеров в темпах, предусмотренными в сценариях NZE, является ключевой проблемой, учитывая нехватку производственных мощностей сегодня, как и обеспечение наличия достаточных мощностей по производству электроэнергии. Глобальная торговля водородом, согласно NZE, со временем развивается, при этом большие объемы экспортируются из богатых газом и возобновляемыми источниками энергии районов Ближнего Востока, Центральной и Южной Америки и Австралии в центры спроса в Азии и Европе.

Существует несколько способов транспортировки водорода с производственных площадок на потребительские рынки. Водород может храниться в виде сжатого газа, в жидкой форме (LH₂) или с помощью жидких органических водородоносителей (LOHC) и аммиака.

При сравнении предполагаемых цен на доставку ожидается, что LH₂ будет более дорогим вариантом, хотя регазификация на импортных терминалах будет со значительно более низкими затратами, чем крекинг аммиака или дегидрирование LOHC. Стоимость доставки LH₂, отправляемого с производственных площадок в Саудовской Аравии конечным потребителям в ЕС, оценивается в 3,5 доллара США за килограмм в 2030 году. Стоимость доставки водорода, отправляемого в виде LOHC между Чили и США или в виде аммиака между Австралией и Японией, как ожидается, будет немного выше (Рис. 10). Согласно прогнозам на 2030 год, средние конечные затраты на водород для отдельных транспортных маршрутов в мире будут варьироваться от 3,5 до 3,95 долларов США за килограмм в портах США, Европейского Союза и Японии. Самым дешевым маршрутом считается путь из Саудовской Аравии в ЕС, несмотря на самые высокие средние затраты на доставку. Производственные затраты прогнозируются в диапазоне от 1,5 до 1,7 долларов за килограмм водорода [612].

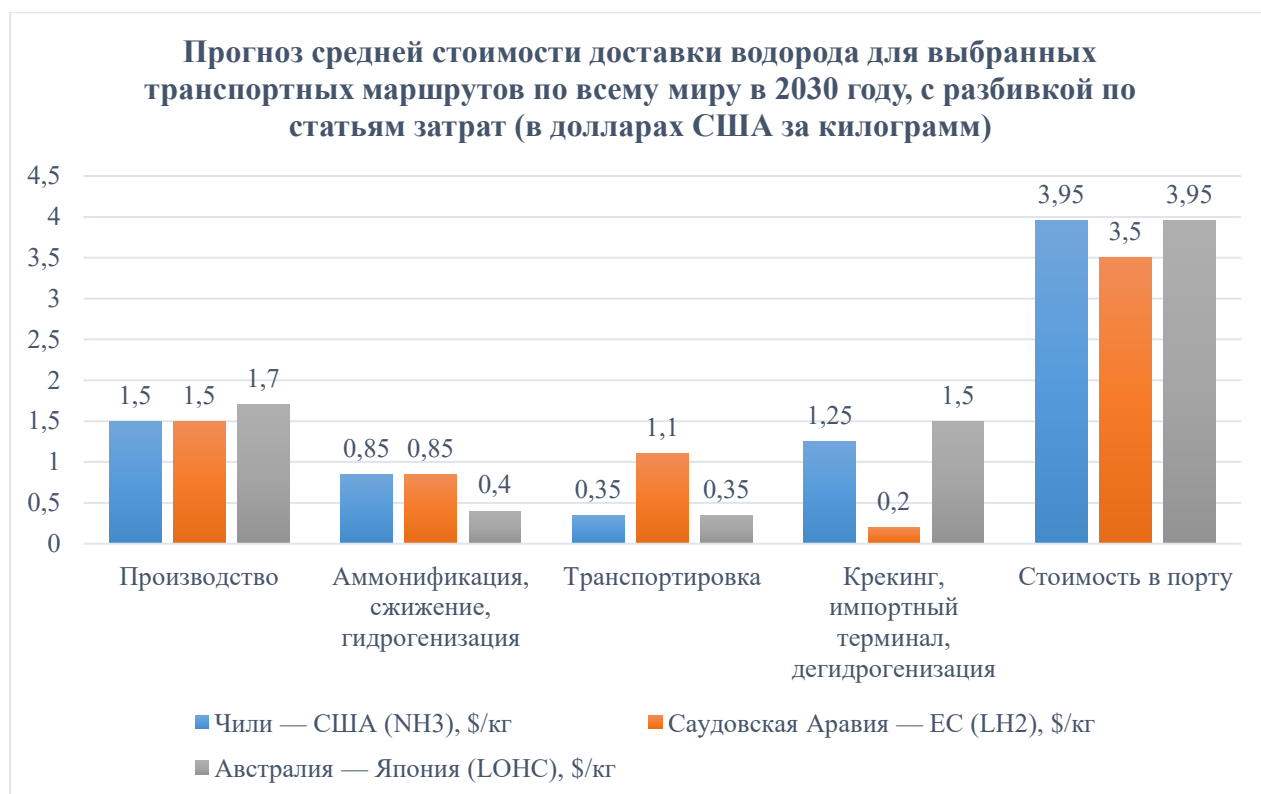


Рисунок 10. Прогноз стоимости транспортировки водорода к 2030 году.

Источник: [612].

Стоимость импортируемого зеленого водорода в Европе, по прогнозам, снизится с 3,75 долларов за килограмм в 2024 году до 2 долларов к 2030 году, сравнявшись с ценой на водород местного производства [590]. Около 75% прямых инвестиций в водородные проекты до 2030 года направлены на поставки чистого водорода [685].

Помимо использования танкеров для транспортировки водорода, также технически возможно использование трубопроводов. Общая протяженность глобальной сети трубопроводов для транспортировки водорода по данным на конец 2020 года (наиболее свежая статистика) составляет примерно 4500 километров. Большинство трубопроводов расположены рядом с нефтеперерабатывающими заводами и другими конечными потребителями в Техасе, Луизиане, Бельгии и Нидерландах, а также в немецком регионе Рейн/Рур. В Европе последний регион может быть самым простым для преобразования в водородный хаб из-за существующей инфраструктуры и использования на месте тяжелой промышленностью, расположенной там.

Ожидается, что модернизация непригодных для использования наземных распределительных трубопроводов станет самым дешевым вариантом преобразования трубопроводов для использования водорода, по оценкам, от 0,1 до 0,2 доллара США на километр капитальных затрат (рис. 11)



Рисунок 11. Расчетный диапазон капитальных затрат на новые и модернизированные трубопроводы для использования водорода во всем мире в 2021 году, по типу трубопровода (в миллионах долларов США на километр). Источник: [611].

В июне 2021 года министр энергетики США Дженнифер Грэнхолм запустила инициативу Energy Earthshots, в рамках которой водород стал первым решением в области чистой энергии, получившим значительное увеличение финансирования. Исследование FCHEA 2020 года постулировало, что поддержка водорода в США может привести к созданию около миллиона рабочих мест к 2030 году, а отрасль принесет 140 миллионов долларов США доходов. Инвестиции в водород также приведут к сокращению выбросов CO₂ на 16 процентов. Для сравнения, если ЕС

будет следовать своей водородной стратегии и активно продвигать использование водорода, водородная промышленность ЕС может достичь рыночной стоимости 65 миллиардов евро к 2030 году, а также создать 450 000 рабочих мест.

Ожидается, что производство специализированных материалов и компонентов для производства водорода станет самой прибыльной цепочкой создания стоимости по полученным доходам, принося 285 миллиардов долларов США к 2050 году. Специализированные материалы включают оборудование для электролизеров или компрессоры для хранения водорода в газообразной форме. Уже сейчас компании-производители хранилищ для водорода имеют многомиллиардные обороты (рис. 12)



Рисунок 12. Выручка отдельных мировых компаний-производителей резервуаров для хранения водорода в 2021 г. Источник: [586].

Начиная с 2020 года наблюдалось значительное увеличение числа стран со сформулированными стратегиями по продвижению водорода. В Европе самая широкая сеть политик, связанных с водородом, в то время как Австралия, Канада и Чили являются другими потенциальными центрами производства с уже установленными стратегиями по водороду (рис. 13)

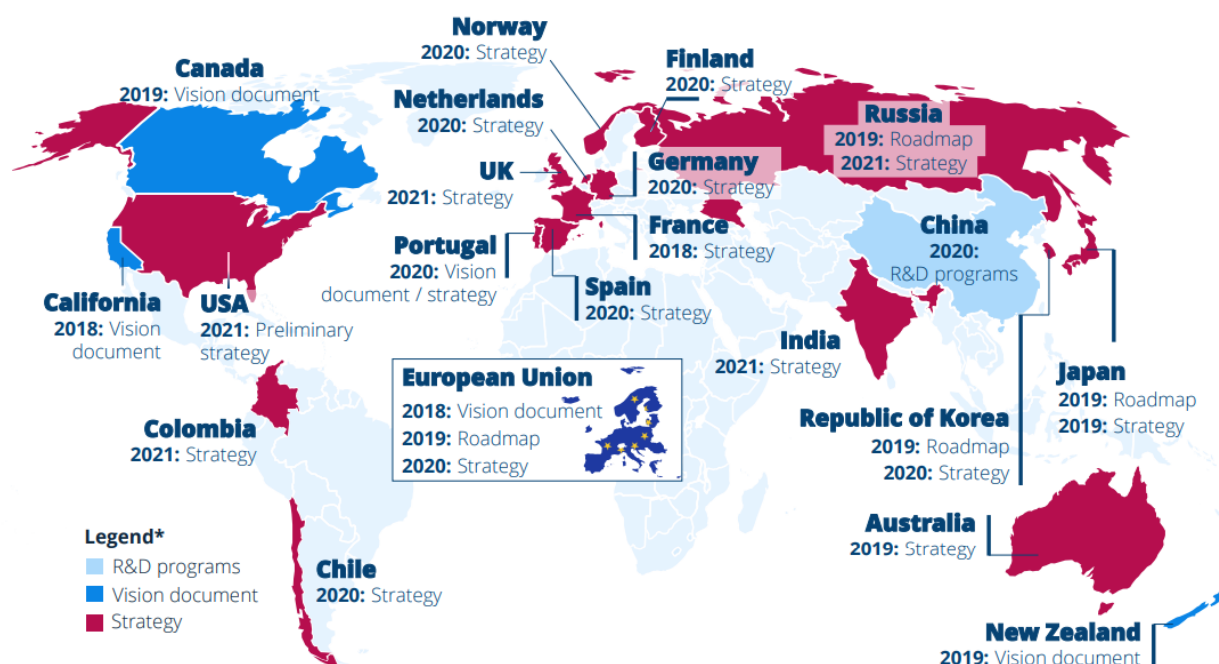


Рисунок 13. Карта национальных стратегий по развитию зеленой водородной энергетики. Источник: [526].

Ожидается, что этот список будет только расти, поскольку более десяти стран в настоящее время находятся в процессе разработки комплексных планов действий. Все правительственные политики в настоящее время в сумме дают общую прогнозируемую мощность электролизера в 105 гигаватт, что, как ожидается, поможет снизить текущие затраты на производство зеленого водорода на 50 %.

Водородные проекты в мире интегрированы в единую базу Международным энергетическим агентством (МЭА). Визуализация данных МЭА о водородных инициативах по всему миру позволяет выявить четкую региональную концентрацию, выделяющую районы со значительным числом таких проектов (Рис. 14). Такое пространственное распределение подчеркивает различную степень приверженности и продвижения в разных регионах [194, 196].

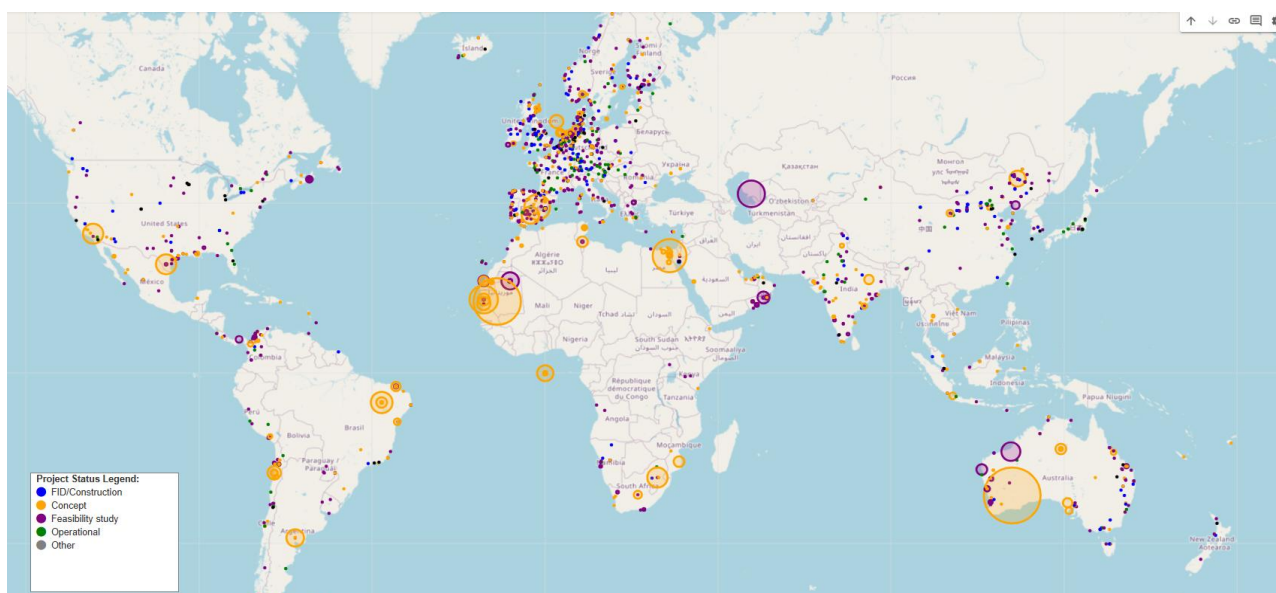


Рисунок 14. Водородные проекты МЭА по всему миру. Источник: составлено автором на основе [636].

В целом по миру на 2021–2030 годы было объявлено о 522 водородных проектах, из которых 43 являются крупномасштабными проектами по производству чистого водорода. Большая часть водородной деятельности будет осуществляться в Европе в рамках 261 водородного проекта. Многие европейские страны инвестируют в исследование неуглеродоемких альтернатив для промышленного и транспортного использования в соответствии с европейской программой "Green Deal " и усилиями по укреплению производственной системы на местных рынках.

Согласно последним исследованиям Совета по водороду [613, с. 18], в ближайшие десятилетия ожидается рост потребляемого водорода в международном масштабе. По прогнозам, он достигнет 145 миллионов метрических тонн в 2030 году и 660 миллионов в 2050 году. В Европе, по прогнозам, он составит около 14 процентов от мирового спроса в 2030 году и достигнет 95 миллионов тонн в год в 2050 году (Рис.15).

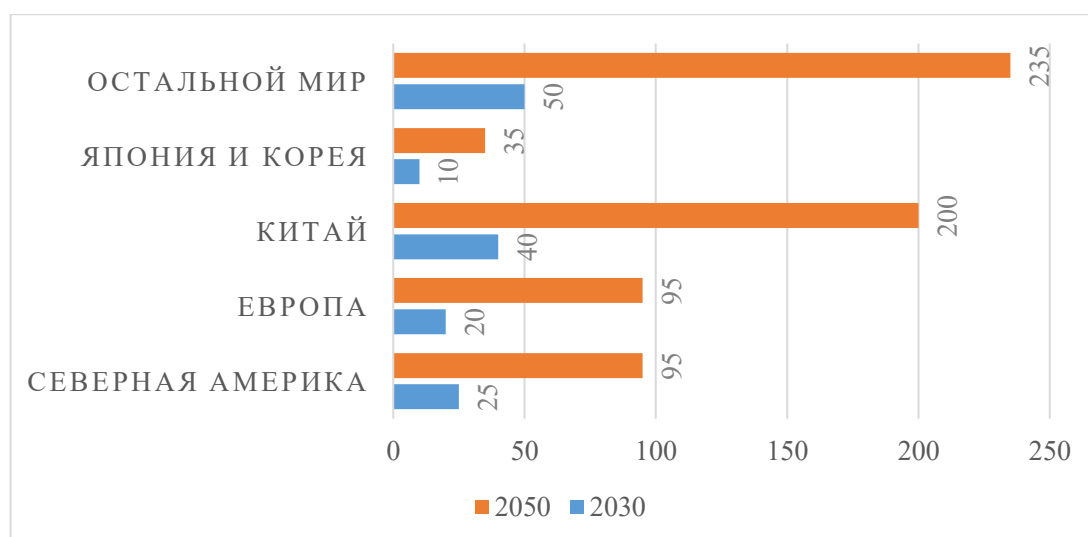


Рисунок 15. Прогноз спроса на водород в мире в 2030 и 2050 годах по регионам (в млн. метрических тонн). Источник: [613, с. 18].

1.4 Теоретические основы организационно-экономического механизма формирования водородной энергетики.

Изучение процессов формирования и развития новых отраслей экономики требует глубокого осмысления категориального аппарата, в центре которого находится понятие «организационно-экономический механизм». В научной литературе данный термин активно используется с середины XX века, однако до настоящего времени не сформировано единого подхода к его трактовке [24, 33], что обуславливает необходимость уточнения его содержания применительно к задачам настоящего исследования.

Этимологический анализ термина «механизм» отсылает к греческому μηχανή — «приспособление», «устройство». В техническом смысле механизм представляет собой систему тел (звеньев), последовательно передающих движение от одного подвижного элемента к другому с повторяющимся результатом [33]. Перенос этого понятия в экономическую плоскость предполагает рассмотрение экономических явлений как цепочки взаимосвязанных повторяющихся процессов, приводящих к определённому результату.

В отечественной экономической науке выделяются два основных направления трактовки организационно-экономических механизмов. Первое направление, представленное работами Л.И. Абалкина, А.Г. Аганбегяна, рассматривает экономический механизм как объективно существующую совокупность экономических отношений и институтов, обеспечивающих функционирование экономической системы [3, 5, 7, 9] Л.И. Абалкин в 60-е годы ввёл в отечественную экономическую науку термин «хозяйственный механизм», понимая его, с одной стороны, как способ организации общественного производства со свойственными ему формами и методами, экономическими стимулами и правовыми нормами, а с другой — как метод хозяйствования, представляющий сознательное применение производственных отношений в хозяйственной практике [4, 6].

Второе направление, развиваемое в трудах А.И. Семина, Н.В. Мишениной, Е.В. Коваленко, определяет организационно-экономический механизм как сознательно формируемый инструмент управленческого воздействия, направленный на достижение определённых целей [22, 31, 40]. Данный подход акцентирует внимание на конструируемом, проектном характере механизма, что особенно важно при формировании новых отраслей экономики.

В западной экономической науке концепцию экономического механизма предложил Л. Гурвиц (нобелевская премия 2007 года), исследовавший децентрализованные рыночные механизмы путём формального анализа взаимоотношений субъектов при наличии асимметричной информации [20]. Его работы заложили основу интеграции экономической теории и институционализма. Экономический механизм, по Гурвицу, задаёт множество выборов экономических субъектов и связанных с каждым из этих выборов результатов. Позднее Р. Майерсон и Э. Маскин развили эту концепцию применительно к оптимальным аукционам и теории механизмов распределения ресурсов [304, 323].

Анализ современных научных публикаций позволяет выделить следующие ключевые элементы, входящие в структуру организационно-экономического механизма [32, 34, 551]:

1. Организационный блок — совокупность субъектов (государственных органов, предприятий, институтов развития, финансовых организаций), их функций, структур взаимодействия и координации.

2. Экономический блок — система экономических методов воздействия: планирование, ценообразование, налогообложение, кредитование, страхование, финансирование, стимулирование.

3. Институциональный блок — нормативно-правовая база, стандарты, регламенты, правила функционирования рынков и процедуры принятия решений.

4. Функциональный блок — совокупность управленческих функций: целеполагание, мониторинг, оценка эффективности, контроль, корректировка.

5. Ресурсный блок — финансовые, материальные, технологические, кадровые и информационные ресурсы, необходимые для функционирования механизма.

Применительно к энергетической отрасли особую значимость приобретают исследования Е.Н. Королевой, посвящённые институциональным условиям развития региональных топливно-энергетических комплексов [23], а также работы по экономическому механизму энергоснабжения промышленных предприятий И.А. Герасимова [10]. Эти исследования подчёркивают специфику энергетического сектора, связанную с высокой капиталоемкостью проектов, длительными сроками окупаемости, необходимостью государственного участия и координации множества заинтересованных сторон [11].

Формирование новых отраслей экономики представляет собой особый случай применения организационно-экономических механизмов [40]. В отличие от управления функционирующими отраслями, где механизм направлен на поддержание устойчивости и повышение эффективности, механизм формирования новой отрасли решает задачи институционального проектирования, создания рыночной инфраструктуры, привлечения инвестиций, развития технологической базы и человеческого капитала.

Процесс формирования новой отрасли может быть представлен следующими стадиями [201]:

1. Этап зарождения (инкубационный период) — научные исследования, появление базовых технологий, формирование первичного спроса. На этом этапе доминирует государственное финансирование фундаментальных и прикладных исследований, создание лабораторных прототипов и доказательство технологической состоятельности концепции [185].

2. Этап институционализации (формирование «правил игры») — разработка правовой базы, создание регулирующих органов, определение стандартов и норм. Происходит легитимация отрасли в экономическом и правовом пространстве, формируются специализированные институты развития, механизмы государственно-частного партнёрства [1, 2].

3. Этап роста (масштабирование и коммерциализация) — масштабирование производства, формирование цепочек создания стоимости, привлечение частных инвестиций. Доля частного капитала возрастает, происходит конкуренция технологических решений, формируются отраслевые стандарты де-факто [384].

4. Этап зрелости (устойчивое функционирование) — стабилизация структуры отрасли, выход на проектные показатели, интеграция в национальную экономику. Механизм регулирования переходит преимущественно к рыночным инструментам, государственная поддержка сокращается или переориентируется на поддержание конкурентной среды.

Для каждого из этих этапов требуется адаптация организационно-экономического механизма с учётом специфических задач и рисков [25]. На этапе зарождения приоритетом является государственная поддержка НИОКР, создание пилотных проектов и демонстрационных площадок. На этапе институционализации акцент смещается на формирование нормативной базы и механизмов государственно-частного партнёрства. Этап роста требует мобилизации крупных инвестиционных ресурсов, развития инфраструктуры и подготовки кадров [485]. Этап зрелости характеризуется переходом к рыночным механизмам регулирования и снижением роли прямой государственной поддержки.

Водородная энергетика формируется в условиях глобального энергетического перехода — фундаментального структурного изменения энергетической системы, характеризующегося ростом доли низкоуглеродных и возобновляемых источников энергии, повышением энергоэффективности и декарбонизацией экономики [172, 420]. Энергетический переход представляет собой не просто смену доминирующего энергоносителя, а комплексную трансформацию технологической, институциональной и социально-экономической инфраструктуры [185].

Исторически можно выделить четыре крупных энергетических перехода [419, 420]. Первый переход — от биотоплива (дрова, древесный уголь) к углю: доля угля в мировом энергетическом балансе выросла с 5% в 1840 году до 50% к 1900 году, что сопровождало промышленную революцию. Второй переход — увеличение доли нефти: с 3% в 1915 году до 45% в 1975 году, что связано с развитием двигателей внутреннего сгорания и автомобилизацией общества. Третий переход — расширение использования природного газа: с 3% в 1930 году до 23% к 2017 году, обусловленное его экологическими преимуществами перед углём и нефтью. Четвёртый переход, начавшийся в XXI веке, характеризуется переходом к возобновляемым источникам энергии и водороду [21].

Как отмечает В. Смил, общей чертой исторических энергетических преобразований является их длительный характер — каждый переход занимал 50-70 лет [420]. Быстрые переходы являются отклонением от нормы и ограничиваются странами с небольшим населением или уникальными контекстуальными обстоятельствами. Ж.-Б. Фрессо подчёркивает, что энергетический переход — это не замещение одного источника энергии другим, а процесс диверсификации энергетического баланса с постепенным изменением долей различных энергоносителей [172].

Современный энергетический переход обусловлен тремя группами факторов [228, 485, 656]:

1. Экологические императивы — необходимость снижения выбросов парниковых газов для ограничения глобального потепления в пределах 1,5–2°C

согласно Парижскому соглашению 2015 года [343]. Научный консенсус о роли антропогенных выбросов CO₂ в изменении климата создаёт беспрецедентное давление на энергетический сектор.

2. Технологические драйверы — значительное снижение стоимости возобновляемых источников энергии (солнечная энергия подешевела на 89% за 2010–2020 годы, ветровая — на 70%), развитие технологий хранения энергии, цифровизация энергетических систем и развитие Smart Grid [577, 656].

3. Экономические стимулы — рост цен на углеродные выбросы (в рамках систем торговли квотами ЕС цена превысила €90 за тонну CO₂ в 2024 году), формирование «зелёных» финансовых инструментов (зелёные облигации, ESG-инвестирование), изменение потребительских предпочтений в пользу экологически ответственных компаний [485].

Компактное выражение энергетического перехода сводится к формуле «3D»: Decarbonization (декарбонизация), Decentralization (децентрализация энергосистем), Digitalization (цифровизация) [41, 43]. В этом контексте водород рассматривается как один из ключевых энергоносителей, способных обеспечить декарбонизацию наиболее энергоёмких и труднодекарбонизируемых секторов экономики: тяжёлой промышленности (металлургия, химия, нефтепереработка), транспорта (авиация, морское судоходство, грузовые перевозки) и энергетики (балансирование возобновляемых источников, долгосрочное хранение энергии) [228].

Согласно прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА), к 2050 году водород может обеспечивать до 18% мирового энергопотребления и способствовать сокращению ежегодных выбросов CO₂ на 6 млрд тонн [228]. Hydrogen Council оценивает потенциальный объём мирового рынка водорода к 2050 году в \$2,5 трлн, с созданием более 30 млн рабочих мест [220].

На основе проведённого теоретического анализа и с учётом специфики задач формирования водородной энергетики как новой отрасли в условиях энергетического перехода предлагается следующее определение:

Организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики — это целостная, динамически развивающаяся система институтов, субъектов, методов, инструментов и ресурсов, обеспечивающая последовательное и скоординированное создание технологической, производственной, инфраструктурной и рыночной базы водородной отрасли посредством согласования интересов государства, бизнеса и общества, направленная на достижение целевых показателей энергетического перехода и устойчивого социально-экономического развития.

Ключевыми характеристиками данного механизма являются [22, 32]:

1. Системность — взаимосвязь и взаимозависимость элементов механизма, обеспечивающая синергетический эффект; изменение одного элемента требует корректировки других для поддержания общей функциональности.

2. Целенаправленность — ориентация на достижение конкретных количественных и качественных показателей развития отрасли (объёмы производства, стоимость водорода, снижение углеродного следа, доля в энергобалансе) [1].

3. Адаптивность — способность механизма реагировать на изменения внешней среды, технологические прорывы и рыночную конъюнктуру; встроенные механизмы обратной связи и корректировки траектории развития [201].

4. Согласованность интересов — баланс между коммерческими интересами бизнеса (рентабельность, окупаемость инвестиций), стратегическими приоритетами государства (энергетическая безопасность, технологический суверенитет, климатические обязательства) и общественными ожиданиями (чистая окружающая среда, стабильность занятости, доступность энергии) [34, 218].

5. Инновационность — ориентация на передовые технологии, новые бизнес-модели и прорывные решения; создание среды, благоприятствующей экспериментам и принятию обоснованных рисков [11].

6. Устойчивость функционирования — наличие обратных связей, механизмов мониторинга и корректировки, обеспечивающих самоподдержание

системы после достижения критической массы участников и объёмов производства [25].

Структурно данный механизм может быть представлен в виде взаимодействия пяти подсистем [31, 40]:

- институционально-регуляторная подсистема (стратегии, законы, стандарты, регламенты, координационные органы);
- финансово-инвестиционная подсистема (источники финансирования, механизмы поддержки, инвестиционные инструменты, управление рисками);
- инновационно-технологическая подсистема (НИОКР, опытное производство, коммерциализация, трансфер технологий);
- производственно-инфраструктурная подсистема (производственные мощности, транспортная и сбытовая инфраструктура, логистика);
- организационно-управленческая подсистема (органы управления, координационные структуры, мониторинг и контроль, информационное обеспечение).

Эффективное функционирование организационно-экономического механизма формирования водородной энергетики обеспечивается соблюдением следующих принципов [2, 11]:

Принцип стратегической направленности предполагает долгосрочное планирование развития отрасли с учётом национальных стратегических приоритетов, международных обязательств по климату и прогнозов развития мировой энергетики [1, 2]. Водородная энергетика не может рассматриваться как изолированный сектор — её развитие должно быть интегрировано в общую траекторию энергетического перехода страны, скоординировано с развитием возобновляемых источников энергии, атомной энергетики, систем хранения и транспортировки энергии [656].

Принцип комплексной реализации потенциала означает одновременное развитие всех звеньев водородной цепочки создания стоимости: от производства водорода различными способами (электролиз на основе ВИЭ и АЭС для «зелёного» водорода, конверсия природного газа с улавливанием CO₂ для «голубого»

водорода, газификация биомассы) до его хранения, транспортировки и конечного использования в промышленности, транспорте и энергетике [220, 228]. Отсутствие или недостаточное развитие любого из звеньев создаёт «узкое место», ограничивающее развитие всей отрасли.

Принцип государственно-частного партнёрства закрепляет необходимость распределения рисков и ответственности между государством и бизнесом [384]. На начальных этапах формирования отрасли государство берёт на себя институциональные, инфраструктурные и частично финансовые риски (через гарантии, субсидирование процентных ставок, прямые инвестиции в инфраструктуру), создавая условия для привлечения частных инвестиций по мере созревания технологий и формирования спроса.

Принцип технологической независимости ориентирует на опору на отечественные научно-технологические разработки и локализацию критических технологий (электролизёры, топливные элементы, системы хранения водорода под высоким давлением и в сжиженном виде), что особенно важно в условиях международных санкций и геополитической нестабильности [1]. Это не означает автаркии, но требует создания полного технологического цикла для ключевых элементов водородной инфраструктуры.

Принцип экономической эффективности требует обеспечения конкурентоспособности водородных технологий по сравнению с альтернативными решениями в средне- и долгосрочной перспективе [228, 577]. Это достигается за счёт эффектов масштаба (снижение удельных затрат при росте объёмов производства), технологического обучения (накопление опыта и оптимизация процессов), оптимизации всей производственной цепочки и учёта внешних эффектов (экологических, социальных).

Принцип экологической устойчивости предполагает, что развитие водородной энергетики должно приводить к реальному снижению углеродного следа экономики на полном жизненном цикле (от добычи сырья до утилизации), а не создавать новые экологические риски или переносить их в другие сферы [2, 343]. Особое внимание уделяется производству «зелёного» водорода на основе

возобновляемых источников энергии и «голубого» водорода с применением технологий улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS) [220].

Принцип международного сотрудничества отражает глобальный характер энергетического перехода и необходимость интеграции российской водородной отрасли в международные цепочки поставок, участия в разработке глобальных стандартов (сертификация водорода по цветовой классификации, стандарты безопасности, протоколы транспортировки) и обмена технологиями и лучшими практиками [485, 656]. При этом сотрудничество должно осуществляться на взаимовыгодной основе с учётом национальных интересов.

Соблюдение данных принципов в совокупности обеспечивает формирование механизма, способного трансформировать водородную энергетику из предмета научных исследований и пилотных проектов в полноценную отрасль экономики, вносящую вклад в устойчивое развитие страны и её позиционирование на глобальном энергетическом рынке будущего [11, 185, 370, 380].

Гносеологические основания анализа организационно-экономического механизма

Формирование организационно экономического механизма водородной энергетики относится к числу задач, в которых методологический и гносеологический аспекты оказываются принципиально значимыми. В отличие от классических отраслей энергетики, анализируемых преимущественно на стадии зрелого развития, водородная энергетика выступает объектом, находящимся в состоянии становления, с высокой степенью технологической, институциональной и рыночной неопределённости. Это усиливает значение вопросов, связанных с гносеологией экономического познания: какова структура знания об объекте, как согласуются между собой различные теоретические и эмпирические подходы, какие познавательные ограничения присущи используемым моделям и методам.

В современной гносеологии экономической науки подчёркивается, что теория познания задаёт методологическую основу экономического анализа, определяя его сущность, необходимость и последовательность. Гносеология экономики рассматривает экономическое знание как многослойную систему,

включающую эмпирический, теоретический и ценностный уровни, и анализирует, каким образом эти уровни соотносятся и обеспечивают целостное описание хозяйственной реальности. Применительно к водородной энергетике это означает необходимость интеграции технических, экономических, экологических и институциональных представлений в единую концептуальную рамку организационно экономического механизма, а также рефлексии над тем, как именно формируется и проверяется знание о новой отрасли

Гносеологическая специфика рассматриваемого объекта проявляется, по крайней мере, в трёх ключевых аспектах:

Во-первых, это формирующийся характер объекта. Значительная часть суждений о водородной энергетике носит прогнозный и сценарный характер, опираясь не только на ретроспективные данные, но и на теоретические модели будущего развития, кривые обучения и сценарии спроса. В таких условиях эпистемологический статус моделей усложняется: они выступают не просто средствами описания реальности, но и инструментами конструирования возможных траекторий, влияя на ожидания акторов и их инвестиционные решения. Это требует осмысления границ применимости прогнозных моделей и степени доверия к результатам в условиях радикальной неопределённости.

Во-вторых, это междисциплинарность и многоуровневость объекта. Водородная энергетика объединяет технико-технологический уровень (выбор способов производства, хранения и транспортировки), экономический уровень (издержки, доходность, конкурентоспособность), экологический уровень (углеродный след и иные виды воздействия), социальный уровень (занятость, справедливость энергетического перехода) и институционально политический уровень (регулирование, международная координация). Для их одновременного учёта оправдан эпистемологический плюрализм, предполагающий использование нескольких взаимодополняющих исследовательских программ и методов вместо жёсткой ориентации на одну доминирующую парадигму. Такой подход позволяет учитывать сложность и нелинейность экономических систем, не сводя анализ к одной “правильной” модели.

В-третьих, это эффект зависимости от пройденного пути (path dependence), когда исторически сложившиеся структуры углеводородной энергетики, инфраструктура и институциональные рамки задают не только экономические, но и познавательные ограничения восприятия новых технологических траекторий. Исследования path-dependence показывают, что устойчивость определённых технологических и организационных решений объясняется не только их текущей эффективностью, но и накопленными инвестициями, институциональными соглашениями и когнитивными схемами участников. Для водородной энергетики это означает необходимость выявления не только экономических “блокировок”, но и гносеологических — устойчивых представлений и оценочных рамок, препятствующих адекватному восприятию возможностей новой отрасли.

В этой связи организационно-экономический механизм формирования водородной энергетики в диссертации рассматривается не только как совокупность инструментов и институтов управления, но и как система производства, циркуляции и обновления экономического знания о новой отрасли. Такой подход согласуется с трактовкой эпистемологии экономики как анализа того, каким образом экономическая наука вырабатывает высказывания о хозяйственной реальности, какие допущения присутствуют в моделях и как обеспечивается согласованность различных типов знания. Механизм здесь выступает не только объектом анализа, но и познавательным каркасом, через который экономические агенты интерпретируют состояние и перспективы водородных проектов

Практическая реализация данного гносеологического подхода в диссертации выражается в выборе и сочетании методологических инструментов. Гибридный подход, основанный на анализе жизненного цикла (LCA), сетевом оболочечном анализе данных (NDEA) и проектировании с учётом ценностей (VSD), интерпретируется как эпистемологически комплементарный. LCA обеспечивает системное экологическое измерение и позволяет отразить воздействие технологических цепочек производства, хранения и транспортировки водорода на окружающую среду по широкому набору индикаторов, но не раскрывает экономическую эффективность и не учитывает институциональный контекст.

NDEA дополняет его сравнительной эколого-экономической оценкой технологических цепочек без жёстких параметрических допущений относительно функциональных зависимостей, что особенно важно в условиях ограниченной информации и вариативности данных по проектам. VSD, в свою очередь, вводит аксиологический компонент, позволяя сделать явными ценностные установки государства, бизнеса и общества при выборе приоритетных технологий и организационно-экономических инструментов поддержки, встраивая оценку проектов в рамку устойчивого развития и ESG подходов.

В совокупности такая методологическая конфигурация отвечает гносеологическому требованию согласования различных типов знания — теоретического (концепции энергетического перехода, технологических парадигм и path-dependence), эмпирического (данные мета анализа зарубежных и российских исследований, статистика по реализуемым проектам), прогнозного (кривые обучения, сценарные оценки внутреннего спроса) и экспертного (оценки потенциальных траекторий развития отрасли и эффективности инструментов государственной поддержки). Это позволяет интерпретировать разработанный организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики не только как инструмент координации экономических интересов, но и как когнитивную рамку, в которой управленческие решения согласуются с ограничениями и возможностями научного познания сложных энергосистем.

Предложенное определение, структура и принципы механизма позволяют перейти к анализу конкретных инструментов и методов его реализации применительно к условиям Российской Федерации и стран ЕАЭС, что составляет содержание последующих разделов диссертационного исследования.

Выводы по первой главе:

Энергетический переход представляет собой глобальный процесс фундаментального изменения мировой энергетической системы, направленный на последовательное замещение традиционных ископаемых видов топлива более чистыми и возобновляемыми источниками энергии. Достижение целей

устойчивого развития ООН невозможно без его реализации. Ключевое отличие текущего энергетического перехода от предыдущих исторических трансформаций энергосистем заключается в том, что его двигателем является не коммерческая эффективность, а экологическая неэффективность традиционных углеводородных технологий. Это создает уникальный набор экономических, технических и организационных проблем, требующих новаторских управленческих решений.

Идентифицированы шесть основных типов системных макроэкономических рисков: (1) риск ресурсных ограничений развития чистых энергетических технологий, связанный с критической нехваткой редкоземельных элементов и специальных металлов; (2) риск высокой геоконцентрации цепей поставок для инновационных энергетических технологий (90% добычи лития приходится на три страны); (3) риск дестабилизации рынка труда, требующий перемещения трудовых ресурсов из сектора углеводородной энергетики в новые сектора чистой энергии; (4) риск асинхронного перетока инвестиций, когда капитальные потоки не успевают переориентироваться из традиционного в чистый энергетический сектор; (5) риск фрагментации рынка чистых энергетических технологий вследствие несогласованности национальных стандартов; (6) риск фиксации завышенной стоимости инновационных энергетических технологий в развивающихся странах (ловушка высокой стоимости).

Выявлена сложная типология блокировок инновационного развития энергетических систем, обусловленная феноменом *path-dependence*. Определены две основные группы блокировок: (1) классические блокировки углеводородной энергетики, связанные с технологической инерцией, экономическими затратами, институциональными и психологическими факторами; (2) новые блокировки энергетических систем на базе ВИЭ, включающие препятствия для альтернативных технологий, препятствия для децентрализованных систем, ограничения инноваций, чрезмерную специализацию на основе природно-климатических ресурсов и искажение рыночных сигналов. Каждый вид блокировки подкреплён конкретными страновыми примерами (приливная энергетика в Великобритании, солнечные фермы в Израиле, ветроэнергетика в

Германии, гидроэнергетика в Бразилии, солнечная энергетика в Чили), демонстрирующими её проявления. Преодоление этих блокировок требует постоянного мониторинга на региональном уровне и адаптивного управления развитием альтернативных энергетических технологий.

Водородная энергетика определяется как один из наиболее перспективных энергоносителей для ускорения энергетического перехода, особенно в секторах, трудно поддающихся декарбонизации: тяжелая промышленность, дальний транспорт, электроэнергетика. Прогнозные показатели по развитию водорода подтверждают его критическое значение: мировой рынок чистого водорода может достичь \$2,5 трлн к 2050 году; глобальное потребление водорода прогнозируется на уровне 660 млн метрических тонн в году; потенциал создания более 30 млн рабочих мест; возможность сокращения ежегодных выбросов CO₂ на 6 млрд тонн. Различные сценарии (МЭА, IRENA, Hydrogen Council, BloombergNEF) предполагают долю водорода в мировом энергобалансе к 2050 году от 12% до 22%, что демонстрирует вариативность развития отрасли в зависимости от политических и технологических решений.

Водородная энергетика обладает уникальной способностью плавно трансформировать существующие углеводородные системы без необходимости немедленного строительства принципиально новой инфраструктуры. Ключевые преимущества: (1) возможность использования существующей сырьевой базы (природный газ для производства синего водорода); (2) низкие капитальные затраты на модернизацию непригодных распределительных трубопроводов (0,1--0,2 млн долл. США на км); (3) технологическая многовариативность производства (электролиз, паровая конверсия, газификация с CCS); (4) гибкость применения (промышленность, транспорт, энергетика, хранение энергии). Эти факторы способствуют ослаблению интенсивности воздействия различных типов блокировок, характерных для развития ВИЭ.

Разработано уточненное определение: организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики — это целостная, динамически развивающаяся система институтов, субъектов, методов,

инструментов и ресурсов, обеспечивающая скоординированное создание технологической, производственной, инфраструктурной и рыночной базы отрасли посредством согласования интересов государства, бизнеса и общества. Структура механизма включает пять взаимосвязанных подсистем: (1) институционально-регуляторная, (2) финансово-инвестиционная, (3) инновационно-технологическая, (4) производственно-инфраструктурная, (5) организационно-управленческая. Эффективное функционирование обеспечивается соблюдением семи ключевых принципов: стратегической направленности, комплексной реализации потенциала, государственно-частного партнёрства, технологической независимости, экономической эффективности, экологической устойчивости и международного сотрудничества.

Глава закладывает необходимую теоретическую базу для анализа практических инструментов реализации механизма формирования и развития водородной энергетики. Показано, что успех энергетического перехода как сложной управленческой задачи непосредственно зависит от способности государственных и хозяйствующих субъектов разработать и реализовать эффективный организационно-экономический механизм, способный одновременно минимизировать выявленные макроэкономические риски и преодолевать системные блокировки инновационного развития, а также обеспечивать устойчивое развитие водородной энергетики в качестве критического фактора декарбонизации экономики в условиях глобального энергетического перехода.

Дополнительно раскрыто, что теоретический анализ энергетического перехода, path-dependence и роли водородной энергетики требует учёта гносеологических аспектов экономического познания. Формирующийся характер водородной отрасли, её междисциплинарность и высокая неопределённость обуславливают необходимость эпистемологического плюрализма и методологической триангуляции, предполагающих согласованное использование различных типов знания и исследовательских методов. В этой связи организационно-экономический механизм формирования водородной энергетики

интерпретируется не только как совокупность институтов и инструментов регулирования, но и как система производства, циркуляции и обновления знания о новой отрасли, что задаёт методологическую основу для последующей разработки гибридных моделей оценки эколого-экономической эффективности и концепции механизма в последующих главах диссертации.

ГЛАВА 2. ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РАМКАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

2.1 Барьеры внедрения инновационных энергетических технологий на микроуровне экономической системы

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Сценарии энергетического перехода NZE большую роль в достижениях целей углеродной нейтральности отводят изменениям в потребительском поведении, а именно принятию новых энергоэффективных технологий и технологий ВИЭ, а также повсеместному использованию продвинутых практик личного энергоменеджмента. Согласно прогнозу NZE версии 2023 года, поведенческие изменения сокращают около 1 Гт CO₂ от активов с интенсивным выбросом, которые будут использоваться в 2030 году.

При неизменном уровне спроса на энергию, то есть без поведенческих изменений, для достижения сопоставимого сокращения выбросов на этапе конечного потребления потребуется гораздо более ускоренное внедрение технологий с низким уровнем эмиссий. В авиации это означало бы, что использование устойчивого авиационного топлива (SAF) должно расти более чем вдвое быстрее по сравнению со сценарием NZE, достигнув порядка 4 эксаджоулей к 2030 году и обеспечив около 25% рынка авиационного топлива. В автомобильном транспорте большой переход к электромобилям потребует к 2030 году дополнительных 1,3 млн тонн критически важных минералов, что примерно соответствует их текущему потреблению в секторе электромобилей. В секторе зданий тепловые насосы должны будут покрывать около 35% спроса на отопление к 2030 году, тогда как в сценарии NZE их доля составляет около 20%, что подразумевает рост их удельного веса в продажах отопительного оборудования с примерно 10% сегодня до 50% уже к 2026 год [639].

Поэтому проблема рисков и барьеров энергоперехода на микроуровне также является чрезвычайно важной. В отличие от рисков энергетического перехода на

макроуровне, которые привлекли пристальное внимание ученых только в последнее десятилетие благодаря усилению процессов развития инновационных энергетических технологий и накоплению опыта в данной сфере, проблемы диффузии энергоэффективных технологий на микро- и мезо-уровнях экономической системы привлекали внимание исследователей достаточно давно. В качестве подтверждения данного тезиса достаточно обратить внимание на так называемую концепцию «разрыва энергоэффективности», которая активно используется в научной литературе примерно с середины 90-х годов. Под разрывом в энергоэффективности понимается разница между теоретически оптимальным уровнем энергоэффективности, который могут обеспечить современные технологии в случае, когда они внедряются в полном объеме и фактическим уровнем, достигнутым на практике. Другими словами, это ситуация в экономической системе, когда существует набор технически эффективных решений для кардинального роста энергоэффективности, но они не реализуются на практике в силу ряда причин.

Хотя многие ученые и исследователи внесли свой вклад в понимание этой концепции, сложно выделить конкретную группу ученых или лица, которым можно было бы однозначно приписать ее «разработку». Вместо этого она возникла из различных исследований и наблюдений в области энергетической экономики и политики. При этом мировая практика и различные исследования свидетельствуют о том, что причины недостаточно широкого внедрения инновационных энергетических технологий (которые в научной литературе часто называют барьерами) в различных отраслях и секторах экономики могут быть совершенно различными – от неразвитости поддерживающей инфраструктуры и наличия ресурсных ограничений при развитии новых энергетических технологий, до нерешенных проблем собственности, снижающих стимулы к модернизации производства и переходу к новым более энергоэффективным технологиям [103, 271, 436]. Кроме того, изменения в способах энергоснабжения существенно изменяют образ жизни людей, их бытовые привычки и паттерны потребительского

поведения, что требует проведения кардинальных социальных трансформаций [178].

Барьеры внедрения инновационных энергетических технологий на микроуровне экономической системы — это совокупность стоимостных и нестоимостных препятствий, возникающих на уровне отдельных экономических агентов (домохозяйств, предприятий, организаций) при принятии решений о внедрении энергоэффективных технологий и технологий возобновляемых источников энергии, обусловленных ограничениями доступа к капиталу, информационной асимметрией, поведенческими факторами, организационными проблемами и культурными особенностями, которые препятствуют реализации технически и экономически обоснованных решений по повышению энергоэффективности и формируют разрыв между теоретически оптимальным и фактически достигнутым уровнями использования инновационных энергетических технологий.

Еще в середине 1970-х годов исследователи обратили внимание на проблему стоимостных (рыночных) барьеров, которые препятствуют широкому распространению инноваций в энергетике, прежде всего энергоэффективных решений и технологий возобновляемой энергетики. Изначально под такими барьерами понимали совокупность рыночных факторов, из-за которых экономическому агенту затруднительно повышать собственную энергоэффективность [271].

В начале 1990-х годов были предложены более строгие классификации рыночных барьеров внедрения инновационных энергетических технологий, что позволило разграничить собственно рыночные барьеры и «провалы рынка» как ситуации систематического нарушения принципов эффективного распределения ресурсов. Первая попытка систематизации и типологии социальных и институциональных препятствий на пути коммерчески эффективных технологий и мер энергосбережения была предпринята в работе С. Блюмштейна с соавторами, после чего в исследованиях барьеров энергоэффективности стало обычной практикой выделять как стоимостные, так и нестоимостные барьеры. [438,

439,103]. В последующих работах, выполненных на тему исследований барьеров энергоэффективности авторы, как правило, выделяют как стоимостные, так и нестоимостные барьеры.

В 2000 году вышла одна из основополагающих работ по теории барьеров энергоэффективности С. Сорелла с соавторами [428]. В ней экономические барьеры подразделяются на нерыночные барьеры и провалы рынка. Чисто рыночные барьеры в работе С. Сорелла и его соавторов вообще не анализируются, так как считается, что рыночные (в том числе, стоимостные) барьеры являются наиболее очевидными и преодолеваются первыми.

Под нерыночными барьерами обычно понимают такие факторы, как неоднородность экономических агентов по отношению к энергоэффективным технологиям, наличие латентных (скрытых) издержек их внедрения, ограниченный доступ к капиталу, а также высокая рискованность соответствующих инвестиций. Под скрытой стоимостью внедрения энергоэффективных технологий, согласно работе [329], при которой инженерные и экономические расчеты не включают целый ряд сопутствующих затрат. К таким расходам относятся стоимость проведения энергетического аудита, создание и поддержание системы энергетического менеджмента, утилизация заменяемого оборудования, переобучение персонала и другие аналогичные издержки. В такой ситуации широко рекламируемые доступные рыночные цены энергоэффективных технологий не отражают полной стоимости их внедрения. На уровне домохозяйств это может проявляться в том, что помимо стоимости покупки оборудования и энергоэффективных устройств (например, солнечных панелей), также важна стоимость инсталляции, подключения к сети и обслуживания. В случае электромобилей, скрытая стоимость может проявляться в дополнительной стоимости организации специального места для зарядки электромобиля с электрической розеткой необходимого формата и мощности.

Затрудненный доступ к капиталу (особенно, долгосрочные заимствования), чаще всего, является серьезной проблемой для малых и средних предприятий не только в отношении внедрения энергосберегающих технологий, но и для любых

проектов по модернизации имеющейся технологической базы. Как показали многочисленные исследования 2000-х годов [58, 352, 388, 398, 450], эта проблема является актуальной во многих странах мира. В работе [188] данный барьер исследуется применительно к домохозяйствам; итогом исследования является предложение классифицировать его как информационный барьер, в силу того, что кредитные организации отказывают частным лицам и малым фирмам в долгосрочных заимствованиях именно в силу недостаточности информации о финансовой устойчивости заемщика и высокой стоимости ее сбора и анализа.

Рискованность инвестиций, как и скрытые издержки, является типичным барьером не только для энергоэффективных, но и для любых других инновационных технологий. Однако применительно к энергоэффективным решениям на ожидания инвесторов и их восприятие риска особенно сильно влияют внешние факторы, в первую очередь неопределенность цен на энергию, особенно в краткосрочном периоде [451].

Следующий класс экономических барьеров, выделяемых Соррелом и его соавторами, идентифицирован как провалы рынка. К этому типу отнесены барьер недостатка информации, барьера рассогласованности мотивов и барьер неблагоприятного отбора. Недостаток информации о технических параметрах различных технологий, в частности, об энергетической производительности, инициирует принятие неоптимальных решений покупателями и, как следствие, приводит к недостаточным инвестициям в энергетическую эффективность [138, 233]. Более того, как указано в [213] проблема усугубляется тем, что, во-первых, энергоэффективный продукт, технология или услуга закупаются сравнительно редко и используются длительное время. Поэтому неоптимальный инвестиционный выбор ведет к серьезным негативным социальным и экономическим последствиям. Во-вторых, скорость изменения самой технологии достаточно высока и потому оптимальный выбор на сегодня может стать неоптимальным уже завтра. В-третьих, потенциал и реальный результат

энергосбережения зачастую сложно оценить в силу неоднородного и изменяющегося характера эксплуатации данной технологии.¹

В том случае, когда участники транзакции имеют различный доступ к информации, создается хорошо известная в экономической теории ситуация асимметрии информации, которая приводит к образованию двух новых барьеров: барьера рассогласованности мотивов и барьера неблагоприятного отбора. Рассогласованность мотивов или, как еще называют этот барьер, рассогласованность стимулов [110], возникает тогда, когда выгоды от энергосбережения получают не те экономические агенты или частные лица, которые прикладывают усилия или инвестируют в энергосбережение. Например, оснащение дома солнечными панелями или тепловым насосом может не окупиться в случае, если владелец его продаст через промежуток времени, меньше периода окупаемости данных технических решений.

Существование неблагоприятного отбора в сфере энергоэффективных технологий связано с тем, что товары и услуги, качество которых невозможно достоверно оценить до покупки, оказываются особенно уязвимыми к этому явлению. Как показано в работе [213], к такой категории относится большинство энергоэффективных продуктов, технологий и услуг, в результате чего выбор потребителя или инвестора опирается главным образом на наблюдаемые характеристики, прежде всего цену, и это нередко приводит к отказу от более эффективных решений [52, 173].

Несмотря на то, что некоторые из вышеперечисленных специфичных форм провалов рынка были подмечены С. Сореллом и его соавторами впервые, основной научный вклад их исследования все же заключается в определении и описании форм проявления поведенческих и организационных барьеров.

Среди наиболее важных поведенческих барьеров Сорелл выделяет барьер, связанный с ограниченной рациональностью, теоретически и эмпирически описанной во многих известных работах [253, 412]. Рынок энергетических услуг

¹ Ратнер, С. В. Экономический анализ опыта применения энергосервисных контрактов в промышленности // Экономический анализ: теория и практика. – 2014. – № 40 (390)

отличается сложным, многокомпонентным механизмом ценообразования, что затрудняет для потребителей оценку выгод и издержек использования энергосберегающих технологий. Информация о специфике функционирования этого рынка и о характеристиках энергоэффективных решений часто сложна для восприятия и обработки, неполна, недоступна или подается в формате, непривычном для большинства потребителей. В результате ограничения экономических агентов по времени, вниманию, ресурсам и когнитивным возможностям приводят к тому, что вместо поиска действительно оптимального варианта они принимают лишь удовлетворительные решения, опираясь на наиболее понятные и заметные параметры.

Следует отметить, что данный барьер, выделенный С. Сореллом, на первый взгляд, очень похож на вышеперечисленные провалы рынка – неблагоприятный отбор и, в более общем рассмотрении, недостаток информации. Такой точки зрения придерживается, например, Н. Айр [163]. Однако Сорелл с соавторами, основываясь на результатах нескольких эмпирических исследований европейских автомобилестроительных предприятий [397], подчеркивает, что данное явление является лишь отклонением от логики экономической рациональности при расчете нормы доходности капитала и срока окупаемости инвестиций в энергоэффективные технологии.

Еще один информационный барьер, выделяемый С. Сореллом как самостоятельный – это форма представления информации. Этот барьер считается крайне важным, так как информация должна быть специфичной, персонализированной, ясной, простой и близкой по времени к решению, чтобы её не проигнорировали. Еще три важных барьера, которые срабатывают в ситуации принятия решений о выборе инновационной энергетической технологии, это барьер доверия к информации о технологии/продукте, барьер инерции и барьер ценностей.

Что касается барьера доверия, то в работе [388] показано, что для успешной диффузии энергоэффективных технологий необходим источник информации, которому можно доверять. Так как барьер доверия, так или иначе, связан с

информацией и формой ее представления, Сорелл подчеркивает, что эти два вида поведенческих барьеров трудно различить на практике.

Говоря о барьере инерции, важно отметить, что его можно считать одной из разновидностей блокировок, которые проявляются при наличии path-dependence в социотехнической системе. Однако, в случае блокировок речь идет об инерции мышления ограниченного круга лиц, принимающих решения, тогда как под барьером инерции чаще имеется в виду ситуация, которая проявляется в случае потребительского выбора. Согласно исследованию [213], инерция является следствием различного отношения к выигрышу и потерям. Большинство экономических агентов стремятся минимизировать потери, отдавая предпочтение менее рискованным вариантам инвестиций с гарантированным доходом, нежели максимизировать выигрыш, выбирая варианты с неизвестным исходом. Инерция может привести к тому, что как физические лица, так и предприятия предпочтут status quo. Например, поставщики могут поставлять на рынок то, что, по их мнению, хотят покупатели. Поэтому на рынках с высоким уровнем инерции может присутствовать латентный спрос на более энергоэффективные технологии, чем те, что доступны на рынке [227].

Так же важным драйвером технологической модернизации производства и переводе его на более энергоэффективные технологии являются ценностные ориентации топ-менеджеров предприятий и организаций. В первую очередь, это касается экологических ценностей [350, 404, 409, 428]. Недосток людей, разделяющих экологические ценности и мотивированных желанием снизить антропогенную нагрузку на окружающую среду, может серьезно затормозить процесс технологической модернизации производства и внедрения систем энергоменеджмента. Это является поведенческим барьером, который мешает продвигать и адаптировать ресурсосберегающие, в том числе, энергоэффективные технологии.

К организационным барьерам (выделенным в рамках теории организации) С.Сорелл относит те, которые препятствуют внедрению энергоэффективных технологий внутри самих организаций и предприятий. Если рассматривать

компании и корпорации как системы с взаимоотношениями и конфликтами между отдельными людьми и подразделениями, разделяющими разные ценности и имеющими разную культуру, влияющую на принятие решений, то можно выделить в качестве отдельных барьеров корпоративную культуру предприятия и конфликт полномочий (власти).

Конфликт полномочий (власти), как отмечается в работе [319] зачастую связан с распределением и использованием ресурсов. Власть является традиционным средством разрешения конфликтов интересов, определяющим, в итоге, кто получает требуемый ресурс, в каком объеме, когда и на каких условиях. Так как ответственность за энергетические вопросы обычно возлагается на инженерно-технические подразделения, топ-менеджеры зачастую считают проблемы энергосбережения маловажными, в связи с чем власть, финансовые и людские ресурсы таких отделов могут быть ограничены. Поэтому возможности повышения энергетической эффективности могут быть упущены, несмотря на их очевидную техническую и экономическую выгоду.

Культура согласно работам [208, 429], определяется как «соединение знаний, идеологии, ценностей, норм, законов и традиций, характеризующее социальную группу». Культура представляет собой важную переменную в объяснении неудач и провалов внедрения энергоэффективных технологий. Соответствие, либо несоответствие инновационной энергетической технологии культурным нормам потребителя может оказывать сильное влияние на его выбор.

Итак, рассмотренные барьеры микроуровня можно определить как барьеры потребительского выбора, которые также могут затруднять энергетический переход, минимизируя спрос на инновационные энергетические технологии и продукты. В упрощенном варианте их можно классифицировать как стоимостные (ограниченный доступ к капиталу, скрытая стоимость, рискованность инвестиций) и нестоимостные (информационный, барьер доверия, барьер ценностей, барьер полномочий, культурные барьеры) (рис. 16).

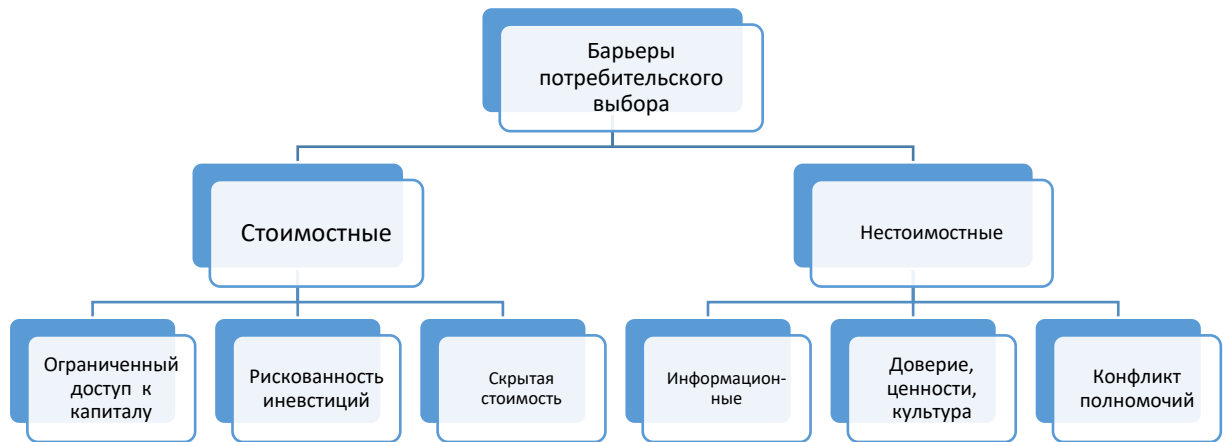


Рисунок 16. Классификация барьеров потребительского выбора. Источник:
составлено автором

Устранение барьеров потребительского выбора, препятствующих успешному прохождению энергетического перехода, так или иначе, также относится к функции топ-менеджмента на национальном уровне. Создание благоприятных экономических стимулов, (например, развитие систем льготного кредитования покупок энергоэффективного оборудования для домашнего использования), проведение информационных кампаний и реализация демонстрационных проектов, направленных на повышение доверия и информированности населения об инновационных энергетических технологиях, формирование эффективной нормативно-правовой базы, разрешающей конфликты полномочий при внедрении инновационных энергетических технологий – все эти действия ожидаются от национальных правительств, наряду с принятием мер, направленных на устранение макроэкономических рисков и блокировок инновационного развития, обусловленных явлением path-dependence.

Для корректности теоретического анализа и избежания методологических ошибок, следует систематизировать ключевые отличия между барьерами микроуровня и блокировками макроуровня (Табл. 3)

Таблица 3. Ключевые отличия между барьерами микроуровня и блокировками макроуровня.

Критерий сравнения	Барьеры (микроуровень)	Блокировки (макроуровень)
Уровень проявления	Уровень отдельных экономических агентов (домохозяйства, малые и средние предприятия, организации)	Уровень социотехнических систем, национальных энергетических комплексов и отраслей
Природа препятствий	Микроэкономическая природа: стоимостные (ограниченный доступ к капиталу, скрытые издержки) и нестоимостные (информационные провалы, поведенческие, организационные)	Системный характер: технологические, институциональные, экономические, юридические, культурные, психологические
Временной горизонт	Краткосрочный и среднесрочный (месяцы, несколько лет)	Долгосрочный (десятилетия)
Механизмы преодоления	Целевые меры на уровне отдельных рынков и секторов: информационные кампании, демонстрационные проекты, финансовые стимулы, программы энергоаудита	Координированные действия на национальном и международном уровнях, институциональные реформы, создание новых технологических траекторий
Связь с path-dependence	Имеют собственную природу, связанную с несовершенствами рынка, асимметрией	Прямое проявление зависимости от исторического пути

	информации и поведенческими особенностями экономических агентов	развития, создают «эффект записывания» (lock-in) на определенной технологической траектории
Происхождение	Ограниченная рациональность, асимметрия информации, несовпадение мотивов участников (split incentive), организационная инерция	Эффект увеличивающейся отдачи (increasing returns), невозвратные издержки (sunk costs), сетевые эффекты, эффекты обучения (learning by doing)

Источник: составлено автором.

Поэтому для решения управленческих задач такого уровня сложности, необходима разработка алгоритмов научно-обоснованного выбора такого набора инновационных энергетических технологий, внедрение которых одновременно бы способствовало снижению макроэкономических рисков, снижению блокировок, обусловленных зависимостью от прошлого пути развития (например, за счет частичного использования уже имеющихся производств и инфраструктуры) и барьеров потребительского выбора. Одной из наиболее перспективных инновационных энергетических технологий, удовлетворяющей данным требованиям, является технология использования водорода в качестве энергоносителя.

2.2 Блокировки и барьеры развития водородной энергетики

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Несмотря на положительную тенденцию развития водородной энергетики, до сих пор существует множество барьеров социального, экономического и технологического характера, которые препятствуют широкомасштабному

развитию водородной энергетики [199, 318, 359, 445, 500]. Основным барьер - высокая стоимость водорода, которая делает его менее конкурентоспособным по сравнению с традиционными ископаемыми видами топлива [240]. Поэтому в последнее время было опубликовано значительное количество работ, посвященных оценке экономической эффективности водорода. В большинстве исследований подчеркивается, что экономическая эффективность производства водорода зависит от факторов конкретной страны и комплексно зависит от капиталовложений, коэффициентов производственных мощностей и стоимости энергии [68, 184, 297]. Из-за региональных различий водород может быть более экономически выгодным в одной стране, чем в другой.

В ряде исследований, посвященных изучению барьеров в развитии водородной энергетики, было предложено классифицировать их на три группы: барьеры производства, барьеры хранения и барьеры транспортировки водорода [114, 318, 473]. Экономические, экологические и технологические барьеры тесно переплетаются на каждом этапе цепочки поставок водорода. Сегодня значительная доля водорода в мире производится путем его выделения из ископаемых источников энергии (технологии парового риформинга природного газа и газификации угля). Экономически эти методы более выгодны, хотя и обходятся дороже, чем использование ископаемых источников "напрямую" [240]. Однако с экологической точки зрения они считаются малоперспективными из-за (1) их вклада в планетарную "привязку" к невозобновляемой энергии и (2) "грязных" технологий производства - высокой степени негативного воздействия на окружающую среду [109, 149]. Следует отметить, что международные организации, авторы последних наднациональных водородных стратегий и эксперты все чаще отказываются от метода "цветового распознавания" при анализе энергетических, экологических, социальных и экономических выгод от внедрения той или иной технологии производства водорода [66, 211]. Причиной пересмотра существующих классификаций стало то, что цветовая типология не позволяет получить целостное представление о характере и перспективах технологии производства. Ряд "зеленых" технологий, традиционно относящихся к

рекомендуемым, имеют поверхностные показатели в отношении социальных и экономических преимуществ, а "серый" водород, несмотря на кажущуюся неэкологичность, в реальной практике оказывается более эффективным по ряду критериев [442]. Наиболее перспективным методом получения водорода является электролиз из возобновляемых источников энергии [245]. Этот метод является значительно экологически чище в сравнении с другими методами. К сожалению, с экономической точки зрения этот метод является наиболее коммерчески нецелесообразным. В связи с этим данный метод пока не получил широкого признания [506].

Анализ преимуществ и недостатков методов выявляет парадокс: при высоких параметрах экологичности стоимость производства водорода возрастает, а при использовании наиболее экономически эффективных методов значение экологичности снижается [130]. В связи с этим исследователи пытаются выработать комплексную методологию количественной и качественной оценки целесообразности технологий производства, которая свела бы все показатели к единой системе показателей или рейтинговой модели [87]. Специалисты отмечают, что при оценке эффективности той или иной технологии необходимо учитывать множество дополнительных факторов, а не только показатели совокупного воздействия на окружающую среду и общего потребления первичных энергоресурсов [337]. Валенте [462], например, указывает на целесообразность использования категории "жизненный цикл" в производстве водорода, что позволяет оценить рациональность технологий и производственных процессов, возникающих в результате их внедрения.

Проблемы хранения затрудняют переход на водородную энергетику [401]; пока не удастся достичь приемлемых показателей по размеру и экономической эффективности [153]. На сегодняшний день существует две группы решений для промежуточного хранения водорода: физические и химические методы. Они реализуются в следующих разновидностях: адсорбционный метод хранения водорода, хранение в жидких органических гидридах, хранение в аммиаке, губчатом железе или кремниевых сплавах [209, 318, 445].

Таким образом, хранение остается проблематичным аспектом водородной энергетики. Эффективность систем водородных энергоносителей не превышает 60%, что значительно ниже, чем у систем хранения других энергоносителей. С другой стороны, Tarhan, С. и Çil, М. А. [444] предполагают, что при хранении водород проигрывает только традиционным энергоносителям, и если сравнить эффективность систем хранения водорода с другими системами хранения энергии из возобновляемых источников, то она окажется более эффективной. Согласно существующим расчетам и оценкам, системы хранения водорода характеризуются высокой плотностью хранения энергии и низкими капитальными затратами по сравнению с насосно-аккумуляторными электростанциями или, например, с плавучими атомными электростанциями.

Быстрый износ таких систем является существенной проблемой экономической эффективности при внедрении систем хранения водорода, на что указывают Элберри и другие [159].

Азиз М., Виджаянта А. Т. и Нандиянто А. Б. Д. утверждают, что технология хранения водорода в форме аммиака находится на стадии подъема [77]. В 2020 году в Японии в рамках ресурсной стратегии Министерства экономики, торговли и промышленности был создан совет по аммиачной энергетике, который работает на основе механизмов государственно-частного партнерства [344].

Водород доставляется к местам конечного потребления в газообразном или жидком состоянии, или в виде твердых или жидких носителей, связующих водород. Доставка водорода к месту конечного потребления необходима для его использования в качестве энергоносителя. В связи с этим системы транспортировки водорода являются актуальным направлением исследований и перспективных разработок.

Наиболее значительное количество водорода в мире транспортируется по трубопроводам или контейнерами под давлением в газообразной форме. В сжиженном виде водород транспортируется в криогенных цистернах автомобильным или железнодорожным транспортом. Каждый из перечисленных способов имеет свой спектр рационального применения. Ведущие компании по

производству водорода - Air Products, Praxair, Air Liquide, BOC Group (США) - поставляют водород в трубопроводах, а в места, не имеющие доступа к трубопроводным системам, - автомобильным транспортом. Однако проблему "гидрогенизации" металла все еще нельзя отменить - мониторинг состояния трубопровода, по мнению Охаери и др., является необходимой мерой, которая также влияет на рост стоимости его транспортировки. В целом можно сказать, что сегодня в той или иной степени используются все способы доставки водорода. Для потребителей из среднего сегмента наиболее экономичной является доставка водорода в криогенных автоцистернах [335].

Трубопроводные системы имеют большое социальное значение и экономически целесообразны для доставки водорода в регионы с высокими энергетическими потребностями [495]. В связи с этим рассмотрим более подробно социальный аспект транспортировки водорода.

Моради, Р. и Грот, К. М. [318] справедливо подчеркивают необходимость регулярного обслуживания трубопроводов, новых правил проведения земляных работ и прокладки подземных труб. Таким образом, при оценке конкретной технологии доставки водорода на первый план выходит социальный аспект.

Темпы развития водородной энергетики напрямую связаны с решением проблем в трех направлениях - производство, хранение и транспортировка. На сегодняшний день исследователи пытаются усовершенствовать каждое из трех звеньев этой цепи, но самым сложным является достижение тонкого баланса между социальным благом, экономической эффективностью и заботой об окружающей среде.

Что касается показателей для измерения экономической эффективности цепочки поставок водорода, то в литературе обычно используется скорректированная стоимость водорода. Так, Корреа и др. [134] рассматривают технико-экономическую целесообразность производства "зеленого" водорода в аргентинской Патагонии и его транспортировки в Италию с помощью морских судов. Благодаря использованию жидких органических носителей водорода для хранения и транспортировки водорода, была определена минимальная

скорректированная стоимость водорода (LCOH). Результаты показали, что конечная стоимость составляет 8,60 €/кг H₂ и 11,17 €/кг H₂ для аргентинского и итальянского сценариев производства и сбыта, соответственно.

Фань и др. [164] проанализировали производственные затраты, структуру издержек и региональные различия между традиционным процессом превращения угля в водород (C₂H) и превращения угля в водород в сочетании с CCS (C₂HCCS), щелочным электролизом (ALK) и электролизом на протонных мембранах (PEM) в Китае. Предварительные результаты показали, что (1) LCOH при C₂HCCS составляет 13,1-19,4 юаней/кг, что на 57,6-128,3% выше, чем C₂H (7,2-10,1 юаней/кг) и на 20,5-61,0% ниже, чем производство водорода путем электролиза воды с использованием возобновляемых источников энергии (16. 4-51,8 юаней/кг); и (2) C₂HCCS может стать экономически эффективным вариантом для голубой водородной энергетики в северо-западных регионах Китая, особенно в провинциях Внутренняя Монголия, Синьцзян и Ганьсу.

Янг и др. [494] сравнивают основные типы водородсодержащих элементов, а именно: щелочные (ALK), анионообменные мембраны (AEM) и протонообменные мембраны (PEM) По прогнозам, технология ALK в краткосрочной перспективе будет иметь на 23,85% и 51,59% более низкие затраты на производство водорода, чем AEM и PEM, соответственно. Однако, по мере технологического развития или новых технологических решений, ожидается, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе затраты на AEM и PEM снизятся на 24% и 56,5%.

Паровой риформинг метана (SMR) широко используется для крупномасштабного производства водорода благодаря своей экономической эффективности [55]. Стоимость серого водорода, произведенного с помощью технологии SMR, составляет от 0,7 до 2,1 доллара США/кг [699]. В то же время, добавление технологии CCS к установкам по производству серого водорода увеличивает LCOH голубого водорода, который обычно стоит приблизительно от 0,5 до 1 доллара США/кг, что в итоге приводит к общей скорректированной стоимости голубого водорода в диапазоне от 1,2 до 2,3 доллара США/кг [61, 133].

Стоимость производства водорода на основе угля без CCUS составляет от 1,3 до 2,5 долларов США/кг, тогда как с CCUS (голубой водород) стоимость составляет от 1,6 до 2,6 долларов США/кг [699].

В экономической эффективности производства водорода существенную роль играют и национальные факторы. Китайская экономика выигрывает от обширной инфраструктуры угледобычи, так как производит недорогой водород на основе угля, стоимостью 1 доллар США/кг [354, 627]. Стоимость водорода, полученного пиролизом метана, по оценкам, составляет от 1,6 до 3,4 долларов США/кг [699].

Ядерный водород, или пурпурный водород, является еще одним устойчивым источником производства низкоуглеродного водорода путем электролиза и термохимических циклов. Рыночная цена ядерного водорода, произведенного путем электролиза, составляет приблизительно от 4,2 до 7,0 долларов США/кг, тогда как при термохимическом цикле стоимость колеблется между 2,2 и 2,6 долларами США/кг соответственно [354, 699].

Вом Шейдт и др. изучили динамику цен на энергию при производстве водорода в Германии. Их исследование показало, что с учетом текущих единых цен затраты на перегрузку энергосистемы увеличились на 17%. Исследование также показало, что территориальные расценки играют ключевую роль в определении оптимального размещения водородных установок, повышая экономическую эффективность немецкой энергосистемы [477].

Мансилья и др. и Ли Й и др. оценили конкурентоспособность стоимости водорода, произведенного с использованием внепиковых цен на энергию в странах Европы и Китая, соответственно. По данным Мансилья и др., снижение LCOH было скромным и составило всего 3% [301]. С другой стороны, Ли Й и др. определили, что наиболее экологичное применение водорода при использовании внепиковых цен — это использование его в качестве химического материала [287].

Танг О. и коллеги подчеркнули значение энергии электрической сети в производстве водорода, и авторы пришли к выводу, что в снижении затрат решающую роль играет фактор скорости ветра, в то время как солнечная радиация оказывает относительно незначительное влияние [443].

Минутильо и др. оценили LCOH в Италии, используя три установленные цены на энергию, применяемые к различным уровням энергопотребления. Исследование показало, что стоимость водорода растет по мере того, как использование энергии электросети для электролиза снижается со 100% до 25% [316].

Конкурентоспособность производства водорода изучалась и в других регионах мира. В Техасе и Германии мелкие и средние потребители уже могут получать конкурентоспособный по стоимости "зеленый" водород, произведенный из энергии ветра. По мнению Гленка Г. [184], это связано со снижением стоимости ветроэнергии и технологии электролиза. В Чили LCOH исследовали Галлардо [176] и Армихо [68], Галлардо оценил LCOH от солнечной электроэнергии в пустыне Атакама, используя данные об энергии реальных солнечных фотоэлектрических установок и смоделированных солнечных концентраторных установок с тепловым аккумулятором, а также информацию о фиксированной цене на основании контракта на покупку электроэнергии. Они обнаружили, что гибридизация солнечной и ветровой электроэнергии может снизить затраты на производство водорода в зависимости от увеличения коэффициента мощности электролизера. По оценкам Армихо, стоимость "зеленого" водорода в ближайшее время составит примерно 2 доллара США/кг.

Кроме того, Маседо изучил возможность использования гибридных солнечно-ветряных систем для производства и хранения водорода в Бразилии [297]. Их исследование показало, что в настоящее время эти системы экономически нецелесообразны в стране. С другой стороны, Кулипур проанализировал эффективность производства электроэнергии и водорода в Иране и определили, что гибридная солнечно-ветряная система является финансово жизнеспособной [357]. Джахангири объединил гибридную солнечно-ветряную систему с энергосистемой Катара для того, чтобы обеспечивать население электроэнергией и водородом, в итоге добившись цены водорода на уровне 2,1 доллара США за килограмм [234].

Лэй Г. обнаружил, что гибридная система более практична, чем полагающаяся исключительно на энергию от электросети [281]. Бенальказар и его

коллеги оценили экономическую эффективность электролизеров, работающих на гибридной энергии солнца и ветра в Польше, используя метод Монте-Карло для оценки скорректированной стоимости водорода (LCOH). Они обнаружили, что с увеличением мощности электролизера со временем LCOH становится более выгодной [94]. Туили и др. обнаружили, что для большинства мест в Марокко оптимальной технологией является 1-осевая фотоэлектрическая система с отслеживанием [454].

В совокупности эти исследования дают четкое представление об экономических и технико-логических проблемах развития водородной энергетики. Тем не менее, до сих пор мало рассматривался вопрос о межстрановой конкурентоспособности цепочек поставок водорода и роль новых проектов, выходящих на рынок.

Что касается социальных и культурных барьеров восприятия технологий водородной энергетики, то в данном аспекте можно выделить работы по адаптации потребителей к использованию автомобилей на водородном топливе (HFCV). Существует два основных академических подхода к таким исследованиям: экономический метод и социально-психологический подход, как предлагают [232]. Исследования, основанные на экономическом методе, фокусируются на социальной приемлемости с финансовой точки зрения, в первую очередь с помощью опросов потребителей устройств и оборудования, концентрируясь на «готовности платить». Социально-психологический подход изучает социальную приемлемость и осведомленность о рисках размещения объектов, таких как водородные станции и трубопроводы, для предоставления рекомендаций по выбору местоположения объектов в коммуникациях и диалогах, но не с экономической точки зрения [129, 232]. Предыдущие исследования показали, что общественная приемлемость и отношение в целом были благоприятными по отношению к водороду и топливным элементам, несмотря на отсутствие надлежащего понимания среди респондентов [59].

Однако эти тесты проводились без предполагаемого принятия или покупательских привычек; таким образом, они представляют собой лишь идеалы,

а не намерение принятия. В своей обзорной статье Рош и др. [368] заявили, что восприятие потребителями технологий конечного использования водорода, будь то в транспортном или жилом секторе, будет значительно отличаться от восприятия местных жителей, когда в их районах будет построена инфраструктура для производства и распределения водорода. Однако Хардман и Тэл [206] в уникальном исследовании, проведенном на первых пользователях HFCV (участниках проекта тест-драйва в Лондоне), предположили, что пользователи HFCV сравнительно меньше скептицизма в отношении станций HFCV в своих населенных пунктах, чем те, кто не пользуется HFCV.

Кроме того, ряд качественных исследований выявляет отрицательные и положительные мнения без существенных возражений [230, 381, 402]. Люди более осторожны в отношении расположения водородных станций, по крайней мере, отчасти из-за чувства опасности, связанного с передачей и хранением водорода. Следовательно, восприятие риска использования водорода и приемлемость инфраструктуры, в частности размещение водородных станций, становятся важным предметом исследований общественного принятия. Напротив, исследования социально-экономического подхода проводились реже, чем социально-психологический анализ [259]. Это может быть связано с отсутствием коммерциализации HFCV в большинстве стран. Тем не менее, можно ожидать, что социальные и культурные блокировки развития водородных технологий не будут высокими, так как широкая масса потребителей сталкивается с ними лишь в очень узкой сфере – сфере использования автомобилей на альтернативном топливе.

Таким образом, резюмируя результаты расширенного литературного обзора по теме барьеров развития водородной энергетики и проведенного статистического обзора рынка водорода, можно отметить, что из всего набора макроэкономических рисков водородная энергетика за счет частичного использования уже известных технологий и существующей инфраструктуры элиминирует, как минимум, риск дестабилизации рынка труда, а за счет более равномерного распределения по странам и регионам производителей водорода - риск сверхвысокой концентрации цепей поставок. Кроме того, возможность частичного использования

углеводородного топлива для производства водорода (с применением технологий УХУ) снижает риск для стран, богатых углеводородными ресурсами. Эту гипотезу подтверждает статистика по активному участию таких стран (например, США, Катар и т.д.) в развитии водородной энергетики.

Что касается блокировок, связанных с path-dependence, то в этом аспекте развитие водородной энергетики также позволяет снизить интенсивность проявления ряда блокировок, в первую очередь, таких как технологические, экономические, юридические и психологические (Табл. 4)

Таблица 4. Интенсивность проявления блокировок развития водородной энергетики в рамках энергетического перехода

Типы блокировок	Интенсивность проявления в развитии водородной энергетики	Факторы
Технологические	Низкая	Существование промышленно-освоенных технологий производства, существование инфраструктуры для транспортировки
Институциональные	Средняя	Возможность развития в рамках существующих институтов, необходимость «донастройки» институтов стимулирования инновационного развития
Социальные	Средняя	Ограниченная сфера взаимодействия с технологиями у большинства потребителей

Экономические	Низкая	Возможность частичного использования существующих мощностей, сырья и инфраструктуры
Юридические	Низкая	Наличие стандартов и технических нормативов на производство водорода
Культурные	Средняя	Ограниченная сфера взаимодействия с технологиями у большинства потребителей
Психологические	Низкая	Нет необходимости от полного отказа использования углеводородов

Источник: составлено автором.

Тем не менее, экономические и экологические аспекты развития инновационных технологий водородной энергетики, таких как производство «зеленого водорода» до конца не изучены и требуют постоянного мониторинга и анализа по мере развития для того, чтобы избежать заикливания на неоптимальных решениях и блокировок в будущем. Учитывая тот факт, что технологическая цепочка производства, хранения и транспортировки водорода многовариативна, а ее экологические и экологические параметры зависят, в том числе, и от регионального контекста (природно-климатические условия, наличие инфраструктуры транспортировки и хранения), то мониторинг параметров развития водородной энергетики целесообразно проводить на региональном и/или страновом уровне.

2.3 Стимулирование производства водорода: зарубежный опыт и практическая реализация в ЕАЭС.

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Водород, признанный универсальным энергоносителем, обладает значительным потенциалом для декарбонизации промышленных секторов, транспорта и энергетических систем. Тем не менее, для широкого внедрения водородных технологий необходим целостный комплекс мер стимулирования, включая финансовые, нормативные и инвестиционные механизмы. Настоящий параграф посвящен анализу ключевых инструментов стимулирования производства водорода в рамках ЕАЭС и России. Рассматриваются механизмы включения водородных проектов в таксономию "зеленых проектов", активизации ESG-инвестиций и разработки финансовых стимулов, а также их влияние на ускорение энергетического перехода [16, 37, 96].

В рамках, созданных Евразийским экономическим союзом (ЕАЭС) и Российской Федерацией, развитие водородной энергетики может стать ключевым компонентом стратегии устойчивого роста. Интеграция водородных инициатив в классификацию «зеленых проектов» в сочетании с увеличением инвестиций в природоохранную, социальную сферу и управление (ESG) и разработкой налоговых и финансовых стимулов могут создать благоприятные условия для расширения производства низкоуглеродного водорода. Эти стратегии не только способствуют привлечению капиталовложений, но и согласованию экологических стандартов, что особенно важно для интеграции в глобальные производственно-сбытовые цепочки [136, 250].

Международный опыт показывает, что успешное развитие водородной энергетики требует сочетания государственных инициатив и частных инвестиций [95]. Программы поддержки водородных технологий в странах ЕС, Японии и США демонстрируют важность системного подхода к созданию инфраструктуры, финансированию НИОКР и стимулированию спроса на экологически чистую продукцию [286]. Для России и ЕАЭС такие меры могут стать основой для

формирования конкурентоспособной водородной отрасли, способной занять значимую долю на мировом рынке [197].

Мировой опыт развития водородной энергетики свидетельствует о многочисленных механизмах развития этого сектора, включая правительственные инициативы, финансовые механизмы, нормативный надзор и внедрение передовых технологий. Эти инструменты разработаны для решения проблем высокой стоимости, масштабируемости и рыночных барьеров, которые в настоящее время препятствуют широкому внедрению водородной энергетики [39, 366, 378, 427].

Наиболее известные директивы Европейского Союза интегрируют водородную энергетику в стратегию устойчивого развития. В первую очередь через таксономию ЕС, которая направлена на стандартизацию понятия устойчивого развития и способов его измерения, уделяя особое внимание экологическим целям. Таксономия ЕС стала более целенаправленной инициативой с 2020 года, содержащей четкие рекомендации для участников финансовых рынков, инвесторов, крупных предприятий и национальных регулирующих органов. Таким образом, в этой рамочной программе определены точные критерии, которым должны соответствовать корпорации, различающиеся в зависимости от сектора экономики, для достижения шести экологических целей: смягчение последствий изменения климата, адаптация к изменению климата, устойчивое использование и охрана водных и морских ресурсов, переход к экономике замкнутого цикла, предотвращение и контроль загрязнения, а также сохранение и восстановление биоразнообразия и экосистем. Эти критерии научно обоснованы и являются частью «Зеленого курса» ЕС [30, 296, 573]

Европейская таксономия устанавливает комплексные критерии устойчивого производства водорода, направленные на достижение климатических целей и декарбонизацию экономики. Основным требованием является соблюдение углеродной интенсивности на уровне менее 3 тонн CO₂-эквивалента на тонну произведенного водорода в течение всего жизненного цикла продукта. Для «зеленого» водорода обязательным условием выступает использование исключительно возобновляемых источников энергии, таких как солнечная или

ветровая, с углеродной интенсивностью генерации электроэнергии ниже 100 г CO₂/кВт·ч. В случае «синего» водорода, получаемого из природного газа, необходимо применение технологий улавливания и хранения углерода (CCUS) для снижения выбросов ниже установленного порога [620].

Производство водорода на основе возобновляемой энергии требует соблюдения принципа дополнительности [89], предполагающего, что увеличение спроса на электроэнергию должно сопровождаться созданием новых генерирующих мощностей, исключая конкуренцию с существующими секторами. Дополнительно вводится требование временной и географической корреляции, согласно которому производство водорода должно синхронизироваться с периодами доступности возобновляемой энергии в соответствующем регионе.

Методология расчета выбросов парниковых газов основывается на международных стандартах ISO 14067:2018 и ISO 14064-1:2018, а также положениях Директивы RED II. Расчет охватывает все этапы жизненного цикла, включая генерацию электроэнергии, производственные процессы, транспортировку, хранение и конечное использование водорода. Для оборудования, такого как электролизеры, предусмотрена возможность классификации как «устойчивого» при условии соответствия технологий критериям таксономии, включая производство бирюзового водорода методом пиролиза метана с образованием твердого углерода. Импорт водорода в ЕС регламентируется теми же требованиями: производители обязаны проходить сертификацию по признанным схемам, подтверждающим соответствие углеродным и экологическим стандартам. Для топлив из возобновляемых источников неминерального происхождения (RFNBOs) установлен минимальный порог сокращения выбросов — более 70% по сравнению с ископаемыми аналогами [20, 608, 679].

Реализация данных критериев способствует снижению углеродного следа в энергетике и промышленности, привлечению инвестиций в низкоуглеродные технологии, а также формированию единого рынка устойчивого водорода в рамках

ЕС. Это создает основу для перехода к климатически нейтральной экономике, соответствующей глобальным целям Парижского Соглашения. Реализация Таксономии ЕС за последние годы продемонстрировала значительное влияние на переориентацию финансовых потоков в сторону устойчивых инвестиций, что подтверждается данными отчёта Европейской комиссии (2024).

В 2023 году 600 европейских компаний сообщили о суммарных инвестициях в размере 191 млрд евро, соответствующих критериям Таксономии. К маю 2024 года объём таких инвестиций достиг 249 млрд евро, что в совокупности за 2023–2024 годы составило 440 млрд евро. Наиболее активными секторами стали коммунальные услуги (60% инвестиций в электроэнергетике) и промышленность, где доля совместимых инвестиций выросла на 23% [581].

Компании используют Таксономию для структурирования капиталовложений, направленных на достижение климатической нейтральности. Например, в Германии, Франции, Испании и Италии зафиксированы крупнейшие объёмы инвестиций (114 млрд, 63 млрд, 60 млрд и 48 млрд евро соответственно), что подчёркивает региональную дифференциацию в адаптации к стандартам [676].

Анализ данных Bloomberg и LSEG показывает, что компании с высокой степенью соответствия Таксономии (лидеры и переходные компании) с 2019 года демонстрируют доходность на уровне 110%, опережая индексы STOXX 600 (80%) и MSCI ACWI (89%). Это свидетельствует о корреляции между экологической ответственностью и финансовой эффективностью [187]. 90% зелёных облигаций, выпущенных государственными организациями ЕС в 2023 году, ссылаются на Таксономию, что укрепляет доверие инвесторов к экологическим проектам. Банки интегрируют критерии Таксономии в 50% своих активов, включая ипотечные кредиты и корпоративное финансирование [131]. Активы, соответствующие климатическим бенчмаркам ЕС (EU Paris Aligned Benchmarks), достигли 180 млрд евро, приближаясь к отметке 200 млрд. Эти стандарты, поддерживаемые Директивой SFDR, стали ключевыми для стратегий декарбонизации портфелей [374].

Европейский водородный банк (ЕНВ), учрежденный в 2023 году, представляет собой стратегический инструмент Европейской комиссии, направленный на стимулирование производства возобновляемого водорода. Европейский водородный банк является ключевым учреждением, созданным для поддержки развития водородных технологий. Его основные цели включают сокращение разрыва в стоимости между возобновляемым водородом и водородом на основе ископаемого топлива, повышение предсказуемости доходов производителей и координацию рыночной деятельности, такой как согласование спроса и предложения и ценовой бенчмаркинг [430]. Основная цель аукционов в рамках ЕНВ заключается в преодолении разрыва между высокой себестоимостью производства водорода и рыночной ценой, что способствует ускорению технологического развития и достижению целевых показателей REPowerEU, предусматривающих выпуск 10 млн тонн возобновляемого водорода к 2030 году. Механизм финансирования предполагает предоставление производителям фиксированной премии за каждый килограмм произведенного водорода (€/кг H₂) в течение десятилетнего периода, компенсирующей разницу между производственными затратами и рыночной стоимостью. Максимальный размер премии установлен на уровне 4 €/кг H₂, при этом отбор проектов осуществляется на основе минимально запрашиваемой субсидии [584, 669].

Бюджет первого аукциона, проведенного в 2024 году, составил 800 млн евро, распределенных между семью проектами в Испании, Португалии, Норвегии и Финляндии. Общая мощность электролизеров достигла 1,5 ГВт, а стоимость премий варьировалась от 0,37 до 0,48 €/кг H₂, что значительно ниже установленного потолка. Планируемый объем производства оценивается в 1,58 млн тонн возобновляемого водорода за десятилетие. Эти результаты свидетельствуют о высокой конкуренции среди участников и эффективности механизма поддержки, однако текущие объемы остаются недостаточными для выполнения климатических целей ЕС [584].

Второй аукцион 2024 года бюджетом до 1,2 млрд евро, включая 200 млн евро для проектов, ориентированных на морских потребителей. Критерии отбора

ужесточены: доля китайских компонентов в электролизерах ограничена 25%, повышены требования к гарантиям завершения проектов (до 8% от суммы гранта), а также введены новые стандарты безопасности и кибербезопасности. Данные меры направлены на усиление локализации производственных цепочек в рамках Европейской экономической зоны (ЕЕА) и повышение качества реализуемых инициатив [572, 683].

Стимулирование производства водорода на национальном уровне приобретает системный характер, при этом стратегии различных стран отражают региональные особенности и приоритеты.

В Японии развитие водородной энергетики интегрировано в долгосрочную национальную стратегию, направленную на декарбонизацию промышленности и транспорта. Законодательная база, включая Закон о продвижении водородного общества, предусматривает 15-летние субсидии для производителей и импортеров водорода. Это создает устойчивые условия для инвестиций, что подтверждается планами страны достичь производства 12 млн тонн низкоуглеродного водорода к 2040 году [622, 634, 659, 661]. Технологическое лидерство Японии подтверждается её долей в 28% международных патентов на электролизные технологии, зарегистрированных с 2011 по 2020 годы. Среди ведущих разработчиков — компании Toshiba, Panasonic и Honda, которые активно продвигают инновации в области фотоэлектролиза и мембранных технологий [579, 654].

США активизировали развитие сектора через налоговые механизмы, закрепленные в Законе о снижении инфляции (IRA). Этот закон предусматривает налоговые льготы до \$3 за килограмм низкоуглеродного водорода, что делает производство более рентабельным. Ожидается, что налоговые льготы обеспечат \$13 млрд поддержки для отрасли в течение следующих десяти лет. Параллельно реализуются государственно-частные партнерства, такие как инициатива Hydrogen Hubs, на которую выделено \$8 млрд. Эти проекты направлены на создание инфраструктуры транспортировки и хранения водорода, а также внедрение технологий улавливания углерода (CCUS), что способствует формированию замкнутого цикла производства [609, 700].

Германия фокусируется на кластерном подходе, объединяющем производственные мощности, логистику и конечных потребителей. Примером служит проект HyTechHafen Rostock, включающий строительство электролизера мощностью 100 МВт для производства более 6 500 тонн зеленого водорода в год. Этот проект интегрируется с местной промышленной инфраструктурой и планируемой сетью транспортировки водорода. На муниципальном уровне поддерживаются инициативы, такие как Gasnetz Hamburg, где создается первая в стране 40-километровая сеть распределения водорода. Эта сеть позволит заменить треть потребления природного газа в Гамбурге климатически нейтральным водородом к 2030 году, сократив выбросы CO₂ на 1,3 млн тонн ежегодно [605, 623, 677].

Китай ориентирован на масштабирование производства водорода. На сегодняшний день страна лидирует по мощности электролизеров — около 13 ГВт или 61% мировых мощностей. Согласно национальной стратегии до 2035 года, Китай планирует кратно увеличить долю зеленого водорода с текущих 1% за счет развертывания новых мощностей и интеграции ВИЭ. Экспортно-ориентированные проекты Китая включают поставки зеленого водорода и аммиака в Европу. Это позволяет стране укреплять свои позиции в глобальных цепочках добавленной стоимости [567, 634, 706].

Чили реализует экспортно-ориентированную модель развития водородной энергетики благодаря значительному потенциалу возобновляемых источников энергии. В рамках инициативы Team Europe страна получила кредит от KfW на сумму €100 млн для развития инфраструктуры зеленого водорода. Этот проект направлен на создание цепочек добавленной стоимости и экспорт продукции в Европу [585, 667]. Национальная стратегия Чили предусматривает снижение стоимости производства зеленого водорода до \$1,5/кг к 2030 году. Однако текущие мощности составляют менее 900 МВт, что требует ускорения темпов реализации проектов для достижения целевых показателей — 25 ГВт к 2030 году [566].

Инвестиции в охрану окружающей среды, социальную сферу и управление (ESG) все чаще признаются в качестве ключевого фактора устойчивого развития.

Увеличение инвестиций в ESG имеет важное значение для расширения производства экологически чистого водорода, достижения климатических целей и способствуют переходу к низкоуглеродной экономике [224, 312]. Европейский Союз через Европейскую таксономию устойчивого финансирования и программу InvestEU активно поддерживает проекты низкоуглеродного водорода. Схемы субсидирования и льготные тарифы широко используются для поддержки экологически чистого производства водорода. Эти схемы могут быть разработаны для перехода от льготных тарифов к прямому сбыту с рыночными надбавками при достижении определенного порога производства [179]. В 2025 году Clean Hydrogen Partnership выделила €184,5 млн на финансирование 19 проектов, охватывающих производство, хранение, транспортировку и использование водорода. Из этого бюджета €80 млн направлено на развитие "водородных долин" в рамках плана RePowerEU, который ставит целью удвоение их числа в 2025 году [562, 602]. В Германии компании, инвестирующие в технологии производства зеленого водорода, получают налоговые льготы и субсидии на покрытие затрат на НИОКР. Также внедрены механизмы углеродных контрактов на разницу (CCfD), которые компенсируют разницу между рыночной стоимостью ископаемого топлива и более высокой стоимостью зеленого водорода. Например, в рамках программы IPCEI Hy2Tech Германия выделила €4,6 млрд на поддержку проектов водородной энергетики [580].

В Японии значительные государственные средства направляются на поддержку водородных проектов через программу Green Innovation Fund. На развитие технологий производства водорода через электролиз с использованием возобновляемой энергии выделено ¥70,83 млрд (€450 млн) [606]. Программа также включает субсидии для создания транспортной инфраструктуры и демонстрационных проектов по сжиганию водорода. Японские банки, такие как MUFG Bank, выпускают ESG-облигации для финансирования зеленого водорода. Эти облигации привлекли международных инвесторов, заинтересованных в устойчивом развитии. Кроме того, Япония внедрила схему углеродных контрактов

(CfD), которая компенсирует разрыв между стоимостью низкоуглеродного водорода и традиционного топлива [662].

Инициатива Hydrogen Energy Earthshot Министерства энергетики США направлена на снижение стоимости производства зеленого водорода до \$1/кг к 2030 году. Эта программа предполагает значительные инвестиции в инфраструктуру транспортировки и хранения водорода, а также поддержку инновационных технологий [615].

Южная Корея стимулирует развитие водородной энергетики через национальные стратегии, включая предоставление налоговых льгот компаниям, занимающимся производством зеленого водорода. Компании освобождаются от корпоративного налога на срок до десяти лет и получают субсидии на закупку оборудования для производства и хранения водорода [687]. К 2030 году Южная Корея планирует увеличить потребление водорода до 3,9 млн тонн, из которых 50% будет приходиться на чистый водород без выбросов CO₂. Для этого страна развивает инфраструктуру, включая строительство портов для распределения водорода и зарядных станций для топливных элементов.

Австрия привлекает иностранные инвестиции в проекты зеленого водорода посредством ESG-финансирования и субсидий. В 2024 году правительство выделило €400 млн на поддержку производителей возобновляемого водорода через механизм аукционов Европейского банка водорода (ЕНВ). Эти средства позволят субсидировать производство до 40 тыс. тонн зеленого водорода ежегодно при средней премии €2–4,5/кг H₂ [557, 558].

Анализ стимулов производства низкоуглеродного водорода позволяет выделить несколько ключевых подходов (Табл.5)

Таблица 5. Ключевые подходы к стимулированию низкоуглеродного водорода

Страна/регион	Тип стимула	Объем финансирования	Период действия	Требования по выбросам	Источник
Япония	Контракты на разницу цен (CfD)	19,2 млрд долларов США	15 лет (с 2030 года) + 10 лет без субсидий	3,4 кг CO ₂ -экв/кг H ₂	[660, 662, 691]
США	Налоговый кредит на производство чистого водорода (45V)	0,12-3,00 долларов за кг водорода	Не указан	Многоуровневая система в зависимости от интенсивности выбросов	[552, 666, 698]
Европейский Союз	Комплекс мер: квоты, углеродные контракты на разницу цен, углеродное налогообложение	Высокий в зависимости от проекта	Длительны й	3,38 кг CO ₂ -экв/кг H ₂ (включая транспортировку)	[545, 575, 665]
Великобритан ия	Стандарт низкоуглеродного водорода, возможные CfD по аналогии с ветроэнергетикой	Не конкретизировано	Не указан	2,4 кг-CO ₂ -экв/кг-H ₂	[665]
Нидерланды	Инвестиции в инфраструктуру (морские ветряные турбины)	3,1 млрд долларов США	Не указан	Не указано	[665]
Россия	Концептуальный подход: поддержка экспортных проектов, инфраструктуры и производств	Не конкретизировано	До 2050 года	Не конкретизировано	[1]

Источник: составлено автором

Включение водородных проектов в таксономию «зеленых проектов» Евразийского экономического союза (ЕАЭС) представляет собой стратегически важный шаг для стимулирования низкоуглеродного развития и привлечения инвестиций. Модельная таксономия, разработанная Евразийской экономической комиссией (ЕЭК) совместно с национальными институтами, такими как ВЭБ.РФ и Центр зеленых финансов Казахстана, устанавливает критерии отбора проектов, соответствующих экологическим стандартам [517, 525]. Данная инициатива способствует унификации подходов к финансированию «зеленых» инициатив на пространстве ЕАЭС, усиливая трансграничное сотрудничество и гармонизацию климатической повестки [177, 105]. При этом государства-члены ЕАЭС обладают значительными природными ресурсами и стратегическими преимуществами, которые создают основу для развития водородной энергетики. Например, Казахстан, располагая огромными запасами угля, природного газа, урана и потенциалом возобновляемых источников энергии, демонстрирует возможности для производства как низкоуглеродного, так и зеленого водорода [223, 338]. Россия, обладая богатыми запасами природного газа и развитой энергетической инфраструктурой, позиционируется как потенциальный лидер в производстве и экспорте водорода [42, 373].

Ключевые преимущества ЕАЭС в сфере водородной энергетики включают доступ к ископаемым ресурсам для производства голубого водорода, а также к возобновляемым источникам энергии для зеленого водорода [223, 437]. Стратегическое географическое положение региона, близость к рынкам Европы и Азии обеспечивают логистические преимущества для экспорта [141, 348]. Существующая инфраструктура, такая как сеть газопроводов, может быть адаптирована для транспортировки водорода, что снижает капитальные затраты [141, 215, 360]. Однако развитие водородной экономики в ЕАЭС сталкивается с рядом вызовов. Технологические и инфраструктурные ограничения, включая отсутствие комплексных систем хранения и транспортировки водорода, а также высокую стоимость производства (особенно зеленого водорода), снижают конкурентоспособность региона. Например, в России нормированная стоимость

водорода (LCOH) варьируется от 1,2 до 11,7 долл. США за кг [197]. Нормативно-правовая неопределенность, отсутствие единых стандартов сертификации и гармонизированной регуляторной базы усложняют интеграцию в глобальные рынки [126, 141, 358]. Финансовые ограничения, усугубляемые геополитической напряженностью, а также дефицит государственно-частных партнерств, замедляют реализацию проектов [197, 393, 470].

Россия, обладая потенциалом для лидерства, фокусируется на производстве голубого водорода с применением технологий CCUS и разработке пилотных проектов зеленого водорода, например, в Оренбургской области [104, 360]. Однако отсутствие системной стратегии и координации замедляет прогресс [395, 470]. Казахстан, стремящийся к углеродной нейтральности к 2060 году, реализует национальную дорожную карту до 2040 года и пилотные проекты по интеграции ВИЭ в производство водорода [338, 512]. Беларусь, в свою очередь, исследует возможности использования водорода в промышленности, хотя ее потенциал остается ограниченным [141].

Для реализации регионального потенциала необходимы скоординированные действия. Укрепление международного сотрудничества с ЕС и азиатскими странами позволит получить доступ к технологиям и инвестициям [80, 81, 369]. Разработка единой нормативной базы, включая стандарты сертификации, критически важна для интеграции в глобальные цепочки). Инвестиции в НИОКР, особенно в области снижения себестоимости и повышения эффективности технологий, должны стать приоритетом. Государственно-частные партнерства, налоговые льготы и субсидии могут стимулировать частный капитал [223, 338, 360, 373, 393].

Роль Евразийского банка развития (ЕАБР) в этом контексте остается ключевой. Банк относит к «зеленым» проекты, которые соответствуют одной из общепризнанных таксономий (Таксономии «зеленых» проектов Республики Казахстан, Таксономии «зеленых» и адаптационных проектов Российской Федерации, Таксономии Евросоюза, Модельной таксономии ЕЭК, Таксономии Climate Bond Initiative) и обладают существенными долгосрочными

экологическими и климатическими эффектами. Текущий инвестиционный портфель «зеленых» проектов ЕАБР на первое полугодие 2024 года насчитывает более 942,2 млн долларов, или более 19% всего портфеля. При этом Банк стремится увеличивать долю «зеленых» инвестиций и наращивать объем «зеленого» финансирования: по итогам первого полугодия 2024 года накопленный портфель «зеленых» проектов составил 1,65 млрд долларов, или 36 проектов (Рис. 17) [541]. Совместные проекты с международными институтами, включая АИВ, усиливают потенциал региона [664]. Однако для масштабирования водородной энергетики ЕАЭС необходимо синхронизировать национальные стратегии, создать кластеры интеграции производства и потребления, а также активизировать государственную поддержку.

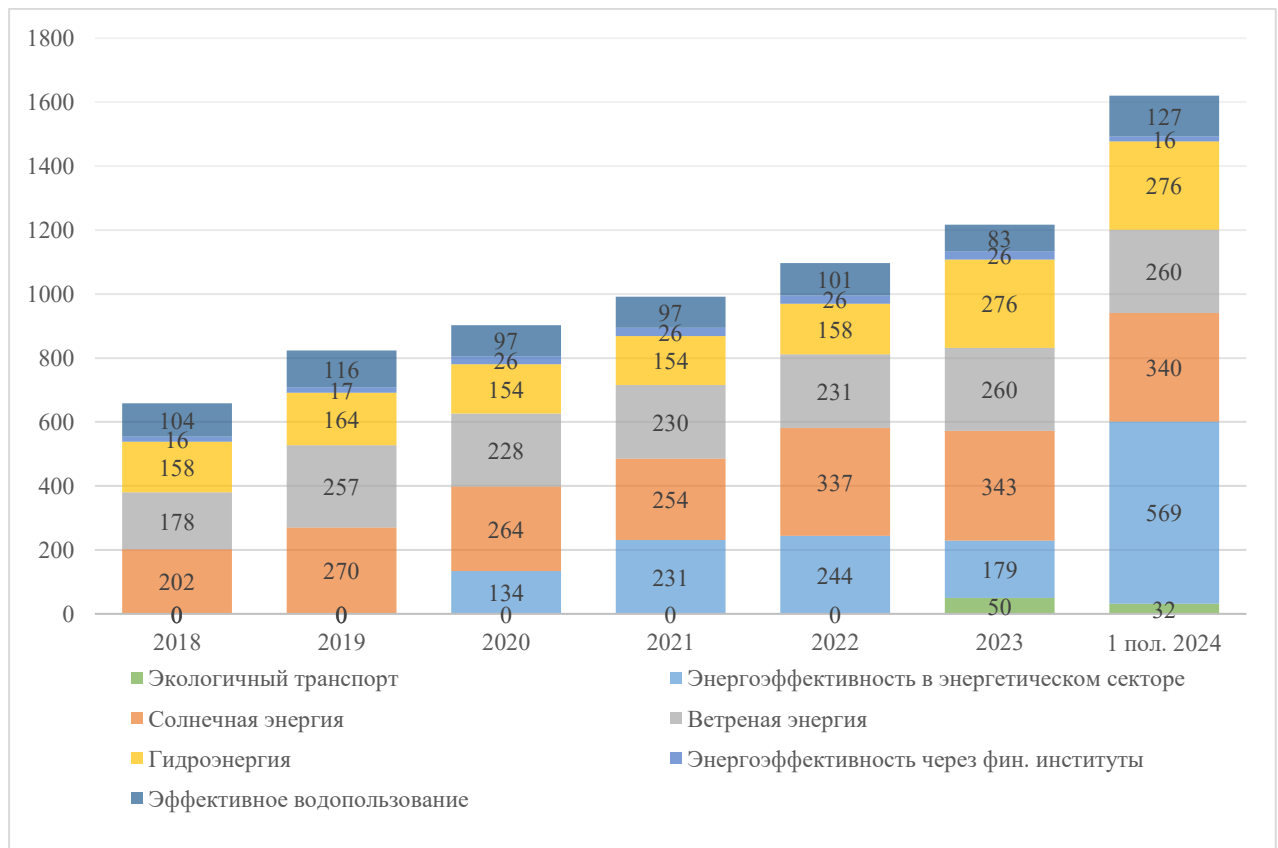


Рисунок 17. Зеленые проекты в накопленном инвестиционном портфеле, млн долларов, 2018–1Н2024. Источник: [541].

Доклад [524] перспектив развития водородной энергетики в Евразийском экономическом союзе позволяет сделать ряд важных выводов. В ЕАЭС акцент делается на централизованное производство водорода с применением метана, угля

и атомной энергетики, однако высокая стоимость «зеленого» водорода и энергоемкость процессов остаются критическими барьерами. Транспортировка и хранение сопряжены с техническими сложностями, такими как утечки из-за малых размеров молекул водорода и потери до 30% при передаче на расстояния свыше 4 тыс. км. Перспективными решениями являются использование аммиака как носителя, модернизация газопроводной инфраструктуры и разработка композитных материалов для хранения, чему способствуют исследования научных центров Казахстана, Беларуси и России. Для ЕАЭС наиболее перспективным рынком сбыта выступает Китай, тогда как сотрудничество с Европой может быть ориентировано на обмен технологиями, такими как CCS и электролизеры.

Анализ развития водородной энергетики в государствах-членах выявляет значительные различия в подходах. В Армении акцент сделан на локальные генераторы водорода с использованием солнечной энергии и создание кластера в Аштараке. Беларусь исследует возможности хранения в соляных кавернах Припятского бассейна и интеграцию водорода в энергосистему на базе БелАЭС. Казахстан, обладая ресурсами угля и метана, планирует производить до 1 млн тонн водорода в год, сочетая электролиз и технологии газификации. Кыргызстан, несмотря на ограниченные проекты, рассматривает потенциал малых АЭС в сотрудничестве с Россией. Российская Федерация, как ключевой игрок, реализует масштабную программу с экспортными целями до 50 млн тонн к 2050 году, создавая водородные кластеры.

В рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС) ведется активная работа по разработке и внедрению технологий производства, хранения, транспортировки и применения водорода. В настоящее время реализуются проекты из четырех стран ЕАЭС: Российской Федерации, Казахстана, Армении и Беларуси. Наибольшее количество проектов (107, или 86.3%) представлено Российской Федерацией, что свидетельствует о ее лидирующей роли в развитии водородной энергетики в регионе. Казахстан представлен 9 проектами (7.3%), Армения — 1 проектом (0.8%), а Беларусь — 2 проектами (1.6%). Такое распределение отражает неравномерность развития водородных технологий среди государств-членов

ЕАЭС. Наиболее представленным направлением является производство водорода — 63 проекта (50.8% от общего числа). Хранение и транспортировка водорода занимают второе место с 32 проектами (25.8%), за ними следуют применение водорода (19 проектов, 15.3%), генерация электроэнергии (14 проектов, 11.3%) и разработка материалов (21 проект, 16.9%). Наименее представленным направлением является безопасность и датчики — всего 2 проекта (1.6%). В области хранения водорода наиболее распространенными технологиями являются металлогидриды (18 проектов, 56.3% от общего числа проектов по хранению), композитные баллоны высокого давления (12 проектов, 37.5%) и криогенное хранение (7 проектов, 21.9%). Органические жидкие носители (ЛОНС) представлены в 5 проектах (15.6%). В сфере транспортировки водорода основное внимание уделяется газообразному водороду (трубопроводы, компрессоры) и жидкому водороду (цистерны, резервуары).

Ключевыми возможностями для ЕАЭС являются наличие ресурсной базы (природный газ, уголь, ВИЭ), развитая газотранспортная инфраструктура и научный потенциал. Однако системные ограничения включают высокую себестоимость низкоуглеродного водорода, отсутствие единых стандартов безопасности и сертификации, а также дефицит кадров и инвестиций. Для преодоления этих барьеров предлагается усилить кооперацию в научно-технической сфере, создать совместные инжиниринговые центры и реализовать пилотные проекты по применению водорода в промышленности и транспорте.

Перспективы развития водородной энергетики в ЕАЭС носят долгосрочный характер и требуют интеграции усилий всех участников. Успех будет зависеть от сокращения ценового разрыва между традиционными и низкоуглеродными технологиями, формирования регуляторной базы и адаптации инфраструктуры. Стратегическая кооперация внутри Союза, сочетающая ресурсы Армении в ВИЭ, атомный потенциал Беларуси и России, а также производственные мощности Казахстана, способна обеспечить ЕАЭС лидирующие позиции в формирующемся глобальном водородном рынке.

Выводы по второй главе:

Формирование и развитие водородной энергетики в рамках энергоперехода представляют собой важнейшее направление трансформации мировой экономической системы, что обусловлено необходимостью снижения антропогенного воздействия на окружающую среду, диверсификации энергетических портфелей стран и созданием основ для устойчивого развития. Согласно прогнозу NZE версии 2023 года, поведенческие изменения на микроуровне способны сократить около 1 Гт CO₂ от активов с интенсивным выбросом, что подчёркивает важность анализа барьеров потребительского выбора. Анализ теоретических и эмпирических подходов к изучению барьеров внедрения инновационных энергетических технологий позволяет заключить, что главным препятствием на микроуровне остаются не стоимостные, а нерыночные барьеры, охватывающие скрытую стоимость внедрения, затруднённый доступ к капиталу, рискованность инвестиций и гетерогенность экономических агентов. Концепция «разрыва энергоэффективности» подтверждает феномен недостаточного внедрения современных технически и экономически обоснованных решений вследствие институциональных дефектов, асимметрии информации, несовпадения мотивов участников и организационных конфликтов в бизнес-структурах.

В исследуемой главе особое внимание уделяется поведенческим и организационным барьерам: ограниченная рациональность, инерция, барьеры доверия, ценностные ориентации, а также корпоративная культура оказывают решающее влияние на диффузию новых технологий. Для их преодоления необходим комплексный государственный подход, предполагающий развитие льготного кредитования, информационных кампаний, укрепление нормативно-правовой базы и поощрение иной корпоративной культуры с акцентом на экологические цели. Преодоление антагонизмов внутри организаций требует усилий по устранению внутренних конфликтов полномочий и более справедливому распределению ресурсов между подразделениями.

К числу наиболее сложных и приоритетных задач в развитии водородной энергетики относится необходимость преодоления технико-экономических барьеров на всех этапах цепочки создания стоимости: в производстве, хранении и транспортировке водорода. На современном этапе сохраняется парадокс: чем экологичнее способ производства водорода (например, через электролиз при использовании ВИЭ), тем выше его стоимость, в то время как экономически эффективные, но менее экологичные методы (например, паровой риформинг метана) обеспечивают конкурентную себестоимость, однако не отвечают требованиям устойчивости. Стоимость серого водорода, произведённого методом паровой риформизации метана (SMR), составляет 0,7–2,1 долл. США/кг, голубого водорода (с применением технологий CCUS) — 1,2–2,3 долл. США/кг, зелёного водорода — 2,0–8,6 евро/кг в зависимости от региональных особенностей и стоимости электроэнергии из возобновляемых источников. В связи с этим принятие решений требует комплексного учёта анализа полного жизненного цикла продукции. Международная экспертная среда обуславливает отказ от цветовой типологии водорода в пользу многофакторных методологий жизненного цикла, позволяющих адекватно оценивать комбинацию экономических, экологических и технологических характеристик.

Хранение водорода остаётся одной из наиболее проблематичных задач, поскольку эффективность существующих систем хранения не превышает 60%, что значительно ниже показателей традиционных энергоносителей, однако водород демонстрирует более высокую плотность хранения энергии и более низкие капитальные затраты по сравнению с системами хранения энергии из возобновляемых источников, такими как насосно-аккумуляторные электростанции. Трубопроводные системы транспортировки имеют высокую экономическую целесообразность для регионов с высокими энергетическими потребностями, однако требуют регулярного мониторинга вследствие явления гидрогенизации металла. Социальные и культурные блокировки развития водородной энергетики имеют ограниченный характер, поскольку большинство

потребителей взаимодействует с технологией преимущественно в транспортном секторе.

С учётом региональной специфики для разных стран и макрорегионов значимым становится мониторинг параметров производства, хранения и транспортировки водорода. Китай реализует масштабные проекты на основе угольной инфраструктуры с достижением стоимости угольного водорода на уровне 1 долл. США/кг, Европа — на базе ВИЭ и интеграции бизнес-инициатив, обеспечивая в благоприятных условиях (Германия, Техас, Чили) стоимость зелёного водорода 1,5–2,5 долл. США/кг, а Япония развивает собственные стандарты с фокусом на импортные поставки и технологическое лидерство в электролизёрах. Экономические параметры конкурентоспособности определяются стоимостью электроэнергии, развитостью сетевой инфраструктуры и доступностью капитала, что отражается в заметной вариативности LCOH между странами и регионами.

В государственном регулировании и стимулировании водородной отрасли ведущую роль играют целевые программы европейских, американских и азиатских стран, предусматривающие налоговые льготы, углеродные контракты на разницу цен и государственно-частные партнёрства. В США реализуется налоговая льгота 45V в размере 0,12–3,00 долл. США/кг водорода в зависимости от углеродного следа производства, Япония и Южная Корея предоставляют корпоративные налоговые льготы на период до 10 лет. Европейский водородный банк (ЕНВ) стал знаковым примером финансовых инноваций — аукционные механизмы банка позволили значительно снизить ценовой разрыв между зелёным и традиционным водородом. Первый аукцион ЕНВ в 2024 году с бюджетом 800 млн евро привёл к отбору семи проектов общей мощностью 1,5 ГВт с премиями 0,37–0,48 евро/кг водорода, что значительно ниже установленного потолка в 4,0 евро/кг и демонстрирует высокую конкуренцию и эффективность механизма. Второй аукцион 2024 года увеличил бюджет до 1,2 млрд евро с ужесточением критериев отбора. Применение ESG-принципов и формирование наднациональных таксономий стали ключевыми инструментами привлечения инвестиций в отрасль

и повышения инвестиционной привлекательности проектов с низким углеродным следом. Компании с высокой степенью соответствия европейской таксономии с 2019 года демонстрировали доходность 110%, опережая индексы STOXX 600 (80%) и MSCI ACWI (89%), что подтверждает корреляцию между экологической ответственностью и финансовой эффективностью. Эта логика интеграции всё чаще базируется не на сугубо отраслевых интересах, а на межстрановой кооперации, выборе стратегии развития технологических кластеров и гармонизации стандартов сертификации.

Развитие водородной энергетики в странах Евразийского экономического союза происходит с опорой на богатую ресурсную базу (углеводороды, атомная и гидрогенерация, ВИЭ) и развитую транспортную инфраструктуру. Казахстан располагает обширными запасами угля, природного газа, урана и потенциалом ВИЭ, позволяющими производить как зелёный, так и голубой водород. Россия, как обладатель богатых запасов природного газа и развитой энергетической инфраструктуры, позиционируется как потенциальный глобальный лидер в производстве и экспорте водорода с целевым показателем производства до 50 млн тонн к 2050 году. Беларусь обладает потенциалом использования ядерной энергетики, Армения располагает значительным потенциалом возобновляемых источников энергии. Тем не менее, регион сталкивается с вызовами высокой стоимости производства низкоуглеродного водорода: в России LCOH варьируется от 1,2 до 11,7 долл. США/кг в зависимости от метода производства и географической локации, недостаточности унификации стандартов, слабого развития механизмов государственно-частных партнёрств и доминирования отдельных стран-инициаторов над остальными членами объединения. Неравномерность развития водородных инициатив в ЕАЭС проявляется в следующем распределении проектов: 86,3% приходится на Российскую Федерацию, 7,3% на Казахстан, 0,8% на Армению и 1,6% на Беларусь. Создание единой регуляторной среды, развитие институтов проектного финансирования «зелёных» инициатив, формирование межстрановых исследовательских и

инжиниринговых центров, а также активизация НИОКР позволят снять существующие системные ограничения.

Особая роль в финансировании водородных и других зелёных проектов принадлежит Евразийскому банку развития (ЕАБР), инвестиционный портфель которого в «зелёные» проекты на первое полугодие 2024 года составил 942,2 млн долл. США (19% от всего портфеля), а накопленный портфель достиг 1,65 млрд долл. США, охватывая 36 проектов. Банк стремится увеличивать долю экологических инвестиций в соответствии с признанными таксономиями, что создаёт институциональную основу для развития водородной энергетики в регионе. Синхронизация национальных стратегий и создание кластерной модели интеграции водородного производства и потребления в ЕАЭС являются необходимыми условиями для формирования устойчивых экспортных цепочек и повышения конкурентоспособности региона на глобальном энергетическом рынке. Наиболее перспективными рынками сбыта водорода, производимого в ЕАЭС, являются Китай (благодаря географической близости и сильному спросу) и Европа (посредством обмена технологиями и долгосрочных контрактов). Реализация демонстрационных проектов во всех государствах-членах ЕАЭС, включая проекты локальных генераторов водорода на солнечной энергии в Армении (кластер Аштарак), исследование хранения в соляных кавернах Припятского бассейна в Беларуси и масштабное производство в Казахстане с целевым показателем 1 млн тонн в год, позволит валидировать технологии и обеспечить интеграцию в национальные энергосистемы.

Обобщая результаты научной работы, можно заключить, что водородная энергетика выступает стратегическим вектором энергетического перехода, интегрирующим преимущества существующих технологических и инфраструктурных систем с современной парадигмой устойчивого развития. За счёт частичного использования известных технологий и существующей инфраструктуры водородная энергетика потенциально снижает интенсивность ряда блокировок, обусловленных path-dependence: технологических, экономических, юридических и психологических барьеров, интенсивность

которых оценивается как низкая, в то время как институциональные, социальные и культурные блокировки остаются на среднем уровне интенсивности. Равномерное географическое распределение производителей водорода минимизирует риск сверхвысокой концентрации глобальных цепей поставок, а возможность производства голубого водорода из углеводородного сырья с применением технологий улавливания, хранения и утилизации углерода (CCUS) снижает риск для стран, богатых энергоресурсами. Эффективность этого перехода во многом зависит от комплексного учёта микроэкономических и институциональных барьеров, применения лучших международных инструментов стимулирования инноваций и стратегической кооперации на пространстве государств Евразийского союза, предусматривающей справедливое распределение как выгод, так и ответственности за реализацию региональной стратегии.

ГЛАВА 3. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ ЦЕПОЧЕК ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ВОДОРОДА

3.1 Экономическая и экологическая эффективность технологических цепочек производства водорода

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Несмотря на исследование о том, что водород может способствовать достижению целей энергетической политики в долгосрочной перспективе, на сегодняшний день четкого общего видения цепочки поставок водорода нет. Множество источников для производства водорода, наряду с разнообразием методов извлечения, распределения и хранения, затрудняют разработку оптимальной цепочки поставок [334]. Во-первых, эта задача предполагает одновременную оптимизацию нескольких целей, включая затраты, воздействие на окружающую среду, социальные последствия и риски безопасности. Например, как уже отмечалось в предыдущих главах, производство водорода методом электролиза считается наиболее экологически чистым, но с экономической точки зрения эти технологии уступают производству водорода из углеводородных источников. При транспортировке больших объемов водорода на большие расстояния трубопроводный транспорт является наиболее экономичным и экологичным вариантом. Однако строительство новых водородопроводов обходится дорого, особенно в густонаселенных районах. Кроме того, водород может сделать металл хрупким, что со временем может привести к повреждению трубопроводов.

С другой стороны, сжиженный водород также можно транспортировать на большие расстояния с использованием специализированных контейнеров-цистерн или криогенных автоцистерн. Однако сжижение водорода требует значительных затрат энергии, что может сделать его более дорогостоящим по сравнению с

другими методами транспортировки. Кроме того, во время хранения и транспортировки часть сжиженного водорода может испаряться, что приводит к потерям. С точки зрения безопасности сжиженный водород является взрывоопасным веществом, которое требует строгих правил безопасности при его транспортировке и хранении.

Во-вторых, многие технологии производства, хранения и транспортировки водорода находятся на ранних стадиях разработки и постоянно улучшают свои экономические, экологические и другие характеристики. Следовательно, при планировании оптимальной цепочки поставок водорода необходимо учитывать возможный прогресс новых технологий, находящихся в настоящее время на низком уровне технологической готовности.

В-третьих, хотя для оценки экономических и экологических последствий (стоимость, потенциал глобального потепления) используются хорошо понятные показатели, в литературе до сих пор нет общего понимания того, что и как учитывать социальные последствия перехода к водородной экономике и какие риски безопасности следует учитывать [50]. Показатели безопасности и социального воздействия в значительной степени зависят от конкретного сектора конечного использования водорода (мобильность, энергетика, промышленность) и конкретной водородной инфраструктуры.

С экономической и экологической точки зрения цепочки поставок водорода обычно анализируются с методологии анализа жизненного цикла продукции (Life Cycle Analysis, LCA). Основы LCA были разработаны еще в 1960-1970-х годах, однако полностью данный подход сформировался к началу 1990 х. [203]. Начиная с 1990-го года LCA активно используется ассоциацией SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry), а с 1994 года LCA был стандартизирован Международной организацией по стандартизации (ISO). Сегодня LCA — это научная количественная методология, используемая для оценки воздействия на окружающую среду на протяжении всего жизненного цикла продукта с учетом характеристик жизненного цикла продукта в соответствии с рекомендациями ISO 14040- 14044 (Ng, 2018).

Алгоритм LCA описан в серии стандартов ISO 14040-14043 и состоит из следующих четырех основных этапов (Рис. 18):

1) Определение цели и границ производственной системы. На этом этапе исследователь должен определить цель исследования, определить функциональную единицу и установить границы системы. При определении границ системы большинство исследователей используют подходы «от колыбели до могилы» или «от колыбели до ворот». В подходе «от колыбели до ворот» учитываются такие этапы жизненного цикла, как добыча сырья, транспортировка, обработка материалов и производство продукта. При использовании подхода «от колыбели до могилы» дополнительно учитываются такие этапы, как использование и окончательная утилизация продукта.

2) Инвентаризация жизненного цикла (LCI). На этом этапе строится полная карта исследуемого жизненного цикла как последовательность производственных и транспортных процессов. Определяются входы каждого производственного / транспортного процесса (например, потребление сырья, воды и энергии), промежуточные процессы и выходы (например, основной продукт, побочный продукт, отходы и выбросы в воздух, воду и почву). Как правило, исследуется конкретный производственный процесс, происходящий на конкретном предприятии, в том числе его цепочка поставок. Если какой-то этап жизненного цикла пока существует только как лабораторный (экспериментальный) процесс и имеет различные сценарии, то для расчетов можно использовать усредненные данные из разных источников. Если процессы еще не до конца изучены, их инвентаризация будет неполной. В таких случаях результаты инвентаризационного анализа часто дополняются анализом чувствительности.

3) Оценка воздействия жизненного цикла (ОВЖЦ). На этом этапе выявленные потенциальные воздействия производственной системы на окружающую среду переводятся в такие категории, как глобальное потепление, подкисление, экотоксичность (для человека, моря или суши), истощение озонового слоя, абиотическое истощение, эвтрофикация и так далее. Индикаторы для измерения этих категорий воздействия на окружающую среду определяются одним

из следующих методов: CML 2001, кумулятивная потребность в энергии (CED), эко-индикатор 99, EDIP, ILCD, ReCiPe, IPCC или IMPACT 2002+. Некоторые методы (например, CML 2001) позволяют переводить все неблагоприятные экологические эффекты жизненного цикла продукта в физические единицы, такие как кг CO₂ - экв., кг NO_x - экв., кг PO₄-экв., кг 1,4-DCB-eq и прочее. Другие (например, конечная точка ReCiPe) позволяют агрегировать все негативные эффекты во всех категориях в единую безразмерную величину). Выбор методологии во многом зависит от предпочтений исследователя и целей исследования.

4) Интерпретация. На этом этапе исследователь обобщает результаты LCI и LCIA, определяет критические точки жизненного цикла с наибольшими негативными последствиями и дает рекомендации по возможным улучшениям.

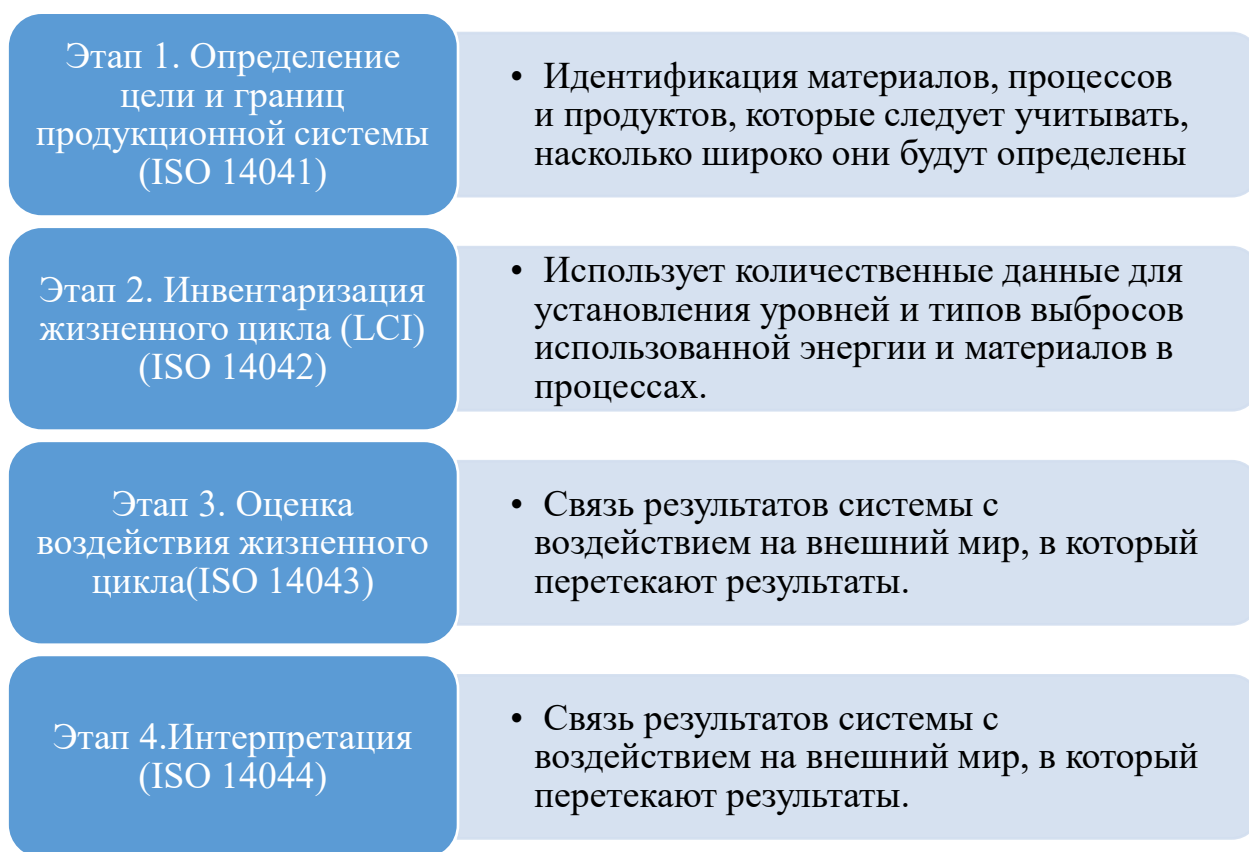


Рисунок 18. Этапы анализа жизненного цикла продукции в соответствии со стандартами ISO серии 14000. Источник: составлено автором.

Если жизненный цикл продукта также включает стадию переработки, моделирование и расчет общих негативных воздействий на окружающую среду

осложняется тем, что переработанный продукт может снова войти в производственный цикл. В этом случае уменьшается потребность в некотором сырье. При моделировании процессов утилизации в современной литературе используются два основных подхода: «метод отсечения» и «подход в конце жизненного цикла». При использовании первого подхода затраты и экологические эффекты процессов переработки распределяются между процессом обработки и всеми восстановленными материалами с положительной экономической ценностью. Во втором подходе потенциальные выгоды от использования переработанных материалов рассчитываются путем присуждения баллов за предотвращенное воздействие на окружающую среду, вызванное первичным производством замененных продуктов. В то же время некоторые исследователи используют упрощенный подход, называемый рециклингом без обратной связи (OLR), в котором не учитываются дальнейшие потоки вторичных материалов.

В дополнение к LCA в 90-е годы прошлого века был развит метод оценки стоимости жизненного цикла (life-cycle cost assessment, LCCA), который вместе с традиционным LCA составили методологическую базу для системного анализа производственных систем [697]. Полученные в результате такого системного анализа показатели экологической и экономической эффективности можно объединить и использовать для сравнения разных альтернатив, в том числе, альтернатив построения производственной системы [93, 453, 469, 501]. Комбинация экологической и экономической эффективности производственных систем также часто встречается в литературе в рамках понятия эко-эффективности.

Эко-эффективность технологических цепочек может оцениваться в соответствии с несколькими моделями:

- «от колыбели до ворот (Cradle-to-gate)»: в расчет принимаются все экологические эффекты на ранних стадиях передела – от добычи первичных материалов и топлива до момента производства готовой продукции и выхода ее из «ворот» фабрики;

- «от колыбели до могилы (Cradle-to-grave)»: в расчет принимаются все экологические эффекты не только производства, но и эксплуатации продукции;
- «от колыбели до колыбели (Cradle-to-cradle)»: в расчет принимаются все экологические эффекты производства, эксплуатации и утилизации/переработки продукции;

Кроме того, для транспортной сферы также характерно использование еще нескольких моделей оценки жизненного цикла продукции:

- «от скважины до бака (Well-to-tank)»: в расчет принимаются все экологические эффекты производства самого транспортного средства и производства топлива для него;
- «от скважины до колес (Well-to-wheel)»: в расчет принимаются все экологические эффекты производства самого транспортного средства и топлива, а также этап эксплуатации транспортного средства и совершения им полезной работы – перевозки пассажиров или грузов.

Анализируя литературу по оценке экологической эффективности технологических цепочек производства водорода (или цепочек поставок водорода - hydrogen supply chain, HSC), можно сделать вывод о том, что чаще всего в литературе используется подход "от скважины до бака", так как значительная доля водорода в настоящее время используется в качестве топлива для транспортных средств. Этот подход включает оценку энергии, необходимой для обеспечения сырьем, получения водорода в зависимости от технологий, транспортировки, хранения и продажи конечного продукта.

Стадия производства водорода из всей HSC в настоящее время изучена лучше всего. Как было отмечено выше, электролиз считается наиболее экологически чистым методом производства водорода, основанным на возобновляемых источниках электроэнергии, таких как ветер, солнце, био- или гидро [379]. Однако это экономически нецелесообразно. Напротив, паровой риформинг природного газа и газификация угля более выгодны, но оказывают значительное неблагоприятное воздействие на окружающую среду [108, 148].

Взаимосвязь между экологическими и экономическими эффектами на этапах хранения и транспортировки водорода изучена в меньшей степени.

Наиболее распространенным подходом к моделированию и оптимизации HSC в современной литературе являются методы многоцелевой оптимизации. Этот метод направлен на поиск оптимальных конфигураций на основе определенных критериев, используя передовые математические методы и компьютерный анализ для решения задач. В большинстве исследований рассматриваются два или максимум три критерия, такие как стоимость, воздействие на окружающую среду и риск для безопасности, как социальный аспект [144]. Первым критерием, подлежащим оптимизации, обычно является экономическая функция, определяемая сочетанием капитальных и эксплуатационных затрат на производственные мощности, складские помещения и транспортные единицы [261].

Однако введение новых критериев в задачу оптимизации практически невозможно и требует изменения целевой функции и ограничений. Кроме того, ситуация требует знания точных объемов производства водорода, которые определяются спросом со стороны секторов конечного потребления. Следовательно, все методы оптимизации, основанные на применении линейного программирования, не являются универсальными и требуют постановки и решения практически новой математической задачи в каждом конкретном случае.

Цепочка поставок — это совокупность трех или более экономических агентов, непосредственно участвующих в восходящих и нисходящих потоках продуктов, услуг, финансов и/или информации от источника к клиенту [313]. Процесс производства, хранения и транспортировки водорода полностью удовлетворяет этому определению, поскольку он включает в себя множество этапов, начиная с выбора источника энергии, технологии производства, метода хранения, и технологии транспортировки; множество заинтересованных сторон, охватывающих отрасль; множество целей, отражающих экономические, экологические и социальные основы концепции устойчивого развития, и множество конечных пользователей (мобильность, теплоснабжение,

промышленность). Поэтому большинство ученых относят проблему оптимизации цепочки поставок водорода к критериям устойчивости в области управления цепочками поставок (supply chain management - SCM), которая представляет собой набор методов и подходов к разработке улучшенных бизнес-схем, объединяющих поставку источников энергии, производство водорода, его состояние, хранение и распределение [142, 145, 334, 341]. Оптимальное управление цепочками поставок должно снижать воздействие на окружающую среду, соответствовать правилам безопасности и инициировать положительный социальный эффект, а также быть экономически достижимым.

Например, исследование, проведенное в Нидерландах, оптимизировало цепочку поставок водорода с учетом пространственно-временных характеристик и минимизации затрат. В исследовании сравнивались централизованные и децентрализованные цепочки поставок, сосредоточив внимание на сокращении выбросов CO₂ и затрат. В ходе исследования также оценивались производство и хранение водорода в регионе Миди-Пиренеи, способы транспортировки и параметры безопасности. Водород как энергоноситель для транспортных средств изучается в Европе в рамках таких проектов, как HyWays и H2 Mobility [144].

Дагдугуи [140] описывает модели и методы проектирования цепочки поставок водорода и выделяет три основные группы: (1) методы математической оптимизации, (2) подходы, основанные на ГИС, и (3) модели перехода. Методы оптимизации являются наиболее эффективными при проектировании водородной инфраструктуры. Исследователи использовали различные методы оптимизации для эффективного проектирования цепочек поставок. Исследования показали, что переход на крупномасштабную транспортную систему на основе водорода экономически целесообразен и может сократить выбросы парниковых газов. Используя предложенную классификацию, мы можем сослаться на исследования Альмараза с соавторами [146], которые описали оценку моно- и многоцелевой оптимизации для проектирования цепочки поставок водорода. Транспорт является важнейшим видом экономической деятельности во всем мире в условиях колебаний цен на ископаемое топливо и опасений по поводу запасов нефти.

Представлена методология проектирования цепочки поставок водорода с использованием многоцелевой оптимизации, ориентированной на минимизацию общих ежедневных затрат с учетом безопасности и воздействия на окружающую среду. Модель определяет оптимальные конфигурации цепочки поставок водорода с повышением децентрализации производства по мере учета рисков и выбросов CO₂. Они также описали многоцелевую и социальную оптимизацию затрат и выгод для устойчивой цепочки поставок водорода. Энергетический сектор сталкивается с вызовами, связанными со спросом и глобальными экологическими проблемами. Производство жидкого водорода методом электролиза воды может стоить 4,78 доллара США и 3,14 кг CO₂-экв / кг H₂. Налоги и надбавки повлияют на окончательную цену топлива в виде водорода. Общая стоимость владения автомобилями на топливных элементах может составить конкуренцию дизельным автобусам и грузовикам к 2035 году [144, 146, 396].

Альмансури и др. [57] изучают влияние неопределенности на проектирование и эксплуатацию будущей сети поставок водорода, используя сценарный подход. Различные технологии производства рассматриваются в зависимости от местной доступности и спроса. Исследование показывает, что учет неопределенности спроса может существенно изменить оптимальную структуру сети поставок и стоимость. Цель состоит в разработке системы оптимизации для поддержки стратегических решений при проектировании и эксплуатации цепочки поставок водорода для использования в транспортных средствах. Производство водорода из природного газа путем парового риформинга метана является самым дешевым вариантом с низким уровнем выбросов CO₂. Оцениваются различные цепочки поставок водорода, при этом рассматриваются электролиз и газификация биомассы. Сектор мобильности является основным источником выбросов парниковых газов, и транспортные средства на водородных топливных элементах рассматриваются как решение по нивелированию влияния на окружающую среду [387]. Конда и др. делают упор на оптимизации цепочки поставок с помощью подробных технико-экономических моделей и географической декомпозиции. Они

также подчеркивают необходимость стратегического подхода к устранению финансовых рисков и неопределенности спроса [322].

В другом исследовании [202] формулируется двухкритериальная задача смешанного целочисленного линейного программирования для минимизации затрат и воздействия на окружающую среду. Модель применена к тематическому исследованию, показывающему, что значительного улучшения состояния окружающей среды можно добиться, заменив паровой риформинг газификацией биомассы. Этот подход сочетает в себе инструменты оценки жизненного цикла и оптимизации для определения оптимальных решений. В исследовании подчеркивается важность учета экономических и экологических факторов при проектировании устойчивых цепочек поставок водорода. В работе обсуждается алгоритм смешанного целочисленного линейного программирования (Mixed Integer Linear Programming - MILP), сфокусированном на производстве, хранении и транспортировке водорода.

Сабио и др. [392] исследуют системный подход к проектированию цепочек поставок водорода в Испании с учетом экономических и экологических критериев. Методология включает в себя многоцелевую оптимизацию и решения по методу Парето. Экологические показатели оцениваются с использованием 8 показателей оценки жизненного цикла продукции (LCA). В ходе исследования выявляются избыточные экологические показатели и предлагаются технологические альтернативы для улучшения экологических показателей. Модель учитывает различные технологии производства, хранения и транспортировки, фокусируясь на минимизации затрат и ущерба окружающей среде. Подход включает в себя многоцелевую модель, анализ главных компонентов (principal component analysis - PCA) для выявления избыточных целей и использование метода ϵ -ограничений для получения решений Парето. В исследовании подчеркивается важность учета экологических соображений наряду с экономическими критериями при оптимизации водородной инфраструктуры.

Целевая функция в этих работах в рамках оптимизации водородных цепочек поставок обычно представляет собой линейную комбинацию затрат и параметров

окружающей среды. Следует отметить, что большинство исследований параметров окружающей среды относятся к выбросам парниковых газов. В меньшем количестве исследований рассматривалась оптимизация водородных цепочек поставок с точки зрения риска. Подходы к смешанному целочисленному линейному программированию широко использовались для решения задач оптимизации. Некоторые авторы также включили сценарный подход к моделированию неопределенности спроса [57]. Все модели в этих исследованиях применялись в основном на страновом уровне с учетом либо одного, либо нескольких временных интервалов.

В качестве расширения подхода смешанного целочисленного линейного программирования Хан и др. [205] разработали нечеткое многоцелевое программирование для моделирования компромиссов между основными целями (общая стоимость поставок водорода, общий риск и общая стоимость снижения выбросов CO₂). Несмотря на предложенные более сложные подходы к решению задачи оптимизации, проблема соответствия критериев и проблема неопределенности спроса остаются основными недостатками методов смешанного целочисленного линейного программирования.

В последние годы подход MILP все чаще дополняется использованием ГИС-технологий, позволяющих использовать географические данные в математических моделях. Например, Страчан и др. интегрировали данные на основе ГИС в модель оптимизации энергетических систем линейного программирования MARKAL для выбора наиболее эффективных цепочек поставок водорода в Великобритании [435]. Baufumé et al. использовали данные ГИС для определения и локализации потенциального спроса на водород в транспортном секторе и сырье для зеленой энергетики [91]. В рамках проекта Болонского университета SuperP2G была разработана веб-ГИС для оптимального проектирования и планирования энергоснабжения водородных (P2H) установок [204]. Али и др. изучили оптимальные местоположения заводов по производству экологически чистого водорода в Малайзии, объединив ГИС модель с обработкой аналитических иерархий (Analytic Hierarchy Process – AHP) и оценив технические, экономические

и экологические критерии [54]. Поташников и др. [351] использовали высоко детализированную систему моделирования, представляющую российскую энергетическую систему и ее потенциал для производства экологически чистого водорода. Хотя приведенное выше уточнение оптимизационных моделей повысило точность моделирования для конкретного региона, оно значительно ограничило технологическое разнообразие путей поставок водорода из-за ограничений, специфичных для конкретного региона, поскольку авторы рассматривают только наиболее вероятные цепочки. Это ограничение может быть существенным при стратегическом обсуждении оптимальной конфигурации технологической цепочки поставок водорода.

Переходные модели фокусируются на будущих сценариях проникновения на рынок водорода и связанных с ним переходных эффектах. Они также затрагивают вопрос о потенциале снижения затрат на инфраструктуру в кратко- и среднесрочной перспективе. Черняускас и др. [121] включают анализ конкретных рынков в модель проектирования инфраструктуры по всей стране и используют модель Басса для анализа кривых выхода на рынок и сценариев спроса на водород. Низкая стоимость и длительный срок хранения, а также улучшенное использование заправочных станций оказывают наибольшее влияние на этапе внедрения на рынок. Исследование [274], проведенное во Франции и Германии, показывает оптимальные сценарии транспортной инфраструктуры на основе потенциала ветроэнергетики и спроса с использованием модели динамической оптимизации. Мио и др. [317], используя методологию систематического моделирования процессов, оценивают устойчивость производства водорода и его использования в портовых операциях (на примере порта Триест в Италии). Чжэнь и др. [509] построили кривую обучения и модель дискретного выбора, оценили будущие производственные затраты и пути производства водорода в Китае при различных сценариях.

В то же время проблема выбора оптимальной цепочки поставок водорода в соответствии с экологическими и экономическими критериями далека от решения. Во-первых, это связано с появлением новых и постоянными

усовершенствованиями существующих технологий производства, хранения и транспортировки водорода [226, 330]. Например, Faye et al. [167], в своем обзоре приходят к выводу, что электролизер с протонной мембраной может быть существенно доработан, что позволит рассчитывать на рост коммерческой эффективности данного способа производства водорода. Исхак и др. [231] подчеркивают потенциал технологии парового риформинга метана с использованием солнечной энергии как жизнеспособного варианта перехода к солнечной водородной экономике и декарбонизации ископаемого топлива. Герлофф [181] приходит к выводу, что технология твердооксидных электролизеров (SOEC) является наиболее экологически чистой. Ли и др. [280] предлагают новую систему, сочетающую опреснение и электролиз для устойчивого производства водорода и чистой воды, потенциально снижающую стоимость производства водорода и обеспечивающую альтернативу распределенному производству водорода. Эйб и др. [45] утверждают, что различные системы хранения водорода включают газообразные, жидкие и твердотельные хранилища, причем твердотельные хранилища на основе гидридов металлов обещают улучшить цепочку поставки водорода на его заключительных этапах. В настоящее время изучаются катализаторы и методы наноструктурирования для улучшения свойств абсорбции гидридов металлов. Вульф и др. [488] приходят к выводу, что, хотя транспортировка водорода по трубопроводу в большинстве случаев является наиболее благоприятным для окружающей среды вариантом, жидкий органический водородный носитель (Liquid Organic Hydrogen Carrier LOHC) все же более экономически выгоден при транспортировке на большие расстояния.

Во-вторых, во всех статьях в вышеупомянутом обзоре, пытающемся использовать мультиобъектный подход, потенциал глобального потепления / углеродный след рассматриваются как единственное воздействие на окружающую среду технологической цепочки производства водорода, в то время как “классический” подход к оценке устойчивости цепей поставок проводится с применением более сложных методов оценки воздействия на окружающую среду,

таких как ReCiPe, Eco-indicator 99, CML 2002, или других стандартных для LCA подходов [320].

Таким образом, несмотря на большое количество исследований, посвященных проектированию устойчивых цепочек поставок водорода, и наличие разработанных методов, по-прежнему существует исследовательский пробел, проявляющийся в отсутствии универсальных и масштабируемых методов выбора оптимальной цепочки поставок, учитывающих различные экономические, экологические, и другие критерии, и позволяющих сравнивать зрелые и развивающиеся технологии.

Чтобы восполнить этот пробел в исследованиях, в настоящей главе разрабатывается “простой в масштабировании” метод анализа широкого спектра конфигураций цепочек поставок водорода и сравнения их с многоцелевым подходом, основанным на методе оптимизации без параметризации. Этот подход уже использовался для анализа устойчивости различных цепочек поставок, например, в [78, 396, 407], но, насколько нам известно, в этом исследовании он применяется к проблеме оптимизации проектирования цепочек поставок водорода впервые. Поскольку социальные аспекты напрямую в нашем исследовании не рассматриваются (только косвенно, как ущерб здоровью человека), мы будем использовать термин “экологическая эффективность” вместо термина “устойчивость цепочки поставок водорода”.

В данном исследовании все негативные воздействия на окружающую среду каждого этапа цепочки поставок определяются на основе методологии оценки жизненного цикла (LCA), описанной в стандарте ISO 14040:2006 “Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Принципы и структура” и ISO 14044:2006 “Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Требования и руководства”. Количественные оценки взяты из международной базы данных EcoInvent (V3.7.1 2020), содержащей наборы данных о жизненном цикле более чем 12 800 продуктов и услуг. Показатели для измерения этих категорий воздействия на окружающую среду определяются с использованием одного из наиболее зрелых

методов LCA: CML 2001, Совокупный спрос на энергию (CED), экоиндикатор 99, EDIP, ILCD, ReCiPe, IPCC или IMPACT 2002+.

Некоторые методы (например, CML 2001) позволяют перевести все неблагоприятные воздействия жизненного цикла продукта на окружающую среду в физические единицы, такие как кг CO₂-экв., кг NO_x-экв., кг PO₄-экв. и кг 1,4-DCB-экв. Другие (например, ReCiPe или EcoPoint) позволяют агрегировать все негативные эффекты во всех категориях в единую безразмерную величину. Выбор методологии в основном зависит от предпочтений исследователя и целей исследования.

По нашему мнению, измерение воздействия на окружающую среду непосредственно в физических единицах по-прежнему предпочтительнее, поскольку это позволяет нам оценить серьезность воздействия на окружающую среду и людей. Это возможность использования метода под названием CML 2001. Однако эта методология учитывает чрезмерное количество различных показателей воздействия на окружающую среду, включая показатели выбросов зловонного воздуха или показатель уровня ионизации. Очевидно, что не все категории воздействия на окружающую среду объектов электроэнергетики или водорода производства, хранения, транспортировки и одинаково вредны, особенно при оценке воздействия на окружающую среду локализованных (расположенных в определенном регионе или стране) цепей поставок.

Чтобы выбрать наиболее значимые категории воздействия, автором предлагается использовать подход проектирования с учетом ценности (value-sensitive design VSD) [46, 171, 244]. Проектирование с учетом ценности или ценностно-чувствительный дизайн (VSD) — это подход к принятию решений, особенно в технологическом проектировании, при котором особое внимание уделяется учету человеческих ценностей на протяжении всего процесса. VSD поощряет вовлечение заинтересованных сторон, таких как пользователи, политики и инженеры, для обеспечения всестороннего понимания проблем, связанных с ценностями.

Одним из способов реализации VSD является создание иерархии значений. Предлагаемая нами иерархия значений для выбора наиболее значимых воздействий всего жизненного цикла каждой стадии водородной цепочки поставок показана на рисунке 19.

В соответствии с этим подходом разумно включить токсичность для человека в качестве наиболее значительной категории воздействия на окружающую среду (кг 1,4-DCB-экв). Эта категория воздействия обязательно должна приниматься во внимание при оценке экологической эффективности цепочки поставок водорода. Менее значимые категории включают пресноводную и морскую экологию, окисленность воды и донных отложений (кг 1,4-DCB-экв.), эвтрофикацию (кг NO_x -экв.) и потенциал подкисления (кг SO_2 -экв.). Изменение климата (измеряемое в килограммах выброшенного CO_2 -эквивалента на единицу эталонного продукта) находится на следующем уровне иерархии значений; влияние местных цепочек поставок водорода на климат является косвенным и происходит с заметным запаздыванием по времени. Для упрощения расчетов все выбранные выше категории воздействия на окружающую среду взвешены одинаково, но при каждом практическом применении нашей модели они могут быть выбраны группой экспертов с учетом приоритетов конкретных заинтересованных сторон. Другие категории воздействия на окружающую среду еще менее значительны (потенциал фотохимического образования озона, заселение земель, потенциал разрушения озонового слоя) и поэтому не включены в итоговую модель.



Рисунок 19. Иерархия значений для выбора наиболее значимых воздействий на окружающую среду. Источник: составлено автором

Поскольку воздействие на окружающую среду, измеряемое в одних и тех же физических единицах, можно суммировать, для каждого этапа цепочки поставок можно учитывать только четыре нежелательных результата - общую экотоксичность, потенциал окисления, потенциал эвтрофикации и воздействие на климат.

Далее необходимо выбрать метод агрегации разнородных экологических показателей и дополнительных экономических показателей для моделирования и оценки эко-эффективности различных технологических цепочек производства, транспортировки и хранения водорода. Учитывая то, что технологическая цепочка состоит из нескольких звеньев, соединенных между собой одними и теми же входами-выходами, по нашему мнению, для решения этой задачи целесообразно использовать сетевой метод оболочечного анализа данных.

Построению сетевой модели оболочечного анализа данных для оценки эффективности различных технологических цепочек производства водорода посвящен следующий параграф.

3.2 Разработка (авторской) комплексной модели для эколого-экономической оценки системы производства водорода.

Основные положения данного параграфа раскрыты в следующих публикациях [15, 371].

Традиционный метод оболочечного анализа данных (анализа среды функционирования, Data Envelopment Analysis, DEA) – популярный непараметрический метод измерения сравнительной производительности однородных производственных объектов (или в англоязычном варианте – Decision Making Units. DMU), которые используют несколько входов (одних и те же типов ресурсов) для производства нескольких выходов (одних и тех же видов полезного результата). Однородность производственных объектов понимается в том смысле, что они потребляют одни и те же типы ресурсов и производят одни и те же виды продукции (т.е., как правило, являются экономическими объектами одной и той же отрасли /сектора).

Основываясь на идеях Фаррелла [165], включающих модель с двумя входами / одним выходом в предположении постоянной отдачи от масштаба (constant returns to scale - CRS), Чарнс и др. [125] представили первую модель DEA, известную как модель CCR. Эта модель не учитывает эффект масштаба. Позже Банкер и др. [84] расширили модель CCR до переменной отдачи от масштаба (variable returns to scale - VRS), которая получила название модель BCC. Таким образом, обе модели DEA измеряют относительную эффективность производственных объектов (DMU), работающих в аналогичных условиях и преобразующих ресурсы (входные данные) в результаты.

DMU является эффективным (оценка равна 1), если ни один другой DMU не может выдавать большие выходы при меньшем или равном объеме входов. Поскольку DEA — это методология, основанная на данных, объяснение выбора показателей и их значения очень важно. Это сильно влияет на всю концепцию эффективности. Исследователь выбирает входные и выходные данные каждого

DMU; таким образом, он может ввести любые критерии для концепции эффективности DMU. Это делает DEA удобным методом многокритериального отбора наиболее эффективных DMU. Более того, введение новых критериев не усложняет задачу выбора и требует лишь добавления новых выходных и входных параметров в модель.

Благодаря этим особенностям измерение различных типов эффективности производственных систем с помощью DEA в последние годы стало мейнстримом в научной литературе [101, 102, 425]. Во многих исследованиях DEA применяется к проблеме измерения экологической эффективности, которая рассматривается как способность производственной системы минимизировать несколько нежелательных результатов (негативное воздействие производственного процесса на окружающую среду) при фиксированных затратах (энергия, материалы, финансовые и человеческие ресурсы) и максимизировать желаемые результаты (экономические показатели производственной системы). Важной особенностью является то, что модели DEA могут легко суммировать экологические, экономические и другие желательные (включая социальные) и нежелательные (включая риски) параметры DMU в единый показатель эффективности [13, 17, 19, 38, 189, 363].

В отличие от обычного DEA, который имеет дело с одноступенчатыми производственными процессами, парадигма сетевого DEA (NDEA) относится к многоступенчатым процессам. Это делает сетевые модели DEA более информативными, чем традиционные модели DEA, поскольку они разделяют производственную систему на две или более подсистем, соединенных так называемыми промежуточными выходами. По этой причине Network DEA активно используется в последние годы для оценки и выбора наиболее эффективных цепочек поставок с экономической, социальной и экологической точек зрения [78, 362, 396, 407].

Традиционная модель анализа среды функционирования [101] представляет собой задачу дробного линейного программирования, которая максимизирует показатель эффективности каждого производственного объекта из выборки.

Каждый производственный объект из выборки представлен только своими входами и выходами (нет информации о производственной функции). Входами обычно являются вводимые ресурсы - рабочая сила, капитал, энергия и т.д. Фактические результаты экономической деятельности рассматриваются как выходы производства - произведенные продукты, полученная прибыль, проданные товары и услуги, и так далее.

Показатель эффективности j -го DMU определяется как отношение линейной комбинации взвешенных выходных данных (y_{ij}) к линейной комбинации взвешенных входных данных (x_{kj}) или наоборот в зависимости от ориентации задачи (ориентация по выходам input-oriented или по входам output-oriented). Рассмотрим задачу, ориентированную по выходам:

$$\max_{u,v} E_j = \frac{\sum_i u_i y_{ij}}{\sum_k v_k x_{kj}} \quad (1)$$

В своей линеаризованной форме классическая модель CCR DEA может быть представлена следующим образом:

$$\max_{u,v} \sum_{m=1}^M u_m y_{m0} \quad (2)$$

При ограничениях

$$\begin{aligned} \sum_{m=1}^M u_m y_{mk} - \sum_{n=1}^N v_n x_{nk} &\leq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K, \\ \sum_{n=1}^N v_n x_{n0} &= 1, \\ u_m, v_n &\geq 0 \quad m = 1, 2, \dots, M \quad n = 1, 2, \dots, N; \end{aligned}$$

где 0 – индекс DMU, X – входной вектор размера N , Y – выходной вектор размера M , K – общее количество DMU в выборке.

Значение показателя эффективности всегда находится между нулем и единицей: производственный объект с показателем эффективности, равным

единице, являются эффективными и представляют собой точку на границе эффективности в многомерной области входов-выходов. Все производственные объекты с показателем эффективности менее единицы считаются неэффективными. Таким образом, неэффективные объекты можно сравнивать друг с другом по степени их неэффективности в зависимости от значения показателя эффективности.

Каждый неэффективный объект может повысить свою эффективность двумя способами: уменьшить входные данные при неизменных выходных данных (и тогда проблема DEA называется ориентированной на входные данные) или увеличить выходные данные, сохраняя входные данные на том же уровне (проблема DEA, ориентированная на выходные данные). Для каждого неэффективного объекта могут быть рассчитаны так называемые проекции (на границе эффективности) входных или выходных данных (в зависимости от ориентации модели), которые являются целевыми параметрами для уменьшения входных данных или увеличения выходных данных.

Отдельной большой группой проблем DEA являются проблемы оценки экологической эффективности, в которых DMU имеют, так называемые, нежелательные выходы. Нежелательными выходами являются, как правило, негативные экологические последствия деятельности экономического объекта - выбросы в атмосферу, воду, атмосферный воздух, потребление дефицитных ресурсов, воды, земли и т.д. По своему характеру они являются результатом деятельности производственного объекта, но их максимизации (что происходит при решении задачи DEA) не соответствует логике постановке задачи. В литературе описано несколько подходов к решению задач DEA с нежелательными выходами, суть которых состоит в том, что они либо добавляются к целевой функции со знаком «минус», либо добавляются к входам. В таком случае задачу дробного линейного программирования можно сформулировать следующим образом:

$$\max E_I = \frac{\sum_{r=1}^k u_r y_{r0} - \sum_{s=k+1}^p u_s y_{s0}^{bad}}{\sum_{i=1}^M v_i x_{i0}} ; \quad (3)$$

или

$$\max E_{II} = \frac{\sum_{r=1}^k u_r y_{r0}}{\sum_{i=1}^M v_i x_{i0} + \sum_{s=k+1}^p u_s y_{s0}^{bad}} \quad (4)$$

где

x_i ($i=1, \dots, M$) - входные данные;

y_r ($r=1, \dots, k$) - желательные выходные данные;

y_r ($r=k+1, \dots, p$) - нежелательные выходные данные;

u_i ($i=1, \dots, k+p$) и v_i ($i=1, \dots, M$) являются весовыми коэффициентами;

E_I и E_{II} показатели экологической эффективности.

Оба подхода позволяют интегрировать желаемые (экономические) и нежелательные (экологические) результаты производственного процесса в единый показатель эффективности и максимизировать их. При втором подходе нежелательные воздействия на окружающую среду рассматриваются так же, как и затраты, и сокращаются аналогично. И тот, и другой подход дают эквивалентные результаты.

Недостатком традиционной модели DEA при моделировании цепочек поставок является то, что неизвестно преобразование входных данных в выходные, из-за чего теряются промежуточные показатели. На практике это приводит к неспособности различить и идентифицировать, какая часть цепочки поставок несет ответственность за ее неэффективность.

Сетевые модели DEA более информативны, чем традиционные модели DEA для цепочек поставок, поскольку они позволяют разделить производственную систему на две или более подсистем, связанных так называемыми промежуточными результатами. Промежуточные выходы - это выходы одной подсистемы (или этапа) и, в то же время, входы в другую подсистему (или этап).

Вводя в модель такую сложную структуру производственной системы, результаты позволяют выделить и идентифицировать, какая часть (этап) производственной системы ответственна за ее общую неэффективность [128, 247, 269] (рис. 20).

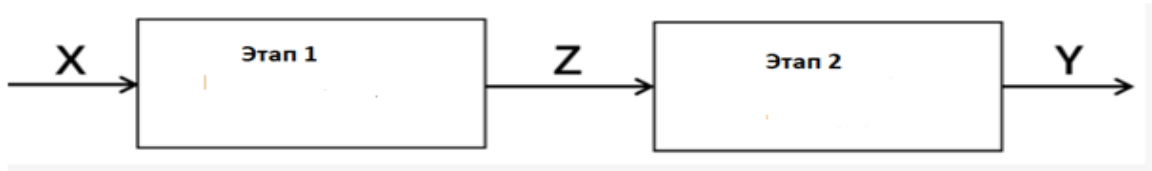


Рисунок 20. Простейшая сетевая модель оболочечного анализа данных.

Источник: разработано автором

В сетевых моделях общая эффективность DMU (системы) может быть рассчитана по-разному. Одним из простейших методов является вычисление показателей эффективности (E^i) каждого этапа отдельно (оставляя значения промежуточных выходных данных неизменными), а затем интегрирование их в коэффициент эффективности системы (E) с использованием аддитивной

$$E = E^1 + E^2 + \dots + E^T \quad (5)$$

или мультипликативной свертки

$$E = E^1 \times E^2 \times \dots \times E^T. \quad (6)$$

Несмотря на свою простоту, этот подход имеет определенные преимущества: он позволяет рассчитать эффективность каждого этапа и прогнозы входных /выходных данных каждого этапа. Это также позволяет глубже исследовать структуру технологической цепочки и ее производственных процессов и, таким образом, лучше выявлять источники неэффективности. В то же время при таком подходе каждый этап технологической цепочки имеет одинаковый вес и, следовательно, одинаковый вклад в эффективность системы (в отличие от кооперативного и некооперативного подходов к расчету эффективности системы, основанных на теории игр).

Для построения сетевой модели DEA эко-эффективности технологической цепочки производства, хранения и транспортировки водорода, в общем случае, необходимо учесть 4 стадии, включая стадию производства топлива /

электроэнергии (стадия 1), производство водорода (стадия 2), хранение водорода (со сжижением при необходимости) (стадия 3) и транспортировку водорода потребителю (стадия 4). На каждом этапе возможно несколько технологических вариантов. Однако не все из этих вариантов технически совместимы друг с другом и могут создавать полноценные цепи поставок (Рис. 21).

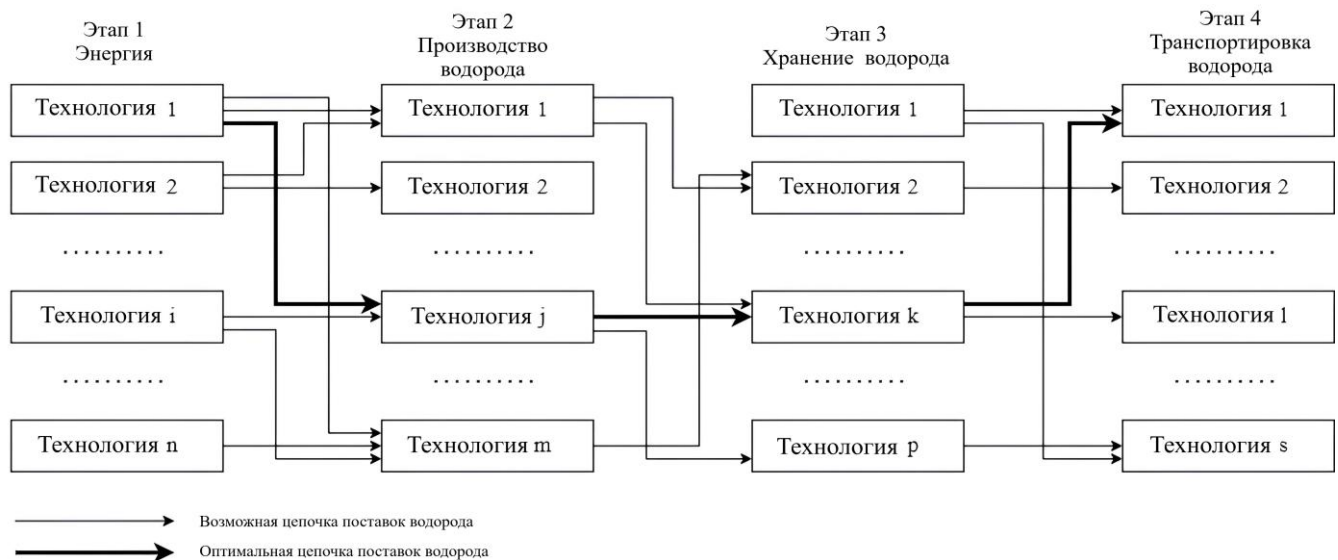


Рисунок 21. Цепочки поставок водорода. Источник: составлено автором.

На каждом этапе цепочки поставок водорода капитальные затраты (CAPEX) и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (OPEX) рассматриваются в качестве экономических показателей (входов), а негативное воздействие на окружающую среду - нежелательными выходами. Промежуточными результатами каждой стадии являются количества полезного продукта (энергии или водорода).

На первом этапе это количество электричества или топлива, которое необходимо для производства определённого фиксированного объема водорода (например, 5000 тонн водорода в год, что соответствует производственной мощности среднестатистического завода по производству водорода).

Промежуточным результатом второй стадии является количество производимого водорода. Следует отметить, что некоторые технологические цепочки производства водорода также производят большое количество побочных продуктов (например, кислород как побочный продукт электролиза воды). Однако в данном исследовании мы не рассматривали побочные продукты, поскольку

экономические показатели, такие как капитальные и операционные затраты, не меняются независимо от того, учитываем мы побочные продукты или нет.

На третьей ступени промежуточным выходом является количество запасенного (сжиженного или преобразованного в носитель) водорода. Последняя ступень не имеет промежуточного выхода. Вместо этого она имеет так называемый системный выход — это количество водорода, доставляемого потребителю. Таким образом, каждый этап производственной цепочки имеет как свободные входы затраты (CAPEX и OPEX), как свободные нежелательные результаты (воздействие на окружающую среду), и промежуточные выходы (за исключением последнего этапа, результатом которого является системный результат).

При таком задании входов и выходов, эко-эффективность цепочки поставок водорода является комплексной экологической и экономической эффективностью, которая, в свою очередь, является сверткой комплексной эко-эффективности каждого этапа.

Таким образом, окончательная сетевая модель DEA для цепочки поставок водорода будет выглядеть так, как представлено на рисунке 22. Здесь как негативные экологические эффекты рассматриваются общая экотоксичность, потенциал окисления, потенциал эвтрофикации и воздействие на климат.

Дальнейшая задача сравнительной оценки и выбора оптимального варианта проектирования цепочки поставок водорода в соответствии с экологическими и экономическими критериями сводится к численным расчетам, которые могут быть выполнены на различных типах программного обеспечения DEA.

Наиболее трудоемким процессом проведения численного эксперимента является сбор данных. При наличии легкодоступной базы данных экологических и экономических параметров для каждого этапа водородной цепочки поставок, лица, принимающие решения, могут выполнять численные расчеты даже, не имея какой-либо специальной подготовки.

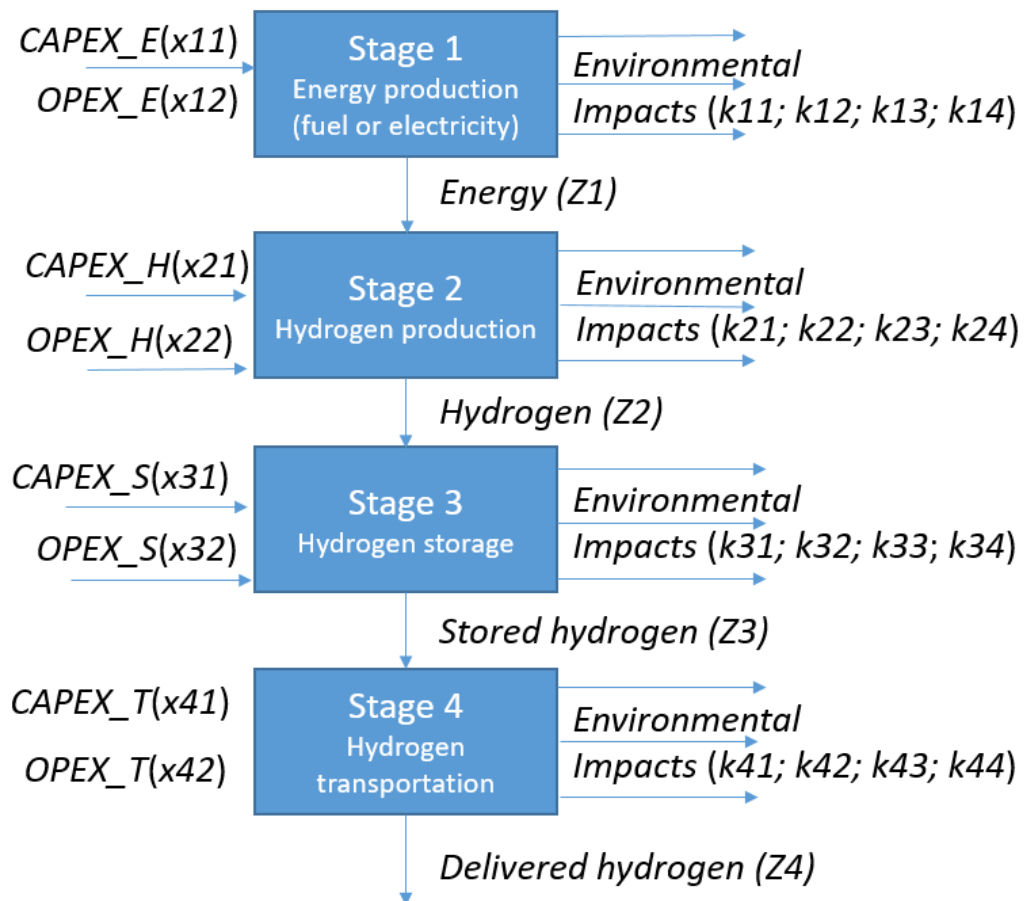


Рисунок 22. Модель NDEA для цепочки поставок водорода. Источник: составлено автором.

Таким образом, комбинируя методы сетевого оболочечного анализа данных (NDEA), анализа жизненного цикла (LCA) и проектирования с учетом ценности (VSD), данное исследование обеспечивает более полное понимание производительности системы, воздействия на окружающую среду и социальные последствия, чем традиционные подходы.

Выбор гибридного подхода LCA–NDEA–VSD имеет методологическое обоснование. Данный подход позволяет согласовать разные способы исследования формирующейся водородной отрасли — от жёстко формализованных оценок по данным мета анализа кластера проектов (через LCA и NDEA) до ценностно нагруженных экспертных суждений о приоритетах устойчивого развития (через VSD). LCA структурирует эмпирическое знание об экологических воздействиях по этапам жизненного цикла технологических цепочек и тем самым снижает неопределённость в части “экологических параметров” решений. NDEA

трансформирует разнородные данные о затратах, выходах и воздействиях в интегральные показатели относительной эколого-экономической эффективности, что позволяет выявлять скрытые резервы и “лучшие практики”, не навязывая априорной функциональной формы производственной функции. VSD встраивает полученные количественные оценки в пространство ценностей ключевых стейкхолдеров, обеспечивая явную фиксацию компромиссов между экономической выгодой, экологической результативностью и стратегическими приоритетами, что соответствует современным представлениям о гносеологической роли ценностных оснований экономического познания. В интеграции эти методы реализуют принцип эпистемологического плюрализма и методологической триангуляции: сходящиеся результаты, полученные разными методами, усиливают доверие к выводам, а расхождения становятся источником уточнения моделей и постановки дополнительных исследовательских вопросов.

Проведем апробацию предложенной модели на реальных данных по конкретным промышленно-освоенным технологиям производства водорода.

3.3 Модель оценки сравнительной эколого-экономической эффективности технологических цепочек производства водорода для европейского региона

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

На настоящий момент электролиз, паровой риформинг и газификация по технологии Фишера-Тропша являются основными вариантами производства водорода. Каждая технология производства имеет свой тип потребляемой энергии/топлива: электричество, природный газ или уголь. Кроме того, электроэнергию можно производить различными способами, используя возобновляемые источники энергии (зеленый водород) и традиционные источники энергии (природный газ, уголь) на тепловых электростанциях. Кроме того, технологии производства водорода, основанные на использовании ископаемого

топлива на современных производственных объектах, могут сочетаться с технологиями улавливания и хранения углерода (CCS).

Следует подчеркнуть, что развитие технологий CCUS в настоящее время идет существенно медленнее, чем предполагалось ранее. Так, в дорожной карте МЭА 2009 года по CCS/CCUS была зафиксирована цель — в период 2010–2020 гг. довести портфель до 100 крупномасштабных проектов, обеспечив суммарный объем хранения порядка 300 млн тонн CO₂ в год [641]. Тем не менее, по итогам 2020 года фактическая емкость накопителей CCUS составит всего около 40 млн тонн, т.е. 13% от запланированного [625].

Инвестиции в CCUS заметно отстают от вложений в другие «чистые» энергетические направления. По оценкам МЭА, ежегодные инвестиции в CCUS устойчиво составляют менее 0,5% мировых инвестиций в чистую энергетику и технологии повышения энергоэффективности. Иными словами, на фоне масштабного финансирования ВИЭ и энергоэффективности сектор CCUS пока остается периферийным по объему капитальных вложений [626]. Ученые сходятся во мнении, что отсутствие последовательной политики является основной причиной столь сдержанного интереса инвесторов к технологиям CCUS [127, 496, 505]. При отсутствии штрафов и/или углеродных налогов инвестиции в технологии CCUS нередко оказываются коммерчески неоправданными, особенно в тех регионах и секторах, где CO₂ не востребован как промышленное сырьё. Существенными барьерами также выступают высокая стоимость создания инфраструктуры и сложность интеграции элементов цепочки поставок CO₂, технические риски при внедрении либо наращивании мощностей CCUS в ряде сфер применения, трудности распределения бизнес-рисков между партнёрами проекта, а также ограничения в доступе к финансированию. [290]. Общественное сопротивление геологическому хранению углерода, особенно на суше, также сыграло свою роль в некоторых случаях, особенно в Европе [406, 416]. CCUS нередко воспринимается как «технология ископаемой энергетики», которая конкурирует с ВИЭ за государственные и частные инвестиции. Однако на практике CCUS, как правило, рассматривается как дополняющее решение: его параллельное

развитие с возобновляемыми источниками энергии может давать заметный синергетический эффект и повышать достижимость климатических целей, особенно за счет сокращения выбросов в секторах, где прямой переход на ВИЭ затруднен [625].

Тем не менее, в настоящее время 31 страна имеет коммерческие проекты по улавливанию и хранению водорода на разных стадиях разработки (Рис. 23). Наибольшее количество проектов реализуется в США и Великобритании, значительное количество проектов реализуется в Канаде, Норвегии, Нидерландах, Австралии и Китае. Соединенные Штаты являются мировым лидером в продвижении технологии CCS и в настоящее время реализуют более 100 проектов, из которых 14 являются активными, а 54 находятся на завершающей стадии и вскоре будут переведены в активную фазу. Что касается Великобритании, то в стране пока нет активных коммерческих проектов CCS, но 10 проектов уже находятся на завершающей стадии разработки и еще 35 – на ранних стадиях разработки. Кроме того, ожидается, что в ближайшие годы во всем мире будет запущено более 150 проектов CCS. Это предполагает, что созданы необходимые условия для проявления эффектов масштаба и обучения, а стоимость единицы мощности CCS, вероятно, снизится в среднесрочной перспективе.

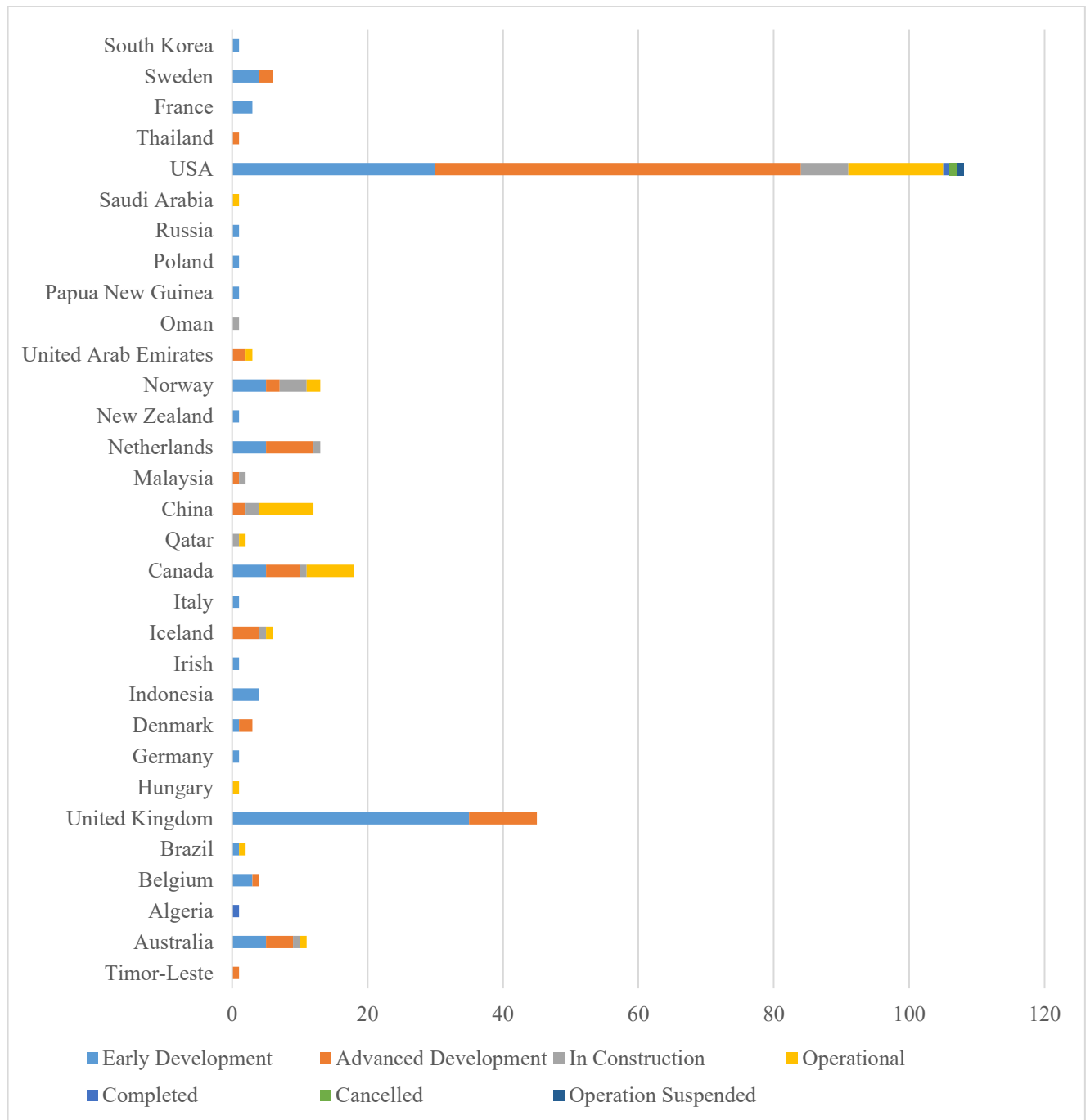


Рисунок 23: Количество коммерческих проектов CCS: разбивка проектов по этапам и странам. Источник: составлено автором на основе данных [604].

Транспортировка водорода может происходить в основном в криогенных резервуарах на суше, в море или по трубопроводу. Наиболее известным методом транспортировки водорода являются водородопроводы. Анализ исследований различных международных организаций показал следующее: есть консенсус по конкурентоспособности водородопроводов, но Еврокомиссия видит их привлекательными для расстояний транспортировки до 3000 км, IRENA — для

расстояний от 3000 до 8000 км, IEA — до 8000 км; для расстояний за пределами зоны конкурентоспособности водородопроводов IRENA видит наиболее привлекательными решения с использованием аммиака, МЭА — высокомолекулярных углеводородов, Еврокомиссия — криотранспорта, однако оговаривается, что на расстояниях свыше 16 тыс. км такой способ проигрывает аммиаку и высокомолекулярным углеводородам [44].

Безопасность при транспортировке водорода находится в центре внимания исследований во всем мире. Существует ряд серьезных вопросов, например, при взаимодействии с водородной смесью взаимодействие водорода с трубой приводит к ухудшению механических свойств, таких как твердость, пластичность и ударная вязкость, что влияет на безопасность трубопроводов [137, 502]. Смешивание водорода с природным газом значительно увеличивает скорость и температуру пламени, что приводит к бурному горению и даже взрыву [284]. Для достижения безопасности при транспортировке водорода необходимы юридически обязательные критерии одобрения и использования транспортных средств [298].

Автомобильный транспорт для транспортировки жидкого водорода имеет преимущества и перспективность, однако сталкиваются с серьезными проблемами с вентиляцией [48]. Эффективность системы вентиляции на безопасность хранения и транспортировки водорода можно достичь путем правильного подбора системы вентиляции в закрытых помещениях [186]. Потенциальные потери транспортируемого водорода возможны через стенку трубопровода в результате диффузии. Основные вопросы, которые необходимо решить связаны с влиянием водорода на механические свойства сталей, в том числе используемых для изготовления трубопроводов, а также обоснование возможности использования существующих газопроводов для транспортировки сжатого водорода [107].

В соответствии с классификацией департамента энергетики США, методы хранения водородного топлива можно разделить на 2 группы.

К первой группе относятся физические методы, основанные на использовании физических процессов (прежде всего компрессирования или сжижения) для перевода газообразного водорода в более компактную форму.

Сжатый водород может накапливаться в стационарных, как правило крупногабаритных системах хранения — в газгольдерах, подземных хранилищах, баллонах, трубопроводах, а также в стеклянных микросферах. Жидкий водород, в свою очередь, хранят как в стационарных, так и в транспортируемых криогенных емкостях (контейнерах), обеспечивающих поддержание низких температур.

Вторая группа объединяет химические методы, при которых накопление водорода обеспечивается его физическим или химическим взаимодействием с материалом среды хранения. Для этих подходов характерно относительно сильное связывание молекулярного или атомарного водорода с материалом: к ним относят адсорбционное хранение (например, в цеолитах и родственных пористых соединениях, активированном угле и углеродных наноматериалах), а также хранение в металлогидридах, аммиаке и иных водородсодержащих носителях. Подземные хранилища также рассматриваются как вариант крупномасштабного (в том числе сезонного) хранения водорода при наличии подходящих геологических условий. Поскольку многие геологические структуры удерживали углеводороды в течение геологических времен, аналогичные пласты потенциально могут использоваться для циклической закачки и отбора водорода. Вместе с тем из-за более высокой диффузионной способности водорода по сравнению с метаном требуется отдельная оценка возможных потерь и рисков утечек при подземном хранении [8].

В то же время подземные хранилища обеспечивают значительную экономию за счет масштаба, высокую эффективность (количество впрыскиваемого водорода делится на количество, которое можно извлечь), низкие эксплуатационные расходы и низкие затраты на землю. Эти характеристики означают, что они, вероятно, будут самым дешевым вариантом хранения водорода, даже несмотря на то, что водород имеет низкую плотность энергии по сравнению с природным газом.

В свою очередь, в качестве подземных хранилищ используются пористые и трещиноватые среды (истощенные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения; водоносные пласты), подземные резервуары в каменной соли (соляные каверны), отработанные горные выработки. Водород можно хранить в

подземных пещерах или геологических структурах одним из четырех способов [673].

Самый технологически простой и на сегодня наиболее коммерчески зрелый вариант подземного хранения водорода — соляные каверны (salt cavern storage). Это искусственно сформированные полости в толще каменной соли, которые создаются методом растворения: в скважину подают пресную (или слабоминерализованную) воду до соляного пласта и откачивают рассол. В мире насчитывается свыше 1900 таких каверн, а формирование каверны объемом порядка 500 000 м³ обычно занимает от шести месяцев до двух лет. Соляные полости, как правило, не требуют облицовки, поскольку соль сама выступает естественным «герметиком», а при достаточной глубине залегания позволяют хранить водород при очень высоких давлениях. Дополнительным преимуществом считается высокая гибкость эксплуатации — возможны многократные циклы закачки и отбора в течение года. Ключевое ограничение этого решения связано с географией: пригодные соляные формации распространены не повсеместно.

Второй подход к крупномасштабному подземному хранению — закачка чистого водорода в пористые коллекторы, прежде всего в истощенные газовые (или нефтегазовые) месторождения (depleted gas fields storage). Такие резервуары представляют собой пористые и проницаемые осадочные породы под непроницаемой крышкой и, как правило, дополнительно ограничены по контуру слабопроницаемыми породами, что обеспечивает удержание газа. Допустимая доля водорода в смеси может варьироваться от нескольких процентов до 100%, однако для стабильной работы обычно требуется буферный газ: для поровых хранилищ его доля часто оценивается на уровне 50–60% общей газовой емкости, что выше, чем в соляных кавернах. При этом технология требует дальнейшей верификации из-за специфики водорода (в частности, более низкой вязкости и повышенной подвижности по сравнению с природным газом), что усложняет локализацию и повышает требования к контролю потерь. Сильные стороны истощенных месторождений — большие потенциальные объемы, высокая изученность геологии благодаря истории добычи, а также наличие скважинной

инфраструктуры, часть которой может быть модернизирована или перепрофилирована под водород.

Третий вариант — хранение в водоносных структурах (aquifer storage). По строению они во многом аналогичны газовым коллекторам (пористые осадочные породы), но исходно насыщены водой, а емкость определяется параметрами водоносных пород. Критически важны геометрия ловушки (например, куполообразный резервуар или структурная ловушка) и наличие надежной крышки из непроницаемых пород. Большинство проблем, характерных для истощенных газовых резервуаров, сохраняются и здесь, но добавляются специфические риски: водоносные горизонты часто слабее разведаны, в них обычно нет готовых эксплуатационных скважин и наземной инфраструктуры, а движение воды может приводить к дополнительным потерям водорода (захвату/удержанию) в процессе закачки. Их преимущество по сравнению с соляными кавернами и истощенными месторождениями — потенциально более широкая географическая доступность.

Наконец, водород может храниться в облицованных кавернах в твердых породах (lined hard rock cavern storage, LRC). Это искусственные тоннели и камеры, сооружаемые в низкопроницаемых метаморфических или магматических породах, обычно там, где отсутствуют пригодные соляные формации или истощенные месторождения. Герметичность обеспечивается облицовкой стен газонепроницаемым материалом; при этом возможны как режим сжатого газообразного водорода, так и криогенный режим для жидкого водорода. Вместе с тем для LRC остаются нерешенные технические вопросы, включая риски, связанные с воздействием водорода на материалы (в частности, необходимость предотвращать деградацию/деформацию металлических элементов). Плюсами считаются возможность работы при более высоких давлениях и многократные циклы закачки-отбора в год (что удобно для покрытия пиков), а также сравнительно меньшая потребность в буферном газе; минусы — высокая капиталоемкость и геологические ограничения, поскольку такие каверны обычно

проектируются на меньших глубинах (до нескольких сотен метров) и требуют наличия подходящих неглубоких пород фундамента.

В целом эти четыре подхода различаются по уровню технологической готовности (TRL) и стоимости. При этом единственным вариантом подземного хранения водорода, который обычно рассматривается как коммерчески доступный, остается хранение в соляных кавернах.

Таким образом, принимая во внимание четыре ведущие технологии производства, шесть основных способов выработки электроэнергии и три основных варианта хранения и транспортировки (сжиженный водород - автомобильный+морской транспорт; хранение в носителе (гидриды металлов) - автомобильный+морской транспорт; газообразный водород - трубопровод), существует по меньшей мере 28 вариантов формирования технологической цепи производства, хранения и транспортировки водорода.

На самом деле их может быть больше (учитывая гибридные варианты выработки электроэнергии) или меньше (если расположение водородной установки не позволяет использовать некоторые источники энергии или некоторые транспортные средства). Однако экологические и экономические показатели различных вариантов хранения и транспортировки водорода изучены недостаточно, особенно с использованием методологии анализа жизненного цикла. В литературе представлено лишь несколько исследований LCA стадий хранения и транспортировки водорода [246, 458, 489, 703]. Из упомянутых исследований только в одной статье [703] рассматриваются несколько вариантов хранения водорода, рассматривающих несколько категорий воздействия на окружающую среду. Данные по всем вариантам транспортировки и хранения водорода в базе данных EcoInvent пока недоступны. Поэтому в нашем исследовании численный пример ограничен только двумя наиболее изученными этапами цепочки поставок водорода: этап производства энергии/топлива и производство водорода.

Всего было протестировано 22 варианта получения водорода (табл. 6).

Таблица 6. Аббревиатуры различных цепочек поставок водорода

Аббревиатуры	Описание
WPEM	Ветроэнергия – электролиз PEM (W-PEMEC)
WAWE	Ветроэнергия – электролиз AWE (W-AEC)
WSOE	Ветроэнергия – электролиз SOE (W-SOEC)
SPEM	Солнечная (фотоэлектрическая) энергия – электролиз PEM (S-PEMEC)
SAWE	Солнечная (фотоэлектрическая) энергия – электролиз AWE (S-AEC)
SSOE	Солнечная (фотоэлектрическая) энергия – электролиз SOE (S-SOEC)
HPEM	Гидроэнергия – электролиз PEM (H-PEMEC)
HAWE	Гидроэнергия – электролиз AWE (H-AEC)
HSOE	Гидроэнергия – электролиз SOE (H-SOEC)
NPEM	Атомная энергия – электролиз PEM (N-PEMEC)
NAWE	Атомная энергия – электролиз AWE (N-AEC)
NSOE	Атомная энергия – электролиз SOE (N-SOEC)
CPEM	Тепловая генерация на угле – электролиз PEM (C-PEMEC)
CAWE	Тепловая генерация на угле – электролиз AWE (C-AEC)
CSOE	Тепловая генерация на угле – электролиз SOE (C-SOEC)
NGPEM	Тепловая генерация на природном газе – электролиз PEM (NG-PEMEC)
NGAWE	Тепловая генерация на природном газе – электролиз AWE (NG-AEC)
NGSOE	Тепловая генерация на природном газе – электролиз SOE (NG-SOEC)
SRM	Природный газ – паровой риформинг метана (SRM)
SRM+CCS	Природный газ – паровой риформинг с улавливанием и хранением углерода (SRM+CCS)
CG	Уголь – газификация угля (CG)

CG+CCS	Уголь – газификация угля с улавливанием и хранением углерода (CG+CCS)

Источник: составлено автором

В таблице 6 не рассматриваются различия между параметрами окружающей среды для различных ветровых технологий (например, наземных или оффшорных [372]) и, в частности, для солнечных технологий (монокристаллических или мультикристаллических панелей). Сбор данных проводился в соответствии с методологией метаанализа. Данные по экономическим параметрам производства водорода были взяты из предыдущего мета-анализа авторов [197]. Был проведен новый метаанализ для сбора данных о коэффициенте мощности различных установок, топливной эффективности, капитальных и эксплуатационных затратах ветряных, солнечных, тепловых и атомных электростанций. В итоге мы выбрали самый надежный источник информации, потому что его данные совпадали с нашими средними оценками. Все оценки экономических, энергетических, и других показателей, необходимых для численных экспериментов, были рассчитаны как средние по Европе. Численные оценки и допущения, на которых они основаны, а также их литературные источники представлены в Таблице 7.

Таблица 7. Показатели экономической и энергетической эффективности

Показатель	Значение	Источник
PEM электролизёр (5 000 т H ₂ /год) CAPEX	954.13 \$USD/kW	[707]
AWE электролизёр (5 000 т H ₂ /год) CAPEX	667.89 \$USD/kW	[621]
SOE электролизёр (5 000 т H ₂ /год) CAPEX	2,385.32 \$USD/kW	[621]
КПД PEM электролиза	60.64 kWh/kg H ₂	[183]
КПД AWE электролиза	55.91 kWh/kg H ₂	[183]
КПД SOE электролиза	43.01 kWh/kg H ₂	[183]
Коэффициент использования мощности (ВЭС)	25%	[705]
Коэффициент использования мощности (СЭС)	15%	[705]
Коэффициент использования мощности (ГЭС)	50%	[705]
Коэффициент использования мощности (ТЭС)	40%	[705]

Коэффициент использования мощности (АЭС)	90%	[705]
Коэффициент использования мощности электролизёра	90%	[364]
Топливная эффективность (АЭС)	27.6 т/МВт*год	[565]
Топливная эффективность (уголь)	500 кг/МВт·ч	[251]
Топливная эффективность (природный газ)	210 м³/МВт·ч	[251]
Топливная эффективность (SMR)	3.16 кг ПГ/кг H ₂	[251]
Топливная эффективность (газификация угля)	8 кг угля/кг H ₂	[497]
Стоимость топлива (АЭС)	1,663 \$USD/кг	[574]
Стоимость топлива (уголь)	0.12 \$USD/кг	[574]
Стоимость топлива (газ)	0.5 \$USD/м³	[574]
CAPEX ветроэлектростанции	1,500,000 \$USD/МВт	[574]
OPEX ветроэлектростанции	27,570 \$USD/МВт·год	[689]
CAPEX солнечной станции	610,000 \$USD/МВт	[689]
OPEX солнечной станции	15,970 \$USD/МВт·год	[689]
CAPEX гидроэлектростанции	2,500,000 \$USD/МВт	[689]
OPEX гидроэлектростанции	60,000 \$USD/МВт·год	[689]
CAPEX тепловой станции	3,000,000 \$USD/МВт	[689]
OPEX тепловой станции	12,770 \$USD/МВт·год	[689]
CAPEX атомной станции	10,000,000 \$USD/МВт	[689]

ОРЕХ атомной станции	99,460 \$USD/МВт·год	[689]
CAPEX завода SMR	0.15 \$USD/кг H ₂	[251]
ОРЕХ завода SMR	0.84 \$USD/кг H ₂	[251]
CAPEX завода по газификации угля	2,672 \$USD/кг H ₂	[643]
CAPEX завода по газификации угля с CCS	2,783 \$USD/кг H ₂	[643]
ОРЕХ завода по газификации угля	5% от CAPEX	[643]

Источник: составлено автором.

Оценки воздействия на окружающую среду основных категорий, полученные из различной литературы по LCIA и базы данных EcoInvent в соответствии с методикой CML2001, представлены в Таблице 8.

Таблица 8. Оценки воздействий на окружающую среду.

Система производства	Потенциал активации, кг SO₂-экв.	Изменение климата, кг CO₂-экв.	Потенциал эвтрофикации, кг NO_x-экв.	Экотоксичность (общая), кг 1,4-DCB-экв.
Электроэнергия, каменный уголь (кВт·ч)	0,0091108	1,0067	0,0040761	5,3877
Электроэнергия, гидро (кВт·ч)	0,000020136	0,05003	0,000023389	0,0476
Электроэнергия, природный газ (кВт·ч)	0,001279	0,71722	0,0019438	0,36113
Электроэнергия, ядерная, кипящий реактор (кВт·ч)	0,000045406	0,0074246	0,000047523	0,2862

Фотоэлектрика, установка 3 кВт, монокремний (кВт·ч)	0,00040352	0,081821	0,00028735	4,2548
Электроэнергия, ветер, >3 МВт, наземная (кВт·ч)	0,00017803	0,033106	0,00015845	6,2594
Производство РЕМЕС электролизера (м²)	130,00	180,00	44,70	23400,00
Производство АЕС электролизера (м²)	18,00	200,00	5,80	5513,00
Производство SOEC электролизера (м²)	23,00	110,00	7,50	7353,00
SRM, 1 кг LH2	0,0355	9,80	0,0002	0,77
Добыча природного газа (м³)	0,001694	0,244460	0,00025983	1,3671
Добыча каменного угля (кг)	0,0020778	0,2462	0,00072568	3,7488

Газификация угля	0,60	24,9880	0,6800	1617,142857
Газификация угля с CCS	0,45970588	1,6750	0,5210	1239,016807

Источник: составлено автором на [90, 273, 508, 578].

Общая экологическая токсичность рассчитывается как сумма пресноводной (осадок + водная среда), морской (осадок + водная среда) и экологической токсичности для человека. Географический регион оценок - Европа. Первая стадия цепочки поставок водорода (этап производства энергии/топлива) была смоделирована в соответствии с подходом "cradle-to-gate". Вторая стадия также была смоделирована в соответствии с подходом " cradle-to-gate ", за исключением топлива/электроэнергии, которые непосредственно использовались для производства водорода. Промежуточный выход первого этапа — это количество электроэнергии или топлива (природный газ / уголь), необходимое для производства 5 000 000 кг водорода/в год (средняя мощность водородной установки).

На рис. 24 суммированы показатели экологической эффективности первого и второго этапов и общие показатели эффективности каждой версии цепочки поставок водорода, рассчитанные в программном обеспечении MaxDEA с открытым доступом.

Наиболее экологичными цепочками поставок водорода являются электролиз на основе энергии ветра - PEM (W-PEMEC), гидроэнергетика - PEM–электролиз (H-PEMEC) и электролиз на основе ядерной энергии – PEM (N-PEMEC). Эти цепочки поставок водорода имеют одинаковые показатели экологической эффективности на первом и втором этапах и самые высокие показатели эффективности системы. Затем следуют энергия ветра - электролиз AWE (W-AEC), гидроэнергетика – электролиз AWE (H-AEC) и ядерная энергия –электролиз AWE (N-AEC) с несколько более низкой экологической эффективностью из-за менее

эффективной первой ступени. Это связано с тем, что эффективность преобразования энергии электролизера АЕС ниже, чем у электролизера PEMEC.

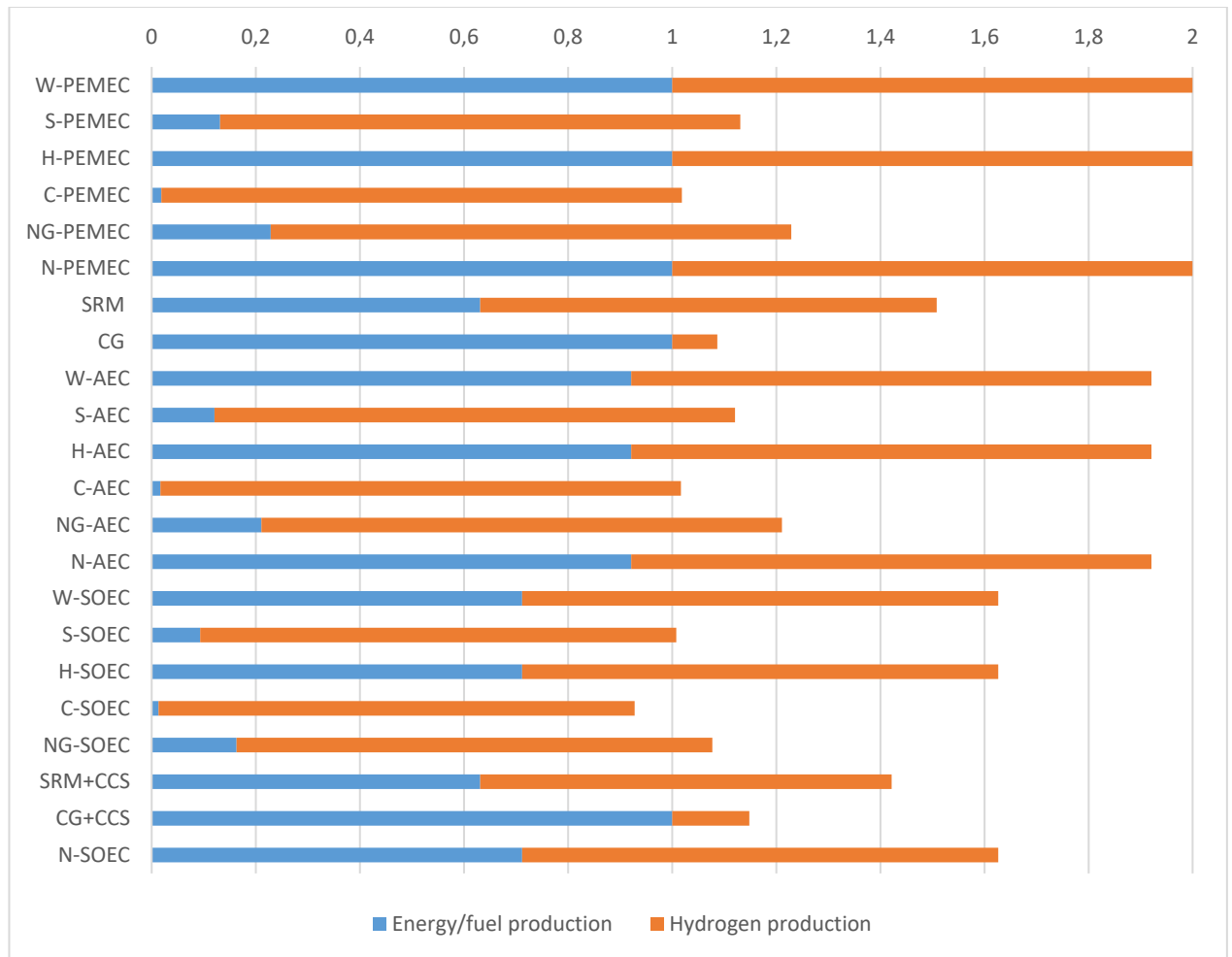


Рисунок 24. Показатели эко-экономической эффективности цепочек поставок водорода. Источник: составлено автором.

Все аналогичные цепи с электролизером SOEC имеют еще более низкую экологическую эффективность, как из-за более низкой эффективности преобразования энергии, так и из-за более высокого негативного воздействия на окружающую среду на втором этапе, включающем производство и эксплуатацию самого электролизера. Наименее экологичными вариантами цепочки поставок водорода являются тепловая генерация, основанная на электролизе угля, из-за относительно высоких капитальных затрат на электролиз и очень высокого негативного воздействия первого этапа на окружающую среду.

В целом, эти результаты подтверждают предыдущие выводы в литературе о сравнительной экономической и экологической эффективности различных методов

производства водорода и электроэнергии [225, 258, 339, 500, 510]. Например, в [100], основываясь на обзоре литературы по 22 исследованиям LCA, авторы приходят к выводу, что электролитические технологии с использованием электроэнергии из возобновляемых источников оказывают низкое воздействие на климат. Аналогичный результат получен в работе [480] на основе расчетов LCA. Газификация угля имеет наихудший GWP среди традиционных технологий. Поскольку для эффективности производственных объектов в цепочках поставок водорода с позиции методологии DEA достаточно иметь явное преимущество хотя бы в одном входе перед другими производственными объектами, именно низкая стоимость угля объясняет высокий коэффициент экологической эффективности первого этапа цепочек поставок, основанных на использовании этого типа углеводородов.

Четинкая и др. [122] обнаружили, что электролиз солнечной фотоэлектрической энергии немного проигрывает электролизу ветра с точки зрения воздействия на климат. Высокий окислительный потенциал цепочки поставок водорода на основе солнечной энергетики также делает ее менее экологичной, в сравнении с источниками энергии на основе ветра, воды, и электроэнергии на АЭС [100].

По сравнению с электролизом SOE, более низкие капитальные и эксплуатационные затраты на электролиз PEM и AWE, упомянутые в [183], объясняют их более высокую экологическую эффективность и, таким образом, более высокий вклад в общую экологическую эффективность цепочек поставок водорода. Что касается экологических проблем электролиза, то [86] доказывает, что разница в материальных компонентах электролизера оказывает незначительное влияние на категории воздействия, а выбросы в основном определяются составом электроэнергии и эффективностью преобразования. Это объясняет одинаковые показатели экологической эффективности электролиза PEM и AWE и очень небольшую разницу с показателями электролизера SOE.

Результаты эксперимента со среднеевропейскими данными показывают, что производство водорода методом электролиза PEM с использованием ветра,

ядерной или гидроэнергетики уже более экологично, чем традиционные технологии газификации угля и парового риформинга метана. Варианты цепочки поставок водорода, наиболее близкие к максимальной эффективности, также включают гидроэнергетику – электролиз AWE/SOE, ветровую энергию – AWE/SOE, и ядерную энергию – электролиз AWE/SOE. Эти технологии нуждаются в усовершенствованиях с точки зрения повышения энергоэффективности и снижения затрат и ресурсоемкости для достижения максимальной экологической эффективности. Разработанный метод позволяет рассчитать целевые параметры капитальных и эксплуатационных затрат, при достижении точки, в которой технологии электролиза становятся экономически эффективными. Кроме того, он определяет целевые параметры экологической эффективности.

Вполне вероятно, что на полученные результаты могли повлиять несколько ограничений. Во-первых, несмотря на ограничения, мы использовали самые надежные последние данные ведущих мировых агентств [236, 707], данные из международной базы данных Ecoinvent, а также данные из рецензируемых литературных источников; мы понимаем, что эти данные являются средними оценками и постоянно обновляются по мере накопления новых данных и совершенствования технологий.

Во-вторых, для нескольких вариантов цепочек поставок водорода, включенных в анализ, в данных все еще присутствуют неопределенности (например, для нескольких технологий электролиза и улавливания углерода данные Ecoinvent отсутствуют), поэтому некоторые из наших данных для численного эксперимента основаны только на предположениях из различных литературных источников и приближениях. Кроме того, результаты могут незначительно отличаться в разных регионах из-за других климатических условий для выработки возобновляемой энергии и удаленности от источника углеводородного топлива для производства водорода на основе ископаемого топлива. Однако на практике эти ограничения можно легко преодолеть, создав региональные открытые базы данных (аналогичные базе данных Ecoinvent), аккумулирующие данные об экономических и, самое главное, экологических

показателях всех технологий в цепочке поставок водорода. Затем результаты расчетов показателей экологической эффективности могут обновляться практически в режиме реального времени по мере поступления новых данных с производственных объектов.

В-третьих, мы должны признать, что методология анализа среды функционирования (DEA) позволяет нам рассчитывать только сравнительную эффективность цепочек поставок водорода, т.е., добавление или исключение производственных объектов из выборки, а также добавление, исключение, или изменение данных о входных и выходных данных могут изменить результаты расчета для всех производственных объектов (по мере изменения границы эффективности).

Тем не менее, по мере расширения знаний в области производства, хранения и транспортировки водорода количество вариантов построения цепочки поставок водорода (производственных объектов по методологии DEA) будет увеличиваться. Следовательно, корректность модели NDEA повысится. Таким образом, мы считаем, что NDEA является состоятельным подходом для решения проблемы относительной экологической эффективности различных вариантов цепочек поставок водорода. Одним из возможных направлений дальнейшего исследования является анализ чувствительности результатов к изменениям исходных данных. Другим направлением является улучшение двухэтапной модели DEA путем ограничения весовых коэффициентов на входах и выходах, что решило бы проблему оптимизации.

С другой стороны, все упомянутые выше недостатки являются продолжением преимуществ предлагаемого подхода, основанного на анализе охвата данных. При наличии достаточных данных об экономических и экологических параметрах каждого варианта цепочки поставок водорода дальнейшие расчеты сводятся к простому импорту данных в один из многочисленных программных продуктов, выполняющих расчеты (например, MaxDEA или другие). Таким образом, предлагаемый нами подход может стать основой различных национальных или международных систем поддержки

принятия решений для проектирования и разработки устойчивых цепочек поставок водорода.

На основе рассмотренного численного примера в качестве политических рекомендаций можно предложить следующее:

1) В области финансирования проектов «зеленого» водорода: развитие вариантов цепочек поставок водорода, наиболее близких к максимальной экологической эффективности, может быть ускорено путем введения новых налогов на выбросы при производстве водорода, которые касаются выбросов углерода и других загрязняющих веществ, которые приводят к значительным негативным воздействиям на окружающую среду, особенно в местах, где цепочка поставок локализована. Как отмечается в [207], такие меры позволят полагаться на государственное финансирование экологически чистого водорода и побудят частных инвесторов, особенно нефтегазовые компании, привлекать средства. Таким образом, эта политика стимулирования может помочь привлечь инвестиции и повысить энергоэффективность.

2) В сфере регулирования: приоритезировать стратегические инвестиции в технологии, которые демонстрируют превосходные экологические показатели, такие как гидроэнергетика – электролиз PEM, ветроэнергетика – электролиз PEM и атомная энергетика – электролиз PEM, путем их включения в списки технологий для ESG-инвестиций. Кроме того, усилить стандартизацию в области зеленого водорода для распространения лучших организационных и технологических решений. Одним из примеров может быть введение стандарта для выявления и расчета воздействия цепочек поставок водорода на окружающую среду.

3) В области международного сотрудничества: расширять международное сотрудничество для обмена передовым опытом и данными об экологически эффективных цепочках поставок водорода. Поощрять сотрудничество между странами для стимулирования инноваций и прогресса в области устойчивых водородных технологий.

Выводы по третьей главе:

В третьей главе обоснована целесообразность комбинирования трёх методологических подходов для решения проблемы оптимизации технологических цепочек производства водорода. Во-первых, сетевой метод оболочечного анализа данных (NDEA) позволяет преодолеть ограничения традиционного DEA путём разделения производственной системы на несколько взаимосвязанных подсистем с промежуточными результатами. Это обеспечивает идентификацию источников неэффективности на каждом этапе цепочки поставок — производства энергии/топлива, производства водорода, хранения и транспортировки. Во-вторых, анализ жизненного цикла продукции (Life Cycle Assessment) позволяет комплексно оценить экологические воздействия на всех стадиях жизненного цикла в соответствии с методологией CML 2001, учитывая категории потенциала подкисления, изменения климата, эвтрофикации, экотоксичности для человека и экосистем. В-третьих, проектирование с учётом ценности (Value-Sensitive Design) применено для систематизации и приоритизации экологических показателей на основе иерархии ценностей. Разработанная иерархия включает наиболее значимые категории воздействия (токсичность для человека), менее значимые категории (пресноводная и морская экотоксичность, эвтрофикация), и вспомогательные категории (изменение климата, воздействие на озоновый слой). Эта система позволяет лицам, принимающим решения, адаптировать модель к приоритетам конкретных заинтересованных сторон. Интеграция трёх методов обеспечивает единый показатель эколого-экономической эффективности, который превосходит традиционные подходы многокритериальной оптимизации, требующие полной переформулировки математической задачи при изменении целей.

Разработана четырёхстадийная архитектура сетевой модели NDEA для анализа цепочек поставок водорода, включающая стадию производства топлива/электроэнергии, стадию производства водорода, стадию хранения (сжижения при необходимости) и стадию транспортировки потребителю. На

каждом этапе в качестве входов рассматриваются капитальные (CAPEX) и эксплуатационные (OPEX) затраты, в качестве выходов — нежелательные результаты, представленные четырьмя категориями воздействия на окружающую среду, а промежуточными результатами являются количества энергии или водорода на выходе каждого этапа. Данный подход позволяет рассчитывать целевые параметры затрат и технических показателей для каждого этапа, обеспечивая глубокий анализ структуры технологической цепочки.

На основе численного эксперимента с использованием среднеевропейских данных выявлены наиболее экологически эффективные технологические цепочки производства водорода. Три цепочки достигли максимальной оценки эффективности (1,0): электролиз PEM с энергией ветра (W-PEMEC), электролиз PEM с гидроэнергией (H-PEMEC) и электролиз PEM с атомной энергией (N-PEMEC). Все три цепочки демонстрируют одинаковый уровень экологической эффективности на обоих этапах производства благодаря одновременно низким экологическим воздействиям на этапе производства энергии и оптимальной энергоэффективности электролизеров PEM.

Критически важный результат заключается в том, что водород, полученный методом электролиза PEM с использованием возобновляемых источников энергии (ветроэнергия, гидроэнергия) или атомной энергии, уже превосходит по комплексному показателю эколого-экономической эффективности традиционные технологии производства водорода — паровой риформинг метана (SRM) и газификацию угля (CG). Анализ результатов выявил ключевой фактор парадоксально высокой эффективности цепочек на основе газификации угля — низкая рыночная стоимость угля создаёт экономическое преимущество. Это подчёркивает необходимость введения налогов на выбросы углерода для корректировки экономических стимулов.

Методология позволила также рассчитать целевые параметры для недостаточно эффективных технологий. Например, для достижения максимальной эффективности цепочек на основе электролиза AWE и SOEC требуется либо снижение капитальных затрат электролизеров и расходов на их содержание, либо

повышение их энергоэффективности. Данная информация имеет решающее значение для инвестиционных решений и направления НИОКР.

Основным ограничением проведённого исследования является ограниченная доступность исходных данных, особенно по этапам хранения и транспортировки водорода. По этой причине численный эксперимент ограничен двумя первыми этапами цепочки поставок. Вместе с тем по мере развития промышленности и накопления операционных данных модель может быть расширена для полного анализа всех четырёх этапов. В том числе, разработанный инструмент демонстрирует высокий потенциал для использования в качестве основы национальных и международных систем поддержки принятия решений при проектировании и развитии устойчивых цепочек поставок водорода. Универсальность методического подхода не препятствует получению высокоточных оценок для отдельных стран, регионов и даже конкретных производственных объектов при наличии соответствующих исходных данных. Простота использования предлагаемого инструмента (замена данных в готовых схемах расчёта с помощью программного обеспечения MaxDEA или аналогичных) делает его доступным для широкого круга практикующих специалистов и лиц, принимающих решения в области энергетической политики и промышленного развития.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ПРОГНОЗА БУДУЩЕЙ СТОИМОСТИ ЗЕЛЕНОГО ВОДОРОДА С УЧЕТОМ ЭФФЕКТОВ ОБУЧЕНИЯ

4.1. Эффекты обучения в производстве водорода

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15, 379].

Как было подробно рассмотрено в предыдущей главе, зеленый водород получают путем электролиза воды с использованием возобновляемых источников энергии, что позволяет обеспечить не только минимальный углеродный след, но и минимизацию других негативных экологических эффектов, таких как экотоксичность. Однако на сегодняшний день доля зеленого водорода незначительна из-за его высокой стоимости. Мировое производство водорода достигло 94 миллионов тонн (Мт) в 2021 году [632], в то время как производство водорода с низким уровнем выбросов составляет менее 1 миллиона тонн (менее 1%), причем почти весь его объем приходится на электростанции, работающие на ископаемом топливе, с улавливанием, утилизацией и хранением углерода (CCUS).

Тем не менее, поток зеленых водородных проектов растет впечатляющими темпами [632]. По данным МЭА, в 2021 году в мире действовало 14 установок по производству низкоуглеродистого водорода из углеводородов и 40 аналогичных проектов в стадии разработки, из них четыре строятся (в Китае и США), 35 из которых планируется использовать природный газ и 19 из них находятся в Европе, в основном в Нидерландах и Великобритании. Один из самых значимых проектов, H21 North of England, к 2035 году планируется производить примерно 3 млн тонн водорода и захоранивать около 20 млн тонн CO₂ ежегодно. Для достижения климатических целей в сценарии Net Zero, по мнению МЭА, к 2030 году необходимо будет построить около 230 заводов по производству голубого водорода с помощью CCUS (или переоборудовать CCUS на существующие установки для производства «серого» водорода).

В сценарных прогнозах развития мировой энергетики международные аналитические агентства отводят значительное место низкоуглеродному водороду с долей примерно 10–20% в конечном потреблении энергии к 2050 г. Что касается прогнозов стоимости, то сценарий МЭА с нулевыми выбросами к 2050 г. (сценарий NZE) предполагает что стоимость водорода из возобновляемых источников энергии снизится до 1,3–3,5 долл. США за кг к 2030 г. в регионах с хорошими возобновляемыми ресурсами и будет сопоставима со стоимостью водорода из природного газа с CCUS. В более долгосрочной перспективе стоимость водорода из возобновляемых источников электроэнергии снизится до 1,0–3,0 долл. США/кг в сценариях для некоторых стран, что сделает водород из фотоэлектрических солнечных элементов конкурентоспособным по стоимости с водородом из природного газа, даже без CCUS в этих регионах [631]. Столь заметное снижение стоимости зеленого водорода должно быть достигнуто благодаря совместному действию двух хорошо известных в экономике эффектов – эффекта масштаба производства и эффекта обучения. И, если эффект масштаба производства хорошо известен, то эффект обучения в производства и НИОКР чаще изучается в литературе по управлению инновационным развитием. Действие эффекта обучения в развитии зеленой водородной энергетики проявляется следующим образом: по мере увеличения общей установленной мощности по производству водорода накапливается опыт как в строительстве производственных мощностей, так и в производстве водорода. Растущий опыт приводит к впечатляющему снижению затрат. Наблюдаемая взаимосвязь между этой экономией средств и опытом, полученным во время развертывания, обычно и называется эффектом обучения или еще «обучением на практике» (learning-by-doing) [391, 481, 499].

В связи с глобальными событиями, повышающими цены на нефть и субсидии на добычу, а также ростом цен на газ в 2022 году, возобновляемый водород может стать сегодня самым дешевым вариантом производства водорода во многих регионах, если производственные мощности будут расти достаточно высокими темпами [632]. Рост спроса на водород в три-четыре раза в течение следующего десятилетия потребует 30-процентного ежегодного роста установленных

мощностей электролизеров в мире до 2050 года. Это отражает растущее внедрение систем электролиза воды — стоимость каждого компонента цепочки поставок водорода снижается. Согласно некоторым источникам, стоимость электролизеров легко может снизиться на 40% за несколько лет, тогда как некоторые производители электролизеров предсказывают еще более быстрое снижение. Цена на возобновляемую электроэнергию, необходимую для производства зеленого водорода, также постоянно снижается. Например, стоимость солнечной генерации упала на 85% в период с 2010 по 2020 год [680]. Таким образом, зеленый водород обладает наиболее значительным потенциалом снижения затрат по мере развития и масштабирования технологий. Однако оценки будущей стоимости различных компонентов цепочки поставок зеленого водорода значительно различаются в разных источниках [120, 257, 302, 417, 468], что очень затрудняет прогноз конечной стоимости водорода.

В данном параграфе подробно проанализированы различные прогнозы снижения стоимости зеленого водорода и факторы, благодаря которым это снижение является ожидаемым. Как уже было показано выше, всю технологическую цепочку производства водорода можно разделить на четыре основных этапа: производство энергии/топлива, производство водорода, транспортировка и распределение, а также хранение. Кроме того, в случае конкретного региона или конкретной технологической цепочки также целесообразно учитывать еще и затраты на конечное использование, такие как топливные элементы. В этом исследовании мы сосредоточимся на первых двух этапах и проводим анализ снижения затрат на производство водорода с использованием подхода кривых обучения. Это наблюдаемое снижение затрат может представлять интерес для оценки возможности реализации снижения затрат на водород в будущем и указания на жизнеспособность продвижения водородной экономики для устойчивого развития.

Зеленый возобновляемый водород, как правило, производится с использованием технологии электролиза воды и электричества из возобновляемых источников энергии, таких как солнце или ветер. В некоторых случаях также может

использоваться гидроэнергетика для производства электроэнергии. Это важнейший компонент ускорения перехода к экологически чистой энергии. Широкое распространение электролизеров может сделать экологически чистый водород более доступным и позволить энергетическим системам во всем мире претерпеть фундаментальные преобразования для сокращения выбросов и их негативного воздействия на окружающую среду. В то же время электролизеры могут помочь интегрировать возобновляемую электроэнергию в электрические сети, поскольку их потребление электроэнергии можно регулировать в соответствии с выработкой энергии ветра и солнца [353]. Согласно последней статистике, мы видим стремительное падение стоимости электроэнергии от фотоэлектрических солнечных батарей и ветра, а также снижение стоимости электролизеров [294].

Основным компонентом затрат при производстве зеленого водорода является стоимость возобновляемой электроэнергии. Вторым по значимости фактором является стоимость электролизных установок [175]. На стоимость производства водорода влияют не только выбранная технология и внешние факторы, но и капитальные затраты на элемент и цена на электроэнергию. Коэффициент мощности и долговечность установки являются важными параметрами, влияющими на себестоимость продукции [113]. Что касается устойчивости и воздействия на окружающую среду, электролиз воды с мембраной из полимерного электролита (РЕМ) считается наиболее многообещающим методом высокочистого и эффективного производства водорода из возобновляемых источников энергии, при котором в качестве побочного продукта выделяется только кислород без каких-либо выбросов углерода [410].

Анализ чувствительности цен на различные компоненты показал, что наиболее существенное влияние на себестоимость производства зеленого водорода оказывает цена электролизера воды [49]. Несмотря на различные характеристики, общие удельные энергетические потребности различных щелочных электролизеров (АЕ, АЕL), РЕМ и технологий электролиза воды с твердооксидным электролизером (SOEC) в основном схожи. Выбор типа технологии электролиза

зависит от внешних критериев, в частности от местоположения. AEL является наиболее подходящей технологией для производства низкоуглеродного водорода с использованием неустойчивых возобновляемых источников энергии благодаря более низким инвестиционным затратам и более низкому удельному потреблению энергии. При снижении производственных затрат PEM станет конкурентоспособной альтернативой. Как только SOEC станет коммерчески доступным, он может стать привлекательным вариантом в сочетании с возобновляемыми источниками энергии. Тем не менее существует необходимость дальнейшего совершенствования всех технологий и расширения использования возобновляемых источников энергии [446]. Результаты исследований показывают, что электролиз PEM с морской водой представляет наилучшие перспективы для применения в краткосрочной перспективе [139].

Ожидается, что капитальные затраты на электролизеры (CAPEX) изменятся с 400 евро/кВтч до 240 евро/кВтч к 2030 году и 80 евро/кВтч к 2050 году [468]. Результаты анализа чувствительности показывают, что электролизеры с твердооксидным электролизом в сочетании с источниками отработанного тепла (SOEC W.H) имеют наиболее конкурентоспособный вариант снижения капитальных затрат и субсидирования затрат на электроэнергию и налоговых ставок для конкуренции с серым водородом [237]. Безмембранные электролизеры имеют нормированную стоимость водорода примерно 2 доллара США/кг H₂, конкурируя с паровым риформингом и показывая гораздо более высокую рентабельность, чем традиционные электролизерные технологии [302].

Для растущих глобальных энергетических потребностей производство зеленого водорода является важным решением, поскольку его можно производить из постоянной солнечной энергии и доступной воды. Учитывая известные технологии электролиза для солнечной водородной энергетики, наиболее подходящими для интеграции с фотоэлектрической системой являются электролизеры щелочной воды, которые на сегодняшний день признаны наиболее зрелыми. Технологии производства солнечного водорода достаточно продвинуты, но исследования показывают, что они нуждаются в дальнейшем

совершенствовании, чтобы они могли стать значимой частью энергетической системы [216]. Серан [120] представил результаты многовариантного сравнительного анализа сценариев годового производства одного миллиона тонн чистого водорода путем электролиза в Польше. Сценарий, при котором производство водорода использует только фотоэлектрическую энергию, является оптимальным вариантом. Эффективность установок фотоэлектрического электролиза (PV-E), преобразующих солнечную энергию в водород, является критическим параметром для снижения стоимости производства экологически чистого водорода. Эти результаты демонстрируют потенциал концентрационной фотоэлектрической установки (Concentration Photovoltaic Technology – CPV) для крупномасштабного производства зеленого водорода в качестве замены ископаемого топлива [139].

Оффшорный ветрогенерируемый зеленый водород становится многообещающим решением для устранения барьеров на пути к безуглеродной экономике в Европе и за ее пределами. Дания построила свой первый искусственный морской энергетический центр. Исследования показали, что морское производство зеленого водорода может снизить затраты до 2,4 евро за кг, что конкурентоспособно по сравнению со стоимостью водорода, производимого в настоящее время из природного газа. Кроме того, стоимость ветровой энергии снижается при установке ячейки на море, что снижает пиковые нагрузки [417].

Исследователи отмечают, что ветро-солнечная генерация может снизить затраты на производство водорода на несколько процентов, когда эффект от увеличения коэффициента загрузки электролизера перевешивает увеличение затрат на электроэнергию [67]. Энергоэффективность фотогальванического электролиза снижает стоимость производства зеленого водорода. Кроме того, сочетание солнечной и ветровой энергии обеспечивает лучшую производительность в автономном режиме [309, 443].

Потенциал производства и использования зеленого водорода варьируется в зависимости от страны. Это зависит от многих факторов, таких как наличие технологий и компетенций; однако климат и географическое положение играют

значительную роль. Например, зеленый водород может сыграть значительную роль в обезуглероживании стран Средиземноморья. Развитие инфраструктуры и производственно-сбытовых цепочек должно быть ориентировано на использование и различия в конкретных странах в этом контексте. Структурные различия между странами ЕС открывают потенциал для нового европейского разделения труда в рамках стандартной водородной сети как в производстве, так и в потреблении [484].

Исследования китайских ученых показывают, что энергоэффективность производства водорода за счет энергии ветра намного выше, чем эффективность производства водорода за счет солнечной энергии, а потенциал производства зеленого водорода на Северо-Западе и Севере Китая значительно выше, чем в других странах регион [217].

С запуском Национальной водородной миссии в Индии переход отрасли на чистый водород кажется возможным в ближайшее время, учитывая большие возможности использования солнечной энергии [300]. Постоянно растущие мощности Индии по возобновляемым источникам энергии дают ей преимущество в производстве водорода из чистых источников, таких как солнце и ветер, в периоды снижения спроса [426]. Существует высокий потенциал производства зеленого водорода с использованием ВИЭ в Малайзии [361] и на Филиппинах [132]. Исследования показали, что производство зеленого водорода на солнечной энергии в Омане перспективно [49]. Обильная солнечная энергия как ключевой возобновляемый источник энергии оценивает общий потенциал производства водорода в Турции в 415,48–427,22 млн тонн (Мт), в зависимости от типа элемента. Результаты показали, что некоторые регионы страны обладают самым высоким потенциалом производства водорода [249].

Ожидается, что переход энергетической системы Германии на полностью возобновляемую энергию будет включать широкое использование зеленого водорода [382]. Бразилия может стать источником зеленого водорода для внутреннего рынка и потенциального экспорта в Германию и другие европейские страны [254]. Для российской экономики существует несколько комбинаций

использования солнечной и ветровой энергии для производства зеленого водорода [351]. Ожидается, что в будущем зеленый водород Катара станет таким же конкурентоспособным, как синий водород [336].

Моделирование, проведенное Гленком Г. и Райхельштейном С. в Германии и Техасе, показало, что возобновляемый водород уже конкурентоспособен по стоимости в нишевых применениях (3,23 евро/кг), но еще не для промышленных масштабов. Этот вывод, однако, по прогнозам, изменится в течение десятилетия (2,50 евро/кг), если предположить, что последние рыночные тенденции сохранятся в ближайшие годы [184].

Исследование на региональном уровне [245] показало, что из 109 регионов производства водорода (27 стран ЕС и Великобритания) в 88 регионах (81%) продемонстрировано производство ВИЭ, превышающее требуемое годовое потребление электроэнергии во всех отраслях промышленности и производства водорода. Следует отметить, что 84 региона имели более половины избыточного потенциала ВИЭ с учетом всей энергии, необходимой для населения, промышленности и электролиза воды.

Более высокая стоимость зеленого водорода по сравнению с его конкурентами является наиболее серьезным препятствием для его более широкого использования. Хотя стоимость возобновляемой электроэнергии считается серьезным препятствием, проблемы, связанные с электролизерами, являются еще одной серьезной проблемой, которая имеет важные последствия для снижения стоимости зеленого водорода [346].

В исследовании Schoots et al. [400] рассматривались три метода получения водорода: паровой риформинг метана, газификация угля и электролиз воды. Построение кривых обучения показало, что для достижения целевых показателей затрат, установленных для электролиза, необходимо снизить как инвестиции, так и затраты на электроэнергию. Прогнозируется также постепенный переход от щелочных электролизеров к электролизерам с PEM, поскольку стоимость последних можно легко снизить до желаемого уровня. Лейн и др. [275] проанализировали методологию кривой обучения с учетом неопределенности с

помощью моделирования методом Монте-Карло, чтобы спрогнозировать долю рынка конкурирующих технологий использования возобновляемых источников водорода до 2050 года. Результаты исследования показали, что более высокие показатели обучения и долгосрочная тенденция к снижению цен на возобновляемую электроэнергию привели к тому, что доля новых установок в электролизерах среднесрочного использования стала равной. Затраты на электроэнергию, биомассу и первоначальные затраты на технологию газификации являются тремя основными факторами, влияющими на структуру рынка возобновляемой энергии в 2050 году.

Детц и др. [147] проанализировали технологии, необходимые для производства возобновляемого топлива, используя кривые обучения, связанные с отдельными компонентами системы, чтобы предсказать возможное снижение инвестиционных затрат и затрат на производство топлива. Результаты показали, что в период с 2025 по 2048 год может быть достигнута конкурентоспособность технологий использования возобновляемых источников энергии, таких как водород, сингаз, метанол и дизельное топливо. Производство водорода путем электролиза и дизельного топлива с помощью синтеза Фишера-Тропша сокращает затраты до 2050 г., даже в консервативном базовом варианте, при использовании твердооксидного электролиза, преимущество которого заключается в быстром снижении затрат и высокой эффективности.

В стоимости зеленого водорода доля затрат на электролизеры будет доминирующим фактором по сравнению с возобновляемыми источниками электроэнергии. Авторы подчеркивают, что стоимость зеленого водорода будет зависеть от возможности снижения основных составляющих капитальных затрат, а также наличия возобновляемой электроэнергии для производства водорода, что в свою очередь влияет на коэффициент мощности и приведенную стоимость водорода [272]. Ожидается, что к 2050 году водород будет обеспечивать примерно два процента мировых потребностей в энергии [124].

Кроме того, большинство исследователей отмечают роль международных организаций и государственной поддержки в развитии технологий производства

зеленого водорода. Отсутствие государственной поддержки замедлит развитие технологий зеленого водорода и потребует более чем двукратных капитальных затрат по сравнению с 2021 годом. Это сделает производство водорода нерентабельным даже в долгосрочной перспективе (после 2050 года). При этом основной мерой государственной поддержки является субсидирование технологий электролиза [175]. Хотя многие правительства и частные компании вкладывают значительные средства в развитие водородных технологий, остается еще много нерешенных вопросов, включая технические проблемы, экономические и геополитические последствия. Цепочка поставок водорода включает множество стадий, что приводит к дополнительным потерям энергии. Хотя большое внимание уделяется затратам на производство водорода, нельзя пренебрегать его транспортировкой и хранением [333]. В долгосрочной перспективе надежность поставок, гарантия занятости и доступность могут быть гарантированы только путем перехода к устойчивой экономике [405, 455].

По данным IEA, электролиз с использованием РЕМ и АЕ является наиболее важным этапом производства низкоуглеродистого водорода. Следует отметить, что эти два типа электролизеров являются наиболее зрелыми.

Электролиз требует больше электроэнергии, чем другие технологии. Поэтому он наиболее чувствителен к источнику потребляемой электроэнергии. Углеродоемкость водорода, полученного электролизом, зависит от углеродоемкости электричества, используемого в работе, и углеродоемкости производственного процесса электролизера. Он может стать нулевым, если вся используемая электроэнергия будет поступать из источников с нулевым выбросом углерода.

Стоимость чистого водорода зависит главным образом от двух факторов: стоимости безуглеродного электричества и капитальных затрат на электролизеры. Электроэнергия составляет примерно 30-60% стоимости производства водорода из электролизеров мощностью более 20 МВт, поэтому LCOH сильно зависит от стоимости доступных источников электроэнергии. Далее ожидается снижение

стоимости электролизера из-за быстрого роста промышленности и технического прогресса [668].

Существует четыре типа технологий электролиза воды, которые используются для получения зеленого водорода в зависимости от используемого электролизера: щелочной электролиз (АЕ), безусловно, является наиболее развитым и коммерциализированным процессом; Электролиз PEM - следующий наиболее зрелый процесс с растущей коммерциализацией; он имеет преимущества перед щелочным электролизом из-за меньшей занимаемой площади, способности следовать за нагрузкой благодаря более быстрому запуску и реакции системы, более низким требованиям к минимальной нагрузке и большей гибкости нагрузки; электролиз твердых оксидов с анионообменными мембранами (АЕМ), которые находятся на стадии пилотного проекта/разработки; ожидается, что эти процессы не будут широко коммерциализированы до середины 2020-х годов, а твердооксидные электролизеры (SOEC) все еще находятся на стадии демонстрации, но, по некоторым оценкам, претендуют на прорыв в отрасли. В последние годы электролизеры PEM лидируют по количеству новых вводимых ресурсов по сравнению с электролизерами АЕ.

Вместе эти исследования дают важную информацию о процессе производства зеленого водорода и его ожидаемых улучшениях, которые могут привести к снижению конечной стоимости. Однако, как мы видели, экспериментальные данные довольно противоречивы, и нет общего согласия относительно ожидаемых темпов снижения затрат в будущем.

Далее, обобщим результаты рассмотренных исследований, используя метод мета-анализа данных. Мета-анализ – широко используемый метод прогнозирования в случае ограниченной возможности получения достоверных статистических данных для моделирования. Мета-анализ представляет собой мощный инструмент для синтеза результатов множества исследований. Путем систематического поиска, отбора и количественной оценки данных из различных источников, мета-анализ позволяет обобщить существующие знания, выявить противоречия и оценить степень уверенности в полученных результатах. Этот

метод позволяет оценить степень разнородности результатов отдельных исследований (гетерогенность) и выявить причины этих различий. При этом могут использоваться различные статистические тесты (например, тест Хи-квадрат) и индексы (например, I^2) для оценки степени гетерогенности данных различных исследований. В простейшем случае могут использоваться усредненные оценки с использованием метода взвешенных средних, когда исследованиям присваиваются веса в зависимости от их размера выборки и других факторов, чтобы учесть их вклад в общий результат. Основным преимуществом мета-анализа является повышенная статистическая мощность: объединение результатов нескольких исследований увеличивает вероятность обнаружения значимых эффектов.

Итак, на первом этапе исследования было изучено большинство ранее опубликованных работ, по оценке себестоимости производства водорода. Далее необходимо проанализировать результаты, полученные другими авторами, для выявления общих тенденций во всех исследованиях в рамках модели фиксированных эффектов (предполагается, что все исследования оценивают один и тот же истинный эффект). На следующем этапе проводится агрегация данные с предварительным пересчетом в унифицированные единицы измерения для обеспечения сопоставимости результатов. При этом были выдвинуты некоторые допущения.

Капитальные затраты, связанные с электролизером, которые можно найти в научных статьях, отчетах и энергетических обзорах, измеряются в разных валютах и нормируются по годам. Иногда эти значения включают и некоторые другие компоненты системы. Из-за выявленных неопределенностей, согласно рекомендациям работ [113, 184], было принято решения использовать показатели CAPEX, которые достаточно легко сравнивать и понимать.

Кроме того, согласно рекомендациям исследования Гленка и др. [184] в анализ были включены только исходные источники данных с точными оценками затрат и прозрачными и обоснованными методологиями получения оценок затрат. Расчеты капитальных затрат на электролизеры были обновлены в оценке затрат на производство водорода в результате электролиза: США и Европа [570]. В таблице

9 представлены данные из этого источника, но для полноты включены и другие источники.

Таблица 9. Исходные данные для расчетов.

Данные	Годы	Единицы измерения	Источник
Установленная мощность электролизеров	2015-2020	МВт	[635]
Капитальные затраты на электролизеры (CAPEX)	2015-2020	(в долл. 2020 г./кВт)	[184, 570, 599]
Генерация электроэнергии солнечными фотоэлектрическими установками	2011-2020	ГВт·ч	[657]
Генерация электроэнергии ветровыми установками (всего: наземные и морские)	2011-2020	ГВт·ч	[658]
Уровень бездотационных приведённых затрат на электроэнергию (LCOE) солнечных фотоэлектрических установок	2011-2020	долл./МВт·ч	[668]
Уровень бездотационных приведённых затрат на электроэнергию (LCOE) ветровых установок	2011-2020	долл./МВт·ч	[668]

Источник: составлено автором

Как видно из таблицы 9, учитывалась информация из нескольких источников, в том числе данные научных публикаций, обзоров, отчетов и сайтов официальных энергетических ассоциаций. Стоимость электроэнергии измеряется как приведенная стоимость электроэнергии (LCOE), которая рассчитывается как

средняя сметная стоимость производства электроэнергии за весь жизненный цикл электростанции.

Далее был проведен анализ проектов, включенных в базу данных МЭА [637]. В базу данных включены все проекты по производству водорода, введенные в эксплуатацию с 2000 года, а также те, которые планируются или находятся в процессе ввода в эксплуатацию. Проекты классифицируются по технологии производства (электролиз, ископаемое топливо с улавливанием углерода, утилизация и хранение и другие технологии), производимому водородному топливу (водород, метанол, аммиак, метан и синтетические углеводороды) и использованию полученного топлива. Анализ показал, что наиболее популярной технологией получения низкоуглеродистого водорода является электролиз. Всего электролиз используется в 1467 проектах, из которых 1302 уже находятся в эксплуатации. В проектах используются различные типы электролизеров (таблица 10).

Таблица 10. Электролизеры, используемые в проектах по производству водорода.

Тип электролизёра	Количество проектов
АЕ (щелочной электролизёр)	192
РЕМ (протонно-обменная мембрана)	290
SOEK (твёрдооксидный электролизёр)	38
Другие виды электролиза	790
Всего	1310

Источник: [637].

Поэтому в этом исследовании предполагается, что электролиз воды с использованием электролизеров АЕ и РЕМ используется для производства зеленого водорода. Расчеты для электролизеров SOEC не проводились, поскольку получить достаточно надежные ежегодные данные об объемах внедрения данной технологии и определить эволюцию ее применения с течением времени оказалось невозможным.

Шестьсот пятьдесят два проекта в базе данных МЭА используют возобновляемые источники энергии: 29 используют или планируют использовать гидроэнергию, 138 – солнечную фотоэлектрическую энергию, 101 – морской ветер и 70 – береговой ветер. Из 176 проектов, действующих к 2021 году, 58 связаны с возобновляемыми источниками энергии. Гидроэнергетика используется в семи проектах, солнечная фотоэлектрическая – в 20 и береговая ветровая – в 22 [637].

В таблице 11 представлены технологии производства водорода с высоким и умеренным воздействием на нулевые выбросы с оценкой степени их готовности.

Таблица. 11. Технологии производства водорода по важности для достижения нулевых выбросов и уровня готовности.

Технология производства	Важность для достижения нулевых выбросов	Уровень технологической готовности (TRL)
Электролиз > Конструкция электролизёра > Электролизёр с полимерно-электролитной мембраной	Очень высокая	9
Электролиз > Конструкция электролизёра > Щелочной электролизёр	Очень высокая	9
Частичное окисление с улавливанием, утилизацией и хранением углерода (CCUS)	Высокая	6
Реформинг метана > Автотермический реформинг с CCUS > С подогревом газа в реформере	Высокая	5

Реформинг метана > Автотермический реформинг с CCUS > Одинарный реформер	Высокая	5
Реформинг метана > Паровой реформинг с CCUS > Высокие показатели улавливания	Высокая	5
Термохимическое разложение воды — ядерное	Умеренная	3
Электролиз > Электролиз морской воды	Умеренная	3
Электролиз > Конструкция электролизёра > Электролизёр с анионообменной мембраной	Умеренная	6
Электролиз > Конструкция электролизёра > Электролизёр с твёрдооксидными элементами	Умеренная	7

Источник: Составлено по [640].

Оценки стоимости электролизеров в литературе также сильно разнятся. В последнем отчете МЭА [631] установка электролизеров стоит 1000-1750 долларов за киловатт (2020 г.). В то же время МЭА указывает (правда, со ссылкой на Hydrogen Council [614]), что к 2030 году стоимость резко упадет во всех сценариях и будет находиться где-то в диапазоне \$400-600, что близко к оценке Fraunhofer [599]. Важным допущением, сделанным в данной работе, является большой разброс данных в оценке стоимости электролизеров, встречающихся в различных источниках. Поэтому стоимость электролизеров мы рассматривали как вторую составляющую для оценки скорости обучения.

4.2. Методика оценки темпов обучения в случае развития всех этапов технологической цепи

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15, 379]

Методика кривых обучения основана на фундаментальных законах теории обучения, согласно которым по мере увеличения совокупного (общего) объема производства себестоимость продукции снижается за счет накопления производственного опыта (эффект обучения на практике). Кривые обучения выражают гипотезу о том, что затраты на технологию уменьшаются на постоянную долю (%) при каждом удвоении установленной мощности. Следовательно, в логарифмическом масштабе соотношение между этими затратами на технологию и общим объемом производства или производства представляет собой прямую линию с наклоном вниз [169, 391, 481, 499].

Впервые концепция кривых обучения была определена Райтом (1936) и Эрроу (1962) как снижение удельной стоимости при удвоении накопленного производства [69, 486]. Причиной снижения стоимости является улучшение процесса и процедуры администрирования, используемых для производства определенного продукта по мере увеличения накопленного производства. Однофакторные кривые обучения (One-factor learning curve – 1ФМ) является наиболее широко используемым методом для оценки темпов обучения. Поскольку этот метод сравнительно недавно был применен в различных областях инновационного развития, он также широко используется для анализа затрат на разработку и внедрение возобновляемой энергии [156, 260, 328, 342, 465, 466]. Так, например, Ней (1997) оценил кривую обучения по увеличению накопленного производства фотоэлектрической и ветровой энергии, а также по эмпирическому анализу продвижения распределения государственной политикой [327]. В 2008 году тот же автор оценил темп обучения различных моделей мощности генерации возобновляемой энергии примерно в 8-12%. Это может быть средством устранения ошибки в оценке темпов обучения из-за разницы удельной стоимости

установленной мощности [326]. Ибенхольт (2002) оценил темп обучения по стоимости производства ветровой энергии в Дании, Германии и Великобритании [222]. Это исследование примечательно тем, что включило эксплуатационные расходы в стоимость производства электроэнергии. Так же можно отметить много исследований, которые использовали дефлятор ВВП при анализе кривой обучения, чтобы ограничить влияние других факторов [158, 242, 260, 314, 342, 408, 498]. Фериоли и др. (2009) представили результат показывающий, что скорость обучения без учета фиксированной стоимости была выше, чем с учетом фиксированной стоимости, и пришли к выводу, что скорость обучения увеличивалась по мере включения элементных технологий [169]. Ким (2012) оценил кривую обучения, используя стоимость производства атомной энергии в Корее, и сравнил ее с кривыми возобновляемых источников энергии [255].

Часто вместо себестоимости рассматривают такие показатели, как цена единицы продукции, поскольку в нормальных условиях она пропорциональна себестоимости. Себестоимость также может называться удельной стоимостью (на единицу продукции).

Математически основной закон теории обучения описывается следующей формулой:

$$C(X_t) = C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r} \quad (7)$$

$$LR = 1 - 2^{(-r)}$$

где

C_0 – первоначальные удельные затраты (затраты на единицу продукции);

$C(X_t)$ – удельные затраты в момент времени t ;

X_t – совокупный (за весь период) объем производства,

LR – предполагаемая скорость обучения на практике в производственном процессе.

LR (learning rate) обычно выражается в процентах и показывает, насколько снижается себестоимость продукции при каждом удвоении совокупного объема

производства. Рассчитав скорость обучения по имеющимся статистическим данным, можно спрогнозировать, как в дальнейшем будет меняться цена/себестоимость продукции при увеличении объемов производства.

Поскольку однофакторная кривая обучения (1ФМ) зависит исключительно от увеличения установленной мощности, можно сделать вывод, что политика, которую следует рассмотреть, заключается в том, чтобы просто увеличить мощность за счет увеличения спроса [345]. Хотя поддержка НИОКР используется в качестве меры политики во многих случаях и имеет определенный эффект, сама по себе однофакторная кривая обучения имеет ряд ограничений [262]. Двухфакторная модель кривой обучения (2ФМ) была впервые введен Коуваритакисом (2000) для использования с входными данными в энергетической модели POLES. В этом подходе использовалось включение обучения через исследование в качестве независимой переменной для уравнения оценки кривой обучения [270]. Это исследование было первой попыткой оценить 2ФМ. Оно расширило применение теории кривых обучения до анализа всех энергетических технологий от уже коммерциализированной тепловой генерации до будущей технологии топливных элементов [270].

Двухфакторная модель кривой обучения обычно добавляет обучение через исследование (learning-by-researching) к обучению через действие (learning by doing), которое рассматривается в рамках однофакторной модели кривой обучения (рис. 25).



Рисунок 25 Теоретическая концепция однофакторной и двухфакторной модели кривой обучения. Источник: составлено автором.

Поэтому использование двухфакторной модели выгодно тем, что оно может отражать эффект инвестиций в НИОКР среди основных государственных политик, упомянутых выше. Loschel (2002) проанализировал эффект инвестиций в НИОКР для изучения технологического обучения как ключевого фактора в энергетической системе [295]. Barreto (2004) проанализировал связь между инвестициями в НИОКР и технологическим обучением в модели энергетической системы и показал, что когда технология внезапно меняется, может возникнуть ошибка в оценке скорости обучения за счет инвестиций в НИОКР [88]. Jamasb (2006) использовал двух- или трехступенчатый метод наименьших квадратов вместо обычного метода наименьших квадратов, чтобы повысить точность модели путем устранения эндогенных факторов, утверждая, что модель 2ФМ является более полезным инструментом, чем 1ФМ, особенно для изучения энергетических технологий [235]. Kobos (2006) использовал двухфакторную модель кривой обучения для анализа скорости обучения в развитии солнечных фотоэлектрических и ветровых технологий в США и оценил скорость обучения, рассматривая временную задержку и обесценивание знаний, возникающие, когда инвестиции в НИОКР приводят к технологическому обучению [266]. Miketa (2004) предложил ERIS в качестве модели оценки скорости обучения, определив инвестиции в НИОКР как эндогенную переменную и оптимизировав ее [314]. Когда существует мультиколлинеарность между кумулятивными инвестициями в НИОКР и установленной мощностью, скорости обучения, генерируемые этими двумя факторами, нельзя различить. Berglund (2006) представил усовершенствованную модель оценки скорости обучения, исключив эндогенный фактор, связанный с экономией за счет масштаба, совокупного объема производства и удельных затрат, используя двухфакторную модель 2ФМ [97]. Содерхольм и Клаассен (2007) проанализировали соотношение между тарифом FIT (зеленый тариф) и дисперсией генерации ветровой энергии в Дании и других европейских странах [421]. Юнгингер (2006) проанализировал эффект обучения биоэнергии [243]. Цучия (2004) оценил скорость обучения от РЕМЕС среди технологий топливных

элементов, в то время как Ривера-Тиного и др. (2012) сделали то же самое с SOEC [383, 460].

Математически двухфакторная модель кривых обучения имеет следующий вид:

$$UC_t = c \times CUM_t^a \times KS_t^b \quad (8)$$

$$KS_t = (1 - \rho) \times KS_{\{t-1\}} + RD_{\{t-RDlag\}} \quad (9)$$

Где,

UC означает себестоимость единицы продукции или установленного оборудования,

CUM означает совокупное производство или установленную мощность технологии,

KS обозначает запас знаний и представляет собой объем внутренних знаний, которые непосредственно используются для производственной деятельности и которые полезны для продвижения будущего развития технологий. Это означает совокупные технологические знания или совокупные инвестиции в НИОКР.

Как правило, промышленный рост в текущем году является не результатом капиталовложений в этом же году, а, скорее, результатом запаса капитала в прошлом. Понятие запаса знаний может использоваться таким же образом, как и понятие запаса капитала. Другими словами, большинство технологических инноваций в текущем году являются результатами знаний и опыта, накопленных за годы, и, таким образом, технологические инновационные возможности и потенциал промышленности можно выразить в терминах знаний и опыта страны [345]. Поэтому необходимо учитывать временной лаг и норму амортизации, если нужно реалистично отразить такой запас знаний.

Клаассен и др. (2005) ввели концепцию запаса знаний через НИОКР и оценили скорость обучения, предположив временной лаг в 2 года и норму амортизации в 3% [262]. Кобос и др. (2006) продемонстрировали это, оценив эффективность обучения на практике и поиска информации в глобальных кривых опыта в области фотоэлектрических и ветряных установок [266]. В уравнении (6) *a*

означает LDI (индекс обучения на практике), а b означает LSI (индекс обучения на основе поиска) [45,51]. p означает норму амортизации запаса знаний и представляет, сколько запаса знаний мощности отражено ($0 \leq p \leq 1$).

RDt-RDlag означает инвестиции в НИОКР, способствующие накоплению знаний с временной задержкой, в то время как RDlag означает временную задержку между инвестициями в НИОКР и накоплением знаний.

По результатам исследований Содерхолма и Сундквиста (2003), причина, по которой KS используется как отдельный термин, заключается в том, чтобы отразить тот факт, что инновации не являются немедленным результатом инвестиций в НИОКР, а возникают после временного лага в несколько лет [422]. p означает, что прошлые инвестиции в НИОКР постепенно обесцениваются. Такая точка зрения согласуется с аргументом о том, что прошлые инвестиции в НИОКР не могут полностью отразиться на накоплении знаний и что прямой эффект от инвестиций в НИОКР проявляется только с задержкой во времени [88].

Несмотря на привлекательность данного подхода, разделяющего эффекты обучения в производстве и обучения в НИОКР, оценить данные эффекты на практике очень сложно. Первая сложность заключается в мультиколлинеарности данных. Заметим, что уравнение (5) похоже на производственную функцию Кобба-Дугласа, и его можно преобразовать в логарифмическую шкалу для оценки с помощью линейной регрессии [467]:

$$\log UC_t = \log c + a \times \log CUM_t + b \times \log KS_t \quad (10)$$

Уравнение (10) использует метод наименьших квадратов для оценки. Данные проверяются с использованием последовательной корреляции и мультиколлинеарности. Тест Дарбина-Уотсона является полезным статистическим методом, если корреляция выступает критической проблемой, усугубляющей подгонку модели.

Второй сложностью практического применения данного метода, является необходимость сбора данных не только по объемам роста производственных мощностей (или объемов производства), но и по инвестициям в НИОКР. Такого рода данные редко представлены в открытом доступе.

Третий вид сложностей, возникающий на практике – это необходимость оценки прогресса в развитии нескольких отдельных компонент технологии. В случае производства зеленого водорода с применением электролиза и электроэнергии, генерируемой за счет энергии солнца или ветра, очевидно, что в настоящее время идет прогресс как в разработке электролизеров, так и прогресс в развитии солнечной и ветровой генерации.

Поэтому в данном исследовании мы использовали методологию покомпонентной кривой обучения, то есть на основе имеющихся данных о производстве и стоимости АЕ и РЕМ, а также о производстве и стоимости энергии ветра и солнца. Были построены кривые обучения, и оценки скорости обучения были получены отдельно для каждого компонента (LR_i). Математическая модель многокомпонентной кривой обучения может быть представлена следующим образом [169, 499]:

$$C(X_t) = \sum_i C_{0i} \left(\frac{X_{ti}}{X_{0i}} \right)^{-r_i} \quad (11)$$

где индекс i относится к каждому компоненту в цепочке поставок. В упрощенной форме (относящую все отдельные кривые обучения только к совокупной продукции всей системы) уравнение 11 можно переписать как:

$$C(X_t) = \sum_i C_{0i} \left(\frac{X_{ti}}{X_0} \right)^{-r_i} \quad (12)$$

Хотя эта модель исключает некоторые факторы, такие как побочные эффекты между компонентами, Böhm et al. [106] доказывают, что уравнение 12 по-прежнему является адекватным и более практичным для оценки скорости раннего обучения на уровне компонентов. Если система состоит из двух основных затратоемких компонентов, то уравнение (12) можно переписать следующим образом:

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_{ti}}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(\alpha_1 \left(\frac{X_{t1}}{X_0} \right)^{-r_1} + \alpha_2 \left(\frac{X_{t2}}{X_0} \right)^{-r_2} \right) \quad (13)$$

где α_i – доля i -го компонента в общей стоимости системы. Предполагая, что X_{ti} – совокупный (за весь период) объем производства каждого компонента сохранит одинаковую долю в общем объеме производства системы, можно представить уравнение 13 следующим образом:

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(\alpha_1 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_1} + \alpha_2 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_2} \right) \quad (14)$$

Учитывая, что отношение $\frac{X_t}{X_0}$ равно 2 (совокупная добыча удваивается), мы можем вычислить отношение $\frac{C(X_t)}{C_0}$ а и найти скорость прогресса (1-LR) всей цепочки поставок.

Наконец, если система содержит не только компоненты, которые связаны с обучением (например, производственный процесс), но и те, которые не связаны с обучением (например, затраты на оплату труда и материальные затраты), то формула стоимости продукта в момент времени t может быть записана следующим образом:

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(\alpha_1 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_1} + \alpha_2 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_2} + \alpha_3 \right) \quad (15)$$

где α_3 – доля компонента, не связанного с обучением, в первоначальной стоимости продукта.

Такой подход также избавляет от необходимости использовать регрессионные модели. Прогноз снижения стоимости инновационной продукции может быть выполненным следующим образом:

1) по историческим данным (зная первоначальную цену, объемы производства и конечную цену) необходимо оценить темпы обучения по каждой компоненте;

2) по прогнозным данным (различных международных организаций) необходимо оценить будущие объемы производства электролизеров и будущие объемы производства ветровой и солнечной энергии (или ветрогенерирующих турбин и фотоэлектрических панелей);

3) по полученным прогнозным значениям объемов производства и темпам обучения оценить ожидаемое снижение стоимости каждой компоненты производства инновационной продукции (в нашем случае, электролизера и энергии ВИЭ);

4) определить, какую долю в стоимости зеленого водорода составляет стоимость электроэнергии, а какую – стоимость электролизера;

5) рассчитать ожидаемое снижение стоимости за счет агрегации расчётных значений двух компонент в соответствующей пропорции.

При производстве водорода электролизом на основе ВИЭ центральную часть затрат составляет электроэнергия (55 кВтч/кг водорода) и стоимость электролизеров, которая высока из-за недостаточного масштабирования. При снижении стоимости возобновляемой энергии (чаще всего ветровой и солнечной) стоимость производства водорода будет снижаться.

Анализ динамики стоимости несубсидируемой солнечной и ветровой энергии проводился на основе открытых источников данных (в отличие от конфиденциальных данных компаний) (рис. 26). Согласно отчету Организации Объединенных Наций и Bloomberg (BNEF), средняя «текущая стоимость» или общая стоимость производства солнечной энергии во всем мире до пандемии снизилась на 17%, затраты на наземную ветровую энергию снизились на 18%, а на энергия морского ветра упали на 28% [560].

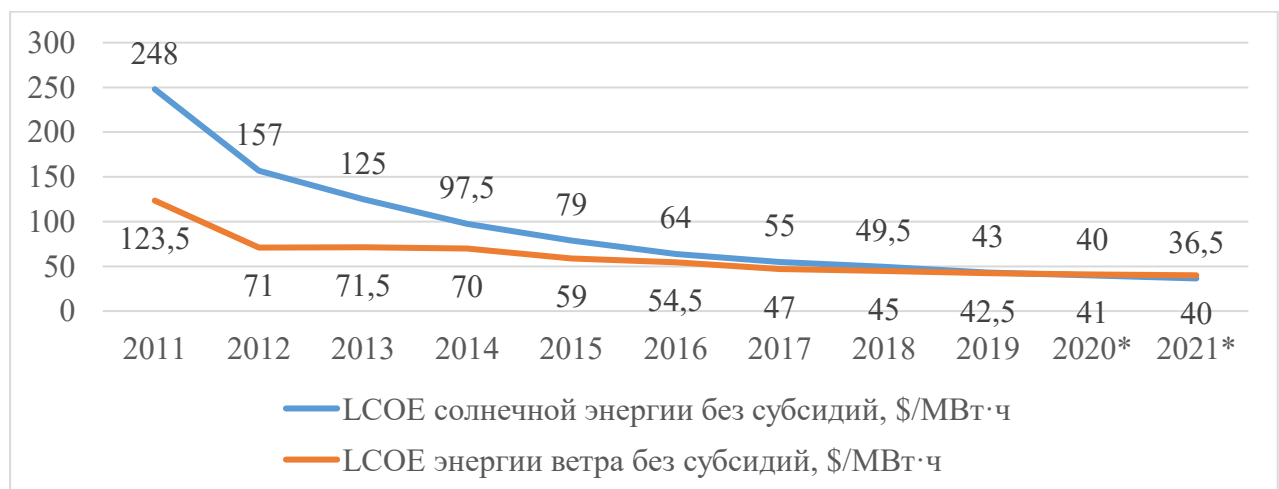


Рисунок 26. Стоимость несубсидируемой солнечной и ветровой энергии (медиана).
Источник: составлено автором по [668].

Для расчета темпов обучения мы использовали данные о несубсидируемой LCOE ветровой и солнечной энергии в 2011 и 2020 годах [668] и выработке электроэнергии солнечной, фотоэлектрической и ветровой [657, 658] (рис. 27, 28).

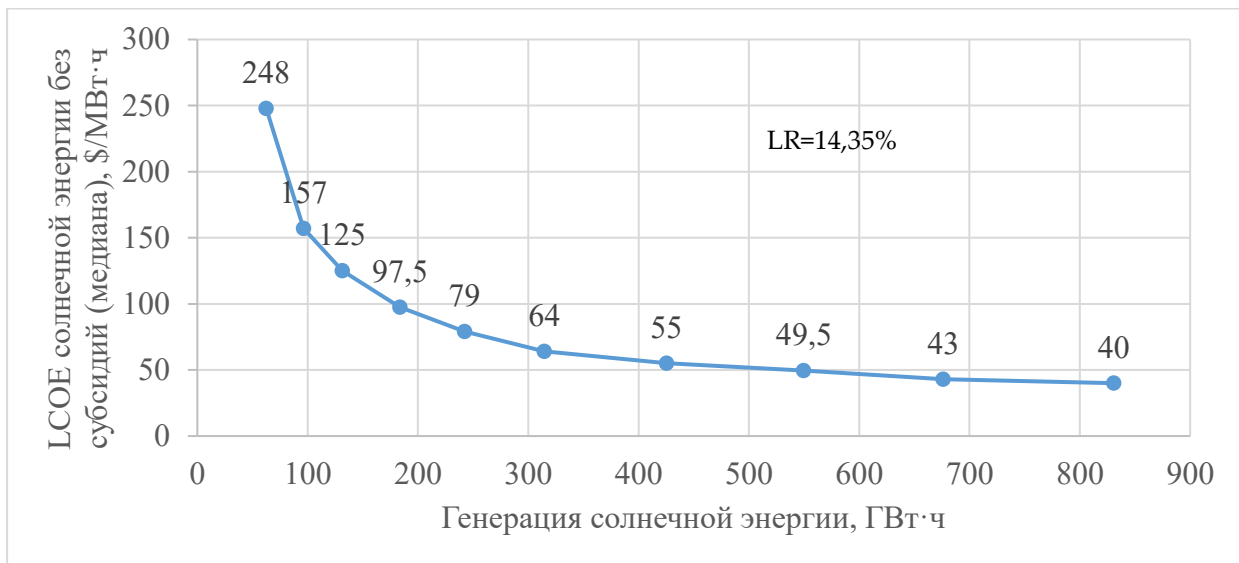


Рисунок 27. Кривая обучения одного компонента для затрат на солнечную энергию.

Источник: составлено автором на основе [657, 658].

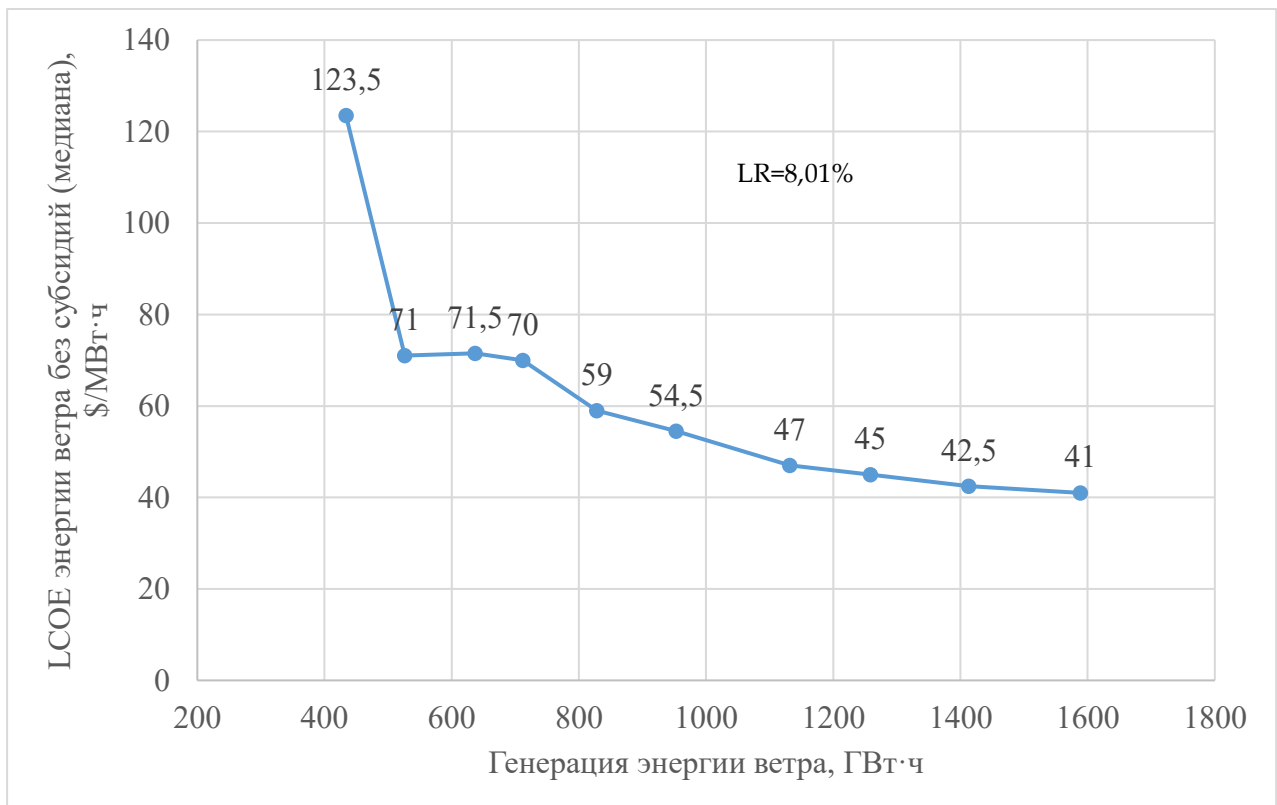


Рисунок 28. Однокомпонентная кривая обучения стоимости энергии ветра.

Источник: составлено автором на основе [657, 658].

Поскольку LCOE ветровой и солнечной энергии различается в зависимости от страны и местоположения, мы использовали три значения — минимальное, среднее и максимальное. Поэтому оценки скорости обучения были получены в трех вариантах (табл. 12).

Таблица 12. Оценка скорости обучения (LR) для ветровой и солнечной энергии

Ветровая энергия			Солнечная энергия		
Нижняя граница	Медиана	Верхняя граница	Нижняя граница	Медиана	Верхняя граница
7.35%	8.01%	9.63%	14.28%	14.35%	14.44%

Источник: составлено автором.

Полученные оценки темпов обучения показывают, что при удвоении производства стоимость энергии ветра снизится в среднем на 8,01 %, колеблясь от 7,35 % до 9,63 %. Что касается производства солнечной энергии, то скорость обучения почти в два раза выше (14,35%) с диапазоном от 14,28% до 14,44%, , чем затраты на энергию ветра.

Далее для оценки темпов обучения в производстве зеленого водорода нами были агрегированы исторические данные за период 2011 – 2023 год из различных источников (включая прогнозы), представлены на рисунке 29.

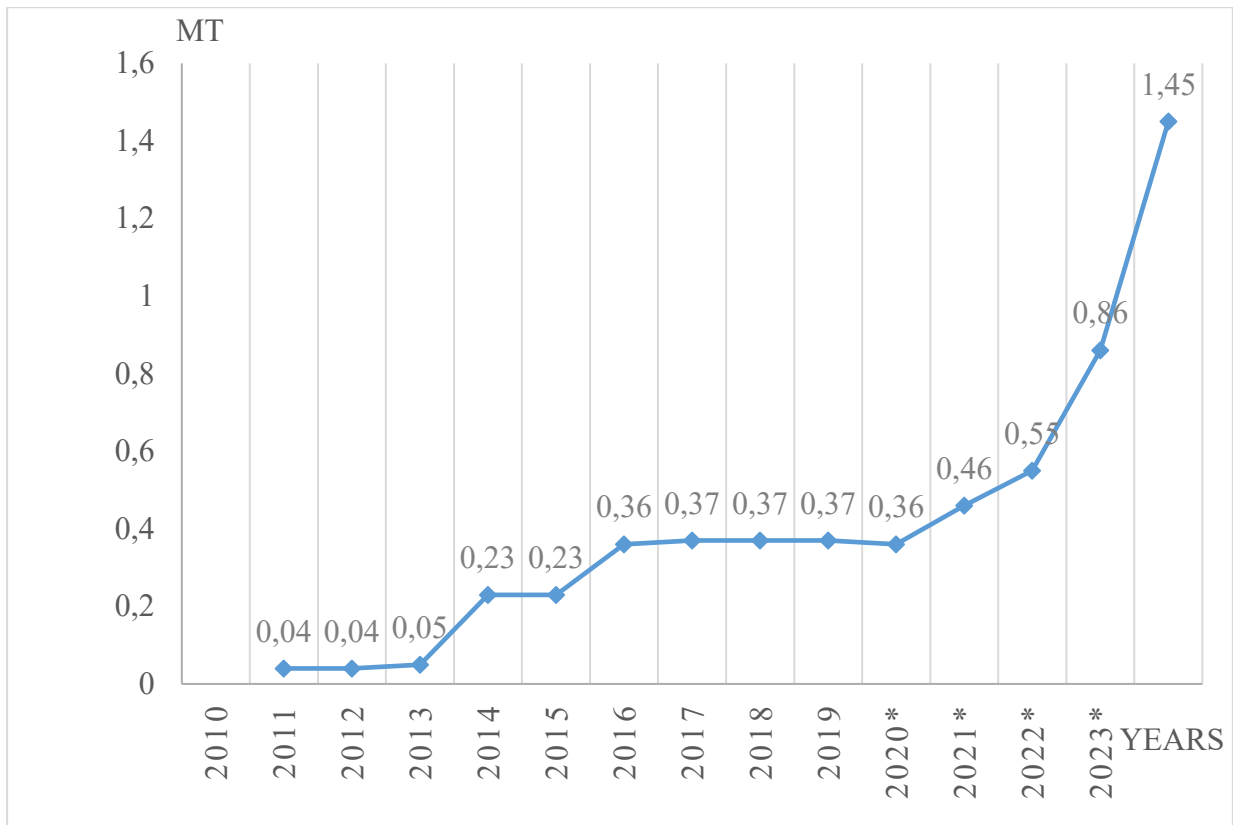


Рисунок 29. Производство низкоуглеродного водорода, млн т/год.

Примечание: * - оценка. Источник: составлено автором на основе [638]

Кроме того, были проанализированы исторические данные по динамике установленных мощностей электролизеров различных типов. В результате было выявлено, что мощность электролизеров в последние годы показывает постоянный рост. В то же время электролизеры SOEC находятся на начальном пути, а PEM еще отстает по мощности от щелочных электролизеров (рис. 30).

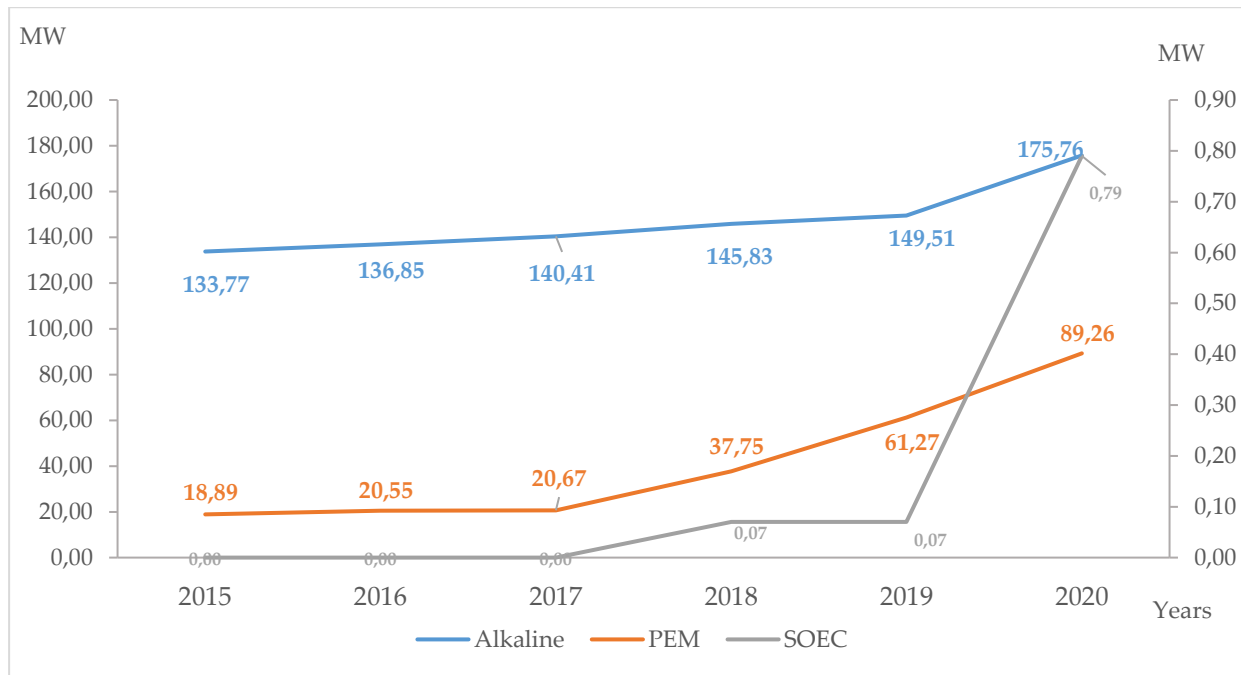


Рисунок 30. Мировые установленные электролизные мощности по технологиям, 2015-2020 гг., МВт. Источник: [635].

Хотя щелочные электролизеры имеют более длительную историю использования, как и электролизеры с PEM, они находятся на стадии высокой технологической готовности (TRL9) и уже коммерциализированы. Электролиз SOEC в настоящее время является демонстрационной технологией (TRL7). Электролизеры с анионообменной мембраной (AEM) находятся на ранних стадиях разработки и оцениваются Международным энергетическим агентством (IEA) как полноценный прототип в масштабе (TRL6) [629]. Если все разрабатываемые проекты будут реализованы, то к 2030 году мировая электролизная мощность может достичь 134-240 ГВт [629].

4.3. Прогноз снижения стоимости водорода в зависимости от объемов производства

На основе исторических данных о капитальных затратах на установку электролизера в 2015 году, кумулятивном объеме инсталляций и данных о капитальных затратах на 2020 год [184, 570, 599], были выполнены расчеты темпов

обучения для обоих типов электролизеров. Суммарный объем производства рассчитывается по данным установленной мощности электролиза [635]. Результаты представлены в таблице 13 и на рисунках 31 и 32.

Таблица 12. Оценки скорости обучения (LR) для электролизеров.

Электролизер АЕ	Электролизер PEM
4%	4%

Источник: составлено автором

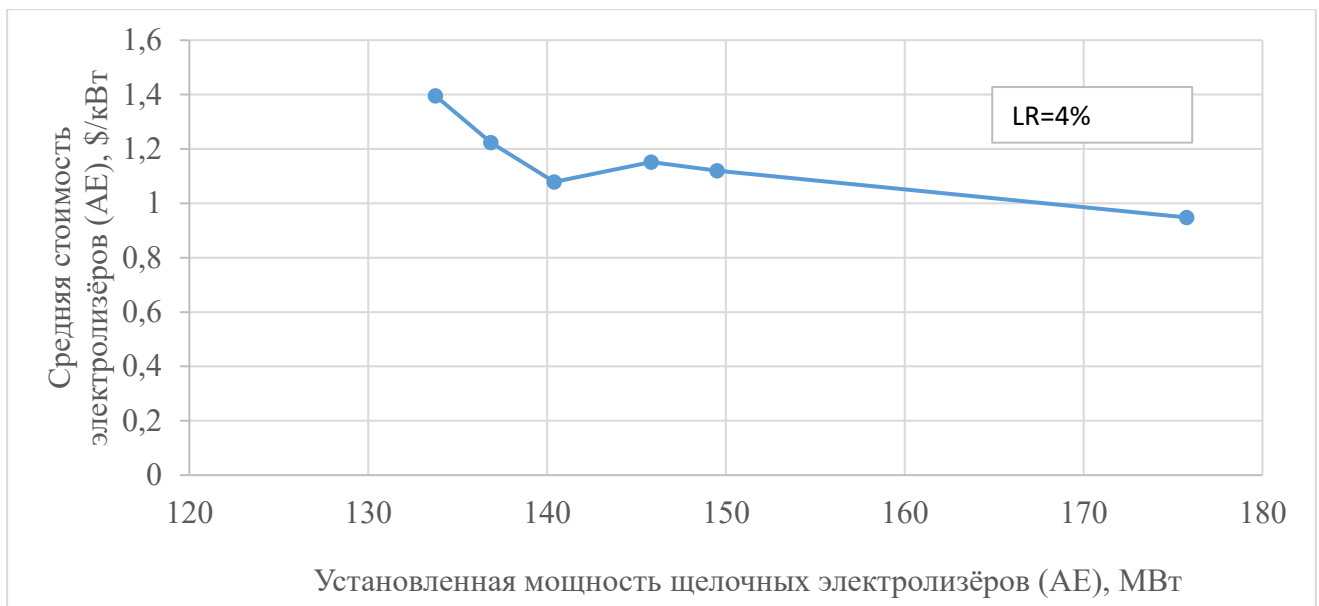


Рисунок 31. Однокомпонентная кривая обучения для электролизера АЕ. Источник: составлено автором.

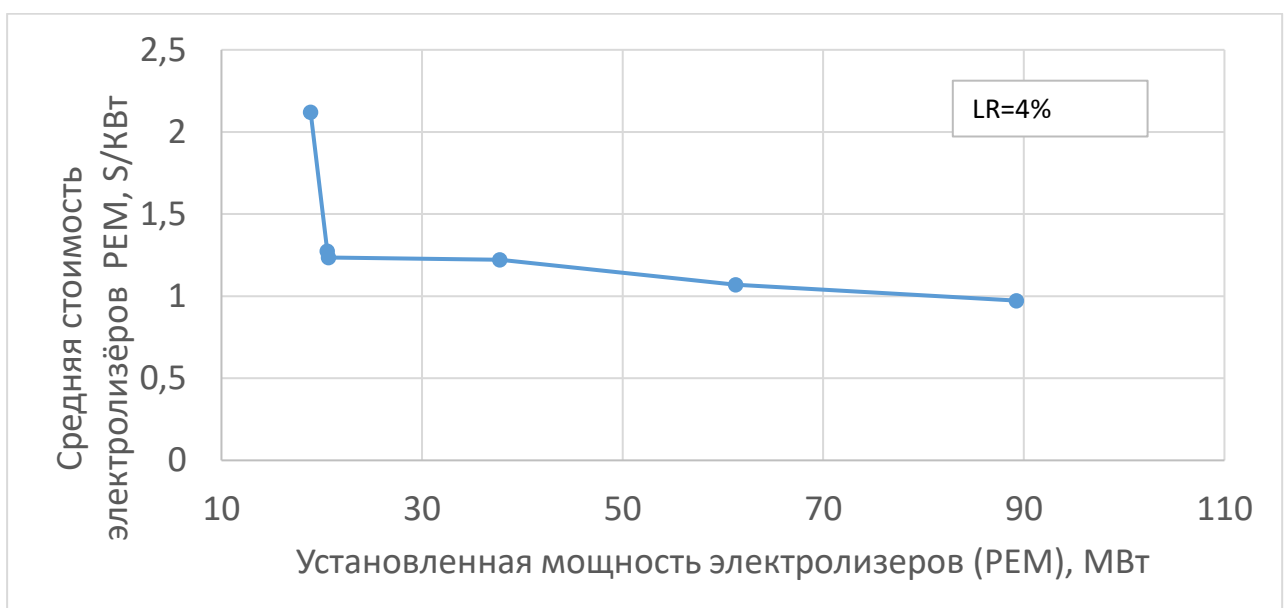


Рисунок 32. Однокомпонентная кривая обучения для электролизера РЕМ.
Источник: составлено автором.

Полученные расчеты показывают, что при удвоении производства электролизеров для обоих типов АЕ и РЕМ их капитальные затраты снизятся в среднем на 4%. Следует отметить, что скорость обучения стоимости оборудования для электролиза воды имеет большие пределы погрешности, но находится в пределах диапазона обучения, указанного в литературе для других технологий в энергетическом секторе.

Далее для расчета скорректированной стоимости водорода (LCOH) по расширенной формуле 16

$$LCOH = \frac{\text{Совокупные затраты за срок службы}}{\text{Произведённый водород за срок службы}}$$

$$= \frac{\left(\sum_{t=1}^n \left(\frac{I_t + W_t + O_t + R_t}{(1+r)^t} \right) \right)}{\left(\sum_{t=1}^n \left(U_t \times \frac{\eta_t}{(1+r)^t} \right) \right)} + \frac{\left(\sum_{t=1}^n \left(U_t \times LCOE_t \times \frac{1 + d^t}{(1+r)^t} \right) \right)}{\left(\sum_{t=1}^n \left(U_t \times \frac{\eta_t}{(1+r)^t} \right) \right)}$$

(16)

- I_t — капитальные затраты полной системы, €/кВт_{input}, в году t .
- W_t — затраты на воду, €/кВт_{input}, в году t .
- O_t — эксплуатационные и ремонтные расходы (O&M), €/кВт_{input}, в году t .
- R_t — затраты на замену стека, €/кВт_{input}, в году t .
- η_t — КПД полной системы, %, в году t .
- U_t — использование (часов работы при номинальной нагрузке) за год, в году t .
- $LCOE_t$ — усреднённая стоимость электроэнергии, €/кВт·ч, в году t .
- n — срок службы полной системы, лет.
- r — ставка дисконтирования (или WACC), %.
- d^t — накопленная деградация эффективности в году t , где $d^t = (U_{\{t-1\}} \times \text{годы после замены стека} - 1 \times \text{скорость деградации в час})$.

необходимо получить оценки следующих технико-экономических параметров:

- экономический срок службы электролизера (как правило, предполагается равным 30 годам с анализом чувствительности в интервале от 20 и 40 лет);
- ставка дисконтирования или средневзвешенная стоимость капитала (WACC): в большинстве европейских исследований предполагается на уровне 6,5%, с анализом чувствительности в интервале от 3 до 10%;
- расходы на установку считаются равными 10% от CAPEX, однако, они сильно зависят от местоположения, и отличаются у каждого производителя. Они более низкие для модульных систем, поэтому анализ чувствительности выполняется в интервале от 0 и 20%.
- эксплуатация и техническое обслуживание, предполагается на уровне 2% от годовых CAPEX, анализ чувствительности выполняется для интервала от 1 и 3%, поскольку это зависит от соглашения об уровне обслуживания (SLA).
- стоимостью воды можно пренебречь, при этом расходы на воду составляют 0,00036 евро за литр и уровне использования менее 0,09 литра на кг водорода [695].
- стеки заменяются каждые 10 лет (AEL и PEMEL), и как стоимость стека, так и снижение эффективности вновь установленных стеков, как предполагается, улучшаются с наращиванием производственных мощностей и течением времени (еще один эффект обучения). Предполагается, что снижение эффективности стека снизится с 0,11%/1000 часов для AEL и 0,19% для PEMEL до первой замены стека до постоянных 0,1%/1000 часов для обоих, после замены стека на 10 и 20 год [618]. При повышенных уровнях инсталляции электролизеров снижение эффективности предполагается постоянным на уровне 0,1%/1000 часов.

Таким образом, для расчета полной стоимости водорода по формуле (16) с учетом эффектов обучения, даже с учетом усреднения данных по капитальным

затратам, мы имеем высокую неопределённость по двум ключевым техническим параметрам: расходы на замену стека и эффективность электролиза.

Кроме того, еще один обычно изучаемый неопределенный параметр, это срок службы стека в часах, который определяется экспертным путем, поскольку большинство исследований рассматривают снижение эффективности в зависимости от срока службы стека. Поскольку снижение эффективности электролиза в большинстве источников рассматривается как конфиденциальная информация, единственная оценка, на которую можно рассчитывать это источник [618] Hydrogen Europe (2020a). Однако, выявленная в данной работе переменная продолжительность срока жизни электролизера фактически представляет собой экономическую продолжительность жизни, поскольку она показывает оптимальное по стоимости время для замены стека после снижения эффективности до определенного уровня. Следовательно, срок службы также зависит от затрат на электроэнергию и коэффициента нагрузки, поскольку эти переменные влияют на экономические стимулы для замены стеков. Однако это исследование фокусируется на относительных улучшениях в сроке службы, которые могут быть результатом только улучшений (снижений) деградации стека. Эти относительные процентные улучшения в сроке службы затем преобразуются в улучшения в деградации стека, а затем сравниваются с прогнозируемыми значениями из [618] Hydrogen Europe (2020a).

Кроме того, необходимо учитывать еще и такой вид неопределённости как режим работы электролизера: присоединенный к электрической сети или нет. В случаях подключения к сети предполагается, что часы нагрузки составляют 8000 часов в год, и в этих случаях договор о покупке электроэнергии (PPA) согласовывается с поставщиком возобновляемой энергии [564]. Для случаев, когда электролизер потребляет возобновляемую энергию из сети, снижение LCOH будет в большей степени зависеть от цен на электроэнергию, нежели от эффектов обучения. С другой стороны, его эффективность может повыситься из-за высокого предполагаемого коэффициента нагрузки (коэффициента использования мощности).

В случае автономной работы электролизных систем эндогенное обучение может также проявляться в виде интеграции с ВИЭ, гибкости нагрузки и сокращения занимаемой площади или времени простоя, что может привести к повышению коэффициента загрузки системы при более низких ценах на электроэнергию. Поэтому предполагается другой случай, когда в исходном режиме система электролизера имеет коэффициент загрузки 4000 часов ветровой электроэнергии в год по цене 40 евро/мвтч, а в сценарии развертывания в 10 раз система также дополнительно «учится» улавливать 1000 часов энергии, которая в противном случае была бы сокращена, по более низкой цене от 15 евро/мвтч.

Существенно более высокая скорость обучения свидетельствует о значительно более высокой способности автономного производства экологически чистого водорода к эндогенному обучению и, таким образом, демонстрирует потенциал интегрированного производства экологически чистого водорода, дополняющего и интегрируемого с возобновляемыми источниками энергии. Этот случай является показательным, поскольку точно оценить этот потенциал сложно, так как он сильно зависит от колебаний мощности ВИЭ. Более того, при высоком уровне интеграции границы системы становятся менее очевидными.

Учитывая вышеперечисленные сложности, прогноза стоимости зеленого водорода по методике LCOH с учетом эффектов обучения, нами была разработана упрощенная методика, которая использует отношение текущих объемов производства к начальным и позволяет, таким образом, избежать необходимости расчета всех неопределённых технико-экономических параметров.

По данным IRENA [229], доля стоимости электроэнергии в конечной стоимости зеленого водорода составляет от 30 до 60 %, а доля эксплуатации и обслуживания составляет около 10 %, следовательно, остальная часть общей стоимости водорода приходится на электролизер. Следовательно, мы можем рассчитать будущую стоимость зеленого водорода в момент времени t по нескольким сценариям:

I сценарий (доля энергии в конечной стоимости 60%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_1} + 0.3 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_2} + 0.1 \right) \quad (17)$$

II сценарий (доля энергии в конечной стоимости 30%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.3 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_1} + 0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_2} + 0.1 \right) \quad (18)$$

Далее каждый сценарий можно разделить на два сценария по типу зеленой энергии с разной скоростью обучения:

I сценарий (доля энергии ветра в конечной стоимости 60%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.122} + 0.3 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.06} + 0.1 \right) \quad (19)$$

II сценарий (доля солнечной энергии в конечной стоимости 60%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.223} + 0.3 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.06} + 0.1 \right) \quad (20)$$

III сценарий (доля энергии ветра в конечной стоимости 30%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.3 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.122} + 0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.06} + 0.1 \right) \quad (21)$$

IV сценарий (доля солнечной энергии в конечной стоимости 30%):

$$C(X_t) = \sum_i \alpha_i C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-r_i} = C_0 \left(0.3 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.223} + 0.6 * \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-0.06} + 0.1 \right) \quad (22)$$

Кроме того, четыре представленных сценария могут быть дополнительно разделены на под-сценарии, соответствующие самым низким и самым высоким оценкам скорости обучения в производстве ветровой и солнечной энергии.

Тогда, предполагая, что $\frac{X_t}{X_0} = 2$ (двукратное увеличение производства зеленого водорода), мы можем рассчитать темп обучения для производства зеленого водорода методом электролиза. Результаты обобщены в таблице 14.

Таблица 14. Скорость обучения производству зеленого водорода электролизом

Доля энергии по типу	Нижняя граница	Медиана	Верхняя граница
Доля энергии 30%			
Ветряная	4%	5%	5%
Солнечная	7%	7%	8%
Доля энергии 60%			
Ветровая	6%	6%	7%
Солнечная	10%	10.1%	10.2%

Источник: составлено автором.

По полученным данным прогресс в производстве на основе солнечной энергии идет быстрее: по сценарию 2, где доля стоимости электролизера ниже, скорость обучения чуть выше 10%; во втором сценарии, где стоимость электролизера выше, максимальная скорость обучения составляет 8%. Ситуация аналогична ветроэнергетике. Поэтому можно сделать вывод, что стоимость водорода будет снижаться быстрее в регионах с подходящими климатическими условиями для развития солнечной энергетики.

Заметим, что по сравнению с имеющимися в литературе оценками, наша оценка довольно консервативна, поскольку рынок электролизеров все еще находится на ранней стадии развития. Недостаточная коммерциализация, недостаточное количество поставщиков и ограниченные мощности, поэтому наши результаты показывают относительно невысокую скорость обучения.

Более оптимистичные оценки были предоставлены компанией Rethink Energy, которая прогнозирует скорость обучения для модулей электролизера на уровне 11%. Аналогичная оценка электролизеров также была представлена в отчете Hydrogen Council [614]. Наша оценка более консервативна, скорее всего, из-за более позднего периода исследования. Оценка за компонент электроэнергии также выше, чем у электролизеров, что соответствует исследованиям, представленным другими энергетическими компаниями.

Тем не менее наше исследование показывает, что стоимость производства зеленого водорода потенциально может быть снижена. Электролизеры имеют большой потенциал, особенно с учетом растущей коммерциализации электролизеров с протонными мембранами и нового уровня готовности твердооксидных электролизеров. Как показали исследования, снижение стоимости возобновляемой энергии будет еще больше способствовать снижению стоимости зеленого водорода.

Это особенно верно для солнечной энергии из-за более радикального снижения цены. Очевидно, надо учитывать, что для некоторых стран этот компонент будет иметь более существенный вклад. Это касается стран, которые по своему географическому положению находятся в более благоприятных климатических условиях и еще не использовали этот потенциал. Что касается энергии ветра, то в этом случае скорость обучения была несколько ниже, хотя и достаточно высокой (примерно 8%). Для получения более высоких показателей обучения необходим более высокий уровень стимулов и государственной поддержки для привлечения крупных производителей [277]. Конечно, наша оценка является средней и может варьироваться в зависимости от региона и страны, географии, климата и государственной политики.

Если разрабатываемые проекты электролизеров будут реализованы и произойдет запланированное увеличение производственных мощностей, то к 2030 году затраты на электролизеры могут быть снижены примерно на 70% по сравнению с сегодняшним днем. В сочетании с ожидаемым снижением стоимости возобновляемой энергии это может снизить стоимость возобновляемого водорода до 1,3–4,5 долл. США/кг H₂ (эквивалентно 39–135 долл. США/МВтч). Нижняя граница этого диапазона лежит в регионах с хорошим доступом к возобновляемым источникам энергии, где возобновляемый водород уже может быть структурно конкурентоспособным с ископаемым топливом [632]. Многообещающие перспективы в этом направлении имеют страны с хорошими природно-климатическими условиями, такие как Чили, Индия, Турция, Мексика, Южная

Корея, Вьетнам и др., имеющие высокие темпы производства солнечной и ветровой энергии.

Политика (такая как цены на углерод или стимулы по снижению выбросов) также должна влиять на относительную стоимость зеленого водорода по сравнению с альтернативами на ископаемом топливе. Конкурентоспособность зеленого водорода в будущем также будет зависеть от взаимодействия между конечным использованием и близостью производства, что, в свою очередь, определяет затраты на транспортировку и хранение, связанные с этим применением [229]. Примечательно, что стоимость электролизеров упала на 40% в период с 2015 по 2019 год, а стоимость производства зеленого водорода за тот же период снизилась на 50%. Ожидается, что к 2030 г. стоимость электролизеров снизится вдвое за счет увеличения масштабов и стандартизации производства [576].

Производители во всем мире стремятся увеличить свои производственные мощности до более чем 100 ГВт электролизеров в год к 2030 году – по сравнению с сегодняшними 2 ГВт. Эти новые объекты будут продолжать стимулировать конкуренцию и экономию за счет масштаба в отрасли, что приведет к значительному снижению затрат [559].

И все же на сегодняшний день электролиз на ВИЭ остается самой дорогой технологией производства водорода — до трех раз дороже паровой конверсии метана, а цель всех национальных водородных программ — резкое удешевление. В то же время существенными преимуществами являются практически нулевой углеродный след и отсутствие необходимости совмещения электролиза с технологией CCUS.

Учитывая ограниченность данного исследования, можно отметить, что в данной работе оценки были основаны на том, что значительную долю стоимости производства водорода составляют электролизер и электроэнергия. В данном параграфе был проведен мета-анализ данных, поскольку оценка стоимости электролизеров значительно различается в разных источниках. Скорость обучения для компонента электролизера была определена для АЕ и РЕМ, так как они

находятся на высокой стадии готовности и уже имеют высокое распространение. Электролизеры SOEC имеют отличные перспективы по мере коммерциализации, но пока не могут быть оценены из-за отсутствия надежных данных.

Неопределенность прогнозов затрат, основанных на полученных оценках, все еще очень высока, но ее можно снизить путем постоянного обновления имеющихся данных. Новые наборы данных, созданные проектами, которые будут реализованы в ближайшие годы, могут существенно повысить надежность этих прогнозов кривой обучения в долгосрочной перспективе.

Дальнейшие исследования перспектив производства зеленого водорода будут включать не только производство, но и затраты на транспортировку, конверсию, модернизацию инфраструктуры и конечного использования.

Таким образом, зеленый водород еще не является конкурентоспособным по стоимости по сравнению с обычными видами топлива, которые он заменит. Неравенство будет уменьшаться по мере снижения стоимости возобновляемых источников энергии и электролизеров за счет совершенствования технологий, масштабирования и дальнейшей коммерциализации. Исследование показало, что коэффициенты обучения при производстве основных компонентов в конечной стоимости зеленого водорода недостаточны и могут быть выше. На наш взгляд, государственная поддержка может сыграть существенную роль в привлечении инвестиций в НИОКР для развития рынка основных компонентов цепочки поставок зеленого водорода. Участие и заинтересованность крупного бизнеса могут оказать существенное влияние на скорость обучения за счет внедрения новых, усовершенствованных производственных технологий. Производство зеленого водорода имеет большой потенциал, как с экономической точки зрения, так и с учетом политики NetZero, проводимой в большинстве стран мира.

Выводы по четвертой главе:

В четвертой главе разработана оригинальная методика прогноза снижения будущей стоимости зелёного водорода, производимого методом электролиза воды с применением технологий щелочного электролиза (АЕ) и электролиза с

протонообменной мембраной (РЕМ), питаемых электроэнергией из возобновляемых источников (ветровые и солнечные генераторы). Методика основана на теории кривых обучения, предполагающей, что основные компоненты стоимости зелёного водорода—стоимость электролизного оборудования и стоимость возобновляемой энергии—испытывают воздействие эффектов обучения через практику и постепенно снижаются по мере наращивания производственных объёмов.

Методологическое преимущество разработанной методики заключается в использовании подхода покомпонентного анализа кривых обучения с применением мета-анализа данных из множества авторитетных международных источников (научные публикации, отчёты IEA, Hydrogen Council, Fraunhofer, IRENA и др.), что позволило преодолеть проблему высокой разнородности оценок капитальных затрат на электролизёры, встречаемых в литературе. Данный подход устраняет необходимость проведения сложных регрессионных анализов и позволяет избежать высокой неопределённости при оценке отдельных технико-экономических параметров технологии электролиза, таких как коэффициент использования мощности, режим сетевого или автономного функционирования, показатели деградации стека, и других конфиденциальных параметров.

Получены конкретные оценки скорости обучения (LR) для отдельных компонентов в цепочке создания стоимости: ветровая энергия демонстрирует темп обучения 7,35-9,63% (медиана 8,01%), что означает снижение стоимости при каждом удвоении производства; солнечная энергия характеризуется более высоким темпом обучения 14,28-14,44% (медиана 14,35%), что почти в два раза превышает показатель ветровой энергии; электролизёры типа АЕ и РЕМ показывают равномерный темп обучения 4%, что соответствует ранней стадии коммерциализации рынка электролизной техники. Выбор в пользу анализа исключительно технологий АЕ и РЕМ (уровень технологической готовности TRL9, полная коммерциализация, достаточная статистическая база) обоснован их текущей доминирующей позицией на рынке и наличием надёжных данных о динамике их развития; перспективные технологии SOEC (TRL7) и AEM (TRL6) не

включены в анализ из-за отсутствия статистически значимых данных и незавершённости их коммерциализации.

При агрегировании компонентных показателей обучения с учётом структуры затрат на производство зелёного водорода (доля энергии 30-60%, электролизёра 30-60%, операционных расходов около 10%), получены интервальные оценки общего темпа обучения для производства зелёного водорода, составляющие 4-10,2% при удвоении кумулятивных объёмов производства. Вариативность этих оценок объясняется несколькими факторами: различиями в структуре затрат в зависимости от региона и технологии, выбором источника возобновляемой энергии (солнечная энергия даёт более высокие темпы обучения, чем ветровая), границами доверительных интервалов для каждого компонента.

Выявлена критическая роль государственной поддержки и субсидирования технологий электролиза как необходимого условия реализации прогнозируемого снижения стоимости. Анализ показал, что при отсутствии государственной поддержки потребуется более чем двукратное увеличение капитальных затрат по сравнению с 2021 годом, что сделает производство зелёного водорода экономически нерентабельным даже в долгосрочной перспективе (после 2050 года). Государственная поддержка через субсидирование электролизной технологии является ключевой мерой политики, обеспечивающей реальность запланированного снижения стоимости.

Прогноз, сделанный на основе разработанной методики, показывает, что при сохранении текущих темпов технологического развития и увеличении электролизных мощностей с 2 ГВт в 2023 году до 134-240 ГВт к 2030 году, зелёный водород может достичь ценового паритета с серым водородом (полученным из природного газа) и коричневым водородом (полученным из угля) к периоду 2030-2035 годов. При реализации оптимистичного сценария с высокой поддержкой развития технологий стоимость зелёного водорода может составить 1,3-4,5 долл. США за килограмм (эквивалентно 39-135 долл. США за МВтч), что согласуется с прогнозами международных организаций.

Выявлена значимая региональная дифференциация потенциала производства зелёного водорода, обусловленная климатическими и географическими факторами. Анализ показал, что в регионах с благоприятными условиями для солнечной энергетики (Чили, Индия, Турция, Мексика, страны Северной Африки) темп снижения стоимости водорода будет выше (до 10,2% при доле энергии 60%), чем в регионах, ориентированных на ветровую энергию (до 7%). Это предопределяет неравномерность глобального развития производства зелёного водорода и требует региональной адаптации методики для практического применения.

Разработанная методика имеет существенные ограничения: она не учитывает расходы на транспортировку, хранение, конверсию водорода и модернизацию инфраструктуры; модель не охватывает все аспекты деградации электролизного стека и технологические параметры, которые остаются конфиденциальной информацией производителей; оценки консервативны в сравнении с прогнозами некоторых участников рынка (например, Rethink Energy оценивает темп обучения электролизёров на 11%, что выше полученных 4%), что объясняется использованием позднего периода данных (2015-2023) и текущей незрелостью рынка электролизного оборудования.

Высокая неопределённость отдельных технико-экономических параметров может быть значительно снижена путём постоянного обновления и пополнения статистической базы по мере реализации проектов электролизного производства, увеличения масштабов коммерциализации технологий и появления новых данных о рыночных ценах и производственных мощностях. Новые наборы данных, сгенерированные проектами, планируемыми к реализации в период до 2030 года, существенно повысят надёжность долгосрочных прогнозов на основе методики кривых обучения.

ГЛАВА 5. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ МЕХАНИЗМ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

5.1. Формирование водородной энергетики Российской Федерации и экономические проекты по её развитию

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Для Российской Федерации развитие отечественной водородной энергетики является ответом на вызовы, связанные с замедлением роста и изменением структуры мирового спроса на энергоресурсы, повышением требований к углеродоемкости продукции и развитием нормативной базы в области регулирования выбросов парниковых газов в странах ЕС, Азиатско-Тихоокеанского региона и США. Ожидается, что рынок водородной энергетики в России в будущем многократно увеличится и может достичь 2,2–3,9 млрд долларов США в 2025–2035 годах (мировой рынок составит 26 млрд долларов США в 2026 году) [511].

В рамках реализации вышеуказанной концепции в 2022–2023 гг. в России было официально объявлено о 54 водородных проектах. В настоящее время эти проекты находятся на разных стадиях развития - от ранних этапов подготовки до уже действующих. Все проекты разделены на пять географических кластеров: Сахалин (проект Росатома по доставке "синего" водорода морским путем в Китай), Якутия (проект Северо-Восточного альянса по доставке "синего" водорода в Китай по железной дороге), Ямал (проект НОВАТЭКа по экспорту "синего" водорода морским путем в Германию), Восточная Сибирь (поставки "зеленого" водорода H_2 в Китай по железной дороге) и Северо-Запад (проекты "зеленого" водорода "Росатома", "Роснано", "H2 Pure energy").

Многочисленные тематические исследования из открытых источников показали, что большинство заявленных в России проектов (53%) направлены на

производство зеленого водорода. Что касается конкретных источников энергии, используемых для выработки электроэнергии, необходимой для производства водорода, то по результатам нашего исследования наиболее распространенными являются гидроэлектростанции, на долю которых приходится 15% проектов. Это объясняется тем, что в России имеется ряд крупных рек и объектов гидроэнергетического назначения.

На втором месте по распространенности была энергия ветра, которая использовалась в 13% проектов. Это свидетельствует о том, что энергия ветра становится все более конкурентоспособной по стоимости в сравнении с традиционным ископаемым топливом. Солнечная энергия также использовалась в 13% проектов, что говорит о том, что солнечная технология также становится все более перспективной для крупномасштабного производства энергии. Атомные и приливные электростанции используются в 26% проектов (Табл. 15). В целом, использование возобновляемых источников энергии, таких как гидроэлектростанции и ветряные электростанции, в этих проектах является благоприятным фактором для сокращения углеродного следа в процессе производства водорода. Это также указывает на возросшую значимость возобновляемых источников энергии для удовлетворения мировых энергетических требований к устойчивому (рациональному) и экологичному производству [14, 27, 28, 193, 307].

Таблица 15. Классификация по типам водородных проектов.

Количество проектов	Процент от общего числа проектов	Тип проекта
8	14,81%	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ГЭС
7	12,96%	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ВЭС
7	12,96%	Производство "зеленого" водорода/аммиака путем электролиза воды с использованием электроэнергии ГЭС
3	5,56%	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии приливной гидроэлектростанции
3	5,56%	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии солнечной электростанции
2	3,70%	Производство "голубого" аммиака методом парового риформинга метана с использованием технологии углеродного поглощения и долгосрочного подземного хранения
2	3,70%	Производство "голубого" водорода/аммиака методом парового риформинга метана с использованием технологии улавливания CO ₂
2	3,70%	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии гидроэлектростанций

1	1,85%	Производство и поставка водорода для проекта "Северный поток 2"
1	1,85%	Поставки водорода из России в Японию
1	1,85%	Производство и поставка водорода
1	1,85%	Переоборудование турбин для работы на водородсодержащих топливных газовых смесях
1	1,85%	Проект по производству водорода на заводе "Ямал СПГ"
1	1,85%	Создание системы железнодорожных транспортных сообщений с использованием поездов с водородными топливными ячейками
1	1,85%	Сокращение выбросов парниковых газов за счет использования водорода
1	1,85%	Производство метаново-водородных смесей и создание транспортной инфраструктуры
1	1,85%	Фонд для финансирования процессов по проведению тендеров на участие в новых программах по производству "зеленой" энергии в России
1	1,85%	Комплексная переработка природного газа с производством водорода, аммиака и других низкоуглеродных продуктов с использованием технологии сбора и долгосрочного подземного хранения углерода
1	1,85%	Создание и использование автономных модулей для производства и хранения водорода на отдельных атомных электростанциях
1	1,85%	Промышленное производство водорода с использованием передовых энергетических технологий
1	1,85%	Производство "голубого" аммиака методом парового риформинга метана с помощью технологии улавливания CO ₂

1	1,85%	Производство "голубого" аммиака на основе газовых месторождений с технологией улавливания CO ₂
1	1,85%	Научно-технический центр водородной энергии
1	1,85%	Производство "голубого" аммиака путем газификации бурого угля с использованием технологии улавливания и хранения CO ₂
1	1,85%	Производство низкоуглеродистого водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ВЭС
1	1,85%	Производство "бирюзового" водорода пиролизом метана на Сосногорском ГПЗ
1	1,85%	Производство низкоуглеродистого водорода методом электролиза воды с использованием электроэнергии НЭС
1	1,85%	Инвестиции в российские проекты в сфере водородной энергетики

Источник: составлено автором

Регион, в котором располагаются водородные проекты, был установлен в 42 проектах, с основными местами расположения в Мурманской области, Сахалинской области, Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) и Иркутской области. Регион Мурманской области на Крайнем Севере имеет важное значение благодаря своему стратегическому расположению в качестве "ворот" в Арктику и возможности производства "зеленого" водорода с использованием возобновляемых источников энергии, таких как электричество от ветряных и гидроэлектростанций. Сахалинская область на Дальнем Востоке также демонстрирует высокие ожидания в развитии гидридных проектов, особенно в области водородного транспорта. Это связано с богатыми запасами природного газа, который может быть использован для производства голубого водорода с помощью парового метанового риформинга (SMR) и других производственных процессов.

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) на севере Сибири - еще один регион, который стал потенциально пригодным для строительства объектов по производству водорода. Наличие в регионе огромных запасов природного газа и нефти дает существенное преимущество в производстве голубого гидрида, который может применяться в различных областях, включая транспорт, промышленные и энергопроизводящие процессы. Наконец, Иркутская область в Сибири также была определена в качестве потенциального места для реализации водородных проектов благодаря обилию возобновляемых источников энергии, таких как гидроэнергия и геотермальная энергия. В регионе уже были достигнуты определенные успехи в развитии проектов "зеленого" водорода, включая пилотный проект по производству водорода из гидроэнергии на Иркутской гидроэлектростанции.

С точки зрения географии размещения, основным местом реализации водородных проектов является СЗФО - 44%, далее следуют Восточная Сибирь - 17%, Сахалинская область - 17%, ЯНАО - 12% и р.Якутия - 10% (рис. 33).

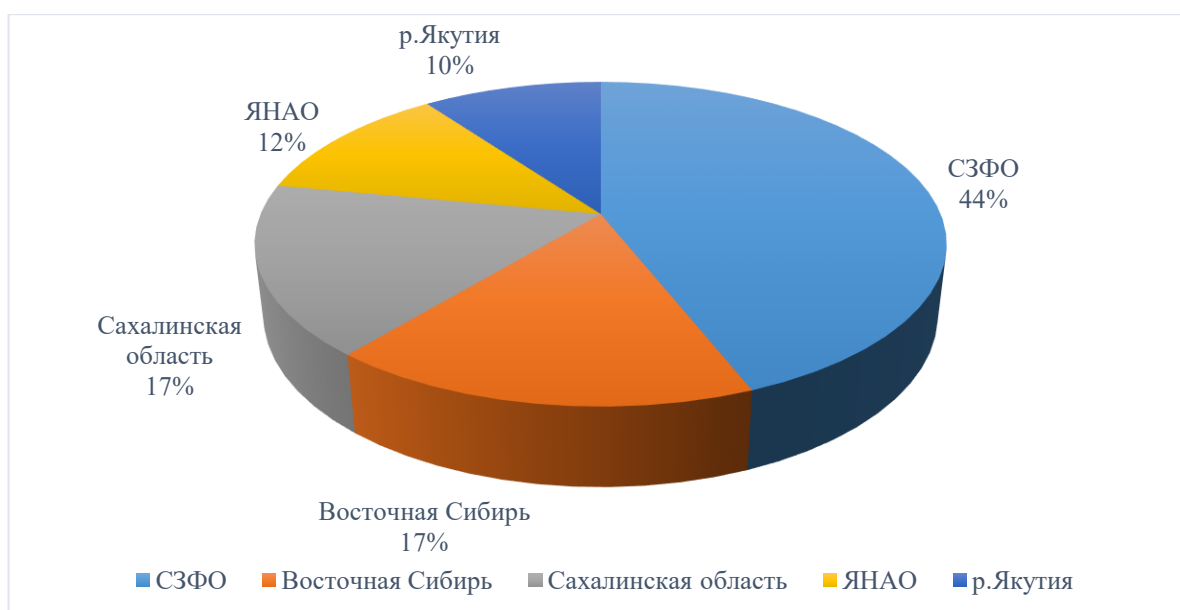


Рисунок 33. Расположение водородных проектов. Источник: составлено автором.

В 43 проектах был установлен способ получения водорода. Распределение следующее: зеленый водород производится в 24 проектах (56%); зеленый водород/аммиак производится в 8 проектах (19%); еще 8 проектов (19%) ориентированы на производство голубого водорода/аммиака; низкоуглеродный водород производится в 2 проектах (5%). Наконец, бирюзовый водород производится в 1 проекте (2%). В общей сложности 72% водорода в этих проектах производится путем электролиза, а остальные 28% - посредством парового риформинга метана (Рис.34).

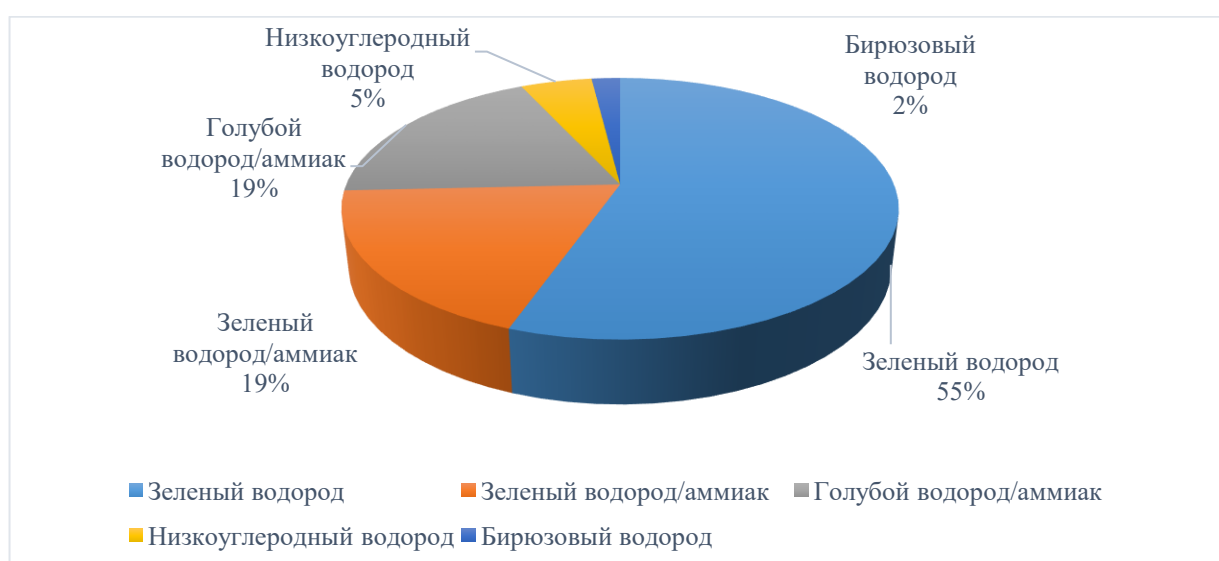


Рисунок 34. Распределение по способу производства. Источник: составлено автором.

Некоторые эксперты утверждают, что российские проекты имеют явные конкурентные преимущества на мировом водородном рынке, такие как значительные объемы производственных мощностей [510], низкая себестоимость [472], широкая доступность к потенциальным потребителям (ЕС, Китай и Япония) [92], развитая инфраструктура для перевозок природного газа и сжиженного природного газа [268]. Однако ни в официальных документах, ни в научной литературе нет сведений об ожидаемой экономической эффективности этих проектов. Поэтому в данном параграфе рассматривается и решается задача прогнозирования экономической эффективности российских проектов по производству водорода.

В качестве основного экономического показателя производства водорода в данной работе используется скорректированная стоимость производства водорода (LCOH). Скорректированная стоимость производства водорода — это отношение общих затрат на создание типовой/иллюстративной производственной установки к общему количеству водорода, которое предполагается произвести в течение всего срока службы установки. Расчет LCOH (2) аналогичен расчету скорректированной стоимости энергии (LCOE) (1), где общее количество произведенной энергии используется вместо общего количества водорода, произведенного в течение всего срока службы установки по производству водорода:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX} + C_{OPEX}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E}{(1+r)^t}} \quad (23)$$

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_{CAPEX} + C_{FOM} + C_{VOM}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H}{(1+r)^t}} \quad (24)$$

C_{FOM} — постоянные затраты на эксплуатацию, включая затраты на обслуживание производственного оборудования;

C_{VOM} - переменные затраты, включая затраты на топливо/электроэнергию и систему хранения и очистки воды;

H - общее количество произведенного водорода;

r - ставка дисконтирования.

Заметим, что LCOH, который рассчитывает затраты на производство, не учитывает расходы, связанные с доставкой и хранением водорода или его подготовкой для конечного использования. Эти расходы могут быть существенными, и будущие исследования должны быть направлены на изучение потенциальных затрат, которые могут возникать у производителей при использовании систем сбыта, передачи и хранения водорода. Кроме того, имеется ограниченная информация о размере и сроках расходов на предварительную разработку и вывод из эксплуатации. Наше исследование охватывает капитальные и эксплуатационные затраты на компрессию водорода, мы не учитывали эти затраты в нашем LCOH, поскольку они зависят от типа сети, к которой подключена установка (передача или распределение), или от необходимости хранения [134, 619].

Данные для расчета LCOH российских проектов были собраны из различных открытых источников, включая правительственные отчеты, отраслевые публикации и новостные статьи. Всего была собрана информация по 54 водородным проектам в России. Поскольку в российских проектах отсутствует доступная информация как о капитальных затратах (CAPEX), так и об операционных затратах (OPEX), расчет LCOH был проведен по принципу метода аналогии. В данном исследовании был проведен подробный анализ международных проектов с аналогичными методами и масштабами производства.

Для понимания ключевых особенностей и закономерностей в данных использовался разведывательный анализ данных (EDA), представленный в инструменте Python Sweetviz [674]. Отчеты Sweetviz предоставляют подробную информацию о различных аспектах данных, включая распределения, корреляции и анализ ошибок. Инструмент также позволил нам изучить взаимосвязи между

различными переменными данных, что помогло нам выявить потенциальные закономерности и общие тенденции.

Для расчета LСОН были рассмотрены как капитальные затраты (CAPEX), так и операционные затраты (OPEX) за 25 лет с 2025 по 2050 год. В результате в качестве аналогов были выбраны 11 иностранных проектов (Табл.16).

Таблица 16. Аналогичные международные водородные проекты.

№	Проект	Технология	Прогнозируемый объем производства водорода, кг водорода/год	LCO Н	Аналогичный международный проект	Технология	Прогнозируемый объем производства водорода, кг водорода/год	LCO Н
1	Производство "зеленого" водорода методом электролиза воды с использованием электроэнергии Нижнекамской ГЭС	Электролиз	2,500,000	4,94	Ari Products Аризона	Щелочной электролиз	4,000,000	5,86
2	Производство "зеленого" водорода/аммиака методом электролиза воды с использованием электроэнергии Усть-Илимской ГЭС	Электролиз	5,400,000	4,94	Энергетический парк Бад Лаухштадт	Щелочной электролиз	5,000,000	5,86
3	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии	Электролиз	6,000,000	4,94	Округ Кандем (штат Джорджия), зеленая электростанция	Электролиз с использованием протонообменной мембраны	5,000,000	5,86

	Мамаканской ГЭС							
4	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ВЭС	Электролиз	3,500,000	5,86	Энергетика Лос- Кабос	Электролиз с использованием протонообменно й мембраны	4,000,000	5,86
5	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии Тугурской приливной электростанции	Электролиз	350,000,000	4,94	Гелиос Грин Фьюэлз-Неом	Щелочной электролиз	483,000,000	5,86
6	Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ВЭС	Электролиз	16,000,000	1,15	Проект по производству водорода электролизным методом в городе Дамаоцзи провинции Хуадянь	Щелочной электролиз	17,000,000	5,86
7	Производство "зеленого" водорода/аммиак	Электролиз	4,200,000	4,94	Комплекс по производству	Электролиз с использованием	4,000,000	5,86

	а методом электролиза воды с использованием электроэнергии Иркутской ГЭС				химикатов "Линде Леуна"	протонообменной мембраны		
8	Производство "зеленого" водорода методом электролиза воды с использованием электроэнергии Мезенской приливной электростанции мощностью до 12 ГВт	Электролиз	500,000,000	4,94	Мерчисон	Электролиз с использованием протонообменной мембраны	749,700,000	5,86
9	Производство "зеленого" водорода/аммиака путем электролиза воды с использованием электроэнергии ГЭС "Онда"	Электролиз	5,200,000	1,15	Проект "Солнечный водород" в Нинся, этап 1	Электролиз с использованием протонообменной мембраны	5,000,000	5,86
10	Производство "зеленого" водорода методом электролиза воды	Электролиз	16,000,000	4,94	Сталелитейный завод RWE-Thyssenkrupp Duisburg	Щелочной электролиз	17,000,000	5,86

	с использованием электроэнергии на Усть- Среднеканской ГЭС				(HydrOxy Hub Walsum)			
1 1	"Производство "зеленого" водорода путем электролиза воды с использованием электроэнергии ВЭС мощностью 1 ГВт	Электролиз	50,000,000	5,86	Сталелитейный завод Steag- Thyssenkrupp Duisburg (HydrOxy Hub Walsum)	Щелочной электролиз	69,000,000	5,86

Источник: составлено автором на основе [707]

Анализ капиталовложений и операционных расходов за два периода, а именно за 2025 и за 2050 годы, позволяет получить представление о будущих затратах на проект. Используя данные показатели из отчета [619] в качестве исходного материала, мы смогли провести последовательный и точный анализ проекта. Использование средних значений показателей гарантирует, что экстремальные значения не исказят расчеты.

Выбор 25-летнего периода реализации проекта основан на анализе научной литературы и официальных источников. Этот срок является оптимальным для крупномасштабных проектов, требующих значительных инвестиций и долгосрочных этапов реализации. Ставка дисконтирования в размере 15% отражает стоимость капитала и риск, связанный с проектом. Эта ставка обычно используется в финансовом анализе и основана на преобладающих рыночных условиях [554, 672].

Поскольку все выбранные проекты используют электролиз в качестве технологии производства, переменные расходы состоят из затрат на энергию и воду, где затратами на воду по возможности можно пренебречь. Годовое производство водорода H было взято из данных проектов, поэтому скорость распада электролиза не была включена в расчеты.

Использование долларов США в качестве валюты для расчетов является распространенной практикой в международных деловых операциях и финансовом анализе. Пересчет рублей и фунтов стерлингов к долларам США по средневзвешенному курсу на 2020 год обеспечивает точность расчетов и отражает фактические значения.

В результате расчетов было установлено, что LCOH зарубежных проектов составляет 5,89 долларов США за килограмм. После детального анализа проектов было установлено, что стоимость электроэнергии, используемой в процессе электролиза, является основным фактором, влияющим на конечную LCOH. В статье отмечается, что для проектов, использующих один и тот же источник энергии, но с разным объемом производства, LCOH не менялся. Этот вывод позволяет предположить, что объем производства сам по себе не оказывает

существенного влияния на стоимость производства водорода при использовании одного и того же источника энергии.

LCOH в российских "зеленых" водородных проектах колеблется от 1,2 до 11,7 долларов за килограмм водорода (Рис. 35). Это означает существенную нестабильность в стоимости производства водорода в зависимости от способа производства электроэнергии. Медианное значение составляет 4,9 доллара за килограмм водорода.

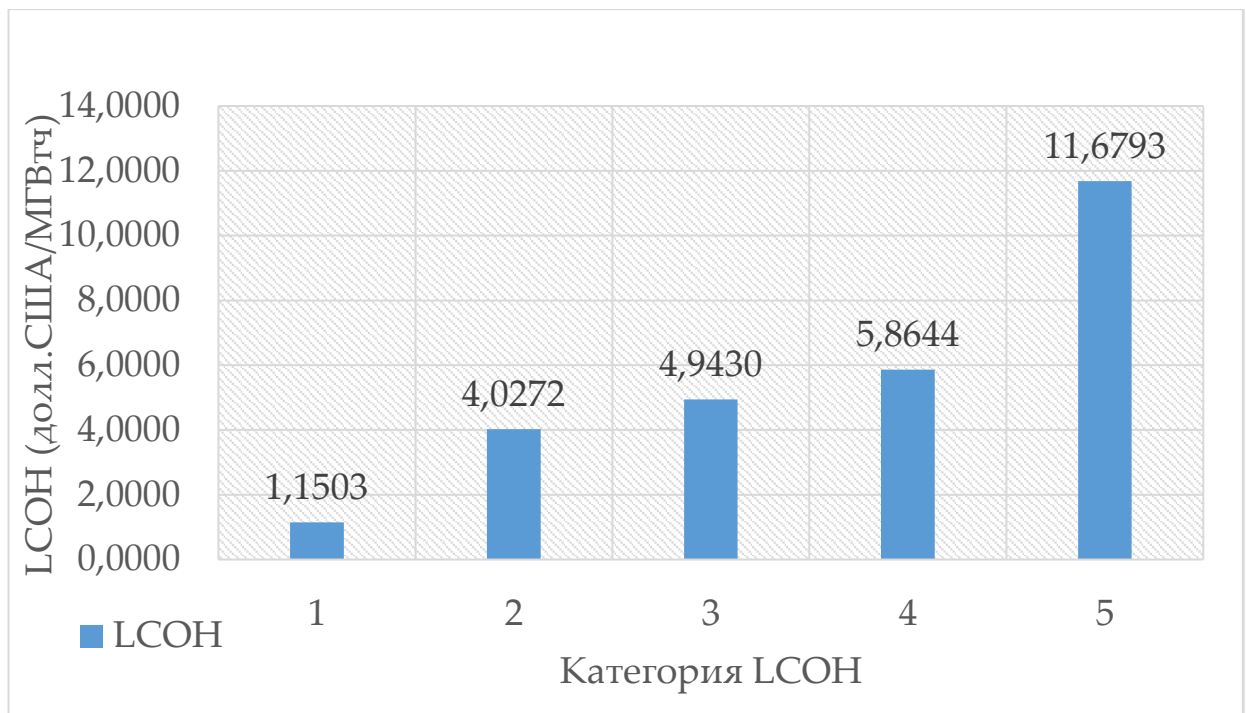


Рисунок 35. LCOH российских проектов "зеленого водорода" Источник: составлено автором.

Примечательно то, что производственные мощности не влияют на стоимость производства водорода на начальном этапе. Это означает, что независимо от размера производственного объекта, стоимость производства водорода остается относительно постоянной. Другими словами, на себестоимость производства водорода не влияет эффект "масштаба" на начальной стадии производства. В целом, эта информация помогает оценить экономическую целесообразность производства водорода, поскольку она указывает на диапазон затрат, которые необходимо учитывать при оценке различных методов производства. Она также

подчеркивает важность изучения влияния масштабов производства на стоимость при разработке долгосрочных стратегий производства.

Таким образом, проведенное исследование показало, что значительная доля российских водородных проектов (56%) ориентирована на производство "зеленого" водорода - предпочтительного типа водорода с экологической точки зрения. Медианное значение ожидаемого LCON в российских проектах по производству зеленого водорода немного ниже, чем в среднем в мире [603]. Основным конкурентным преимуществом этих проектов является дешевая гидроэнергия, которая может быть использована для электролиза. Другим немаловажным конкурентным преимуществом является развитая инфраструктура транспортировки водорода, построенная ранее для транспортировки природного газа. Стоимость доставки может быть снижена, если Россия будет экспортировать водород в Южную Корею или Японию. Обе эти страны имеют крупные порты на побережье Тихого океана. В будущем ключевыми направлениями использования водорода могут стать экспорт, декарбонизация промышленности, транспорт и жилищно-коммунального хозяйства, а также развитие рынка робототехники [500].

Однако из-за санкций Россия в настоящее время отрезана от основных мировых потребителей "голубого" и "зеленого" водорода, и рынок сбыта в итоге может "сжаться" лишь в сторону Китая. В результате Германия, Япония и Южная Корея были исключены из списка основных импортеров, а оценка потенциала экспорта водорода из России была сокращена почти вдвое - с 9,5 млн до 4,5 млн тонн. Фактический экспорт водорода из России может сократиться с ранее прогнозируемых 2,2 до 1,4 млн тонн в год к 2030 году [92].

При отсутствии мер господдержки, в условиях новой рыночной ситуации, положительный IRR будет только у проектов на Сахалине и в Якутии, NPV будет отрицательным (показатели рассчитаны на 20 лет при стоимости капитала 15%).

Для повышения экономической эффективности проектов предлагается расширить существующие меры поддержки на десять лет - субсидирование кредитных ставок, CAPEX, OPEX, налоговые льготы, компенсация 50% транспортных расходов, снижение стоимости электроэнергии и т. д. Стоимость мер

государственной поддержки в новой презентации Министерства энергетики России увеличена до 7,6 млрд долларов США вместо 2,3 млрд долларов США [1].

В связи с ростом мировых цен на газ перспектива экспорта "голубого" водорода из стран с низкими ценами на газ, например, из Российской Федерации, выглядит оптимистично. Однако неясно, сможет ли Россия завоевать место на рынке стран со значительным потенциальным спросом на водород - ЕС, Японии и Южной Кореи. При наличии доступа к "зеленому финансированию", учитывая низкие цены на газ и наличие системы поддержки таких проектов в РФ, российский "продукт" с экономической точки зрения является наиболее конкурентноспособным вариантом среди возможных на данном рынке. Несмотря на это, заключению долгосрочных контрактов могут помешать политические факторы, а без них водородные проекты в Российской Федерации будут финансово рискованными.

5.2. Оценка потенциала внутреннего спроса на водород в России и прогноз его реализации: сценарный подход

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Стимулирование спроса на внутреннем рынке Российской Федерации на водород и энергетические смеси на его основе является одной из задач развития водородной энергетики в РФ, указанной в «Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации», утвержденной Правительством РФ 5 августа 2021 г. [1]. Решение данной задачи направлено на запуск эффектов масштаба и эффектов обучения в производстве водорода и может способствовать существенному снижению стоимости производства водорода в долгосрочной перспективе.

Целью данного параграфа является оценка потенциала внутреннего спроса на водород в среднесрочной перспективе и построение прогноза по реализации данного потенциала за счет постепенного замещения традиционных углеродных

топлив на водород в наиболее углеродоемких секторах экономики. В результате получены также прогнозные оценки потенциального снижения стоимости производства «зеленого» водорода за счет реализации эффекта масштаба обучения на основе методологии кривых обучения (learning curves), рассмотренной в предыдущих главах работы.

Согласно оценкам МЭА, к наиболее перспективным секторам экономики, в которых целесообразно применение водорода являются металлургия, транспорт, нефтеперерабатывающая промышленность, сектор ЖКХ и некоторые другие. В металлургии водород может использоваться в качестве восстановителя при производстве стали, замещая уголь и кокс, что позволяет существенно снизить углеродный след этого сектора промышленности. В транспортном секторе водородные топливные элементы могут использоваться практически повсеместно, но в настоящее время наиболее промышленно зрелыми являются технологии применения водородных топливных элементов в дорожном транспорте – в легковых автомобилях, грузовиках и автобусах.

Поэтому данное исследование сосредоточено на потенциале спроса на водород в металлургии и транспортном секторе. Для оценки потенциала спроса на водород в металлургии нами были использованы наиболее свежие статистические данные (за 2023–2024 гг.), представленные в таблице 17.

Таблица 17. Данные для расчета спроса на водород в металлургии

Показатель	Значение	Источник
Объем производства стали в РФ	70 млн. тонн	[543]
Количество водорода, используемое при производстве 1 тонны стали	50 кг	[162]

Источник: составлено автором.

Тогда, пользуясь имеющимися статистическими данными можно оценить потенциал использования водорода в производстве стали в РФ примерно 3,5 миллиона тонн в год.

Для оценки потенциала спроса на водород в транспортном секторе были использованы статистические данные, представленные в таблице 18.

Таблица 18. Данные для расчета спроса на водород в транспортном секторе

Показатель	Значение	Источник
Грузооборот автомобильного транспорта, 2023 год	362 млрд тонн*км	[544]
Пассажирооборот автобусного междугороднего сообщения, 2023 год	13,6 млрд пассажиро*км	[544]
Пассажирооборот автобусного пригородного сообщения, 2023 г.	21,4 млрд пассажиро*км	[544]
Пассажирооборот автобусного городского сообщения, 2023 г.	37,2 пассажиро*км	[544]
Наличие легковых автомобилей в собственности граждан, 2023 г.	51554 тыс.шт	[544]
Средний годовой пробег легкового автомобиля, 2023 год	18700 км	[537]
Потребление водорода легковым автомобилем на топливных элементах	0,76-1 кг/100 км	[540]
Потребление водорода автобусами	7 кг/100 км	[117]
Потребление водорода грузовым автомобилем с максимальной загрузкой 27 тонн	10,62 кг/100 км	[601]

Источник: составлено автором

Используя оценки, приведенные в таблице 16, можно оценить потенциал замещения топлива на грузовом транспорте как

$$P_1 = \text{Грузооборот} \times \text{Удельное потребление}^2 = 362 \times 0,004 \left(\text{млрд т} \cdot \text{км} \cdot \frac{\text{кг}}{\text{т} \cdot \text{км}} \right) = 1448 \text{ тыс. т} \quad (25)$$

² Удельное потребление – это потребление водорода грузовым автомобилем при перевозке 1 тонны груза на 1 км, при перерасчете данных табл.2 равно 0,004 кг

Далее, полагая среднюю вместимость автобуса равной 50 человек, можно оценить потенциал замещения топлива для автобусов как

$$P_2 = \frac{\text{Пассажиροоборот}_{\text{межгород}} + \text{Пассажиροоборот}_{\text{пригород}} + \text{Пассажиροоборот}_{\text{город}}}{50} \times$$

$$\text{Потребление}_{\text{автобус}} = 72,2 \times 0,07 \left(\text{млрд пасс} \cdot \text{км} \cdot \frac{\text{кг}}{100 \text{ км}} \right) = 5054 \text{ тыс. т}$$

(26)

$$P_3 = \text{Количество}_{\text{авто}} \times \text{Пробег}_{\text{средний}} \times \text{Потребление}_{\text{авто}} = 51\,554 \times$$

$$18,7 \times 0,85 \left(\text{тыс} \times \text{тыс. км} \times \frac{\text{кг}}{100 \text{ км}} \right) = 8194,5 \text{ тыс. т}$$

(27)

Таким образом, общий потенциал замещения топлива на водород в автодорожном секторе можно оценить в 14,697 миллионов тонн.

Суммарный потенциал потребления водорода сектором производства стали и автодорожным сектором можно оценить в 18,197 млн. тонн в год.

В настоящее время производство водорода в России оценивается экспертами в 5,5 млн тонн в год [533]. Эти объемы потребляются, в основном, газохимической промышленностью (производство аммиака). Производство осуществляется, преимущественно, методом паровой конверсии метана. Объемы производства зеленого водорода пока что пренебрежительно малы и по оценкам из «серых» [518] источников составляют около 4-5 тыс. тонн в год. Таким образом, в случае полной реализации потенциала потребления водорода сектором производства стали и автодорожным сектором и в предположении, что весь требуемый водород будет производиться методом электролиза, объемы производства зеленого водорода должны увеличиться примерно в 4 500 раз. Такой стремительный рост объемов производства должен в полной мере запустить в действие эффект обучения в производстве (learning-by-doing), характерный для высокотехнологичных отраслей.

Однако полная реализация потенциала спроса на водород маловероятна на практике. Темпы роста спроса могут существенно варьироваться в зависимости от многих факторов: мер государственной поддержки, развития сопутствующей инфраструктуры (например, зарядных станций для автомобилей на водородных топливных элементах), экологического и климатического законодательства,

введения новых стандартов, различного уровня восприимчивости населения к новым технологиям и т.д. Построение комплексной прогнозной модели, учитывающей все эти группы факторов, в настоящее время не представляется возможным ввиду отсутствия достаточного объема исторических данных. Поэтому в данной работе нами использован сценарный подход к прогнозированию динамики реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке РФ.

Нами рассматриваются три сценария, описание которых приведены в таблице 19.

Таблица 19. Сценарии реализации потенциала спроса на «зеленый» водород в РФ

Название сценария	Ключевые факторы	Предполагаемая динамика
Пессимистичный	Отсутствие системных мер государственной поддержки спроса и развития инфраструктуры	0,5 – 1% от общего объема спроса в год за счет обоих секторов
Реалистичный	Введение мер государственной поддержки, аналогичных мерам, принятым в ЕС	В транспортном секторе: динамика, такая же как в ЕС В металлургическом секторе: 3% от общего объема спроса в год
Оптимистичный	Введение мер государственной поддержки, аналогичных мерам, принятым в ЕС, но исключающих поддержку конкурирующих технологий	В транспортном секторе: динамика, такая же как в ЕС по всем видам автомобилей на альтернативном топливе В металлургическом секторе: 5% от общего объема спроса в год

Источник: составлено автором

Для оценки динамики роста спроса на зеленый водород по аналогии с динамикой распространения автомобилей на топливных элементах в странах ЕС, проведем анализ временных рядов исторических данных по странам Евросоюза в целом. В качестве источника данных будем использовать статистику Европейской обсерватории по альтернативным топливам [582].

Анализируя данные европейской статистики (рис. 36), можно отметить, что в общей массе автомобилей на альтернативном топливе, автомобилей на водородных топливных элементах пока что занимают очень скромную долю, значительно уступая электромобилям (как BEV, так и PHEV), которые, начиная примерно с 2014 года демонстрируют экспоненциальный рост. Тем не менее, динамика роста автомобилей на водородных топливных элементах тоже является стремительной и лучше всего описывается полиномиальным трендом второй степени (рис. 37).

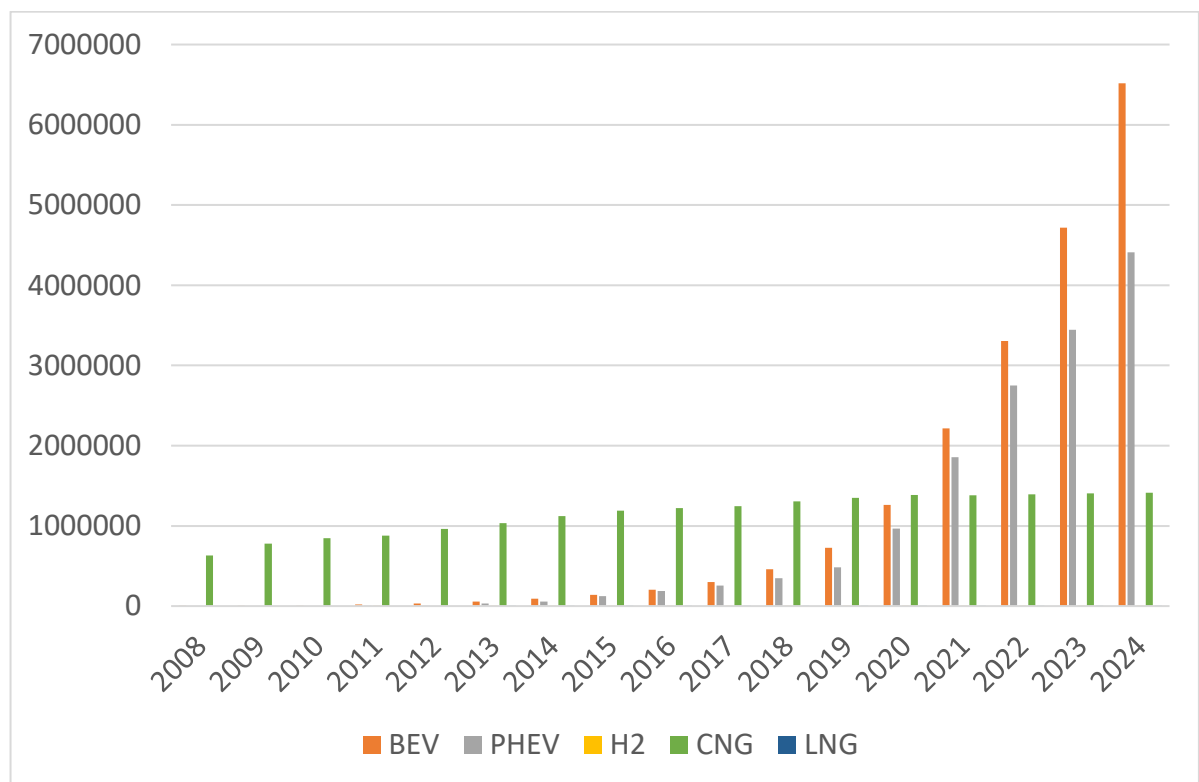


Рисунок 36 Рост количества автомобилей на альтернативном топливе в странах ЕС в 2008–2024 гг. Источник: составлено автором по данным [582].

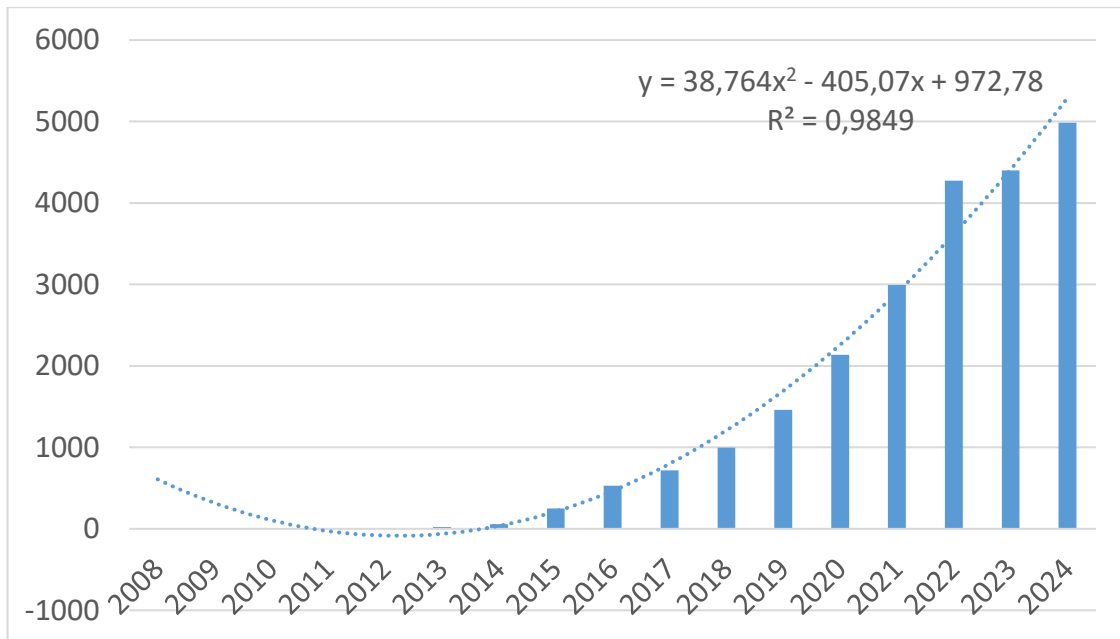


Рисунок 37 Динамика роста количества автомобилей на водородных топливных элементах в странах ЕС в 2008-2024 гг. Источник: составлено автором по [582].

Однако перенести выявленные тенденции на ситуацию на российском рынке было бы некорректно в силу разного уровня автомобилизации и разных темпов роста автомобильного парка. Поэтому нами были построены тренды среднего для временных рядов, отражающих динамику доли различных видов автомобилей на альтернативном топливе в общем парке (рис. 38 – 39).

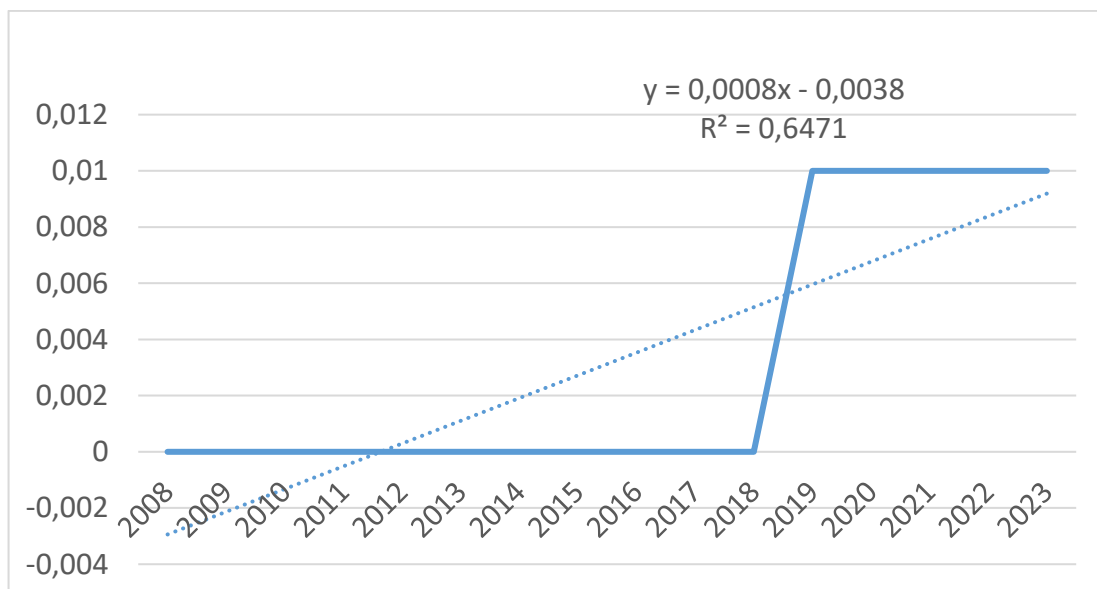


Рисунок 38. Динамика роста доли автомобилей на водородных топливных элементах в общем парке автомобилей в странах ЕС в 2008-2024 гг. Источник: составлено автором по [582].

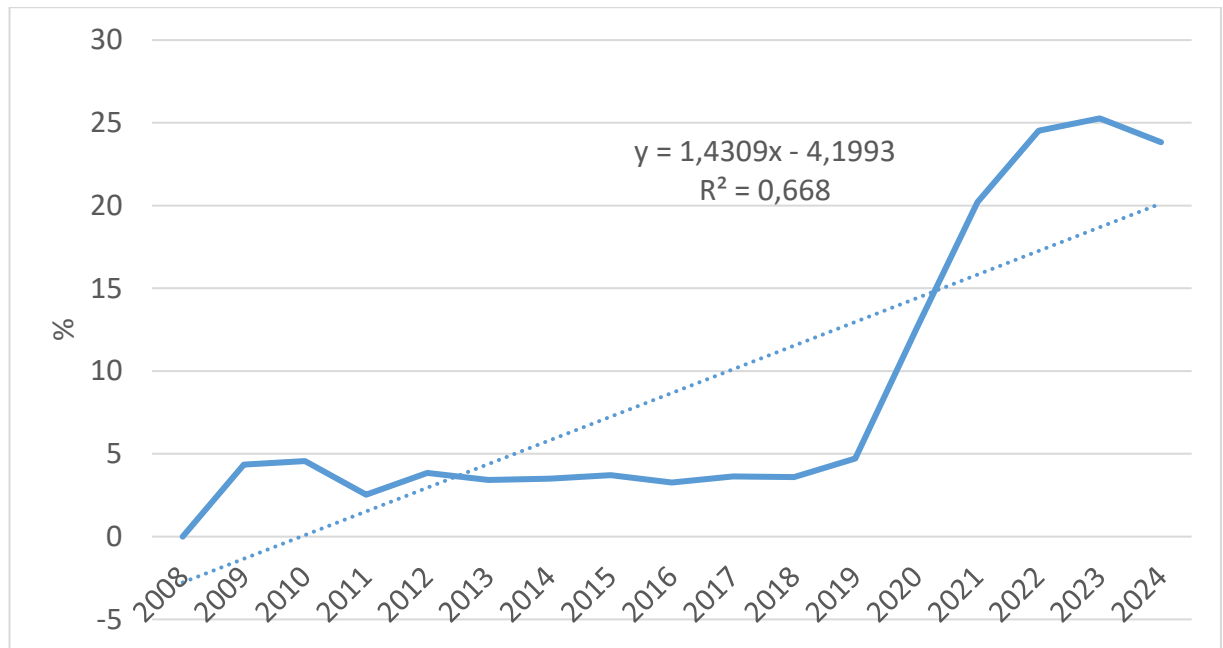


Рисунок 39. Динамика роста доли автомобилей на альтернативных видах топлива в общем парке автомобилей в странах ЕС в 2008-2024 гг. Источник: составлено автором по [582].

Будем использовать уравнение тренда, полученного для аппроксимации динамики роста доли автомобилей на водородных топливных элементах в общем парке автомобилей в странах ЕС, для прогноза по реалистичному сценарию, и уравнение тренда, полученного для аппроксимации роста доли автомобилей на альтернативных видах топлива в общем парке автомобилей в странах ЕС, для прогноза по оптимистичному сценарию для транспортного сектора.

Тогда, в предположении, что переход на водород в качестве топлива в обоих секторах экономики начнется в ближайшие 2-3 года, получим прогнозные значения на рис. 40.

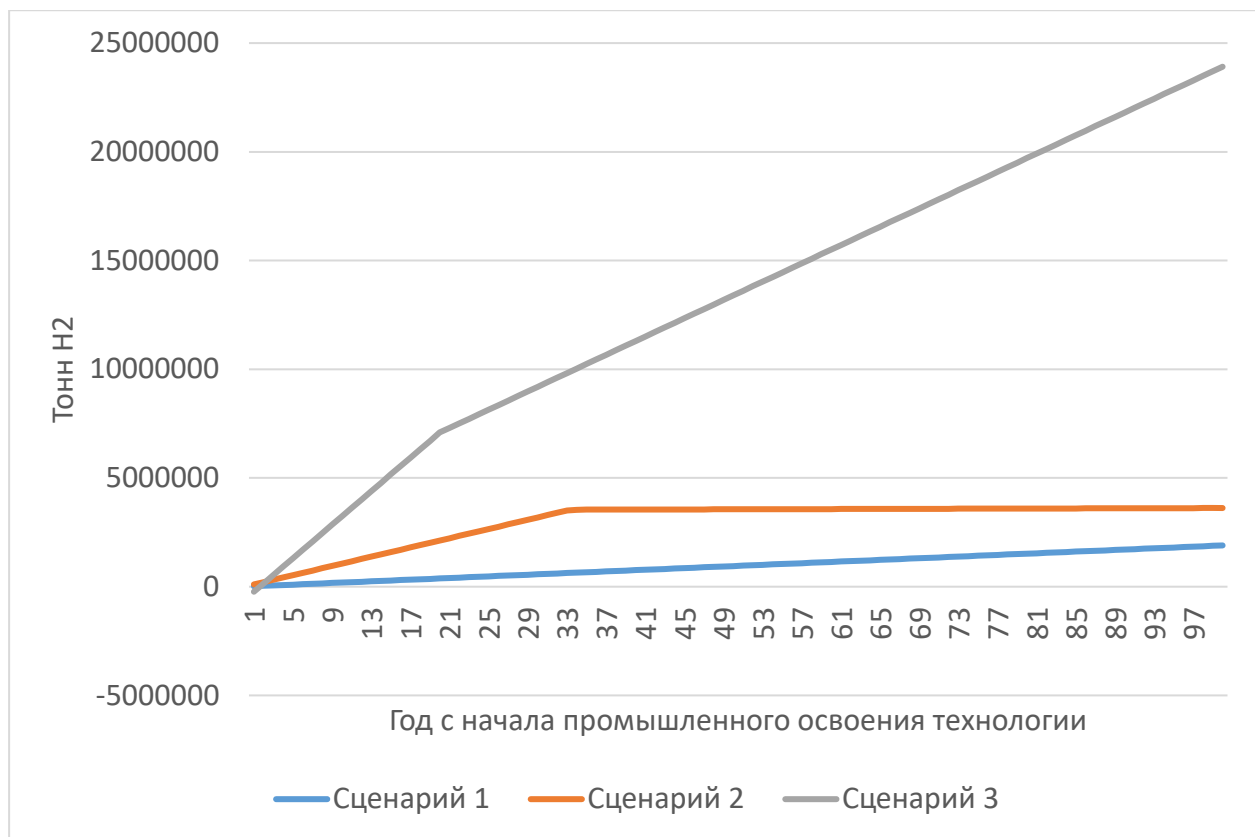


Рисунок 40. Сценарии роста спроса на водород на внутреннем рынке РФ.

Источник: расчеты автора.

Согласно первому сценарию, в перспективе 100 лет ни один из секторов экономики не исчерпывает полностью свой потенциал спроса, поэтому рост спроса продолжается примерно в одном и том же темпе. Согласно второму и третьему сценарию, в первые 20-30 лет идет более интенсивный рост спроса на водород за счет замещения топлива в секторе металлургии, а после исчерпания потенциала спроса данного сектора, рост спроса на водород становится менее интенсивным. Во втором сценарии полное исчерпание потенциала спроса металлургического сектора наступает на 33-й год, а в третьем сценарии – на 20-й год. В транспортном секторе потенциал роста спроса остается неисчерпанным на протяжении всего горизонта прогнозирования.

Построим теперь прогноз снижения стоимости зеленого водорода, достигаемой по мере увеличения объемов производства, необходимых для увеличения растущего спроса на внутреннем рынке. Для каждого сценария мы будем использовать две оценки темпа обучения в производстве зеленого водорода – 5% и 10,1%. Это минимальная и максимальная медианные оценки, которые

отражают возможный разброс в зависимости от типа электролизера и типа возобновляемой энергии, используемых в производстве водорода.

Рассчитанные прогнозные значения стоимости зеленого водорода, полученные в предположении, что начальная стоимость составляет 15\$ за кг H₂, представлены и на рис. 41.

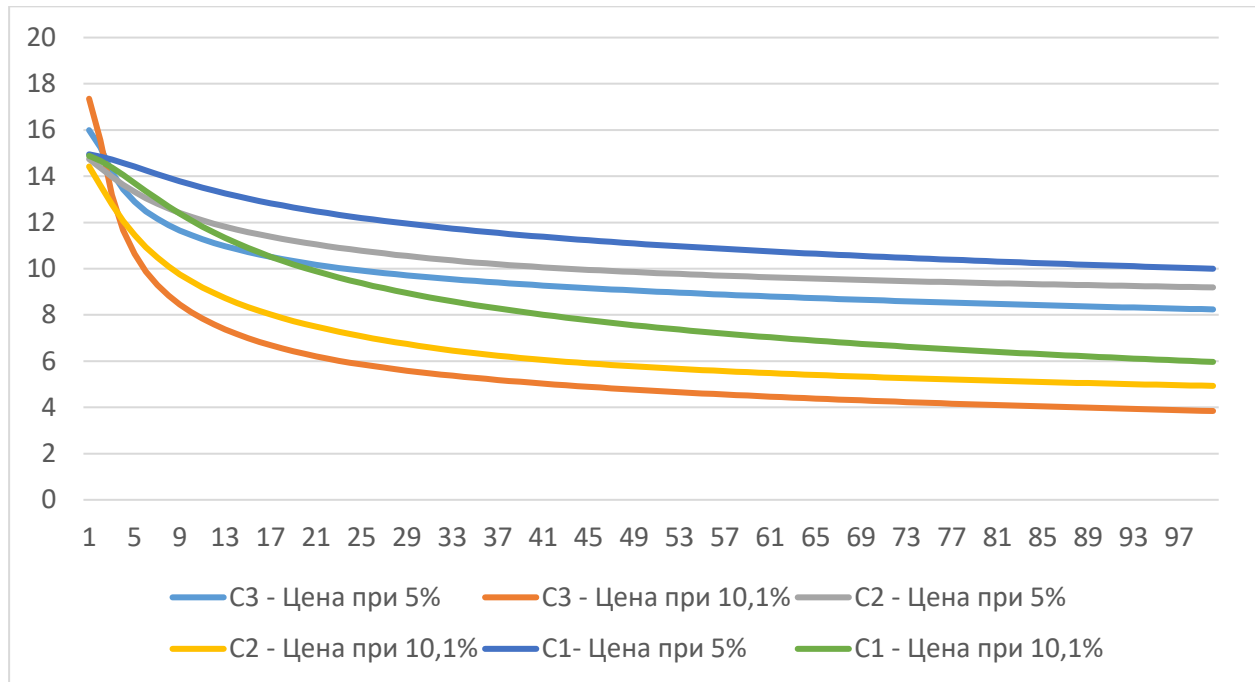


Рисунок 41. Прогноз снижения стоимости зеленого водорода за счет реализации эффекта обучения в производстве (learning-by-doing) по трем сценариям спроса.

Источник: расчеты автора.

Согласно первому сценарию реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке РФ, снижение первоначальной цены за 30% (до 10\$ за 1 кг H₂) ожидается к только к концу прогнозного периода при темпе обучения в производстве 5% и через 20 лет при темпе обучения 10,1%. Снижение первоначальной цены на 50% (до 7,5\$ за 1 кг H₂) на горизонте прогнозирования в 100 лет вообще не достигается при темпе обучения 5% и достигается через 50 лет при темпе обучения 10,1%.

Прогнозируемая стоимость зеленого водорода на конец прогнозного периода оценивается в 9,99\$ при темпе обучения 5% и 5,96\$ при темпе обучения в 10,1%.

Согласно второму (реалистичному) сценарию реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке РФ, снижение первоначальной цены за 30% (до

10\$ за 1 кг H₂) ожидается только через 43 года при темпе обучения в производстве 5% и через 10 лет при темпе обучения 10,1%. Снижение первоначальной цены на 50% (до 7,5\$ за 1 кг H₂) на горизонте прогнозирования в 100 лет не достигается при темпе обучения 5% и достигается через 21 год при темпе обучения 10,1%.

Прогнозируемая стоимость зеленого водорода на конец прогнозного периода оценивается в 9,19\$ при темпе обучения 5% и 4,93\$ при темпе обучения в 10,1%.

Согласно третьему наиболее оптимистичному сценарию реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке РФ, снижение первоначальной цены на 30% (до 10\$ за 1 кг H₂) ожидается через 23 года при темпе обучения в производстве 5% и уже через 5 лет при темпе обучения 10,1%. Снижение первоначальной цены на 50% (до 7,5\$ за 1 кг H₂) на горизонте прогнозирования в 100 лет не достигается при темпе обучения 5% и достигается через 12 лет при темпе обучения 10,1%.

Прогнозируемая стоимость зеленого водорода на конец прогнозного периода оценивается в 8,24\$ при темпе обучения 5% и 3,84\$ при темпе обучения в 10,1%.

Таким образом, для обеспечения ценовой конкурентоспособности зеленого водорода на внутреннем рынке РФ, необходимо либо более значительное стимулирование спроса, либо обеспечение максимально высоких темпов обучения в производстве. Первый способ достижения конкурентоспособности представляется более затруднительным, так как требует слишком масштабных мер государственной поддержки. Преодолеть данные ограничения можно за счет экспорта водорода на рынки других стран (что изначально и планировалось в Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации). В условиях санкций реализация данной стратегии затруднена, но не невозможна. Как минимум, возможна реализация зеленого водорода на рынки дружественных стран, в первую очередь, стран Евразийского Экономического Союза, технологическое развитие которых во многом со-направлено технологическому развитию РФ.

Второй способ обеспечения ценовой конкурентоспособности за счет достижения максимально высоких темпов обучения в производстве представляется более реалистичным, так как развитие зеленой водородной энергетики в России

начинается не с нуля, а имеет возможность опираться на лучшие мировые достижения в области производства электролизеров. В данной области технологического развития в РФ не наблюдается path-dependence, что является определенным преимуществом. Для обеспечения максимально высоких темпов обучения в данном случае имеет смысл в организации импорта и адаптации современных технологий производства электролизеров.

5.3. Организационно-экономические инструменты оптимизации и стимулирования развития водородной энергетики в Российской Федерации.

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Развитие водородной энергетики в России требует системного подхода к формированию организационных и экономических инструментов, способных обеспечить конкурентоспособность отрасли в условиях глобального энергоперехода. Россия, обладая значительными природными ресурсами, технологическим потенциалом и географическими преимуществами, имеет все шансы стать одним из лидеров на мировом рынке водорода. Однако для этого необходимо оптимизировать ключевые процессы — производство, хранение, транспортировку и использование водорода — через создание эффективных цепочек поставок, внедрение передовых управленческих практик, развитие межсекторального взаимодействия и совершенствование инструментов стратегического менеджмента. Реализация этих мер позволит России занять до 12% мирового рынка водорода к 2035 году при сокращении углеродоемкости ВВП на 45% [1, 18, 198]. Рассмотрим основные направления и инструменты, которые могут способствовать достижению этой цели.

Стратегия развития водородной энергетики предполагает создание трех основных экспортных коридоров: Северо-Западного (ориентированного на ЕС), Восточного (для АТР) и Арктического (с использованием Северного морского пути) [522]. Минпромторгом России подготовлен Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака [528]. В нем

приведен 41 пилотный проект в 18 регионах России, реализация которых будет способствовать созданию в стране полноценной водородной индустрии. Одним из важнейших проектов по производству водородной энергетики следует считать формирование водородного кластера в Сахалинском регионе, отмечают аналитики группы «Деловой профиль». Несколько крупнейших компаний, в том числе «Росатом», «Н2 Чистая Энергетика», планируют к реализации организационный механизм по производству, экспорту в страны АТР и развитию внутреннего потребления водорода, прежде всего, «зеленого». Территория Сахалина обладает избыточными ресурсами для запуска подобных проектов, в том числе сырьевыми (природный газ, уголь) и энергетическими (развитая инфраструктура генерации с применением ВИЭ). В регионе планируется строительство завода по производству водорода из природного газа методом паровой конверсии метана. Также реализуется пилотный проект по использованию водорода на железнодорожном транспорте, в том числе в перспективе создание железнодорожной ветки, по которой будут ходить только водородные поезда. Власти региона рассматривают в качестве перспективного направления получение «зеленого» водорода и намерены до 2030 года наладить его производство до 100 тыс. т в год. «Росатом» рассматривает Сахалин как ключевую площадку для крупнотоннажного производства водорода. В Мурманской области, по данным экспертов группы «Деловой профиль», планируется реализация шести пилотных проектов по производству H₂. В частности, крупный пилотный проект по производству низкоуглеродного водорода на площадке Кольской АЭС. В Архангельской области и на Камчатке прорабатываются вопросы производства «зеленого» водорода с использованием электроэнергии приливных электростанций. Так, в Архангельской области рассматривается возможность использования Мезенской ПЭС мощностью до 12 ГВт с прогнозируемым объемом производства водорода до 500 тыс. т в год к 2030 году и до 1 млн т в год к 2033 году. Участниками проекта выступают агентство регионального развития Архангельской области и «НордЭнергоГрупп». В Камчатском крае будет задействована Пенжинская ПЭС мощностью до 100 ГВт с производством водорода до 5 млн т в год к 2031 году.

Ключевыми участниками проекта являются «Н2 Чистая Энергетика» и «Корпорация развития Камчатского края».

Анализ Северо-Западного кластера показал, что кластер фокусируется на производстве зелёного водорода методом электролиза с использованием энергии ветропарков Балтийского моря. Проект в Калининградской области предполагает строительство электролизных мощностей 150 МВт к 2024 году с выходом на 500 МВт к 2030. Особенность – интеграция с инфраструктурой СПГ-терминалов для регазификации водорода в формате аммиака. Себестоимость производства: \$3.8-4.2/кг (2024), прогноз снижения до \$2.5-2.8/кг к 2030 за счёт эффекта масштаба. Экспортный потенциал: 0.8 млн т/год к 2035 через балтийские порты. Расстояние до ключевых европейских хабов (Роттердам, Гамбург) – 1,200–1,500 км, что на 30% короче маршрутов из Северной Африки [1, 521, 528].

Как было упомянуто выше, восточный кластер представляет из себя платформу для азиатско-тихоокеанского рынка. Основным локомотивом выступает производственная модель Сахалина. Регион сочетает производство голубого водорода (паровая конверсия метана с CCS) и зелёного (электролиз на базе ветрогенерации). Основными генерирующими мощностями является завод в Корсакове с плановой мощностью 30 тыс. т/год в 2026 г. с проектной мощностью в 100 тыс. т/год в 2030 г. с улавливанием 1.2 млн т CO₂ ежегодно [534]. Второй источник - ветропарк Анива: 200 МВт мощности для электролизеров [529]. В данном кластере есть ряд логистических преимуществ: первое- расстояние до Токио: 1,100 км (на 40% ближе, чем из Австралии) [536]. Второе- стоимость доставки в Японию: \$1.8-2.1/кг против \$2.5-3.0 из Среднего Востока [549]

Третий кластер-Арктический требует инновационных решений: Плавающие электролизные станции на базе АЭС малой мощности (пример: проект "Академик Ломоносов") Подземные хранилища в вечной мерзлоте: ёмкость до 50 тыс. т при температуре -253°C (потери ≤0.05%/сутки) [516, 532] (Табл. 20)

Табл 20. Сравнительный анализ водородных кластеров в России

Параметр	Северо-Западный кластер	Восточный кластер	Арктический кластер
Тип водорода	Зелёный (электролиз ВИЭ)	Голубой (паровая конверсия)	Жёлтый (АЭС)
Себестоимость, \$/кг	3.8–4.2 (2024) → 2.5–2.8 (2030)	1.9–2.4	2.1–2.6
Экспортный потенциал	0.8 млн т/год к 2035	100 тыс. т/год к 2030	0.5 млн т/год к 2035
Целевые рынки	ЕС (55%), внутренний рынок (45%)	АТР (Япония 60%, Корея 40%)	ЕС (50%), Сев. Америка (30%)
Логистические издержки	18–22% от FOB-стоимости	12–15% от FOB-стоимости	25–30% от FOB-стоимости
Господдержка	Субсидии 50% CAPEX	Налоговые каникулы (10 лет)	Страхование рисков (80%)

Источники: составлено автором по [1, 515, 523]

В 2021 году Россия произвела более 5 миллионов тонн водорода, что позволило ей войти в число ведущих стран-производителей водорода в мире. Большая часть этого производства (более 95%) основана на процессе парового риформинга метана (SMR), который является хорошо зарекомендовавшим себя, но энергоемким методом. Однако Россия также изучает альтернативные методы производства, включая электролиз и высокотемпературное ядерное производство, для диверсификации производства водорода и сокращения выбросов парниковых газов [248, 315].

Развитие эффективных цепочек поставок водорода в России будет зависеть от внедрения передовых технологий производства. Основу цепочки поставок составляет производственно-транспортная инфраструктура, требующая капитальных вложений в размере 45–65% от общей стоимости водорода [539].

Формирование конкурентоспособных цепей поставок водорода в России требует интеграции технологических инноваций, инфраструктурной модернизации и адаптации к глобальным рыночным условиям. Создание водородных кластеров может облегчить региональное производство, хранение и экспорт, особенно на рынки Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона [471, 492].

Исследования показывают, что интеграция цепочек поставок водорода с электрическими и транспортными сетями может повысить эксплуатационную гибкость и снизить затраты [321, 513]. Для снижения логистических издержек критически важно развивать портовые хабы в Мурманске и Владивостоке, где себестоимость перевалки сжиженного водорода может быть снижена на 25% за счет масштабирования операций. Опыт австралийско-японского проекта HESC демонстрирует эффективность интеграции производственных мощностей с транспортировкой через криогенные танкеры, что актуально для российско-китайских поставок. Технологии транспортировки требуют пересмотра: при перевозке газообразного водорода автоцистернами под давлением 35 МПа потери достигают 3–5% на 1000 км, тогда как трубопроводная транспортировка смесей H_2 - CH_4 сокращает затраты до \$0.8-1.2 за кг [531, 617].

Другим важным фактором логистической оптимизации является динамическое моделирование цепочек поставок. Внедрение платформы AnyLogic для симуляции полного цикла "производство-транспортировка-потребление" позволяет снизить операционные риски на 15–20%. На примере проекта GHD в Австралии доказана эффективность сценарного анализа, учитывающего: Волатильность цен на СПГ (\$6-12/MMBtu), Пропускную способность Суэцкого канала (до 50 суток простоя), Технологические ограничения электролизеров (КПД PEM vs Alkaline 65% vs 78%). Для российских условий критически важна адаптация таких моделей к особенностям Северного морского пути, где ледовая проводка увеличивает сроки доставки на 18–25% [675].

Оптимизация цепочек поставок требует инновационных решений в области разработки контейнеров. Так, испытания контейнеров CryoSafe-42 показали снижение себестоимости транспортировки на 30% по сравнению с традиционными

танк-контейнерами. Однако для обеспечения потребностей Сахалинского кластера требуется не менее 1,000 единиц специализированного подвижного состава, что требует инвестиций в размере $\text{R}45\text{-}60$ млрд до 2027 года [527].

Перед отраслью возникают естественные барьеры повышения энергоэффективности, которые были рассмотрены ранее. В том числе критичным является ряд технологических барьеров. С точки зрения построения цепочки поставки в узле транспортировки - коррозия металлов. В России отсутствие специализированных водородных трубопроводов представляет собой серьезную проблему. В настоящее время большая часть водорода транспортируется в сжатом виде, хранится в стальных баллонах или резервуарах или используется на месте на крупных промышленных объектах [248]. Для арктического кластера критичен бриттл-эффект при хранении водорода. В настоящий момент разрабатываются механизмы его преодоления – создание графеновых покрытий резервуаров [523], включая сжатый водород при давлении до 700 бар, жидкий водород и водород, связанный с другими соединениями, такими как аммиак или метанол. Разработка сжиженного водорода (LH_2) и аммиака (NH_3) в качестве энергоносителей особенно актуальна для дальних перевозок. В то время как LH_2 более энергоэффективен, NH_3 сопряжен с меньшими транспортными расходами, и его можно легко хранить и транспортировать с использованием существующей инфраструктуры. Обширная география и богатые природными ресурсами регионы делают Россию идеальным местом для крупномасштабного производства и экспорта этих водородных носителей [285, 399].

С экономической точки зрения стоимость производства и транспортировки водорода является существенным барьером. Согласно недавним исследованиям, стоимость водорода, полученного с помощью SMR с помощью CCS, составляет около 8,85 долларов США за кг, а водород на основе электролиза стоит примерно 17,84 долл.США за кг [221]. Однако ожидается, что стоимость электролиза снизится по мере снижения цен на возобновляемые источники энергии и повышения эффективности электролизера. Кроме того, развитие крупных производственных мощностей и эффективных транспортных сетей может помочь

снизить затраты и повысить конкурентоспособность российского водорода на мировых рынках [221, 285, 399]. Действительно, разработки в этом направлении ведутся, повышение КПД PEM-электролизеров до 78% к 2030 году через внедрение катализаторов на основе иридиевых сплавов [44].

Развитие водородной энергетики в России требует интеграции усилий промышленности, энергетики, транспорта и научно-образовательного сектора [29, 306]. На основе Концепции развития водородной энергетики и реализуемых проектов сформированы ключевые направления межотраслевого сотрудничества:

Первое ключевое направление – энергопромышленные симбиозы. Проект Сахалинского кластера демонстрирует эффективность совмещения ВИЭ-генерации (200 МВт ветропарка), производства аммиака (100 тыс. т/год к 2030) и водородного транспорта (7 поездов на топливных элементах). Технология замещения метана водородом в процессах крекинга позволяет сократить выбросы CO_2 на 8 млн тонн ежегодно. Дальнейшая практическая реализация такого симбиоза реально возможна в металлургии: перевод доменных печей НЛМК на 30% H_2 -восстановление железа к 2027 году (снижение углеродоемкости на 4 млн т $\text{CO}_2/\text{год}$). И в сельском хозяйстве- Производство «зеленых» удобрений на базе аммиака в рамках проекта ИСЭМ СО РАН с участием стран БРИКС [519].

Вторым направлением межсекторального видится транспортно энергетическая интеграция. В первую очередь она должна быть ориентирована на водородную логистику. Создание мультимодальных коридоров с использованием: Железнодорожного транспорта: Перевод 15% грузового парка ДВЖД на водородные топливные элементы к 2030 году Северного морского пути: Развертывание плавучих регазификационных терминалов для экспорта в ЕС (снижение логистических издержек на 25%)/ Проект «Водородные поезда» на Сахалине включает: 10 заправочных станций мощностью 5 т/сутки; Интеграцию с ветрогенерацией (КПД электролизеров PEM – 78%) [1, 535]

Третий аспект - нормативно-правовая гармонизация. Адаптация российских ГОСТ Р 58151-2018 к европейским DNVGL-RP-A204 и CertifHy требует пересмотра некоторых аспектов водородной политик: введение 12-уровневой

системы сертификации «зеленого» водорода, создание национального реестра углеродных единиц, упрощение таможенных процедур для водородно-аммиачных смесей и ряд других.

Четвертый аспект - Финансовые механизмы кооперации. Которые предполагают различные стимулирующие инструменты, такие как субсидии 70% на НИОКР (Постановление №1679 от 2023), налоговые каникулы, «Зеленые» облигации под проекты с углеродной интенсивностью ≤ 1 кг $\text{CO}_2/\text{кг H}_2$. В том числе через механизмы ГЧП: формирующийся водородный фонд (150 млрд руб. до 2026 г.), страхование политических рисков через ЭКСАР для экспортных контрактов.

Пятый аспект -научно-образовательная кооперация. Путем развития центров компетенций НТИ Деятельность Центра «Водород как основа низкоуглеродной экономики» (ИК СО РАН) включает [546]. Разработку технологий мембранной конверсии метана (чистота H_2 – 99.99%); Подготовку 415 специалистов ежегодно к 2026 году; Создание цифровых двойников для моделирования производственных цепочек.

Шестое межсекторальное направление должно быть ориентировано на развитие международных альянсов. Например, трансграничные проекты с Kawasaki Heavy Industries: Совместное производство криогенных танкеров (потери при хранении $\leq 0.2\%$ /сутки) ; с CertifHy: Взаимное признание сертификатов «зеленого» водорода для экспорта в ЕС; в рамках БРИКС: Создание технологического кластера по производству аммиака.

Реализация программ межсекторального взаимодействия позволит к 2030 году: сократить себестоимость водорода до \$2.1-2.8/кг; обеспечить 12% глобального рынка; снизить углеродоемкость ВВП на 45%. Ключевым вызовом остается подготовка 15,000 специалистов к 2026 году [548].

Формирование эффективной системы управления водородной энергетикой требует интеграции технологических инноваций с современными организационными подходами. На основе анализа стратегических документов выделяются ключевые направления, включая кластерную модель развития,

цифровизацию процессов и государственно-частное партнерство [96, 191]. Однако развитие водородной энергетики в России сталкивается с рядом проблем, включая технологические, экономические и нормативные барьеры и блокировки, которые были рассмотрены во второй главе. Анализ научной литературы показал общие сферы применения и инструменты оптимизации водородной энергетики (Табл. 21).

Таблица 21. Сферы применения и инструменты оптимизации водородной энергетики.

Сфера применения	Ключевые инструменты
Стратегическое планирование	Целевые показатели по видам водорода; технологическая дорожная карта; поддерживающая нормативно-правовая база; государственно-частные партнерства.
Экономическое планирование	Налоговые льготы, гранты и углеродные кредиты; стимулирование внутреннего спроса и экспорта; зеленое финансирование и госинвестиции в инфраструктуру.
Технологическое развитие и инновации	Приоритетные исследования в электролизе, хранении и топливных элементах; научно-промышленное сотрудничество; пилотные проекты и трансфер технологий.
Региональное развитие	Специализация регионов по типу ресурсов (голубой/зеленый водород); создание водородных хабов и транспортных сетей.
Международное сотрудничество	Развитие экспортных направлений (Европа, Азия, Ближний Восток); двусторонние и многосторонние партнерства для торговли и обмена технологиями.
Экологические и социальные аспекты	Оценка жизненного цикла и соблюдение экологических норм; информирование населения и создание рабочих мест.
Управление рисками и устойчивость	Анализ технологических, экономических и регуляторных рисков; диверсификация технологий и рынков; аварийные планы и резервные мощности.
Мониторинг и совершенствование	Система ключевых показателей, регулярная оценка эффективности; механизмы обратной связи и постоянное обновление стратегий.

Источник: составлено автором на основе [1, 36, 42, 152, 166, 197, 239, 248, 268, 292,315, 324, 393, 394, 507]

Влияние управления на эффективность цепочки производства водорода в России многогранно и включает технологические, экономические и политические аспекты. Эффективное управление может значительно повысить эффективность производства водорода за счет оптимизации процессов, интеграции передовых технологий и реализации стратегической политики. На эффективность цепочки производства водорода влияют выбор технологии производства, управление цепочками поставок и интеграция возобновляемых источников энергии. Эти факторы играют решающую роль в снижении затрат, минимизации воздействия на окружающую среду и обеспечении стабильных поставок водорода.

Автором предлагаются основные прикладные инструменты повышения эффективности производства водорода в России, представленные в Таблице 22, выявленные на основе комплексной научно-исследовательской базы, детально разработанной в предыдущих главах работы, включая методики оценки эколого-экономической эффективности и мета-анализ отраслевых вызовов. Эти инструменты являются прикладным результатом интеграции теоретического анализа энергетического перехода, эмпирической оценки экономической эффективности российских проектов и разработки оригинального инструментария для оптимизации цепочек поставок водорода.

Научной базой для разработки инструментов послужила комплексная модель для эколого-экономической оценки системы производства водорода, детально описанная в Главе 3. Эта модель сочетает в себе три ключевых методологических подхода, позволяющих проводить многокритериальную оценку и выявлять узкие места, которые и должны быть устранены прикладными инструментами:

- Сетевой оболочечный анализ данных (NDEA): позволяет оценить комплексную эколого-экономическую эффективность всей технологической цепочки (включая производство энергии, производство водорода, хранение и транспортировку). Главное преимущество NDEA в данном контексте заключается в возможности идентифицировать, какой именно этап (стадия) цепочки поставок несет ответственность за общую неэффективность. Это дает основание для

разработки адресных механизмов, например, таких как "Технологическая оптимизация".

- Анализ жизненного цикла продукции (LCA): используется для количественной оценки всех входов (капитальные и операционные затраты) и нежелательных выходов (негативных воздействий на окружающую среду, включая экотоксичность и климатический потенциал) на каждом этапе цепочки. Результаты LCA обосновывают включение в механизмы необходимости учета экологических и экономических соображений.

- Проектирование с учетом ценности (VSD): применено для приоритизации наиболее значимых категорий воздействия на окружающую среду, что позволяет сфокусировать прикладные механизмы на критически важных экологических показателях, а не только на углеродном следе.

Таблица 22. Основные прикладные инструменты оптимизации производства водорода в Российской Федерации.

Направление оптимизации	Инструмент оптимизации	Обоснование и цель инструмента
Технологическая оптимизация	1. Интеграция и повышение энергоэффективности процессов SMR и электролиза: Внедрение методов интеграции процессов (таких как расчет теплового каскада и пинч-анализ) для оптимизации потребления энергии и снижения расхода природного газа в установках парового риформинга метана (SMR), что ведет к повышению общей производительности. 2. Применение вычислительной гидродинамики (CFD) для реакторов: Использование моделей вычислительной гидродинамики (CFD) для точной настройки и оптимизации производительности и тепловой эффективности SMR-реакторов. 3. Развитие локального производства с электромагнитным нагревом: Внедрение новых технологий производства водорода на месте	1. Направлен на повышение общей эффективности SMR и снижение операционных расходов (OPEX), что является ключевым фактором технико-экономической жизнеспособности производства водорода. 2. Обеспечивает дополнительную оптимизацию тепловой эффективности и общей производительности процесса, минимизируя экономические входы. 3. Предназначен для достижения высокой энергоэффективности и низкого уровня

	(распределенная генерация), использующих электромагнитный нагрев, при условии их интеграции с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ).	выбросов парниковых газов при производстве водорода в точках потребления.
Управление цепочками поставок	1. Снижение неопределенности спроса через WSSAA: Внедрение систем управления цепочками поставок, основанных на аппроксимации средних значений по взвешенным сценариям (WSSAA), для устранения неопределенности в прогнозировании спроса и транспортных мощностей. 2. Оптимизация выбора носителей для дальних перевозок: Выбор наиболее экономически и энергетически эффективных носителей водорода для транспортировки на дальние расстояния (например, аммиак (NH_3), который в ряде сценариев более экономичен, чем сжиженный водород (LH_2)).	1. Повышает надежность и эффективность цепочек поставок водорода, преодолевая ограничения традиционных методов оптимизации, которые не справляются с неопределенностью спроса. 2. Направлен на минимизацию логистических издержек и выбросов при экспорте (что критически важно для российских кластеров, таких как Восточный и Арктический).

Политика и стратегическое управление	1. Государственное стимулирование и поддержка НИОКР для ВИЭ-интеграции: Применение стратегических политических инициатив (государственные стимулы, поддержка НИОКР, международное сотрудничество) для ускоренного внедрения возобновляемых источников энергии в производство и хранение водорода. 2. Перестройка управления проектами с учетом рисков и хранения ВИЭ: Кардинальное изменение стратегий управления проектами перехода от ископаемого топлива к водороду, с акцентом на управление рисками, согласование интересов всех заинтересованных сторон и обязательную интеграцию решений по хранению возобновляемой энергии.	1. Критически важен для ускорения эффекта обучения в производстве и обеспечения ценовой конкурентоспособности, а также для снижения негативного воздействия на окружающую среду и повышения стабильности поставок. 2. Обеспечивает системную адаптацию к сложности водородных проектов, требующих согласования технологических, финансовых и экологических аспектов, включая хранение нестабильной ВИЭ-генерации.
Экологические и экономические направления	1. Приоритизация ВИЭ на основе LCA для минимизации воздействия: Использование оценок жизненного цикла (LCA) для подтверждения и приоритизации зеленого водорода (получаемого	1. Подчеркивает необходимость выбора технологических цепочек, которые демонстрируют превосходные экологические показатели, и обеспечивает соблюдение

	электролизом с использованием ВИЭ) как технологического пути с минимальными выбросами парниковых газов и иными экологическими воздействиями. 2. Оптимизация технико-экономической жизнеспособности: Постоянная оптимизация ключевых факторов, влияющих на жизнеспособность проектов: производственные затраты, энергоэффективность и воздействие на окружающую среду.	международных стандартов, что открывает доступ к рынкам с углеродным регулированием. 2. Целью является достижение конкурентоспособности и устойчивости производства водорода, что требует постоянной работы по снижению себестоимости и улучшению эффективности.

Источник: составлено автором на основе [51, 123, 278, 285, 415, 424, 452, 493]

Прикладные инструменты в области технологической оптимизации (Табл.22) научно обосновываются необходимостью повышения энергоэффективности процессов и снижения потерь, выявленных в результате LCA и NDEA.

- Интеграция передовых технологий (SMR и электролиз): Основана на эмпирических данных, подтверждающих, что для достижения ценовой конкурентоспособности необходим высокий темп обучения в производстве (learning-by-doing). В области электролизеров, где в России не наблюдается зависимости от прошлого пути (path-dependence), существует возможность для организации импорта и адаптации современных технологий.

- Использование теплового каскада и пинч-анализа: Эти методы направлены на оптимизацию потребления энергии и природного газа в процессе парового риформинга метана (SMR). Это напрямую коррелирует с научным выводом о том, что производственные затраты и энергоэффективность являются ключевыми факторами технико-экономической жизнеспособности производства водорода.

- Модели вычислительной гидродинамики (CFD): Необходимость их применения для SMR-реакторов обоснована стремлением к повышению тепловой эффективности и общей производительности процесса, что является прямым следствием попытки минимизировать экономические входы (OPEX) в модели LCA/NDEA.

Инструменты, касающиеся управления цепочками поставок, базируются на научном признании высокой неопределенности спроса и необходимости оптимизации логистики для снижения конечной стоимости водорода.

- Системы управления WSSAA (Weighted Scenario Averaging Approximation): Введение таких систем обосновано необходимостью устранить неопределенности в спросе и транспортных мощностях. В предыдущих главах отмечалось, что неопределенность спроса является основным недостатком традиционных методов оптимизации (таких как MILP), применяемых к цепочкам поставок водорода.

- Выбор носителей водорода (LH₂, NH₃): Обоснован результатами LCA и сравнительным анализом, показавшим, что выбор носителя (например, аммиак (NH₃)) существенно влияет на энергоэффективность и выбросы при транспортировке на дальние расстояния. Например, NH₃ часто более экономичен и связан с меньшими транспортными расходами, чем жидкий водород (LH₂), что критически важно для российских экспортных кластеров (Арктический, Восточный).

Политические инструменты (Табл.22) являются прямым ответом на выявленные ранее макроэкономические риски и институциональные блокировки, а также необходимостью достижения ценовой конкурентоспособности зеленого водорода.

- Государственные стимулы и поддержка НИОКР: это прямое следствие анализа эффектов обучения, который показал, что для достижения максимального снижения затрат (до 50%) и ценового паритета необходимы максимально высокие темпы обучения (10,1%). Это требует активного привлечения инвестиций в НИОКР и субсидирования технологического развития.

- Интеграция с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ): Обоснована результатами LCA, которые показали, что зеленый водород обладает значительными экологическими преимуществами, а также анализом, который установил, что стоимость электроэнергии является ключевым фактором, влияющим на конечную стоимость производства водорода (LCOH).

- Переход к водороду требует кардинальной перестройки стратегий управления проектами: Необходимость такого перехода обоснована комплексностью задачи, требующей согласования управления рисками, интеграции заинтересованных сторон и хранения ВИЭ.

Таким образом, инструменты, предложенные в Таблице 22, являются научно обоснованными прикладными мерами, разработанными для устранения конкретных технологических, управленческих и экономических разрывов, выявленных в результате применения гибридной методологии NDEA-LCA-VSD и

детального анализа российской и международной практики водородной энергетики.

Для эффективной оценки и системного управленческого цикла, обеспечивающего мониторинг, оценку и непрерывное совершенствование в водородной энергетике необходима интегрированная система показателей. Эта система должна охватывать различные аспекты цепочки поставок водорода, включая производство, хранение, транспортировку и распределение, которые имеют решающее значение для оценки общей эффективности водородных инициатив [433]. Автором проведен мета-анализ интегрированных систем показателей на основе ряда исследований. Представлены различные подходы к оценке эффективности водородных проектов (Табл. 23).

Таблица 23. Методы оценки эффективности водородных проектов.

Тип оценки	Метод оценки	Описание метода	Источник
Комплексные модели оценки	Метод наихудших результатов и метод энтропии	Для оценки преимуществ интегрированных энергетических систем, включая производство водорода, была предложена модель, сочетающая метод наихудших результатов (BWM) и усовершенствованный метод энтропии с коэффициентом вариации. Эта модель эффективно уравнивает субъективные и объективные факторы, обеспечивая научный подход к оценке преимуществ водородных проектов	[487]
	Оценка устойчивости жизненного цикла (LCSA)	Этот подход объединяет оценку жизненного цикла (LCA), калькуляцию затрат на жизненный цикл (LCC) и оценку социального жизненного цикла (S-LCA) на основе Целей устойчивого развития (ЦУР). Он использует многокритериальный анализ решений для обеспечения всесторонней оценки показателей устойчивого развития, отражающих сбалансированный взгляд на устойчивость	[490]
Системы индикаторов	Индикаторы цепочки поставок водорода	Разработан набор из 124 индикаторов для мониторинга развития водородной экономики с акцентом на различные этапы цепочки поставок водорода. Эти показатели имеют решающее значение для разработки политики, основанной на фактических данных, и отслеживания хода реализации водородных стратегии	[267]
	Показатели готовности	Предложена система показателей для оценки готовности таких стран, как Япония и Таиланд, к переходу на водород. Эта система оценивает политику, технологии, инфраструктуру и рыночный потенциал с выделением областей, нуждающихся в улучшении	[347]

Технологические и экономические оценки	Технико-экономический анализ	В ходе исследований изучалась экономическая эффективность производства экологически чистого водорода. В качестве перспективных решений были определены гибридные системы, сочетающие солнечные фотоэлектрические и ветряные турбины. В этих анализах используются такие экономические показатели, как чистая текущая стоимость и период окупаемости, для определения наиболее жизнеспособных производственных стратегий	[85]
	Энергоэффективность	Эффективность интегрированных систем производства водорода оценивается с точки зрения показателя энергоэффективности	[256]
Системная интеграция и синергия	Синергия электричества и водорода	Интеграция электрических и водородных систем может повысить гибкость энергосистемы, способствовать использованию возобновляемых ресурсов и снизить затраты. Эта синергия оценивается с помощью комплексной системы показателей, учитывающей технологии, экономику, окружающую среду и потребности пользователей	[504]
	Хранение и транспортировка водорода	Комплексная система оценки электроводородных энергетических систем включает в себя аспекты хранения и транспортировки водорода, а также качественных систем транспортировки и хранения	[355]

Источник: авторская разработка.

Хотя эти интегрированные системы показателей обеспечивают надежную основу для оценки водородных проектов, важно учитывать динамичный характер энергетического сектора и меняющийся технологический ландшафт. Постоянное обновление и уточнение этих показателей необходимы для отражения новых разработок и проблем в области водородных технологий и политики. Кроме того, интеграция социальных и экологических аспектов, а также экономических и технологических факторов обеспечивает целостную оценку водородных проектов и приведение их в соответствие с более широкими целями устойчивого развития.

На основе мета-анализа научной литературы, стратегических документов, программ развития, предлагается создать динамический, гибкий, интегральный индекс оценки водородных проектов в Российской Федерации. Предлагается включить следующие категории показателей: экономическая целесообразность, экологическая устойчивость, технологическая зрелость, качество продукции, стратегическая согласованность, инновационный потенциал и социально-управленческие аспекты. Интеграция этих критериев позволяет создать адаптивную модель, соответствующую как российским стратегическим приоритетам, так и международным стандартам. Важной особенностью данного индекса является его реализация в виде самостоятельного программного обеспечения. Данный индекс может быть динамическим в плане движения во времени и гибким за счет легкой модификации и донастройки пользователем. Интегральная методология комплексной системы показателей оценки эффективности водородных проектов объединяет количественные и качественные критерии, структурированных в 6 ключевых категорий. Каждый показатель сопровождается математическим аппаратом (Табл.24).

Таблица 24. Показатели оценки эффективности водородных проектов в Российской Федерации.

Категория	Название показателя	Формула для расчета	Пояснение
1. Экономические показатели	1.1. Чистая приведённая стоимость (NPV)	$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$ CF_t— денежный поток в период t- период r— ставка дисконтирования (7% для госпроектов, 12% для коммерческих); I_0— начальные инвестиции.	Отражает способность проекта генерировать прибыль с учётом стоимости денег во времени. Для водородных проектов с длительным сроком окупаемости (8-15 лет) $NPV > 0$ считается минимальным требованием. Ключевой параметр для привлечения инвесторов. Проекты с $NPV < 0$ исключаются из госпрограмм поддержки.
	1.2. Энергетическая рентабельность (EROEI)	$EROEI = \frac{E_{output}}{E_{input}}$ $= \frac{LHV_{H_2} \cdot Q_{H_2}}{E_{feedstock} + E_{process} + E_{transport}}$	Характеризует энергоэффективность производства. Значение $EROEI < 1$ означает, что проект потребляет больше энергии, чем производит. Критичен для “зелёного” водорода. При $EROEI < 3$ требуются

		$LHV_{H_2} = 33.3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/кг}$ — низшая теплота сгорания; $E_{feedstock}$ — энергия сырья (газ, вода); $E_{process}$ — энергия технологического процесса. $E_{process}$ — энергия логистики	компенсационные меры (углеродные кредиты), $EROEI \geq 5$: минимальный порог для промышленного внедрения.
	1.3. Удельная себестоимость производства	$C_{H_2} = \frac{C_{CAPEX} \cdot CRF + C_{OPEX}}{Q_{annual}}$ $CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$ — коэффициент восстановления капитала; Q_{annual} — годовой объём производства. C_{CAPEX} — капитальные затраты; C_{OPEX} — операционные расходы	Позволяет сравнивать разные технологии. Для РФ целевой уровень: - Голубой водород: \$1.8-2.5/кг; - Зелёный водород: \$3.2-4.1/кг. Определяет конкурентоспособность на экспортных рынках. Превышение порога \$4.5/кг делает проект нерентабельным.
2. Экологические показатели	2.1. Углеродный след жизненного цикла	$CO_2e = \sum_{i=1}^k (E_i \cdot EF_i) + \sum_{j=1}^m D_j$	Учитывает выбросы от добычи сырья до транспортировки. Примеры значений:

		E_i — энергозатраты этапа EF_i — эмиссионный фактор энергоносителя; D_j — прямые выбросы.	- Голубой водород с УХУ: 2.5-3 кг CO₂e/кг H₂; - Зелёный водород на ВИЭ: 0.5-1 кг CO₂e/кг H₂. Определяет доступ к рынкам ЕС через механизм СВМ. При CO₂e >4 кг вводится пошлина 80€/т.
	2.2. Водный след	$W_{H_2} = \frac{W_{direct} + W_{indirect}}{\eta_{purification}}$ $\eta_{purification}$ — КПД системы очистки воды (85-92% для мембранных технологий).	Для производства 1 кг водорода требуется: - Паровая конверсия метана: 8-10 л; - РЕМ-электролиз: 12-15 л. Критичен для регионов с дефицитом воды (Крым, Арктика). Превышение нормы 20 л/кг ведёт к штрафам.
3. Технологические показатели	3.1. Энергоэффективность электролиза	$\eta = \frac{LHV_{H_2}}{E_{input}} \times 100\%$	КПД преобразования электроэнергии: Паровая конверсия метана: 70-75%

		Einput — суммарные энергозатраты	РЕМ-электролиз: 60-68%; • Щелочной электролиз: 50-60%. Увеличение КПД на 1% снижает себестоимость на \$0.15/кг для установки 100 МВт.
	3.2. Стабильность работы оборудования	$MTBF = \frac{T_{operational}}{N_{failures}}$ $T_{operational}$ — время работы (часы); $N_{failures}$ — количество отказов.	Для компрессоров водорода MTBF должно превышать 8,000 часов. При MTBF <5,000 ч затраты на ремонт составляют >15% OPEX. Влияет на страховые взносы. Проекты с MTBF <4,000 ч не получают финансирование ЕБРР.
4. Стратегические показатели	4.1. Индекс локализации	$L = \frac{C_{local}}{C_{total}} \times 100\%$ C_{local} — стоимость локальных компонентов C_{Total} — общая стоимость компонентов	• Специальный инвестиционный контракт (СПИК): минимальный порог — 40%; • Цель 2030: 60% для электролизёров.

			Обоснование: Снижает зависимость от импорта катализаторов (85% которых поставляются из ЕС).
	4.2. Экспортный потенциал	$K = \frac{C_{world} - C_{project}}{C_{world}} \times \frac{Q_{reserve}}{Q_{world}}$ C_{world} — мировая себестоимость, $Q_{reserve}$ — резервы сырья	При $K > 0.7$ проект признаётся стратегически значимым; Для Сахалинского кластера: $K = 0.65$ (2024 г.). Определяет доступ к кредитам ВЭБ.РФ под 3% годовых.
5. Социально-управленческие показатели	5.1. Индекс производственной безопасности	$TRIR = \frac{N_{incident} \times 200,000}{H_{worked}}$ $N_{incident}$ – количество инцидентов; H_{worked} – отработанные часы	• Допустимое значение: ≤ 2.0; • При $TRIR > 3.0$ приостанавливается сертификация ISO 45001. Обоснование: Снижает страховые премии на 25% при $TRIR < 1.5$.
	5.2. Кадровая обеспеченность	$S = \frac{N_{certified}}{N_{total}} \times 100\%$	Требование для экспортных проектов: $\geq 75\%$; Текущий уровень в РФ: 34% (2024 г.).

			Сокращает аварийность на 40% (данные Ростехнадзора).
6. Инновационные показатели	6.1. Уровень технологической готовности (TRL)	$TRL = \frac{\sum_{i=1}^n TRL_i \cdot w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}$ w_i — веса подсистем (электролизёр — 0.4, компрессор — 0.3, система контроля — 0.3).	• $TRL \geq 7$ — промышленное внедрение; • $TRL < 4$ — запрет на участие в конкурсах Минпромторга.
	6.2. Индекс патентной активности	$I_{pat} = \frac{N_{patents} \cdot C_{claims}}{t}$ C_{claims} — количество отказов.	Целевой показатель для НИОКР: ≥ 2 патента/год;

Источник: авторская разработка.

Для комплексной оценки эффективности водородных проектов предлагается интегральный индекс, учитывающий все категории показателей с соответствующими весовыми коэффициентами. Интегральный индекс представляет собой концептуальный методологический конструкт, который научно обосновывает системную взаимосвязь между моделью оценки эколого-экономической эффективности (Глава 3), интегральной системой ключевых показателей эффективности (Таблица 24) и прикладными организационно-экономическими инструментами (Таблица 22). Эта взаимосвязь является ключевым элементом разработанного алгоритма выбора адресных мер воздействия, предназначенного для управления развитием водородной энергетики в Российской Федерации и ЕАЭС (см.п.5.4).

Взаимосвязь между моделью, разработанной в параграфе 3.3, и показателями оценки эффективности (Таблица 24) носит характер включения и расширения. Модель, представленная в Главе 3, использует гибридный подход (NDEA-LCA-VSD) для проведения сравнительной оценки эколого-экономической эффективности технологических цепочек. На этом этапе определяются базовые измерители, которые рассматриваются как "входы" (экономические затраты, CAPEX, OPEX) и "нежелательные выходы" (экологические воздействия, такие как углеродный след, экотоксичность и водный след и пр). Показатели Таблицы 24 включают эти фундаментальные метрики, такие как удельная себестоимость производства (LCON) и углеродный след жизненного цикла, и расширяют их до шести комплексных категорий (экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные). Таким образом, если NDEA-анализ выявляет технологическую неэффективность цепочки, то показатели (Таблица 24) предоставляет управленческий инструментарий для оценки общей устойчивости проекта.

Взаимосвязь между моделью NDEA и KPI (Таблица 24) формализована через концепцию границы эффективности:

- Модель NDEA определяет теоретическую границу эффективности в многомерном пространстве входов и выходов, максимизируя желаемые результаты (полезный продукт) и минимизируя нежелательные (затраты и выбросы).

- Таблица 24 и разработанный на ее основе интегральный индекс формализуют достижение этой границы в виде нормативных пороговых значений (KPI).

Удаленность проекта от этой границы (интегральный разрыв по нормированным показателям) становится критерием для принятия решений.

Интегральный индекс основан на методах многокритериального анализа (МСА) и нормализации показателей [79, 82]. Каждый показатель преобразуется в безразмерную величину от 0 до 1, что позволяет агрегировать разнородные данные. Веса категорий отражают их относительную важность для устойчивого развития проекта.

$$I = \sum_{k=1}^6 \left(w_k \cdot \sum_{j=1}^m \frac{P_{kj} - P_{min,kj}}{P_{max,kj} - P_{min,kj}} \right) \quad (28)$$

- w_k – вес категории (k) (например, экономические – 0.25, экологические – 0.2, технологические – 0.2 и т.д.).
- P_{kj} – значение показателя (j) в категории (k).
- $P_{min,kj}$ и $P_{max,kj}$ – минимальное и максимальное нормативные значения показателя.

Использование такого интегрального индекса подтверждается научными исследованиями по оценке инновационных проектов и проектов устойчивого развития, где многокритериальные методы доказали свою эффективность.

Использование многокритериального подхода позволяет учесть различные аспекты реализации водородных проектов: экономическую целесообразность, технологическую зрелость и экологическую устойчивость. Это особенно актуально для инновационных проектов, таких как производство зеленого водорода, где

требуется баланс между экономическими выгодами и минимизацией воздействия на окружающую среду.

Дальнейшая реализация интегрального индекса возможно в виде программного обеспечения на базе объектно-ориентированного программирования (Приложение 1). Прототип программного обеспечения для расчета интегрального индекса эффективности водородных проектов можно увидеть на Рисунке 42 и 43.

Выберите вкладку:

- ☒ Интегральный индекс
- ☐ Экономические показатели
- ☐ Экологические показатели
- ☐ Технологические показатели
- ☐ Стратегические показатели
- ☐ Социально-управленческие показатели
- ☐ Инновационные показатели

Итоговый индекс

Рассчитать интегральный индекс

Оценка эффективности водородных проектов

Интегральный индекс проекта

Экономические показатели

NPV (0.0 - 200.0)

0,00

EROEI (0.0 - 8.0)

0,00

Удельная себестоимость (0.0 - 5.0)

0,00

Экологические показатели

Углеродный след (0.0 - 2.0)

0,00

Водный след (0.0 - 15.0)

0,00

Технологические показатели

Энергоэффективность (0.0 - 80.0)

0,00

Себестоимость производства водорода (MWh/kg, 0.0 - 10.000)

Рисунок 42. Окно программы – веб приложения для оценки эффективности водородных проектов. Источник: авторская разработка.

Ключевой особенностью данного программного продукта является практическая значимость, которая раскрывается через функционал, адаптированный для различных субъектов отрасли. Государственные структуры получают инструмент для прозрачного распределения субсидий на основе интегрального индекса, мониторинга выполнения программ в режиме реального времени и оптимизации межрегионального планирования через сравнительный анализ локаций для водородных кластеров.

Выберите вкладку:

- ☐ Интегральный индекс
- ☒ Экономические показатели
- ☐ Экологические показатели
- ☐ Технологические показатели
- ☐ Стратегические показатели
- ☐ Социально-управленческие показатели
- ☐ Инновационные показатели

Итоговый индекс

Рассчитать интегральный индекс

Оценка эффективности водородных проектов

Экономические показатели

1 Чистая приведенная стоимость (NPV)

Введите денежные потоки через запятую (например: -100, 30, 40, 50):

-100,30,40,50

Ставка дисконтирования (%):

7,00

✓ NPV проекта: 3.79

2 Энергетическая рентабельность (EROEI)

Энергия на выходе (кВт·ч):

1000,00

Энергия на входе (кВт·ч):

200,00

✓ EROI проекта: 5.00

3 Удельная себестоимость производства

Рисунок 43. Окно программы- вкладка экономические показатели. Источник: авторская разработка.

Корпоративный сектор может использовать приложение для инвестиционного скрининга, стратегического моделирования сценариев и бенчмаркинга против мировых практик на нормализованной шкале. Научно-исследовательские организации могут применять платформу для количественной оценки технологической зрелости разработок, идентификации узких мест и усиления грантовых заявок объективными метриками. В образовательном контексте система служит базой для практических кейсов в подготовке специалистов и программ переподготовки, фокусирующихся на комплексном анализе проектов.

Конкурентные преимущества решения включают адаптивность весовых коэффициентов под специфические задачи (экспортные, локальные или научные проекты), открытость методологии расчетов для обеспечения доверия пользователей, а также потенциал интеграции с внешними базами данных для автоматического обновления нормативов. Интуитивный интерфейс устраняет потребность в специальных технических компетенциях, обеспечивая доступность

инструмента для широкого круга стейкхолдеров. Перспективы развития связаны с внедрением блокчейн-технологий для создания распределенного реестра проектов, разработкой предиктивных модулей на базе машинного обучения и формированием международной базы бенчмарков. Реализация этих направлений трансформирует приложение из расчетного инструмента в инфраструктурный элемент стратегического развития водородной энергетики, способствующий укреплению позиций России в условиях глобальной конкуренции. Таким образом, предлагаемое решение выступает не только технологическим ответом на текущие вызовы, но и платформой для формирования стандартов оценки и управления проектами в перспективной отрасли.

5.4. Таксономия организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики в Российской Федерации

Основные результаты исследования данного параграфа раскрыты в [15].

Разработка эффективных организационно-экономических инструментов является критически важным условием для преодоления системных барьеров и рисков, выявленных в предыдущих главах, и обеспечения конкурентоспособности российской водородной энергетики. На фоне глобального энергетического перехода, характеризующегося множеством макроэкономических рисков (таких как риск фиксации завышенной стоимости инновационных технологий и риск фрагментации рынка из-за несогласованности стандартов), а также системных блокировок, связанных с инерцией развития (path-dependence), необходим научно обоснованный подход к адресному стимулированию.

Для обеспечения системного управления, прозрачности и минимизации регуляторных и бюджетных издержек в условиях формирования рынка низкоуглеродного водорода в странах ЕАЭС, нами предложена формализованная таксономия организационно-экономических инструментов стимулирования и алгоритм их выбора.

Научная новизна таксономии заключается в ее интегративном характере, который увязывает стратегические цели (экономические, экологические, технологические, социальные) с конкретными инструментами политики, базируясь на результатах многокритериальной оценки, разработанной в Главе 3.

Таксономия основана на принципе адресного воздействия, при котором выбор и интенсивность инструментов зависят от положения проекта (технологической цепочки) относительно «границы эффективности» в пространстве эколого-экономических координат (входов и выходов модели NDEA). Граница эффективности определяется линейным отношением выходов к входам, согласно теории сетевого оболочечного анализа данных (NDEA).

Удаленность проекта от этой границы трактуется как интегральный разрыв по нормированным показателям, требующий применения адресных инструментов воздействия для «сдвига» проекта к границе. В то же время таксономия интегрирует результаты NDEA–LCA–VSD-подхода:

- Она учитывает вклад каждой стадии цепочки (производство энергии, производство водорода, хранение, транспортировка) в общую эколого-экономическую эффективность, идентифицированный NDEA-анализом.
- Инструменты выбираются с учетом приоритизации экологических воздействий (например, токсичности для человека, водный след), релевантных для регионов ЕАЭС, что было разработано в рамках VSD-подхода.

Таким образом, таксономия представляет собой не просто список мер, а управленческий цикл с обратной связью, который обеспечивает воспроизводимость и транспарентность решений о поддержке.

Разработанная таксономия структурирована по шести ключевым блокам показателей (KPI), которые полностью соответствуют категориям разработанного в параграфе 5.3 интегрального индекса эффективности (Табл.24) и представлены в таблице 25

Таблица 25. Структура таксономии организационно-экономических инструментов.

Категория КРІ	Ключевые показатели	Цель инструмента	Инструменты стимулирования	Обоснование взаимосвязи с таксономией
1. Экономические	Чистая приведенная стоимость (NPV), Удельная себестоимость (LCOH), Энергетическая рентабельность (EROEI).	Снижение стоимости капитала и стабилизация доходов, повышение EROEI.	Налоговые пакеты (кредиты, ускоренная амортизация, субсидии CAPEX/OPEX), контракты на разницу (CfD), зеленое финансирование, экспортное страхование.	Определяет финансовую жизнеспособность и доступ к госпрограммам. Механизмы (CfD, субсидии) направлены на повышение NPV. Оценка ресурсоэффективности. При EROEI < 3 требуются компенсационные меры (углеродные кредиты). Ключевой параметр конкурентоспособности. Используется в Фазе 2 Алгоритма для определения

				экономического разрыва и выбора CAPEX/OPEX-субсидий.
2. Экологические	Углеродный след жизненного цикла (CO ₂ e/кг H ₂), Водный след.	Обеспечение соответствия международным "зеленым" стандартам, минимизация LCA-воздействий.	Обязательная LCA/LCSA-сертификация проектов, установление "зеленых" стандартов электроэнергии, компенсационные углеродные кредиты.	Определяет соответствие таксономии (например, ЕС и ЕАЭС). Экологический разрыв требует обязательной LCA-сертификации (Пакет А). Приоритизация в VSD-подходе. Важно для регионов с водными ограничениями (например, некоторые регионы Казахстана).
3. Технологические	Энергоэффективность, Стабильность работы (надежность) оборудования (MTBF).	Ускорение достижения TRL $\geq$ 7, снижение операционных рисков и простоев.	Гранты на НИОКР, страхование технологических рисков, пилотные проекты, требования	Технологический разрыв определяет необходимость грантов НИОКР и требований к КПД. Влияет на LCON.

			к КПД и надежности.	Снижает ОПЕХ и влияет на страховые взносы.
4. Стратегические	Индекс локализации, Экспортный потенциал кластеров.	Снижение импортной зависимости, формирование устойчивых экспортных ниш (АТР, ЕС).	Локализационные требования (СПИК), создание экспортных хабов (аммиак, ЛОНС, LН ₂), зональная тарифная политика.	Снижает импортную зависимость (СПИК). Стратегический разрыв требует введения локализационных требований (Пакет D). Определяет доступ к льготным кредитам. Привязка к кластерной политике (Пакет D: Восточный, Арктический кластеры).
5. Социально-управленческие	Индекс производственной безопасности (TRIR), Кадровая обеспеченность.	Повышение социальной легитимности, снижение операционных рисков, устранение дефицита компетенций.	Отраслевые стандарты безопасности, привязка страховых тарифов к TRIR, образовательные консорциумы, ваучеры на переобучение.	Снижает страховые премии. Нивелирует дефицит компетенций. Сокращает аварийность.

6. Инновационные	Уровень технологической готовности (TRL), Индекс патентной активности.	Ускорение инновационного цикла, снижение технологической неопределенности.	Грантовые линии для НИОКР-кооперации, патентные ваучеры, «регуляторные песочницы» (сэндбоксы), ускоренная стандартизация.	Технологический и инновационный разрыв определяет приоритет НИОКР и трансфера технологий. Стимулирует инновационный цикл (Патентные ваучеры, гранты).

Источник: составлено автором.

Экономические инструменты в этом блоке направлены на устранение основного барьера — высокой стоимости низкоуглеродного водорода, которая делает его менее конкурентоспособным. Для достижения целевого уровня LСОН (например, \$1.8–2.5/кг для голубого водорода и \$3.2–4.1/кг для зеленого водорода в РФ), используются инструменты, снижающие капитальные и операционные расходы, а также стоимость привлечения капитала.

Контракты на разницу (CfD) являются ключевым инструментом для стабилизации доходов. Они гарантируют производителю фиксированную премию за килограмм водорода (по аналогии с Европейским водородным банком), компенсируя разницу между высокой себестоимостью и рыночной ценой традиционных аналогов. Эти контракты могут заключаться как для "зеленого", так и для "голубого" водорода/аммиака с привязкой к индексу природного газа и системе торговли выбросами ЕС (ETS).

Налоговые и финансовые стимулы включают предоставление субсидий на CAPEX (особенно для высокотехнологичных компонентов, таких как электролизеры и CCUS-модули), инвестиционные налоговые кредиты, ускоренную амортизацию, гранты на электролизеры и системы CCUS, а также государственные гарантии и специальные кредитные линии для снижения средневзвешенной стоимости капитала (WACC). В этот блок также входят экспортные меры, такие как страхование экспортных кредитов и поддержка логистики.

Экологические инструменты обеспечивают соответствие российским проектам международным стандартам углеродной интенсивности (например, порог ЕС $< 3 \text{ кг CO}_2\text{e/кг H}_2$) и повышают их конкурентоспособность на экспортных рынках.

Обязательная LCA/LCSA-сертификация позволяет ввести требования о проведении анализа жизненного цикла (LCA) и оценки социального жизненного цикла (LCSA). Допуск к субсидиям и программам поддержки должен быть обусловлен достижением пороговых значений по углеродному следу и водному следу, что согласуется с принципами таксономии ЕАЭС.

Углеродное ценообразование позволяет ввести компенсирующие углеродные кредиты для низкоуглеродного водорода и интеграция с трансграничными механизмами, такими как механизм корректировки углеродных границ (Carbon Border Adjustment Mechanism) CBAM. Также предусматривается установление «зеленых» стандартов электроэнергии для электролиза (доля ВИЭ, тайм-матчинг) и квот на водопотребление.

Технологические инструменты направлены на преодоление технологических барьеров и ускорение промышленного внедрения. Включают гранты на НИОКР и пилотные проекты, а также страхование технологических рисков. Также стимулируется технологическая интеграция (например, PEM/щелочной электролиз) и устанавливаются требования к показателям надежности. Как результат снижение технологических рисков, уменьшение простоя и OPEX, ускорение выхода на заданный уровень технологической готовности

Стратегические инструменты нацелены на снижение импортной зависимости и формирование устойчивых экспортных позиций. Через такие механизмы вводятся требования к локализации (СПИК) для ключевых подсистем, включая электролизеры, силовую электронику и компрессоры. Создаются экспортные хабы с единой инфраструктурой для сертификации, таможенного оформления и погрузки водородных носителей (аммиак, LOHC, LH₂). Применяется зональная тарифная политика для приоритетного доступа к «зеленой» электроэнергии. И как результат формирование устойчивых экспортных ниш и снижение логистических издержек.

Социально-управленческие инструменты направлены на повышение социальной легитимности проектов и снижение операционных рисков, связанных с человеческим фактором. Позволяют проводить внедрение отраслевых стандартов безопасности, обязательная сертификация и аудит; привязка страховых тарифов к индексу TRIR. Реализуются образовательные консорциумы, целевая подготовка кадров, а также ваучеры на переобучение и миграционные льготы для дефицитных компетенций. Предусматриваются публичные консультации и программы

принятия технологий местными сообществами. Что приводит к снижению операционных рисков и повышению социальной легитимности проектов.

Инновационные инструменты стимулирует научно-исследовательскую деятельность и сокращает технологическую неопределенность. Реализуются через предоставление грантовых линий для НИОКР-кооперации университетов и индустрии, а также фондов трансфера технологий. Используются патентные ваучеры, механизмы защиты интеллектуальной собственности и ускоренные процедуры стандартизации. Внедрение «регуляторных песочниц» (сэндбоксов) для отработки новых технологий хранения и транспортировки. Приводят к ускорению инновационного цикла, снижению технологической неопределенности и рост конкурентоспособности.

Для удобства практического применения и повышения системности управления, автором предлагается сгруппировать инструменты по четырем стратегическим пакетам, нацеленным на формирование устойчивого рынка:

1. Пакет А: Развитие углеродного рынка. Включает инструменты, направленные на внутреннее и внешнее ценообразование на углерод. Это подразумевает введение ETS (Системы торговли выбросами) или налога на углерод, углеродные кредиты, а также гармонизацию стандартов для обеспечения совместимости с европейскими и азиатскими трансграничными механизмами. Цель — создать экономический стимул для декарбонизации, делая «грязный» водород (серый) менее выгодным, чем «голубой» и «зеленый».

2. Пакет В: Стимулирование внутреннего спроса за счет смежных отраслей. Направлен на преодоление проблемы недостаточного внутреннего спроса (при потенциале 18,2 млн тонн/год). Инструменты включают отраслевые квоты на использование низкоуглеродного водорода (например, для производства «зеленой» стали), субсидии на водородную мобильность (автобусы, грузовики) и пилотные проекты в ЖКХ и НПЗ.

3. Пакет С: Вовлеченность потребителей. Нацелен на снятие микроуровневых барьеров потребительского выбора. Включает долгосрочные контракты «H₂-по-подписке» для промышленных парков и муниципалитетов, а

также тарифные скидки за предоставление гибкости сети (например, для электролизеров, интегрированных с ВИЭ).

4. Пакет D: Водородные хабы (Кластеры). Обеспечивает инфраструктурное и региональное развитие. Включает создание региональных кластеров (Северо-Западный, Восточный, Арктический) на базе ресурсных преимуществ (ГЭС/ВЭС/АЭС/газовая инфраструктура), а также совместное финансирование портов, терминалов, мощностей для аммиака и LH_2 .

Для практической реализации таксономии разработан алгоритм выбора организационно-экономических инструментов стимулирования водорода в РФ (Рис.44 и Приложение 2), который функционирует как итерационный управленческий цикл с четкими фазами принятия решений, предназначенный для регуляторов и институтов развития ЕАЭС.

На данном этапе осуществляется оценка эффективности проекта по методологии NDEA-LCA-VSD, также осуществляется сбор, нормализация данных по шести блокам KPI (Таблица 24) и расчет интегрального индекса эффективности (I). Проекты классифицируются по степени удаленности от границы эффективности, что позволяет определить необходимую интенсивность поддержки:

Фаза 1: Диагностика и классификация проекта

- Класс I (приграничные проекты): $I \geq 0.75$ и $\max|\Delta I| \leq 0.25$.
- Класс II (умеренная удаленность): $0.5 \leq I < 0.75$ или $\max|\Delta I| \in (0.25; 0.5]$.
- Класс III (значительная удаленность): $0.25 \leq I < 0.5$.
- Класс IV (критическая удаленность): $I < 0.25$.

Фаза 2: Сопоставление разрыва и приоритетного набора инструментов

Выявленный вектор отклонений по KPI (например, сильный разрыв по LCOH или низкий TRL) определяет приоритетный набор инструментов для применения.

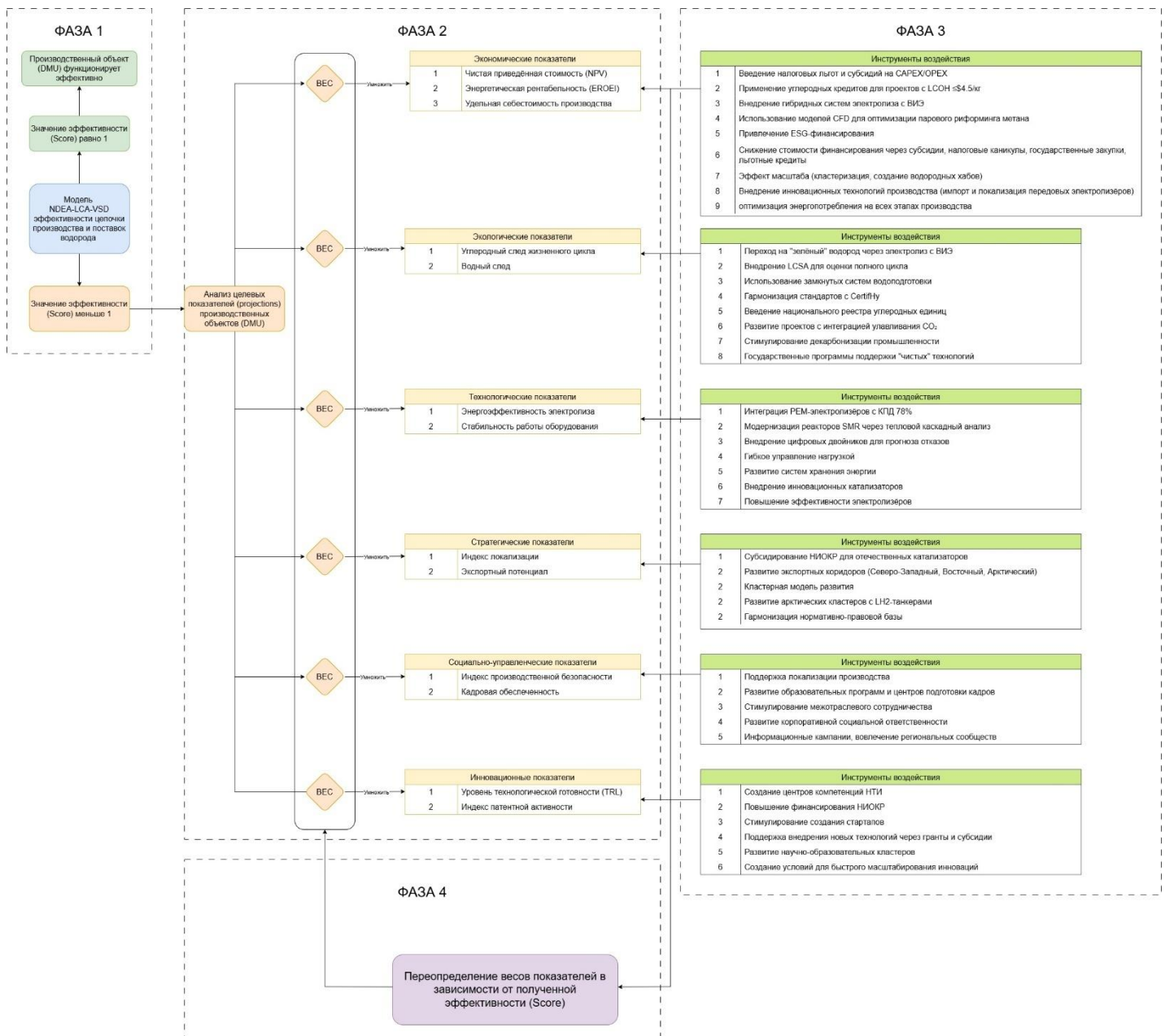


Рисунок 44. Алгоритм выбора организационно-экономических инструментов стимулирования водорода в РФ. Источник: разработано автором.

- **Экономический разрыв (Высокий LCON, Низкий NPV):** Приоритет отдается пакетам А (Углеродный рынок) и В (Стимулирование спроса). Задействуются CfD, налоговые стимулы, целевые субсидии (CAPEX/OPEX) и зеленое финансирование.
- **Экологический разрыв (Высокий CO₂e/кг H₂, Высокий Водный след):** Усиление стандартов LCA (Анализ жизненного цикла), ввод водных лимитов и

требований к происхождению электроэнергии. Субсидии допускаются только при условии наличия четкой дорожной карты декарбонизации.

- Технологический разрыв (Низкий TRL, Низкий MTBF, Низкий КПД): Приоритет грантов на НИОКР, пилотных и демонстрационных проектов, страхования технологических рисков. Вводятся обязательные требования к показателям надежности (MTBF) и энергоэффективности (КПД).

- Инновационный разрыв (Низкая патентная активность): Целевая поддержка через патентные ваучеры, использование «регуляторных песочниц» (сэндбоксов) для отработки новых технологий хранения и транспортировки. Эти меры призваны снизить технологическую неопределенность и ускорить инновационный цикл, что в итоге повышает конкурентоспособность.

Фаза 3: Определение интенсивности поддержки

Интенсивность поддержки строго дифференцируется в зависимости от класса удаленности проекта, что обеспечивает адресность мер и минимизирует бюджетную нагрузку.

- Класс I: Точечные меры, направленные на устранение регуляторных или логистических "узких мест" (например, упрощение сертификации, компенсация затрат на таможенное оформление).

- Класс III: Высокоинтенсивная поддержка, направленная на капиталоемкие звенья цепочки, например, через адресный механизм CAPEX–OPEX–CCUS.

Фаза 4: Итерационное совершенствование

По мере улучшения интегрального индекса и выполнения контрольных точек акцент поддержки динамически смещается. Проекты переводятся от капиталоемкой поддержки (Класс III) к рыночным стимулам (Класс I), что позволяет адаптировать политику к эволюции технологий и рыночным условиям ЕАЭС.

Практическая реализация таксономии увязывается с логикой кластеризации. В северо-западных и центральных регионах целесообразно формировать «зеленые» хабы на базе гидро- и ветроресурсов с высокой экспортной ориентацией и

углубленной локализацией электротехнической компоненты. Восточные и арктические территории могут развивать гибридные хабы с сочетанием «голубого» и «зеленого» водорода, требующие приоритета в инфраструктурном финансировании, логистике и долгосрочных контрактах, а также дорожных карт по снижению углеродного следа в горизонте 10–15 лет. Для промышленных анклавов металлургии и нефтепереработки акцент необходимо смещать на формирование стабильного внутреннего спроса посредством отраслевых квот на «зеленую сталь» и долгосрочных оффтейков.

Методически предлагаем создать единый межгосударственный реестр проектов с присвоением класса удаленности и «паспортом инструментов», гармонизировать систему сертификации происхождения водорода и результатов LCA, а также сформировать фонд софинансирования хабов с конкурсным распределением ресурсов по критерию «эффективность на рубль субсидии». Пороговые значения границы эффективности подлежат ежегодной калибровке с учетом динамики мировых цен на оборудование, электричество и ужесточения углеродного регулирования.

Ожидаемый эффект внедрения таксономии и алгоритма заключается в ускоренном снижении удельной себестоимости за счет удешевления капитала и роста энергоэффективности, увеличении доли проектов с положительной NPV уже на прединвестиционной стадии, ускорении доведения технологий до уровней промышленной готовности и формировании устойчивого спроса в приоритетных отраслях. Концентрация капиталоемкой инфраструктуры в хабах уменьшит логистические издержки и упростит экспортную сертификацию, обеспечивая согласованность промышленной, энергетической и экологической политики ЕАЭС и повышая вероятность достижения технологической и рыночной зрелости низкоуглеродного водорода в целевых горизонтах.

В рамках формирования организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики в России представляется целесообразным использовать адресные инструменты, нацеленные на капиталоемкие и энергоемкие звенья технологической цепочки. Предлагаемый организационно-экономический

инструмент CAPEX–OPEX–CCUS ориентирован на снижение удельной себестоимости низкоуглеродного водорода за счет: а) субсидирования капитальных затрат подсистемы улавливания, использования и хранения CO₂ (CCUS), б) удешевления стоимости капитала по этой подсистеме посредством государственных гарантий и специальных кредитных линий, в) льготирования энергетической составляющей операционных расходов установок улавливания. Инструмент согласуется с разработанной в работе таксономией и алгоритмом выбора инструментов на основе положения проекта относительно «границы эффективности» в эколого-экономическом пространстве: воздействие направлено на экономические показатели (LCOH, NPV), экологические (углеродный след) и технологические (готовность CCUS-модуля), что обеспечивает сокращение «разрыва эффективности» без применения контрактов на разницу.

В качестве прикладного кейса реализации организационно-экономических инструментов развития водородной энергетики в России рассмотрен восточный кластер (Сахалин), где реализуются проекты «голубого» водорода на основе паровой конверсии метана с улавливанием CO₂ и «зеленого» водорода на ветровой генерации. Высокая стоимость CCUS-модулей является основным «узким местом» экономики «голубого» водорода, увеличивая его LCOH. Базовые публичные параметры кластера включают планируемый выпуск до 36,5 тыс. т H₂ в год на первом этапе и интеграцию CCUS с целевым уровнем улавливания порядка 90%. Для количественной оценки эффекта инструмента использована стандартная методика расчета приведенной себестоимости водорода (LCOH) как суммы приведенных капитальных платежей и операционных затрат, отнесенной к годовому выпуску продукции. Декомпозиция исходной себестоимости «голубого» водорода принята следующей: SMR и прочие компоненты — 4,00 долл./кг; капитальная составляющая CCUS — 3,00 долл./кг; операционная составляющая CCUS — 1,85 долл./кг. Исходное LCOH без поддержки составляет 8,85 долл./кг.

Последовательное включение элементов инструмента дает устойчивое снижение LCOH. На первом шаге субсидия 40% на капитальные затраты CCUS уменьшает соответствующую компоненту с 3,00 до 1,80 долл./кг и снижает LCOH

до 7,65 долл./кг. На втором шаге государственные гарантии по долговому финансированию CCUS-модуля снижают WACC с 12% до 8%, что эквивалентно дополнительному сокращению оставшейся капитальной компоненты примерно на 10% (до 1,62 долл./кг) и ведет к LCON 7,47 долл./кг. На третьем шаге предоставляется льготный тариф на электроэнергию, потребляемую установками улавливания, обеспечивающий 20% экономии операционной составляющей CCUS (с 1,85 до 1,48 долл./кг). Итоговая приведенная себестоимость снижается до 7,1 долл./кг. Совокупный эффект инструмента составляет –1,75 долл./кг по сравнению с базой, то есть около –19,8%. Наибольший вклад обеспечивает адресная поддержка CAPEX CCUS, далее следует удешевление капитала, и замыкает эффект снижение энергетического OPEX улавливания (Рис.45).

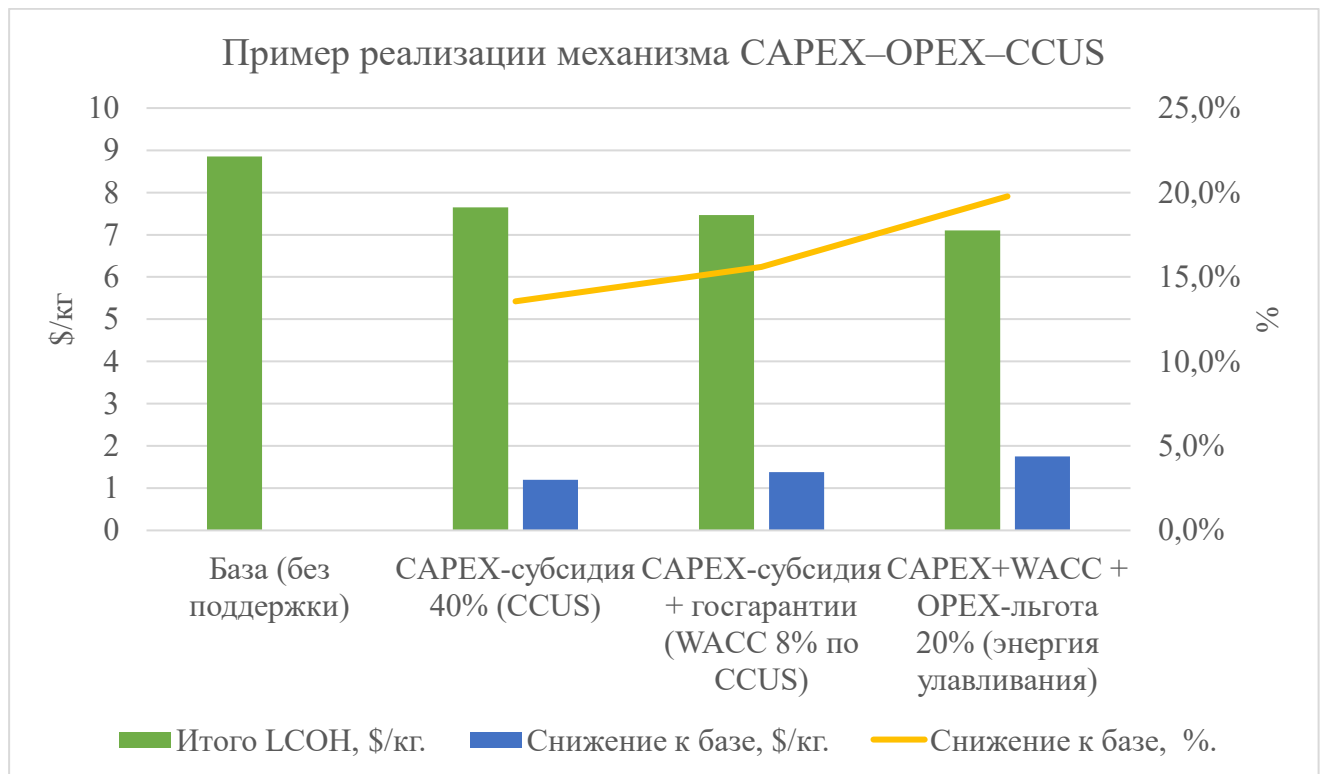


Рисунок 45. Пример реализации инструмента CAPEX–OPEX–CCUS. Источник: рассчитано автором.

Полученный результат имеет следующую практическую интерпретацию. Во-первых, он демонстрирует, что целевое воздействие на подсистему CCUS — основное «узкое место» экономики «голубого» водорода — позволяет приблизить проект к границе эффективности без использования контрактов на разницу, сохраняя рыночные стимулы и ограничивая бюджетную нагрузку. Во-вторых,

снижение LCON до 7,1 долл./кг при экспортно-логистических преимуществах Сахалина (меньшее плечо поставок в Японию и Корею, готовность портовой инфраструктуры) создает предпосылки для конкурентного выхода на рынки АТР, одновременно обеспечивая существенное сокращение углеродного следа жизненного цикла за счет улавливания и геологического хранения CO₂.

5.5 Концепция организационно – экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации

Единый организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации представляет собой систему преобразованного движения, которая обеспечивает скоординированное, адресное и итерационное развитие отрасли. Механизм, будучи запущенным и основанным на обратной связи, способен функционировать автономно, поскольку его ключевой элемент — алгоритм выбора организационно-экономических инструментов стимулирования водорода в РФ (Рис.44) — использует интегральный индекс эффективности (I) (Формула 28) для непрерывной диагностики положения проекта относительно «границы эффективности» (NDEA).

Удаленность проекта от этой границы (интегральный разрыв по нормированным показателям) становится критерием для принятия решений о применении адресных инструментов. По мере улучшения индекса I и выполнения контрольных точек акцент поддержки динамически смещается от капиталоемкой помощи (например, механизм CAPEX-OPEX-CCUS для Класса III) к рыночным стимулам (Класс I), обеспечивая таким образом автономность и минимизацию бюджетной нагрузки.

Организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики представляет собой не просто совокупность изолированных инструментов, а целостную систему, в которой действия одних элементов закономерно инициируют и поддерживают действия других, образуя устойчивый, самовоспроизводящийся процесс. Подобно техническому механизму,

где движение передаётся через систему взаимосвязанных звеньев, данный экономический механизм обеспечивает последовательную трансформацию управленческих решений в реальные изменения: от стратегических приоритетов государства — к институциональным реформам, от институтов — к инвестициям, от инвестиций — к технологическим прорывам и производственным мощностям, от производства — к формированию рынков и спроса.

Ключевое отличие механизма от набора инструментов заключается в наличии структурных связей и обратных контуров, обеспечивающих:

- Синергетический эффект — взаимное усиление воздействия инструментов (например, субсидии на НИОКР повышают TRL технологий, что снижает риски инвесторов и привлекает частный капитал);
- Автономность функционирования — после достижения критической массы участников и объёмов производства механизм способен поддерживать своё развитие за счёт внутренних стимулов (рыночный спрос, конкуренция, эффект масштаба) при снижении прямой государственной поддержки;
- Адаптивность — встроенные контуры мониторинга и обратной связи позволяют корректировать инструменты в ответ на изменения технологий, рынков и регуляторной среды.

Архитектура механизма построена на взаимодействии пяти подсистем (институционально-регуляторная, финансово-инвестиционная, инновационно-технологическая, производственно-инфраструктурная, организационно-управленческая), каждая из которых выполняет специфические функции, но интегрирована в общую логику через координационные органы (межведомственная рабочая группа при Правительстве РФ, отраслевые советы) и сквозные процессы (проектное управление, мониторинг KPI, информационный обмен) Рисунок 46:

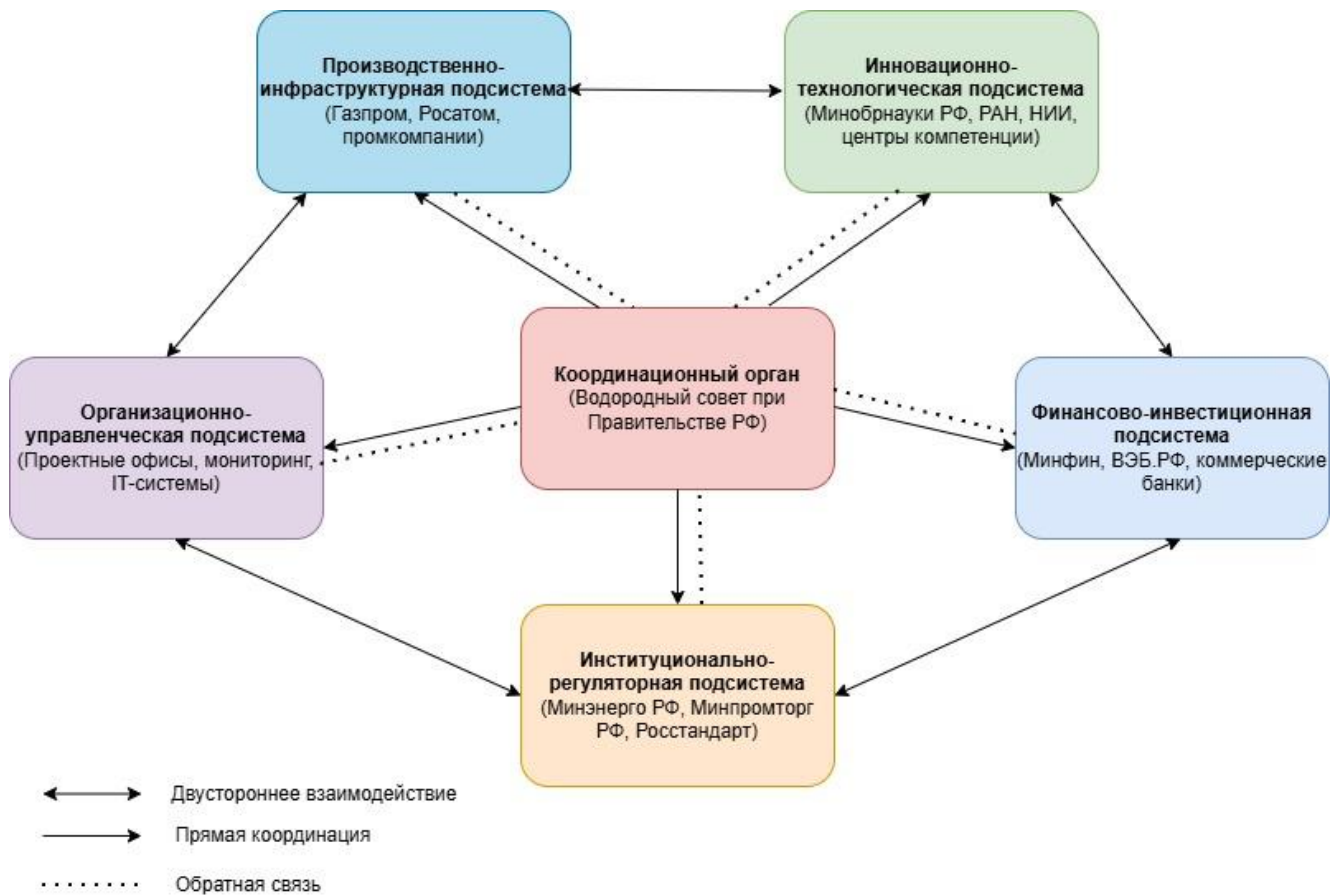


Рисунок 46. Архитектура организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации. Источник: авторская разработка.

1. Институционально-регуляторная подсистема отвечает за формирование нормативно-правовой базы, стандартизацию и стратегическое планирование. В её состав входят Минэнерго РФ, Минпромторг РФ, Минэкономразвития РФ, Росстандарт и региональные органы власти. Основные функции: разработка законодательства о водороде, утверждение национальных стандартов, гармонизация с международными нормами (ISO/TC 197), формирование дорожных карт развития отрасли.

2. Финансово-инвестиционная подсистема обеспечивает мобилизацию капитала и управление финансовыми рисками. Включает Минфин РФ, ВЭБ.РФ, Фонд развития промышленности, коммерческие банки и институциональных инвесторов. Инструменты: субсидии CAPEX/OPEX, льготные займы под 3-5%

годовых, государственные гарантии для снижения WACC, контракты на разницу (CfD), зелёные облигации.

3. Инновационно-технологическая подсистема обеспечивает научно-технологическое развитие отрасли. Участники: Минобрнауки РФ, РАН, отраслевые НИИ (включая ИК СО РАН), технологические платформы, инжиниринговые центры. Задачи: проведение НИОКР, повышение TRL технологий до уровня ≥ 7 , коммерциализация разработок, подготовка кадров (целевой показатель: 15 000 специалистов к 2026 г.).

4. Производственно-инфраструктурная подсистема реализует создание производственных мощностей и инфраструктуры. Ключевые акторы: Газпром, Росатом, РусГидро, промышленные холдинги, компании-разработчики оборудования, операторы инфраструктуры, логистические компании. Направления: строительство водородных кластеров (СЗФО, Восточный, Арктический), создание мультимодальных экспортных хабов (Мурманск, Владивосток), развитие водородопроводов и АЗС.

5. Организационно-управленческая подсистема координирует деятельность всех участников, осуществляет мониторинг и управление рисками. Состав: аппарат Правительства РФ, координационный орган, проектные офисы, центры мониторинга, информационно-аналитические системы. Функции: управление реализацией дорожной карты, мониторинг достижения KPI, калибровка механизмов поддержки, обеспечение информационного обмена.

Функционирование механизма обеспечивается координацией пяти групп акторов (стейкхолдеров), каждая из которых выполняет специфические роли.

Блок 1: государство.

Федеральные органы власти (Минэнерго, Минпромторг, Минфин) осуществляют стратегическое управление, регулирование и финансирование. Основные инструменты: законы о водородной энергетике, стратегии развития, субсидии, налоговые льготы, государственные гарантии. Региональные органы власти обеспечивают локализацию проектов: предоставление земельных участков под водородные кластеры, развитие коммуникаций, региональные налоговые

преференции. Институты развития (ВЭБ.РФ, Фонд развития промышленности) предоставляют финансирование на льготных условиях, де-рискование проектов через займы, гарантии и участие в капитале.

Блок 2: бизнес.

Крупные энергетические компании (Газпром, Росатом, РусГидро) реализуют масштабные проекты по производству водорода и созданию инфраструктуры, вкладывая капитал, экспертизу и производственные активы. Промышленные компании-потребители (металлургия, химия, транспорт) формируют спрос на водород, участвуют в пилотных проектах, заключают долгосрочные контракты, инвестируют в модернизацию оборудования для использования H_2 . Технологические компании разрабатывают и производят оборудование (электролизёры, топливные элементы, компрессоры, системы хранения), вкладывая средства в НИОКР, патенты, производственные мощности. Финансовый сектор обеспечивает проектное финансирование, структурирование сделок, управление рисками, выпуск зелёных облигаций.

Блок 3: наука и образование.

Университеты и НИИ (включая ИК СО РАН) проводят фундаментальные и прикладные исследования, обеспечивают повышение TRL технологий, публикуют научные работы, готовят кадры. Технологические платформы координируют НИОКР между академическими и промышленными партнёрами, обеспечивают трансфер технологий, формируют экспертные сообщества.

Блок 4: международные партнёры.

Зарубежные компании участвуют в технологическом сотрудничестве, экспорте водорода в Россию и импорте российского H_2 , предоставляют доступ к передовым технологиям и рынкам сбыта (АТР, Китай). Международные организации (ISO, IEC, CertifHy, DNVGL) разрабатывают международные стандарты, предоставляют методологии оценки, финансируют совместные проекты, обеспечивают обмен лучшими практиками.

Блок 5: гражданское общество.

Профессиональные ассоциации (РСПП, отраслевые союзы) консолидируют интересы бизнеса, лоббируют профильное законодательство, предоставляют экспертизу. Экологические организации осуществляют общественный контроль за экологической устойчивостью проектов, участвуют в оценке LCA, проводят общественные слушания.

Таким образом можно составить диаграмму стейкхолдеров Рисунок 47

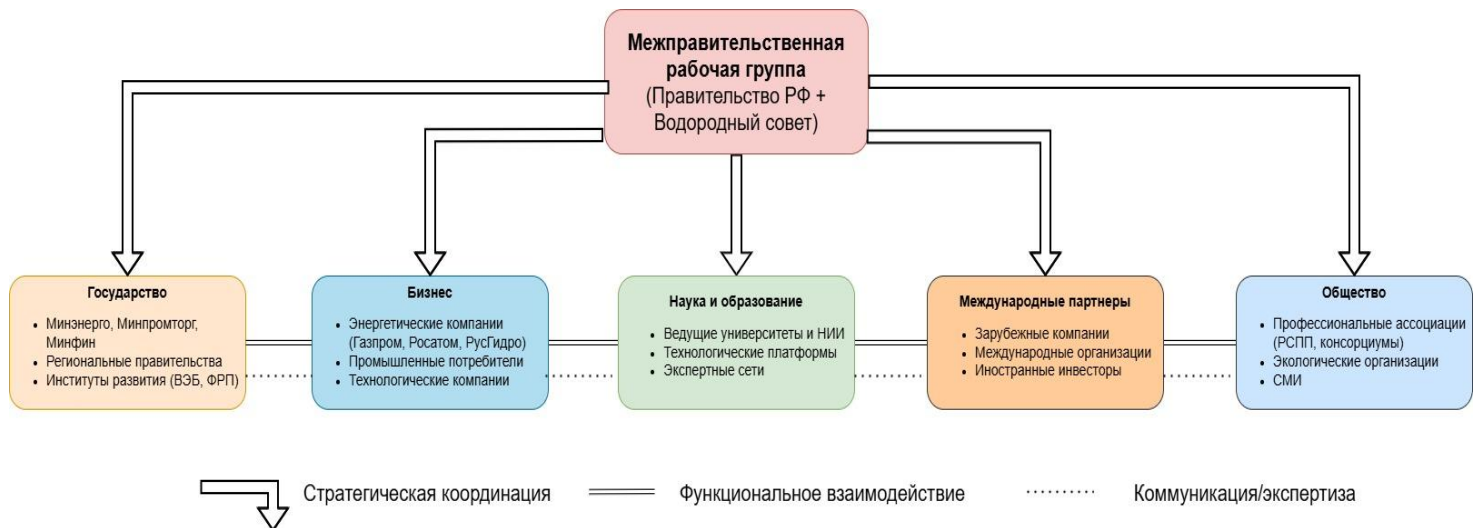


Рисунок 47. Карта стейкхолдеров (акторов) водородной энергетики в Российской Федерации. Источник: составлено автором.

Функционирование организационно-экономического механизма представляет собой циклический процесс, включающий четыре фазы с чёткими обратными связями.

Фаза I. Диагностика (Вход в механизм)

Акторы: Государство (регулятор, Минэнерго), научно-исследовательские центры, бизнес.

Процесс: Сбор и нормализация данных по шести ключевым показателям эффективности (KPI): удельная себестоимость водорода (LCOH), углеродный след ($\text{CO}_2\text{e/кг H}_2$), уровень технологической готовности (TRL), чистая приведённая стоимость (NPV), индекс производственной безопасности (TRIR), кадровая обеспеченность. Проводится оценка углеродного следа на основе методологии LCA (Life Cycle Assessment).

Обратная связь 1: Результаты диагностики определяют классификацию проекта (Класс I–IV) через методологию NDEA-LCA-VSD и дополнительно оценивается интегральный индекс эффективности (I). Класс проекта определяет вектор отклонения от границы эффективности и необходимый набор адресных мер.

Фаза II. Адресное воздействие (Процесс трансформации)

Акторы: Государство (финансовые органы), финансовые институты (ВЭБ.РФ, ФРП), бизнес.

Процесс: На основе вектора отклонения KPI выбирается пакет адресных мер (A, B, C, D). Применяются следующие механизмы:

- Субсидии CAPEX/OPEX, включая механизм CAPEX-OPEX-CCUS для проектов с улавливанием CO₂
- Контракты на разницу (CfD) для стабилизации доходов
- Государственные гарантии для снижения WACC
- Гранты на НИОКР (до 70% субсидирования для проектов TRL<7)

Фаза III. Реализация (Продукт и инфраструктура)

Акторы: Бизнес (водородные кластеры: СЗФО, Восточный, Арктический), инфраструктурные операторы, логистические компании.

Процесс: Реализация проектов по производству водорода, строительство производственных хабов, развитие мультимодальных транспортных коридоров. Запуск эффекта обучения (learning-by-doing) с темпом 10,1% снижения затрат при удвоении кумулятивного объёма производства.

Ожидаемые результаты: Снижение LCOH до диапазона \$2,5–4,1/кг; рост совокупного производственного потенциала до 18,2 млн т H₂/год; формирование экспортных ниш в АТР и ЕС.

Фаза IV. Мониторинг и корректировка (Выход и обратная связь)

Акторы: Государство (координационная рабочая группа), научно-образовательные центры (ИК СО РАН), аналитические подразделения бизнеса.

Процесс: Перерасчет через методологию NDEA. Пересчёт интегрального индекса эффективности (I) на основе актуальных данных по KPI. Итерационное совершенствование через калибровку пороговых значений эффективности.

Динамическое смещение акцента поддержки: проекты, достигшие высоких показателей (переход из Класса III в Класс I), получают снижение бюджетной поддержки и переориентацию на рыночные стимулы.

Обратная связь 2: Данные мониторинга используются для корректировки дорожной карты, перераспределения финансирования, адаптации инструментов поддержки к изменившимся условиям. При систематическом отклонении фактических показателей от плановых более чем на 15% инициируется ревизия стратегических целей и инструментов их достижения Таблица 26.

Таблица 26. Функционирование организационно-экономического механизма.

Блок / Фаза	Акторы	Взаимодействие / Точки контакта	Ресурсы и Обратная связь
I. Диагностика (Вход)	Государство (Регулятор, Минэнерго), НИОКР, Бизнес	Оценка по модели NDEA-LCA-VSD, сбор и нормализация данных по 6 KPI (Таблица 22). Оценка углеродного следа (LCA).	Данные: LCON, CO ₂ e/кг H ₂ , TRL, NPV. Обратная связь 1: Результаты диагностики определяют Класс проекта (I–IV).
II. Адресное Воздействие (Процесс)	Государство (Финансы), Финансовые институты, Бизнес	Выбор пакета мер (А, В, С, D) на основе вектора отклонения KPI. Применение механизмов CAPEX–OPEX–CCUS, CfD, НИОКР-гранты.	Ресурсы: Субсидии Госгарантии (снижение WACC), Гранты (до 70% на НИОКР).

III. Реализация (Продукт/Инфраструктура)	Бизнес (Кластеры: СЗФО, Восточный, Арктический), Инфраструктурные операторы	Реализация проектов, строительство хабов, развитие мультимодальных коридоров. Запуск эффекта обучения (learning-by-doing).	Результаты: Снижение LCOH (до \$2.5–4.1/кг), рост объемов (до 18,2 млн т/год потенциала спроса).
IV. Мониторинг и Корректировка (Выход)	Государство, Научно-образовательные центры (ИК СО РАН)	Пересчет Индекса I и Итерационное совершенствование (Фаза 4 Алгоритма).	Обратная связь 2: Данные мониторинга используются для калибровки пороговых значений эффективности и динамического смещения поддержки.

Источник: составлено автором

Структура организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации представлена в виде шести взаимосвязанных блоков, каждый из которых характеризуется специфическими функциями, целями, инструментами, участниками, ресурсами и показателями эффективности (Табл. 27).

Устойчивость и эффективность организационно-экономического механизма обеспечиваются системой обратных связей (Рисунок 48), которые образуют три уровня регулирования.



Рисунок 48. Система обратных связей механизма. Источник: составлено автором.

Стратегический уровень (горизонт 3–5 лет): ежегодный мониторинг достижения целевых показателей Концепции развития водородной энергетики (объёмы производства, экспорта, снижение LCOH, уровень локализации) обеспечивается координационной рабочей группой при Правительстве РФ. При отклонении фактических показателей от плановых более чем на 15% инициируется корректировка дорожной карты: пересматриваются объёмы финансирования, усиливаются отдельные инструменты (например, увеличение субсидий или расширение налоговых льгот), перераспределяются приоритеты между технологическими направлениями.

Таблица 27. Детализированная структура организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в РФ.

Блок механизма (инструмент)	Функция	Цель (KPI)	Инструменты воздействия	Участники и Ресурсы	Ожидаемые результаты
1. Инвестиционный (Экономический)	Снижение WACC и OPEX. Повышение финансовой жизнеспособности (NPV).	NPV > 0 (мин. требование), Целевой LCON (\$3.2–4.1/кг), EROEI 5.	Контракты на разницу (CfD), Субсидии CAPEX/OPEX (включая CAPEX–OPEX–CCUS), Налоговые кредиты, Госгарантии (снижение WACC), Зеленые облигации.	Государство (Минфин), Банки, Частный бизнес. Ресурсы: Фонд ГЧП (150 млрд руб. до 2026 г.), Субсидии (7,6 млрд долл. США).	Увеличение доли проектов с положительной NPV. Сокращение LCON до 7,1 долл./кг (кейс Сахалина).
2. Институциональный (Экологический)	Обеспечение "зеленой" сертификации и соответствие трансграничным механизмам (CBAM).	Углеродный след 3 кг CO _{2e} /кг H ₂ . Водный след ≤ 20 л/кг H ₂ .	Обязательная LCA/LCSA-сертификация, Компенсационные углеродные кредиты, Введение «зеленых» стандартов	Государство (Регулятор), Экспертные центры, Международные партнеры (CertifHy).	Доступ к рынкам ЕС. Снижение углеродоемкости ВВП на 45% к 2035 г..

			электроэнергии (доля ВИЭ), Квоты на водопотребление.		
3. Технологический	Ускорение промышленного внедрения и повышение надежности.	TRL 7 (промышленное внедрение). MTBF компрессоров 8,000 часов. КПД электролиза (РЕМ) до 78%.	Гранты на НИОКР (до 70% субсидии), Требования к КПД и надежности, Страхование технологических рисков.	НИОКР-центры (ИК СО РАН), Бизнес.	Снижение ОРЕХ за счет сокращения простоев. Максимально высокие темпы обучения (10,1%).
4. Стратегический	Снижение импортной зависимости, формирование экспортных хабов.	Индекс локализации 40% (СПИК). Экспортный потенциал (К) > 0.7.	Локализационные требования (СПИК), Создание экспортных хабов (Восточный, Арктический), Зональная тарифная политика, Совместное финансирование портов	Государство (Минпромторг), Региональные власти, Транспортные компании.	Формирование устойчивых экспортных ниш (АТР). Снижение логистических издержек (Восточный кластер: 12–15% от FOB).

			(Владивосток, Мурманск).		
5. Социально-управленческий	Повышение безопасности и устранение дефицита компетенций.	TRIR 2.0. Кадровая обеспеченность 75%.	Привязка страховых тарифов к TRIR, Образовательные консорциумы, Целевая подготовка 15,000 специалистов к 2026 году.	Бизнес, Образовательные учреждения, Страховые компании.	Сокращение аварийности на 40%. Снижение страховых премий на 25% при TRIR < 1.5.
6. Инновационный	Сокращение технологической неопределенности, стимулирование патентной активности.	Индекс патентной активности 2 патента/год.	Грантовые линии для НИОКР-кооперации, Патентные ваучеры, «Регуляторные песочницы» (сэндбоксы) для отработки новых технологий хранения.	НИОКР, Индустрия.	Ускорение инновационного цикла.

Источник: составлено автором

Операционный уровень (горизонт 1–2 года): Проектные офисы крупных инициатив (пилотные кластеры, создание производств электролизёров, экспортные проекты) осуществляют квартальный мониторинг выполнения календарных планов, освоения бюджетов, достижения промежуточных этапов. Информация агрегируется в единой информационной системе. Отставания и риски выявляются оперативно, что позволяет:

- перераспределять ресурсы между проектами;
- инициировать дополнительные меры поддержки (гарантии, ускоренные согласования);
- при необходимости приостанавливать неэффективные проекты.

Обратная связь: Промежуточные результаты проектов → Выявление узких мест → Оперативная корректировка планов и поддержка → Продолжение реализации.

Рыночный уровень (непрерывный): По мере роста отрасли формируются рыночные механизмы саморегулирования, которые постепенно замещают прямое государственное вмешательство:

- Конкуренция технологий и производителей стимулирует снижение издержек, повышение качества и инновации без административного принуждения;
- Формирование спроса со стороны промышленных потребителей (металлургия, химия, транспорт) создаёт устойчивые сигналы для инвестиций в производство;
- Эффект масштаба и обучения (learning-by-doing) обеспечивает снижение LCON на 20–30% при удвоении совокупного объёма производства, повышая конкурентоспособность водорода без субсидий;
- Международная интеграция (экспорт, участие в глобальных цепочках, трансфер технологий) создаёт дополнительные стимулы для развития.

Обратная связь: Рост производства → Снижение издержек → Рост спроса → Привлечение частных инвестиций → Дальнейший рост производства.

Функционирование механизма является итерационным и саморегулирующимся, что подтверждает его статус «системы преобразованного

движения». Такая динамическая архитектура, опирающаяся на объективную многокритериальную оценку, обеспечивает высокую транспарентность и минимизирует риски нецелевого использования субсидий, позволяя механизму функционировать эффективно и автономно после его запуска и первоначальной калибровки. Предполагается, что механизм переходит в режим самоподдержания при достижении следующих условий:

- Критическая масса производства — совокупная мощность > 500 тыс. т H_2 /год, обеспечивающая эффект масштаба;
- $LCON < \$2,5/\text{кг}$ — достижение ценовой конкурентоспособности с традиционными альтернативами в ряде применений;
- Локализация $> 60\%$ — снижение зависимости от импорта оборудования;
- Устойчивый спрос — долгосрочные контракты на поставку > 300 тыс. т H_2 /год от промышленных потребителей;
- Частные инвестиции $> 70\%$ от общего финансирования новых проектов.

При достижении этих условий государственная поддержка может быть переориентирована с прямых субсидий на рамочное регулирование (стандарты, углеродное ценообразование, поддержка экспорта), а механизм продолжит функционировать за счёт внутренних рыночных стимулов.

Таким образом, комплексная система оценки эффективности организационно-экономического механизма формирования водородной энергетики базируется на интеграции трёх методологий — NDEA, LCA и VSD — что обеспечивает многокритериальную оценку проектов по экономическим, экологическим, технологическим и социальным параметрам. Интегральный индекс эффективности (I) служит ключевым управленческим инструментом, позволяющим определять вектор отклонения от «границы эффективности» и адресно применять соответствующие инструменты поддержки. Регулярный пересчёт индекса I и мониторинг изменения KPI обеспечивают динамическую корректировку механизма и его способность к автономному функционированию.

Важно подчеркнуть, что разработанная концепция организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики опирается не только на технико-экономическое и институциональное обоснование, но и на гносеологические принципы управления в условиях высокой неопределённости и зависимости от пройденного пути. Во-первых, механизм встроен в контур постоянного накопления и переработки знания: использование гибридной модели, интегрального индекса и алгоритма выбора инструментов поддержки позволяет последовательно обновлять представления о границе эффективности технологических цепочек и о том, какие меры государственной политики действительно продвигают проекты к этой границе. Во-вторых, архитектура и обратные связи организационно-экономического механизма обеспечивают эпистемологическую чувствительность к изменениям внешней и внутренней среды, превращая механизм в адаптивную систему, способную корректировать траектории развития по мере появления новой информации. В-третьих, ориентация на явный учёт ценностных приоритетов в процедуре отбора проектов и выборе инструментов поддержки согласуется с гносеологическим пониманием экономического знания как ценностно нагруженного и контекстуального, что подчёркивается в современных работах по методологии и философии экономической науки.

Выводы по пятой главе:

Для Российской Федерации развитие отечественной водородной энергетики является ответом на вызовы, связанные с замедлением роста и изменением структуры мирового спроса на энергоресурсы, повышением требований к углеродоемкости продукции и развитием нормативной базы в области регулирования выбросов парниковых газов в странах ЕС, Азиатско-Тихоокеанского региона и США. Однако завоевание сколь-либо значительной доли мирового рынка производство водорода, который характеризуется в настоящее время множественностью участников и значительной конкуренцией,

напрямую зависит от конкурентоспособности российских проектов по производству водорода как по экономическим, так и по экологическим параметрам.

Результаты расчетов по методу аналогии прогнозируют скорректированную стоимость водорода для российских проектов по производству зеленого водорода в диапазоне от 1,2 до 11,7 долларов США за килограмм зеленого водорода с медианным значением 4,9 долларов США за килограмм, что несколько ниже среднемирового уровня. Следовательно, мощность российских проектов по производству водорода может способствовать незначительному снижению цен на водород на международном рынке. Однако российские водородные проекты все еще находятся на ранних стадиях развития и имеют узкую географическую зону применения. Из-за санкций российский экспортный потенциал водорода сократился почти вдвое. Эти факторы могут свести на нет ожидаемые относительные преимущества и положительный глобальный эффект.

Проведённый анализ организационно-экономических инструментов стимулирования водородной энергетики в России позволил выявить ключевые закономерности и перспективы развития отрасли. Сценарное моделирование динамики внутреннего спроса продемонстрировало, что совокупный потенциал потребления водорода в металлургии и транспортном секторе к 2030 году может достичь 18,2 млн тонн в год. Реализация этого потенциала требует масштабирования производства зелёного водорода в 4 500 раз, что активизирует эффекты обучения (learning-by-doing) и снизит себестоимость до 3,84–9,99 \$/кг в зависимости от сценария. Наиболее значимое сокращение затрат (до 50% от исходного уровня) достигается при оптимистичном сценарии с темпом обучения 10,1%, что предполагает активный импорт и адаптацию зарубежных технологий электролиза.

Оптимизация организационно-экономических инструментов в РФ предполагает создание водородных кластеров с синергией атомной энергетики и ВИЭ, внедрение цифровых двойников для моделирования цепочек поставок, а также разработку нормативной базы, адаптированной к стандартам CertifHy и DNVGL. Предложенная система оценки эффективности проектов на основе

интегрального индекса, объединяющего 22 показателя (NPV, EROEI, углеродный след, TRL и др.), позволила формализовать многокритериальный подход к управлению рисками. Программная реализация индекса в виде веб-приложения обеспечивает сравнительный анализ проектов, оптимизацию распределения ресурсов и прогнозирование снижения углеродоёмкости ВВП.

Разработана таксономия организационно-экономических инструментов, которая представляет собой научно обоснованный, интегративный управленческий конструкт, критически важный для преодоления системных барьеров и обеспечения конкурентоспособности водородной энергетики Российской Федерации в условиях глобального энергетического перехода и фрагментации рынка. Научная новизна данной таксономии заключается в том, что она увязывает стратегические цели (экономические, экологические, технологические и социальные) с конкретными инструментами государственной политики, основываясь на результатах многокритериальной оценки эффективности. В ее основу положен принцип адресного воздействия, определяемый положением проекта (технологической цепочки) относительно "границы эффективности" в эколого-экономическом пространстве, рассчитанной с помощью разработанной модели NDEA LCA-VSD).

Разработана архитектура организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации, представляющего собой систему преобразованного движения, в которой взаимодействуют пять подсистем: институционально-регуляторная, финансово-инвестиционная, инновационно-технологическая, производственно-инфраструктурная и организационно-управленческая. Координация подсистем обеспечивается Межведомственной рабочей группой при Правительстве РФ и системой проектных офисов.

Определены три уровня обратных связей в механизме: стратегический, операционный и рыночный. Обоснованы пять триггеров автономного функционирования механизма. Систематизированы роли ключевых акторов механизма в пяти блоках: государство (стратегическое управление, регулирование,

финансирование), бизнес (инвестиции, реализация проектов, формирование спроса), наука и образование (НИОКР, подготовка кадров), международные партнёры (технологический трансфер, доступ к рынкам), гражданское общество (экспертиза, общественный контроль). Определены конкретные функции, ресурсы и показатели эффективности для каждого актора. Обоснована способность механизма к динамической корректировке на основе алгоритма выбора адресных мер, использующего интегральный индекс эффективности и авторский подход для классификации проектов и автономного смещения акцента поддержки от капиталоемких субсидий к рыночным стимулам по мере улучшения показателей проектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В первой главе диссертационного исследования проведен комплексный теоретический анализ процесса энергетического перехода, представляющего собой глобальную трансформацию мировой энергетической системы от традиционных ископаемых видов топлива к возобновляемым источникам энергии. Исследование показало, что процесс энергетического перехода сопряжен с комплексной системой рисков, проявляющихся на различных уровнях экономической системы. На макроэкономическом уровне выделены следующие ключевые риски:

- Риск ресурсных ограничений развития чистых энергетических технологий;
- Риск высокой концентрации цепей поставок для инновационных энергетических технологий;
- Риск дестабилизации рынка труда и потери рабочих мест в традиционных энергетических секторах;
- Риск асинхронного перетока инвестиций из сектора углеводородной энергетики в сектор чистой энергетики;
- Риск фрагментации рынка из-за несогласованности стандартов;
- Риск фиксации завышенной стоимости инновационных технологий в развивающихся странах.

Научная новизна данного исследования заключается в систематизации и классификации макроэкономических рисков энергетического перехода с учетом современных геополитических и экономических реалий, а также в выявлении их взаимосвязи и взаимного влияния в контексте глобальной энергетической трансформации.

Проблема Path-dependence в современной научной литературе определяется как идея о том, что историческое развитие системы или процесса может сильно влиять на ее текущее состояние и будущие результаты. Она предполагает, что прошлые выборы и события могут создать «путь» или траекторию, которая ограничивает и формирует настоящие и будущие возможности. В рамках

исследования обоснована применимость теории зависимости от прошлого пути (path-dependence) к анализу барьеров энергетического перехода. Проведенный анализ позволил выявить не только классические блокировки инновационного развития, связанные с "углеродной блокировкой", но и сформулировать принципиально новые типы блокировок, формирующиеся непосредственно в секторе возобновляемой энергетики:

- Блокировка развития альтернативных технологий ВИЭ;
- Блокировка продвижения децентрализованных энергетических систем;
- Блокировка совершенствования технологий ВИЭ;
- Блокировка чрезмерной ориентации на природно-климатические условия;
- Блокировка искажения рыночных сигналов.

Научная новизна в данном случае состоит в выявлении и концептуализации новых типов блокировок, возникающих не в традиционной углеводородной энергетике, а в развивающемся секторе возобновляемых источников энергии. Разработанная классификация этих блокировок вносит существенный вклад в теорию path-dependence применительно к энергетическим системам.

Комплексное изучение водородной энергетики как ключевого компонента глобального энергетического перехода позволяет сформулировать следующие основные выводы. Исследование показало, что водородная энергетика обладает уникальными характеристиками, позволяющими преодолеть ряд блокировок и рисков, свойственных глобальному энергетическому переходу, которые были выявлены в первой главе диссертации. В работе впервые предложена и теоретически обоснована типология влияния водородной энергетики на снижение интенсивности проявления различных групп блокировок, связанных с path-dependence.

Научная новизна данного исследования заключается в выявлении особого статуса водородной энергетики как своеобразного "мостика" между традиционной углеводородной энергетикой и полностью возобновляемой энергетической системой. Доказано, что развитие водородной энергетики позволяет снизить

интенсивность проявления ряда критических блокировок, в первую очередь, технологических, экономических, юридических и психологических. Важным теоретическим результатом является обоснование того, что водородная энергетика за счет частичного использования существующих технологий и инфраструктуры элиминирует риск дестабилизации рынка труда, а за счет более равномерного географического распределения производства снижает риск сверхвысокой концентрации цепей поставок.

Организационно-экономический механизм формирования водородной энергетики представляет собой целостную систему институтов, инструментов и управленческих практик, направленных на согласование долгосрочных климатических целей, технологических траекторий и интересов ключевых стейкхолдеров в условиях высокой неопределённости и эффектов path-dependence традиционной углеродоёмкой энергетике. Его теоретическое обоснование опирается на междисциплинарный синтез неoinституциональной теории, концепций устойчивого развития, теории технологических укладов и эволюционной экономики, что позволяет рассматривать водородную энергетiku как специфический сектор «зеленого» перехода, требующий особой конфигурации регуляторных, рыночных и координационных механизмов. В рамках такого подхода водородная энергетика трактуется не только как совокупность технологий производства, транспортировки и потребления водорода, но и как формирующийся социально-экономический институт, задающий новые правила игры на энергетических рынках и в смежных отраслях промышленности.

Научная новизна исследования заключается в определении организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики — это целостная, динамически развивающаяся система институтов, субъектов, методов, инструментов и ресурсов, обеспечивающая последовательное и скоординированное создание технологической, производственной, инфраструктурной и рыночной базы водородной отрасли посредством согласования интересов государства, бизнеса и общества, направленная на

достижение целевых показателей энергетического перехода и устойчивого социально-экономического развития.

Во второй главе диссертационного исследования впервые предложена комплексная классификация барьеров, препятствующих развитию водородной энергетики, структурированных по трем ключевым группам: барьеры производства, барьеры хранения и барьеры транспортировки водорода. Для каждой группы выявлены технологические, экономические и экологические аспекты их проявления.

Научная новизна данной классификации состоит в ее междисциплинарном характере, интегрирующем экономические, технологические и экологические параметры в единую аналитическую рамку. Применение данной классификации позволяет не только структурировать имеющиеся препятствия на пути развития водородной энергетики, но и выявлять наиболее перспективные направления их преодоления.

На микроэкономическом уровне в исследовании систематизированы и классифицированы барьеры, препятствующие внедрению инновационных энергетических технологий конечными потребителями. Предложена авторская классификация этих барьеров:

Стоимостные барьеры:

- Ограниченный доступ к капиталу;
- Скрытая стоимость внедрения технологий;
- Рискованность инвестиций;

Нестоимостные барьеры:

- Информационный барьер;
- Барьер доверия;
- Барьер ценностей;
- Барьер полномочий;
- Культурные барьеры.

Научная новизна заключается в интеграции различных теоретических подходов к анализу барьеров энергоэффективности и создании комплексной

классификации, охватывающей как экономические, так и социально-психологические аспекты потребительского поведения.

Ключевым научным достижением исследования является интеграция концепций макроэкономических рисков, системных блокировок и микроэкономических барьеров в единую теоретическую рамку анализа энергетического перехода. Это позволяет рассматривать процесс энергетического перехода как сложную многоуровневую задачу, требующую скоординированных решений на различных уровнях экономической системы.

Научная значимость данного интегрированного подхода состоит в формировании теоретической основы для разработки комплексной стратегии управления энергетическим переходом, учитывающей взаимосвязь факторов на макро- и микроуровнях.

Практическая значимость исследования

Результаты теоретического анализа имеют высокую практическую значимость для:

- Совершенствования национальных и международных стратегий энергетического перехода с учетом выявленных рисков и блокировок;
- Разработки дифференцированных политик и механизмов стимулирования внедрения инновационных энергетических технологий;
- Формирования научно обоснованных критериев выбора приоритетных энергетических технологий, минимизирующих выявленные риски, блокировки и барьеры.

В работе проведен комплексный анализ мировых практик стимулирования производства низкоуглеродного водорода и обоснованы возможности их адаптации в условиях Евразийского экономического союза.

Научная новизна исследования заключается в систематизации ключевых подходов к стимулированию производства низкоуглеродного водорода в мировой практике и их адаптации к специфике ЕАЭС. Автором выделены и проанализированы восемь групп механизмов стимулирования: таксономия устойчивых проектов, углеродные контракты на разницу, налоговые льготы,

субсидии, государственные закупки, стандарты и нормативы, целевые программы и бюджетное финансирование НИОКР.

Особо значимым результатом является обоснование роли включения водородных проектов в таксономию "зеленых проектов" ЕАЭС как инструмента привлечения ESG-инвестиций и создания единого регионального рынка водорода.

Научная значимость данного раздела исследования состоит в создании теоретической основы для формирования скоординированной политики стимулирования водородной энергетики на пространстве ЕАЭС с учетом ресурсных и технологических преимуществ каждой страны-участницы. Выявленные ограничения (технологические, инфраструктурные, нормативно-правовые и финансовые) и предложенные пути их преодоления формируют научную базу для стратегического планирования интеграционных процессов в энергетической сфере ЕАЭС.

Сравнительный анализ международного опыта стимулирования (Европейский водородный банк, ЕНВ; налоговые кредиты США; контракты на разницу, CfD, Япония) позволил обосновать необходимость применения адресных механизмов для преодоления ценового разрыва между низкоуглеродным и традиционным водородом. Установлено, что Европейский водородный банк, предоставляя субсидии в размере до 4,0 €/кг H₂, обеспечил снижение себестоимости проектов и сократил разрыв конкурентоспособности, что послужило эмпирическим обоснованием для разработки адресной таксономии механизмов в контексте ЕАЭС. Ключевые преимущества ЕАЭС, включая ресурсную базу (природный газ, ВИЭ) и логистический потенциал для экспорта в АТР, могут быть реализованы только при условии системного внедрения этих механизмов, направленных на преодоление системных ограничений, таких как высокая себестоимость «зеленого» водорода (3,2–4,1 \$/кг) и отсутствие гармонизированной инфраструктуры.

Таким образом, проведенный анализ вносит существенный вклад в теоретическое обоснование роли водородной энергетики в глобальном энергетическом переходе, не только обогащает научное понимание процессов

энергетического перехода, но и создает концептуальную основу для разработки практических рекомендаций по управлению этим сложным процессом в условиях современных глобальных вызовов.

В третьей главе диссертационного исследования разработана и апробирована комплексная методология оценки эколого-экономической эффективности различных технологических цепочек производства, хранения и транспортировки водорода. В исследовании впервые реализован комплексный подход к оценке цепочек поставок водорода, основанный на интеграции трех методологических концепций: сетевого оболочечного анализа данных (Network Data Envelopment Analysis, NDEA), анализа жизненного цикла продукции (Life Cycle Analysis, LCA) и проектирования с учетом ценности (Value-Sensitive Design, VSD).

Научная новизна данного подхода заключается в создании универсального и гибкого инструментария для сравнительной оценки эколого-экономической эффективности различных технологических конфигураций водородных цепочек без необходимости сложной параметризации многокритериальной оптимизации. В отличие от традиционных методов оптимизации, предложенный подход не требует полного знания потребностей конечных пользователей в водороде, что делает его более универсальным и применимым на любой территории.

Научная значимость интегрированного подхода состоит в преодолении существующего в литературе исследовательского пробела - отсутствия универсальных и масштабируемых методов выбора оптимальной цепочки поставок, учитывающих различные экономические и экологические критерии, и позволяющих сравнивать как зрелые, так и развивающиеся технологии.

В исследовании впервые предложено применение концепции проектирования с учетом ценности (VSD) для выбора наиболее значимых категорий воздействия на окружающую среду при оценке водородных цепочек поставок. Разработана иерархия ценностей, в которой наивысший приоритет отдаётся токсичности для человека, далее следуют пресноводная и морская экологическая токсичность, окисленность воды и донных отложений, эвтрофикация, потенциал подкисления, и на нижнем уровне - изменение климата.

Научная новизна заключается в создании систематизированного подхода к выбору и приоритизации экологических категорий воздействия, специфичных для сферы водородной энергетики, что позволяет более точно оценивать экологическую эффективность различных технологических решений.

Научная значимость предложенной иерархии ценностей состоит в возможности её адаптации экспертными группами для конкретных регионов и проектов, что обеспечивает гибкость методологии в зависимости от локальных экологических приоритетов.

В работе разработана оригинальная сетевая модель оболочечного анализа данных (NDEA) для комплексной оценки эффективности технологических цепочек производства, хранения и транспортировки водорода. Модель включает четыре последовательных этапа: производство топлива/электроэнергии, производство водорода, хранение водорода и его транспортировка.

Научная новизна модели состоит в её сетевой структуре, позволяющей не только оценивать интегральную эффективность всей цепочки, но и идентифицировать вклад каждого этапа в общую эффективность, что невозможно при использовании традиционных моделей DEA. Принципиально новым является трактовка показателя эффективности как комплексной экологической и экономической эффективности, интегрирующей как экономические входы (капитальные и операционные затраты), так и экологические воздействия на различных этапах цепочки.

Научная значимость сетевой модели заключается в возможности её применения для стратегического планирования развития водородной энергетики с учетом как текущих, так и перспективных технологий.

В исследовании проведена комплексная эмпирическая оценка 22 вариантов технологических цепочек производства водорода для европейского региона. Установлено, что наиболее эффективными с экологической точки зрения являются цепочки на основе электролиза с использованием энергии ветра (W-PEMEC), гидроэнергетики (H-PEMEC) и атомной энергетики (N-PEMEC) с применением электролизеров с протонообменной мембраной (PEM).

Научная новизна результатов заключается в комплексной оценке эколого-экономической эффективности широкого спектра технологических цепочек производства водорода на основе разработанной методологии, что позволило выявить наиболее перспективные направления развития водородной энергетики в европейском контексте.

Научная значимость эмпирических результатов состоит в возможности их использования для обоснования направлений технологического развития и инвестиционной политики в сфере водородной энергетики, а также для формирования научно обоснованных стандартов "зеленого" водорода.

Практическая значимость разработанного методологического подхода и полученных результатов заключается в возможности их использования для:

- Создания национальных или международных систем поддержки принятия решений при проектировании устойчивых цепочек поставок водорода, основанных на постоянно обновляемых базах данных экономических и экологических параметров;
- Формирования дифференцированной политики финансирования проектов "зеленого" водорода, включая введение налогов на выбросы при производстве водорода с учетом всех существенных категорий воздействия на окружающую среду;
- Приоритезации стратегических инвестиций в технологии, демонстрирующие превосходные экологические показатели, путем их включения в списки технологий для ESG-инвестиций;
- Разработки научно обоснованных стандартов и методик выявления и расчета воздействия цепочек поставок водорода на окружающую среду;
- Расширения международного сотрудничества для обмена передовым опытом и данными об экологически эффективных цепочках поставок водорода.

Таким образом, результаты исследования вносят существенный вклад в теоретическое и методологическое обеспечение процессов управления развитием водородной энергетики и могут служить основой для принятия обоснованных

решений при формировании стратегий развития данного сектора энергетики как на национальном, так и на международном уровне.

В четвертой главе диссертационного исследования разработана и апробирована оригинальная методика прогнозирования снижения стоимости зеленого водорода на основе теории кривых обучения - оценки эффектов обучения для технологических цепочек с несколькими взаимосвязанными компонентами. Данная методика, в отличие от традиционных моделей одно- и двухфакторных кривых обучения, позволяет учитывать одновременное развитие и совершенствование различных элементов производственной цепочки зеленого водорода (электролизеров и источников возобновляемой энергии).

Научная новизна предложенного подхода заключается в интеграции различных теоретических концепций обучения (learning-by-doing, learning-by-researching) в единую многокомпонентную модель, которая позволяет дезагрегировать эффекты обучения по отдельным элементам технологической цепочки и оценить их вклад в общее снижение стоимости конечного продукта. Это имеет принципиальное значение для технологий, находящихся на начальных стадиях развития, когда различные компоненты системы развиваются с разной скоростью и характеризуются разными темпами обучения.

Научная значимость разработанной подхода состоит в создании универсального инструментария для прогнозирования динамики стоимости инновационных продуктов с многокомпонентной структурой затрат, который может быть применен не только к водородной энергетике, но и к другим сложным технологическим системам.

На основе мета-анализа многочисленных литературных источников и статистических данных за период 2011-2023 гг. в работе впервые получены эмпирические оценки темпов обучения для ключевых компонентов технологической цепочки производства зеленого водорода:

- Для солнечной энергетики темп обучения составляет 14,35% (диапазон 14,28-14,44%);

- Для ветровой энергетики темп обучения составляет 8,01% (диапазон 7,35-9,63%);
- Для щелочных электролизеров (АЕ) и электролизеров с протонообменной мембраной (РЕМ) темп обучения составляет около 4%.

Научная новизна полученных результатов заключается в обосновании дифференцированных темпов обучения для различных компонентов технологической цепочки производства зеленого водорода на основе актуальных эмпирических данных. Установлено, что темпы обучения в производстве электролизеров существенно ниже, чем в развитии возобновляемой энергетики, что определяет ключевые направления технологического совершенствования водородной энергетики.

Научная значимость эмпирических результатов состоит в возможности их использования для более точного прогнозирования динамики стоимости зеленого водорода, что имеет критическое значение для стратегического планирования развития водородной энергетики и оценки сроков достижения ею конкурентоспособности с традиционными энергоносителями.

В исследовании выявлены и систематизированы ключевые факторы неопределенности, влияющие на эффективность проявления эффектов обучения в производстве зеленого водорода:

- Технологические параметры (расходы на замену стека, эффективность электролиза, срок службы электролизера);
- Режим работы электролизера (подключенный к сети или автономный);
- Интеграция с ВИЭ и гибкость нагрузки;
- Коэффициент использования мощности.

Научная новизна данного результата заключается в комплексной систематизации факторов неопределенности, влияющих на прогнозные темпы снижения стоимости зеленого водорода, с учетом их взаимосвязи и взаимного влияния. Показано, что в автономных системах производства зеленого водорода эффекты обучения проявляются интенсивнее за счет совершенствования

интеграции с возобновляемыми источниками энергии и оптимизации режимов работы.

Научная значимость выявленных факторов неопределенности состоит в создании основы для более точной калибровки прогностических моделей и разработки сценарных условий при моделировании будущей динамики стоимости водорода.

В работе обоснована необходимость дифференцированного подхода к прогнозированию динамики стоимости водорода в зависимости от типа технологии (АЕ или РЕМ электролизеры), источника энергии (солнечная, ветровая) и географического положения (влияющего на коэффициент использования мощности).

Научная новизна заключается в разработке методического подхода к дифференцированному прогнозированию стоимости водорода, учитывающему уникальные характеристики каждой технологической конфигурации и географические особенности размещения производственных мощностей. Продemonстрировано, что прогнозирование на основе усредненных оценок темпов обучения без учета специфики конкретных технологических решений может приводить к существенным ошибкам.

Научная значимость дифференцированного подхода состоит в повышении точности прогнозирования экономических параметров развития водородной энергетики и создании научной основы для принятия обоснованных инвестиционных решений.

Разработанная методика прогнозирования снижения стоимости зеленого водорода на основе теории кривых обучения и полученные эмпирические оценки темпов обучения имеют высокую практическую значимость для:

- Формирования научно обоснованной стратегии развития водородной энергетики с учетом прогнозируемой динамики снижения стоимости различных технологических решений;

- Разработки эффективных механизмов государственной поддержки, направленных на ускорение эффектов обучения и снижение стоимости зеленого водорода;
- Принятия обоснованных инвестиционных решений в сфере водородной энергетики на основе прогнозов будущей конкурентоспособности различных технологических решений;
- Определения оптимальных сроков и масштабов внедрения водородных технологий в различных секторах экономики.

Проведенное моделирование, основанное на расчетах темпов обучения для ветровой (8,01%) и солнечной (14,35%) энергетики, а также электролизеров (около 4%), позволило получить интервальные оценки снижения стоимости зеленого водорода в диапазоне от 4% до 10,2% при каждом удвоении кумулятивных объемов производства. Основываясь на этих консервативных прогнозах, в исследовании обосновано, что достижение ценового паритета зеленого водорода с традиционными (серым и коричневым) аналогами ожидается в горизонте 2030–2035 годов при условии сохранения текущих темпов технологического развития и активного масштабирования производства. Таким образом, разработанный в четвертой главе подход к прогнозированию динамики стоимости зеленого водорода на основе теории кривых обучения вносит существенный вклад в теоретическое обоснование перспектив развития водородной энергетики и создает надежную основу для стратегического планирования и принятия инвестиционных решений в данной сфере.

В пятой главе диссертационного исследования разработана и апробирована методология прогнозирования экономической эффективности национальных водородных проектов, основанная на анализе скорректированной стоимости производства водорода (LCOH). На основе комплексного анализа 54 российских водородных проектов и 11 международных проектов-аналогов проведена оценка их экономической эффективности и конкурентоспособности на мировом рынке.

Научная новизна исследования заключается в разработке методики расчета LCOH для российских водородных проектов, учитывающей специфику

национальной экономики и различные способы производства водорода. Установлено, что LCON в российских "зеленых" водородных проектах колеблется от 1,2 до 11,7 долларов за килограмм водорода, что свидетельствует о высокой неоднородности экономической эффективности данных проектов в зависимости от региональных условий и используемых технологий.

В исследовании впервые проведен комплексный анализ географической и технологической структуры российских водородных проектов. Выявлены ключевые географические кластеры (Северо-Западный федеральный округ – 44%, Восточная Сибирь – 17%, Сахалинская область – 17%, ЯНАО – 12% и Якутия – 10%) и технологические направления (зеленый водород – 56%, зеленый водород/аммиак – 19%, голубой водород/аммиак – 19%, низкоуглеродный водород – 5%, бирюзовый водород – 2%).

Научная новизна заключается в выявлении региональной специфики развития водородной энергетики в России и определении наиболее перспективных технологических направлений с учетом имеющихся ресурсных и инфраструктурных условий. Установлено, что 72% водорода в российских проектах производится путем электролиза, что свидетельствует о преобладании низкоуглеродных технологий.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности их использования для:

- Формирования национальной стратегии развития водородной энергетики с учетом выявленных барьеров и перспективных направлений;
- Принятия обоснованных инвестиционных решений в сфере реализации конкретных водородных проектов на основе разработанной методологии прогнозирования их экономической эффективности;
- Оптимизации географического распределения и технологической структуры водородных проектов с учетом региональной специфики и конкурентных преимуществ России;

- Развития международного сотрудничества в сфере водородной энергетики на основе выявленных конкурентных преимуществ российских проектов.

В исследовании впервые разработан комплексный методологический подход к оценке потенциала внутреннего спроса на водород в России с акцентом на наиболее перспективные секторы экономики. На основе актуальных статистических данных рассчитан потенциал использования водорода в производстве стали (3,5 млн тонн в год) и автомобильном транспорте (14,7 млн тонн в год), что в совокупности составляет 18,2 млн тонн потенциального спроса.

Научная новизна заключается в разработке оригинального сценарного подхода к прогнозированию динамики реализации потенциала спроса на водород на внутреннем рынке России с учетом специфики отечественной экономики. Автором предложены и обоснованы три сценария (пессимистический, реалистичный и оптимистичный), основанные на анализе временных рядов европейской статистики по внедрению альтернативных видов топлива с их адаптацией к российским условиям.

Научная значимость данного исследования состоит в создании методологической основы для стратегического планирования развития водородной энергетики в России с учетом реального потенциала внутреннего рынка. Впервые получены количественные оценки возможного снижения стоимости зеленого водорода за счет реализации эффектов обучения в производстве при различных сценариях роста спроса, что создает научный базис для принятия обоснованных решений о государственной поддержке отрасли.

Разработаны и обоснованы организационно-экономические инструменты стимулирования водородной энергетики в Российской Федерации в контексте глобального энергетического перехода, включающая создание эффективных цепей поставок, программы межсекторального взаимодействия и внедрение передовых управленческих практик.

Автором уточнена классификация водородных кластеров России (Северо-Западный, Восточный, Арктический) с детальным анализом их конкурентных

преимуществ, технологических особенностей и логистической инфраструктуры. Принципиально новым является предложенный автором комплексный подход к межсекторальному взаимодействию, включающий шесть ключевых направлений: энергопромышленные симбиозы, транспортно-энергетическую интеграцию, нормативно-правовую гармонизацию, финансовые механизмы кооперации, научно-образовательную кооперацию и развитие международных альянсов.

Научная значимость предложенных инструментов определяется их системным характером и ориентацией на преодоление ключевых барьеров развития водородной энергетики в России. Разработанные рекомендации по формированию эффективных цепочек поставок водорода с учетом технологических, экономических и логистических факторов создают методологическую основу для оптимизации производственных и транспортных процессов в отрасли.

В работе разработана и апробирована оригинальная интегральная методология комплексной оценки эффективности водородных проектов, включающая шесть категорий показателей: экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные.

Научная новизна заключается в создании универсальной многокритериальной системы оценки, адаптированной к специфике водородных проектов в России. Впервые разработан интегральный индекс, объединяющий количественные и качественные критерии с соответствующими весовыми коэффициентами, что позволяет проводить комплексную оценку проектов с учетом разнородных факторов.

Особую значимость имеет практическая реализация методики в виде программного обеспечения, предназначенного для различных категорий пользователей (государственных структур, корпоративного сектора, научно-исследовательских организаций и образовательных учреждений).

Научная значимость разработанной методики определяется ее вкладом в формирование объективных критериев отбора и оценки водородных проектов для государственной поддержки, инвестирования и включения в стратегические

программы развития. Предложенный инструментарий позволяет повысить эффективность управленческих решений в сфере водородной энергетики на различных уровнях: от корпоративного до национального.

Разработана таксономия инструментов стимулирования производства низкоуглеродного водорода в странах ЕАЭС и предложен алгоритм выбора наиболее эффективных механизмов в зависимости от удаленности технологической цепочки от границы эффективности в пространстве эколого-экономических координат.

Сформированная в исследовании таксономия инструментов стимулирования производства низкоуглеродного водорода в странах ЕАЭС представляет собой целостную теоретико-прикладную конструкцию, увязывающую экономические, экологические, технологические, стратегические, социально-управленческие и инновационные цели с конкретными инструментами политики. Ее ключевая особенность состоит в привязке выбора инструментов к положению проекта относительно «границы эффективности» в пространстве эколого-экономических координат и к величине разрыва по нормированным показателям. Такой дизайн обеспечивает адресность мер, минимизирует регуляторные и бюджетные издержки и позволяет динамически перенастраивать интенсивность поддержки по мере сближения проекта с целевыми порогами.

Практическая значимость состоит в том, что таксономия задает прикладовый «набор правил» для регуляторов и институтов развития: а) структурирование программ поддержки по классам удаленности от границы эффективности (точечные soft-меры для приграничных проектов; высокоинтенсивная CAPEX/OPEX-поддержка и инфраструктурные гранты для проектов с существенными разрывами); б) гармонизацию сертификации происхождения и LCA-требований внутри ЕАЭС; в) создание межгосударственного реестра проектов с паспортом механизмов и межрегионального фонда водородных хабов; г) последовательный сдвиг акцента с прямых субсидий на рыночные стимулы (ETS/углеродные налоги, зеленое финансирование) по мере улучшения интегрального индекса. Применение таксономии обеспечивает измеримое

снижение LCOH и углеродного следа, ускоряет достижение технологической готовности ($TRL \geq 7$) и повышает экспортную конкурентоспособность кластеров, что подтверждено разработанными в работе сценариями и демонстрационными расчетами.

В качестве ключевого прикладного результата разработан адресный организационно-экономический механизм CAPEX–OPEX–CCUS, направленный на повышение эффективности производства «голубого» водорода за счет субсидирования капитальных затрат и удешевления стоимости капитала CCUS-модулей. Апробация инструмента на кейсе Восточного кластера (Сахалин) продемонстрировала совокупный эффект снижения приведенной себестоимости водорода (LCOH) на 1,75 долл./кг, что эквивалентно сокращению затрат на 19,8% по сравнению с базовым сценарием. Это подтверждает, что целевое воздействие на капиталоемкие звенья (CCUS) позволяет приблизить проект к границе эффективности, выявленной NDEA-анализом, без использования менее адресных рыночных инструментов.

Ключевым результатом диссертационного исследования является разработанная концепция организационно-экономического механизма формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации. Механизм представляет собой систему преобразованного движения, в которой взаимодействуют пять подсистем: институционально-регуляторная подсистема, обеспечивающая формирование нормативно-правовой базы, стандартов и сертификационных процедур; финансово-инвестиционная подсистема, включающая механизмы зеленого финансирования, государственной поддержки и привлечения частных инвестиций; инновационно-технологическая подсистема, направленная на развитие научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, трансфер технологий и создание инновационной инфраструктуры; производственно-инфраструктурная подсистема, охватывающая создание производственных мощностей по производству, хранению и транспортировке водорода; организационно-управленческая подсистема, обеспечивающая

координацию действий ключевых акторов и эффективное управление развитием отрасли.

В механизме определены три уровня обратных связей: стратегический уровень, обеспечивающий корректировку долгосрочных целей и приоритетов развития отрасли на основе мониторинга глобальных трендов и оценки достигнутых результатов; операционный уровень, позволяющий оперативно корректировать инструменты стимулирования и поддержки на основе текущих показателей эффективности проектов; рыночный уровень, обеспечивающий адаптацию механизма к изменениям конъюнктуры рынка и потребительского спроса.

Обоснованы пять триггеров автономного функционирования механизма: достижение ценовой конкурентоспособности зеленого водорода по отношению к серому водороду при производстве в масштабах, обеспечивающих эффекты обучения; формирование устойчивого внутреннего спроса на водород со стороны энергоемких отраслей экономики; создание достаточной инфраструктуры для производства, хранения, транспортировки и потребления водорода; формирование компетенций и кадрового потенциала в области водородных технологий; интеграция российской водородной отрасли в международные цепочки создания стоимости и системы сертификации.

Систематизированы роли ключевых акторов механизма в пяти блоках: государство выступает в роли регулятора, координатора, инвестора и потребителя водородной продукции; бизнес является основным производителем, инвестором в производственные мощности и инициатором инновационных проектов; наука и образование обеспечивают развитие компетенций, проведение фундаментальных и прикладных исследований, подготовку кадров; международные партнёры способствуют трансферу технологий, обмену опытом, созданию совместных предприятий и проектов; гражданское общество формирует спрос на экологически чистую энергию и оказывает влияние на принятие политических решений. Для каждого актора определены конкретные функции, ресурсы и показатели эффективности.

Результаты диссертационного исследования открывают перспективы для дальнейших научных разработок в нескольких направлениях. Во-первых, целесообразно углубленное изучение специфики формирования региональных водородных кластеров в России с учетом различий в ресурсной базе, инфраструктурной обеспеченности и промышленной специализации регионов. Во-вторых, требуется дальнейшее совершенствование методологии оценки синергетических эффектов от интеграции водородной энергетики с другими элементами низкоуглеродной энергетической системы, включая возобновляемые источники энергии, системы накопления энергии и цифровые технологии управления энергосистемами. В-третьих, актуальным направлением является разработка детальных сценариев развития внутреннего рынка водорода в России с учетом различных траекторий декарбонизации промышленности, транспорта и энергетики. В-четвертых, необходимо углубленное исследование возможностей международного сотрудничества в области водородной энергетики в новых геополитических условиях, включая потенциал сотрудничества со странами Азиатско-Тихоокеанского региона, Ближнего Востока и Африки. В-пятых, перспективным направлением является изучение социальных аспектов энергетического перехода и формирование стратегий справедливого перехода для регионов и работников, занятых в традиционных энергетических секторах.

Выполненное диссертационное исследование вносит значительный вклад в развитие теории и практики формирования водородной энергетики как ключевого элемента низкоуглеродной энергетической системы. Разработанный организационно-экономический механизм формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации представляет собой комплексную систему, интегрирующую институциональные, финансовые, технологические, производственные и управленческие аспекты становления новой отрасли. Реализация предложенных в диссертации подходов, методов и инструментов будет способствовать ускоренному развитию водородной энергетики в России, повышению конкурентоспособности российских водородных проектов на мировом

рынке, диверсификации экспортно-сырьевой модели экономики и достижению целей устойчивого развития.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

нормативно-правовые акты

1. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации : утв. распоряжением Правительства РФ от 05.08.2021 № 2162-р. — М. : Правительство РФ, 2021.
2. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года : утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-р.

на русском языке

3. Абалкин Л.И. К вопросу о хозяйственном механизме социалистического общества // Вопросы экономики. — 1973. — № 4. — С. 32–40.
4. Абалкин Л.И. Политическая экономия и экономическая политика. — М. : Политиздат, 1970. — 232 с.
5. Абалкин Л.И. Сущность, структура и актуальные проблемы совершенствования хозяйственного механизма // Экономические науки. — 1978. — № 5. — С. 13–22.
6. Абалкин Л.И. Хозяйственный механизм развитого социалистического общества. — М. : Мысль, 1973. — 263 с.
7. Аганбегян А.Г. Управление и эффективность (вопросы экономической теории и практики). — М. : Экономика, 1981. — 183 с.
8. Бутов К.А. Подземное хранение водорода. Основные проблемы перехода на «зеленую энергетику» // Процессы в геосредах. — 2020. — № 1. — С. 553–560.
9. Воейков М.И., Кузнецова Т.Е. Абалкин Леонид Иванович (1930–2011). — М. : Институт экономики РАН, 2020. — 45 с.
10. Герасимов И.А. Экономический механизм энергоснабжения промышленных предприятий : дис. ... канд. экон. наук. — СПб., 2018. — 178 с.

11. Гительман Л.Д., Кожевников М.В., Ратников Б.Е. Устойчивая энергетика. Руководство для реалистов. — М. : СОЛОН-Пресс, 2023. — 396 с.
12. Гомонов К.Г. Анализ наднациональных и национальных механизмов формирования экономики замкнутого цикла в странах ЕС // *Russian Economic Bulletin*. — 2022. — Т. 5, № 6. — С. 140–147.
13. Гомонов К.Г. Анализ среды функционирования циркулярной экономики в странах Латинской Америки и Карибского бассейна // *Вопросы инновационной экономики*. — 2021. — Т. 11, № 4. — С. 2019–2040.
14. Гомонов К.Г. Интеллектуальные энергосистемы как перспективное развитие электроэнергетики // *Экономика и предпринимательство*. — 2016. — № 2, ч. 2. — С. 474–478.
15. Гомонов К.Г. Организационно-экономические механизмы формирования и развития водородной энергетики в Российской Федерации: монография. — М.: РУСАЙНС, 2025. — 278 с. — ISBN 978-5-466-10889-7.
16. Гомонов К.Г. Оценка уровня развития индустриального симбиоза в Европейском союзе // *Креативная экономика*. — 2022. — Т. 16, № 12. — DOI: 10.18334/ce.16.12.116604.
17. Гомонов К.Г. Оценка эффективности внедрения социально-экономических проектов в области циркулярной экономики в Европейском союзе на основе экономико-математического моделирования // *Вопросы инновационной экономики*. — 2022. — Т. 12, № 4. — DOI: 10.18334/vines.12.4.116412.
18. Гомонов К.Г., Карташов В.С. Внедрение интеллектуальных сетей Smart Grid в европейском и российском энергетическом секторе // *Управленческий учет*. — 2018. — № 11. — С. 20–35.
19. Гомонов К.Г., Ратнер С.В. Современные подходы к исследованию проблем управления: учебно-методическое пособие. 2-е изд., испр. — М. : РУДН, 2022. — 57 с. — ISBN 978-5-209-11459-8.
20. Гомонов К.Г., Сипакова П.О., Чапурная А.П. Внедрение микрогенерации и энергосберегающих технологий в рамках концепции зеленой экономики: зарубежный опыт и Россия // *Вестник Российского университета*

дружбы народов. Серия: Экономика. — 2019. — Т. 27, № 3. — С. 442–454. — DOI: 10.22363/2313-2329-2019-27-3-442-454.

21. Еремин В.В. Четвертый энергетический переход — барьеры и пути преодоления // Энергетическая политика. — 2023. — № 4. — С. 16–31.

22. Коваленко Е.В. Организационно-экономический механизм управления устойчивым развитием предприятия на основе инновационной активности : автореф. дис. ... канд. экон. наук. — Воронеж, 2019. — 24 с.

23. Королева Е.Н. Институциональные условия энергоэффективного развития регионального топливно-энергетического комплекса // Вестник СГАУ. — 2017. — № 3. — С. 37–42.

24. Кошкин В.И. О структуре хозяйственного механизма // Экономические науки. — 1979. — № 8. — С. 25–34.

25. Кравченко О.В. Исследование организационно-экономического механизма управления конкурентоспособностью предприятия : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05. — М., 2003. — 183 с.

26. Львов Д.С., Глазьев С.Ю. Теоретические и прикладные аспекты управления НТП // Экономика и математические методы. — 1986. — № 5. — С. 793–804.

27. Матюшок В.М., Балашова С.А., Гомонов К.Г. Роль интеллектуальных энергосетей в повышении экономической эффективности российской электроэнергетической отрасли и конкурентоспособности национальной экономики // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. — 2017. — № 12, ч. 4. — С. 457–460.

28. Матюшок В.М., Балашова С.А., Гомонов К.Г. Экономическое обоснование создания интеллектуальных энергосетей в России // Экономика и предпринимательство. — 2016. — № 2, ч. 1. — С. 475–480.

29. Матюшок В.М., Балашова С.А., Ревина С.Ю., Гомонов К.Г. Энергоэффективность и развитие умных сетей в регионах России // Региональная экономика и управление: электронный научный журнал. — 2019. — № 1 (57). — Ст. 5702. — Режим доступа: <https://eee-region.ru/article/5702/>.

30. Матюшок В.М., Серджио Б., Балашова С.А., Гомонов К.Г. Влияние Smart Grid и возобновляемых источников энергии на энергоэффективность: зарубежный опыт // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. — 2017. — Т. 25, № 4. — С. 583–598. — DOI: 10.22363/2313-2329-2017-25-4-583-598.
31. Мишенина Н.В. Организационно-экономический механизм управления эколого-инновационной деятельностью региона. — М. : Экономика, 2010. — 281 с.
32. Нечепуренко М.Н. Организационно-экономический механизм управления устойчивым развитием предприятия на основе инновационной активности : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05. — Воронеж, 2019. — 198 с.
33. Оноприенко В.И. Проблемы хозяйственного механизма в условиях перехода к рынку. — М. : Экономика, 1991. — 168 с.
34. Остроухов А.В. Организационно-экономический механизм принятия управленческих решений в составе системы управления предприятием : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.05. — М., 2000. — 167 с.
35. Перес К. Технологические революции и финансовый капитал. — Москва : Дело, 2011.
36. Прозоров А.С., Калмыкова Е.О. Предпосылки возобновления темпов роста водородной энергетики, обзор зарубежного опыта и перспективы развития в России // Российское предпринимательство. — 2021. — DOI: 10.26425/1816-4277-2021-7-131-136.
37. Ратнер С.В., Гомонов К.Г. Оценка результативности мер государственной поддержки возобновляемой энергетики и энергоэффективной экономики: обзор подходов // Экономический анализ: теория и практика. — 2019. — Т. 18, № 8. — С. 1428–1447. — DOI: 10.24891/ea.18.8.1428.
38. Ратнер С.В., Гомонов К.Г. Современные подходы к исследованию проблем управления : учебно-методическое пособие. — М. : РУДН, 2019. — (Тематический план изданий учебно-методической литературы 2019 г., № 116). — ISBN 978-5-209-09437-1.

39. Решетникова М.С., Гомонов К.Г. Анализ политики ведущих стран в сфере развития водородной энергетики // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. — 2024.

40. Семин А.И. Организационно-экономический механизм АПК региона. — Екатеринбург : УрО РАН, 2004. — 302 с.

41. Системные исследования в энергетике: энергетический переход / под ред. А.А. Макарова. — Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2022. — 315 с.

42. Хитрых Д.П., Краснова А.А., Водородная энергетика России: текущее состояние и перспективы // Управление качеством. — 2023. — № 9. — DOI: 10.33920/pro-01-2309-01.

43. Холкин Д.В., Чаусов Н.Н. Новая формула энергетического перехода // Энергетическая политика. — 2020. — № 13. — С. 20–31.

44. Экология, энергетика, энергосбережение: бюллетень / под ред. академика РАН А.В. Клименко. — М. : ПАО «Мосэнерго», 2023. — Вып. 2: Водородная энергетика: за и против / В.А. Кулагин, Д.А. Грушевенко. — 36 с

на иностранном языке:

45. Abe J.O., Popoola A.P.I., Ajenifuja E., Popoola O.M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation // International Journal of Hydrogen Energy. — 2019. — Vol. 44, № 29. — P. 15072–15086. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.069.

46. Adami Mattioda R., Teixeira Fernandes P., Luiz Casela J., Canciglieri Junior O. Social life cycle assessment of hydrogen energy technologies // Hydrogen Economy. — 2017. — P. 171–188. — DOI: 10.1016/B978-0-12-811132-1.00007-10.

47. Agostini C.A., Silva C., Nasirov S. Failure of energy mega-projects in Chile: a critical review from sustainability perspectives // Sustainability. 2017. Vol. 9, № 6. 1073.

48. Ahluwalia R.K., Roh H.S., Peng J.K., Papadimas D.D., Baird A.R., Hecht E.S. и др. Liquid hydrogen storage system for heavy duty trucks: Configuration, performance,

cost, and safety // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Vol. 48. — (LLNL-JRNL-837400). — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.152.

49. Ahshan R. Potential and economic analysis of solar-to-hydrogen production in the Sultanate of Oman // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13, № 17. — Art. 9516. — DOI: 10.3390/su13179516.

50. Akhtar M.S., Khan H., Liu J.J., Na J. Green hydrogen and sustainable development – a social LCA perspective highlighting social hotspots and geopolitical implications of the future hydrogen economy // *Journal of Cleaner Production*. — 2023. — Vol. 395. — Art. 136438. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.136438.

51. Akinsooto O., Ogundipe O.B., Ikemba S. Strategic policy initiatives for optimizing hydrogen production and storage in sustainable energy systems // *International Journal of Frontline Research and Reviews*. — 2024. — Vol. 2, № 2. — DOI: 10.56355/ijfr.2024.2.2.0022.

52. Alberini A., Bigano A. How effective are energy-efficiency incentive programs? Evidence from Italian homeowners // *Energy Economics*. 2015. Vol. 52, suppl. 1. P. S76–S85. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.08.021.

53. Alfredsen K., Amundsen P.A., Hahn L., Harrison P.M., Helland I.P., Martins E.G. et al. A synoptic history of the development, production and environmental oversight of hydropower in Brazil, Canada, and Norway // *Hydrobiologia*. 2022. Vol. 849, no. 2. P. 269–280.

54. Ali F., Bennui A., Chowdhury S., Techato K. Suitable site selection for solar-based green hydrogen in southern Thailand using GIS-MCDM approach // *Sustainability*. — 2022. — Vol. 14, № 11. — Art. 6597. — DOI: 10.3390/su14116598.

55. Ali Khan M.H., Daiyan R., Neal P., Haque N., MacGill I., Amal R. A Framework for Assessing Economics of Blue Hydrogen Production from Steam Methane Reforming Using Carbon Capture Storage & Utilisation // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46. — P. 22685–22706. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.104.

56. Allain M., Madariaga A. Understanding policy change through bricolage: the case of Chile's renewable energy policy // *Governance*. 2020. Vol. 33, no. 3. P. 675–692.
57. Almansoori A., Shah N. Design and operation of a stochastic hydrogen supply chain network under demand uncertainty // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37, № 5. — P. 3965–3977. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.11.092.
58. Almeida A., Fonseca P., Bertoldi P. Energy-efficient motor systems in the industrial and in the services sectors in the European Union: characterisation, potentials, barriers and policies // *Energy*. 2003. Vol. 28, no. 7. P. 673–690. DOI: 10.1016/S0360-5442(02)00160-3.
59. Altmann M., Wurster R., Graesel C. HyWeb – the hydrogen and fuel cell information system. Publication of a hydrogen acceptance study as an example of the dissemination of hydrogen information via the Internet // *Proceedings of the 12th World Hydrogen Energy Conference*, Buenos Aires, Argentina, 1998.
60. Ambarita H., Kawai H. An overview of the feed-in tariff policy development in Indonesia // *1st Economics and Business International Conference 2017 (EBIC 2017)*. Paris: Atlantis Press, 2018. P. 143–146.
61. Amin M., Shah H.H., Fareed A.G., Khan W.U., Chung E., Zia A., Rahman Farooqi Z.U., Lee C. Hydrogen Production through Renewable and Non-Renewable Energy Processes and Their Impact on Climate Change // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47. — P. 33112–33134. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.07.172.
62. Ampe K., Paredis E., Asveld L., Osseweijer P., Block T. A transition in the Dutch wastewater system? The struggle between discourses and with lock-ins // *Journal of Environmental Policy and Planning*. 2020. Vol. 22, № 2. P. 155–169.
63. Amrouche S.O., Rekioua D., Rekioua T., Bacha S. Overview of energy storage in renewable energy systems // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2016. Vol. 41, № 45. P. 20914–20927.

64. Anderson D., Moggridge H., Warren P., Shucksmith J. The impacts of “run-of-river” hydropower on the physical and ecological condition of rivers // *Water and Environment Journal*. 2015. Vol. 29, no. 2. P. 268–276.
65. Ang B.W., Choong W.L., Ng T.S. Energy security: definitions, dimensions and indexes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. Vol. 42. P. 1077–1093.
66. Arcos J.M.M., Santos D.M.F. The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production // *Gases*. — 2023. — Vol. 3. — P. 25–46. — DOI: 10.3390/gases3010002.
67. Armijo J., Philibert C. Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45, № 3. — P. 1541–1558. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
68. Armijo J., Philibert C. Flexible Production of Green Hydrogen and Ammonia from Variable Solar and Wind Energy: Case Study of Chile and Argentina // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45. — P. 1541–1558. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.
69. Arrow K. The economic implications of learning-by-doing // *Review of Economic Studies*. — 1962. — Vol. 29. — P. 155–173.
70. Arthur W.B. Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events // *The Economic Journal*. – 1989. – Vol. 99, № 394. – P. 116–131.
71. Arthur W.B. Positive feedbacks in the economy // *Scientific American*. – 1990. – Vol. 262, № 2. – P. 92–99.
72. Arthur W.B. Self-reinforcing mechanisms in economics // *The Economy as an Evolving Complex System*. – Boca Raton : CRC Press, 2018. – P. 9–31.
73. Arutyunov V.S., Lisichkin G.V. Energy resources of the 21st century: problems and forecasts. Can renewable energy sources replace fossil fuels // *Russian Chemical Reviews*. 2017. Vol. 86, № 8. P. 777–804
74. Atkinson C.L. The governance of energy megaprojects: politics, hubris and energy security // *Journal of Environmental Policy and Planning*. 2015. Vol. 17, № 2. P. 296–299.

75. Avelino F., Wittmayer J.M. Shifting power relations in sustainability transitions: a multi-actor perspective // *Journal of Environmental Policy and Planning*. 2016. Vol. 18, № 5. P. 628–649.
76. Avril S., Mansilla C., Busson M., Lemaire T. Photovoltaic energy policy: financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries // *Energy Policy*. 2012. Vol. 51. P. 244–258.
77. Aziz M., Wijayanta A.T., Nandiyanto A.B.D. Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization // *Energies*. — 2020. — Vol. 13. — Art. 3062. — DOI: 10.3390/en13123062.
78. Badiezadeh T., Saen R.F., Samavati T. Assessing sustainability of supply chains by double frontier network DEA: A big data approach // *Computers & Operations Research*. — 2018. — Vol. 98. — P. 284–290. — DOI: 10.1016/j.cor.2017.06.004.
79. Balashova S., Gomonov K. Index approach to assessing the energy efficiency at a regional level // *Modern Management Trends and the Digital Economy: from Regional Development to Global Economic Growth (MTDE 2020) : Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference*. — 2020.
80. Balashova S., Gomonov K., Matyushok V., Revinova S. Energy efficiency and smart grids in the Russian regions // *Academic Journal of Science*. — 2019. — Vol. 9, № 1. — P. 267–278. — ISSN 2165-6282.
81. Balashova S., Ratner S., Gomonov K., Berezin A. Modeling consumer and industry reaction to renewable support schemes: Empirical evidence from the USA and applications for Russia // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2020. — Vol. 10, № 3. — P. 158–167.
82. Balashova S.A., Gomonov K.G., Matyushok V.M. The influence of energy production from renewable energy sources on energy efficiency and total factor productivity // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. — 2020. — Vol. 937. — Art. 012003. — DOI: 10.1088/1757-899X/937/1/012003.
83. Ballesteros A., Martin S., Wood D. Meeting Renewable Energy Targets: Global Lessons from the Road to Implementation. Gland: WWF International, 2013. 82 p.

84. Banker R.D., Charnes A., Cooper W.W. Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis // *Management Science*. — 1984. — Vol. 30, № 9. — P. 1078–1092. — DOI: 10.1287/mnsc.30.9.1078.
85. Baral S., Šebo J. Techno-economic assessment of green hydrogen production integrated with hybrid and organic Rankine cycle (ORC) systems // *Heliyon*. — 2024. — Art. e25742. — DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e25742.
86. Bareiß K., de la Rua C., Möckl M., Hamacher T. Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems // *Applied Energy*. — 2019. — Vol. 237. — P. 862–872. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.001.
87. Barhoumi E.M., Salhi M.S., Okonkwo P.C., Ben Belgacem I., Farhani S., Zghaibeh M., Bacha F. Techno-Economic Optimization of Wind Energy Based Hydrogen Refueling Station Case Study Salalah City Oman // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Vol. 48. — P. 9529–9539. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.148.
88. Barreto L., Kypreos S. Endogenizing R&D and market experience in the “bottom-up” energy-systems ERIS model // *Technovation*. — 2004. — Vol. 24. — P. 615–629.
89. Barton J.P., Gammon R. The production of hydrogen fuel from renewable sources and its role in grid operations // *Journal of Power Sources*. — 2010. — Vol. 195, № 24. — P. 8222–8235. — DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.12.100.
90. Batgi S.U., Dincer I. A study on comparative environmental impact assessment of thermochemical cycles and steam methane reforming processes for hydrogen production processes // *Computers & Chemical Engineering*. — 2024. — Vol. 180. — Art. 108514. — DOI: 10.1016/j.compchemeng.2023.108514.
91. Baufumé S., Grüger F., Grube T., Krieg D., Linssen J., Weber M., Hake J.-F., Stolten D. GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2013. — Vol. 38, № 10. — P. 3813–3829. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.148.
92. Bazhenov S., Dobrovolsky Y., Maximov A., Zhdaneev O.V. Key challenges for the development of the hydrogen industry in the Russian Federation // *Sustainable*

Energy Technologies and Assessments. — 2022. — Vol. 54. — Art. 102867. — DOI: 10.1016/j.seta.2022.102867.

93. Beltrán-Esteve M., Picazo-Tadeo A.J. Assessing environmental performance in the European Union: Eco-innovation versus catching-up // Energy Policy. — 2017. — Vol. 104. — P. 240–252. — DOI: 10.1016/j.enpol.2017.01.054.

94. Benalcazar P., Komorowska A. Prospects of green hydrogen in Poland: A techno-economic analysis using a Monte Carlo approach // International Journal of Hydrogen Energy. — 2022. — Vol. 47. — P. 5779–5796. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.12.001.

95. Bento N. Investing in the hydrogen delivery infrastructure: Methodology for a public policy // Energy Studies Review. — 2010. — Vol. 17, № 2. — DOI: 10.15173/esr.v17i2.522.[1]

96. Berezin A., Gomonov K., Rossetti N. Energy efficiency: Public private partnerships for sustainable economic development // Новые тренды, стратегии и структурные изменения в экономике стран с развивающимися рынками : сб. расширенных аннотаций докладов VII Международной научной конференции / под ред. В.М. Матюшка, И.В. Лазанюк. — 2018. — С. 32–34.

97. Berglund C., Söderholm P. Modeling technical change in energy system analysis: Analyzing the introduction of learning-by-doing in bottom-up energy models // Energy Policy. — 2006. — Vol. 34. — P. 1344–1356.

98. Beurskens L.W., Hekkenberg M., Vethman P. Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States. Petten: ECN; EEA, 2011.

99. Bevan G. Renewable energy and climate change // Significance. — 2012. — Vol. 9, № 6. — P. 8–12.

100. Bhandari R., Trudewind C.A., Zapp P. Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – A review // Journal of Cleaner Production. — 2014. — Vol. 85. — P. 151–163. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.

101. Bian Y., He P., Xu H. Estimation of potential energy saving and carbon dioxide emission reduction in China based on an extended non-radial DEA approach //

Energy Policy. — 2013. — Vol. 63. — P. 962–971. — DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.052.

102. Bian Y., Yang F. Resource and environment efficiency analysis of provinces in China: A DEA approach based on Shannon's entropy // Energy Policy. — 2010. — Vol. 38, № 4. — P. 1909–1917. — DOI: 10.1016/j.enpol.2009.11.072.

103. Blumstein C., Krieg B., Schipper L., York C. Overcoming social and institutional barriers to energy conservation // Energy. 1980. Vol. 5, no. 4. P. 355–371. DOI: 10.1016/0360-5442(80)90036-5.

104. Bobrova V.V., Borisyuk N.K., Kirkhmeer L.V. Hydrogen economy – opportunities and prospects // Vestnik Samarskogo Universiteta. Ekonomika i Upravlenie. — 2022. — Vol. 13, № 1. — P. 7–16. — DOI: 10.18287/2542-0461-2022-13-1-7-16.

105. Bogoviz A.V., Tolmachev A.V., Sozinova A.A., Gyziazov A.T. The leading experience of ESG management of business in support of decarbonisation and development of the green economy in the Eurasian Economic Union (EAEU) // В КН.: Decarbonisation and Green Economy in the EAEU. — 2023. — DOI: 10.1007/978-3-031-46525-3_16.

106. Böhm H., Goers S., Zauner A. Estimating future costs of power-to-gas – A component-based approach for technological learning // International Journal of Hydrogen Energy. — 2019. — Vol. 44, № 56. — P. 30789–30805.

107. Bolobov V.I., Latipov I.U., Popov G.G., Buslaev G.V., Martynenko Y.V. Estimation of the influence of compressed hydrogen on the mechanical properties of pipeline steels // Energies. — 2021. — Vol. 14. — Art. 6085. — DOI: 10.3390/en14196085.

108. Boretti A. There are hydrogen production pathways with better than green hydrogen economic and environmental costs // International Journal of Hydrogen Energy. — 2021. — Vol. 46, № 46. — P. 23988–23995. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.183.

109. Boretti A. There Are Hydrogen Production Pathways with Better than Green Hydrogen Economic and Environmental Costs // International Journal of Hydrogen

Energy. — 2021. — Vol. 46. — P. 23988–23995. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.182.

110. Brown M. Market failures and barriers as a basis for clean energy policies // Energy Policy. 2001. Vol. 29, no. 14. P. 1197–1207. DOI: 10.1016/S0301-4215(01)00067-2.

111. Brown M.A., Chandler J., Lapsa M.V., Sovacool B.K. Carbon Lock-In: Barriers to Deploying Climate Change Mitigation Technologies [Электронный ресурс]. Oak Ridge, TN; Atlanta, GA: Oak Ridge National Laboratory; Georgia Institute of Technology, 2008. (Report No. ORNL/TM-2007/124). URL: <https://www.osti.gov/biblio/1424507> (дата обращения: 10.07.2023).

112. Brummer V. Community energy – benefits and barriers: a comparative literature review of community energy in the UK, Germany and the USA, the benefits it provides for society and the barriers it faces // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 94. P. 187–196.

113. Brynolf S., Taljegard M., Grahn M., Hansson J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2018. — Vol. 81. — P. 1887–1905. — DOI: 10.1016/j.rser.2017.05.288.

114. Bünger U., Michalski J., Crotogino F., Kruck O. Large-Scale Underground Storage of Hydrogen for the Grid Integration of Renewable Energy and Other Applications // Compendium of Hydrogen Energy. — Sawston (UK) : Woodhead Publishing, 2016.

115. Buschmann P., Oels A. The overlooked role of discourse in breaking carbon lock-in: the case of the German energy transition // WIREs Climate Change. 2019. Vol. 10, № 3. e574.

116. Cadoret I., Padovano F. The political drivers of renewable energies policies // Energy Economics. 2016. Vol. 56. P. 261–269.

117. Caponi R., Ferrario A.M., Del Zotto L., Bocci E. Hydrogen refueling stations and fuel cell buses: Four year operational analysis under real-world conditions // International Journal of Hydrogen Energy. — 2023. — Vol. 48, № 54. — P. 20957–20970. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.10.093.

118. Castaneda M., Zapata S., Cherni J., Aristizabal A.J., Dynner I. The long-term effects of cautious feed-in tariff reductions on photovoltaic generation in the UK residential sector // *Renewable Energy*. 2020. Vol. 155. P. 1432–1443.
119. Cecere G., Corrocher N., Gossart C., Ozman M. Lock-in and path dependence: an evolutionary approach to eco-innovations // *Journal of Evolutionary Economics*. – 2014. – Vol. 24, № 5. – P. 1037–1065.
120. Ceran B. Multi-criteria comparative analysis of clean hydrogen production scenarios // *Energies*. — 2020. — Vol. 13. — Art. 4180. — DOI: 10.3390/en13164180.
121. Cerniauskas S., Grube T., Praktiknjo A., Stolten D., Robinius M. Future hydrogen markets for transportation and industry: The impact of CO2 taxes // *Energies*. — 2019. — Vol. 12, № 24. — Art. 4707. — DOI: 10.3390/en12244708.
122. Cetinkaya E., Dincer I., Naterer G.F. Life cycle assessment of various hydrogen production methods // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37, № 3. — P. 2071–2080. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.064.
123. Chandran S.P., Purayil P.K. Fossil fuels to hydrogen: Paradigm shift in capital project management? A transitional gas & oil eyeglass review // Day 4, SPE Conference, 03.11.2022. — DOI: 10.2118/210917-MS.
124. Chapman A., Itaoka K., Farabi-Asl H., Fujii Y., Nakahara M. Societal penetration of hydrogen into the future energy system: Impacts of policy, technology and carbon targets // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45, № 7. — P. 3883–3898. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.112.
125. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision making units // *European Journal of Operational Research*. — 1978. — Vol. 2, № 6. — P. 429–444. — DOI: 10.1016/0377-2217(78)90138-8.
126. Chechel O.M., Bashuk A., Tsykhovska E., Vorotin V.Ye., Mukovoz V., Prodanyk V. Reform of state regulation of production and transportation of hydrogen on the territory of European states in the context of EU positive practice // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. — 2022. — DOI: 10.15587/1729-4061.2022.260329.

127. Chen S., Liu J., Zhang Q., Teng F., McLellan B.C. A critical review on deployment planning and risk analysis of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) toward carbon neutrality // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2022. — Vol. 167. — Art. 112537.
128. Chen Y., Cook W.D., Kao C., Zhu J. Network DEA pitfalls: Divisional efficiency and frontier projection under general network structures // *European Journal of Operational Research*. — 2013. — Vol. 226, № 3. — P. 507–515. — DOI: 10.1016/j.ejor.2012.11.022.
129. Cherryman S.J., King S., Hawkes F.R., Dinsdale R., Hawkes D.L. An exploratory study of public opinions on the use of hydrogen energy in Wales // *Public Understanding of Science*. — 2008. — Vol. 17. — P. 397–410.
130. Clark W.W., Rifkin J. A Green Hydrogen Economy // *Energy Policy*. — 2006. — Vol. 34. — P. 2630–2639. — DOI: 10.1016/j.enpol.2005.06.024.
131. Climate Bonds Initiative. Global State of Climate Aligned and Green Bonds 2023. — 2023.
132. Collera A.A., Agaton C.B. Opportunities for production and utilization of green hydrogen in the Philippines // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2021. — Vol. 11, № 5. — P. 37–41. — DOI: 10.32479/ijeep.11383.
133. Collodi G., Azzaro G., Ferrari N., Santos S. Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel // *Energy Procedia*. — 2017. — Vol. 114. — P. 2690–2712. — DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1533.
134. Correa G., Volpe F., Marocco P., Muñoz P., Falagüerra T., Santarelli M. Evaluation of Levelized Cost of Hydrogen Produced by Wind Electrolysis: Argentine and Italian Production Scenarios // *Journal of Energy Storage*. — 2022. — Vol. 52. — Art. 105014. — DOI: 10.1016/j.est.2022.105014.
135. Couture T.D., Cory K., Kreycik C., Williams E. Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2010.

136. Cremonese L., Mbungu G.K., Quitzow R. The sustainability of green hydrogen: An uncertain proposition // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.350.
137. Cristello J.B., Yang J.M., Hugo R., Lee Y., Park S.S. Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Vol. 48, № 46. — P. 17605–17629. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.01.156.
138. Curtin J., McInerney C., Ó Gallachóir B., Hickey C., Deane P., Deeney P. Quantifying stranding risk for fossil fuel assets and implications for renewable energy investment: a review of the literature // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 116. Art. 109402. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109402.
139. d'Amore-Domenech R., Santiago Ó., Leo T.J. Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2020. — Vol. 133. — Art. 110166. — DOI: 10.1016/j.rser.2020.110166.
140. Dagdougui H. Models, methods and approaches for the planning and design of the future hydrogen supply chain // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37, № 6. — P. 5318–5327. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.08.042.
141. Davtyan V., Khachikyan S. Decarbonization policy in the Eurasian Economic Union: Meeting the challenge of global climate change (comparative analysis) // *YSU Journal of International Affairs*. — 2024. — Vol. 15, № 3(45). — P. 35–49. — DOI: 10.46991/BYSU.D/2024.15.3.035.
142. Dayhim M., Jafari M.A., Mazurek M. Planning sustainable hydrogen supply chain infrastructure with uncertain demand // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2014. — Vol. 39, № 13. — P. 6789–6801. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.02.133.
143. De Laurentis C. Renewable energy innovation and governance in Wales: a regional innovation system approach // *European Planning Studies*. 2012. Vol. 20, № 12. P. 1975–1996.
144. De-León Almaraz S., Azzaro-Pantel C., Montastruc L., Domenech S. Hydrogen supply chain optimization for deployment scenarios in the Midi-Pyrénées

region, France // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2014. — Vol. 39, № 23. — P. 11831–11845. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.05.165.

145. De-León Almaraz S., Azzaro-Pantel C., Montastruc L., Pibouleau L., Senties O.B. Assessment of mono and multi-objective optimization to design a hydrogen supply chain // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2013. — Vol. 38, № 33. — P. 14121–14145. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.07.060.

146. De-León Almaraz S., Rácz V., Azzaro-Pantel C., Szántó Z.O. Multiobjective and social cost-benefit optimisation for a sustainable hydrogen supply chain: Application to Hungary // *Applied Energy*. — 2022. — Vol. 325. — Art. 119882. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119883.

147. Detz R.J., Reek J.N.H., van der Zwaan B.C.C. The future of solar fuels: When could they become competitive? // *Energy & Environmental Science*. — 2018. — Vol. 11, № 7. — P. 1653–1669. — DOI: 10.1039/C8EE00111A.

148. Dincer I. Green methods for hydrogen production // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37, № 2. — P. 1954–1971. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.03.174.

149. Dincer I. Green Methods for Hydrogen Production // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37. — P. 1954–1971. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.03.173.

150. Dogru T., Bulut U., Kocak E., Isik C., Suess C., Sirakaya-Turk E. The nexus between tourism, economic growth, renewable energy consumption, and carbon dioxide emissions: contemporary evidence from OECD countries // *Environmental Science and Pollution Research*. 2020. Vol. 27, № 32. P. 40930–40948.

151. Dolfsma W., Leydesdorff L. Lock-in and break-out from technological trajectories: modeling and policy implications // *Technological Forecasting and Social Change*. — 2009. — Vol. 76, № 7. — P. 932–941.

152. Dolmatov I., Anoshin A.A., Anoshina S.K., Moskvitin O.A. Implementing investment projects aimed at the development of hydrogen energy in Russia // *Российское конкурентное право и экономика*. — 2022. — DOI: 10.47361/2542-0259-2022-4-32-80-85.

153. Dong Z.Y., Yang J., Yu L., Daiyan R., Amal R. A Green Hydrogen Credit Framework for International Green Hydrogen Trading towards a Carbon Neutral Future // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47. — P. 728–734. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.084.
154. Drewitt A.L., Langston R.H.W. Assessing the impacts of wind farms on birds // *Ibis*. 2006. Vol. 148, suppl. 1. P. 29–42.
155. Dudin M.N., Frolova E.E., Protopopova O.V., Mamedov O., Odintsov S.V. Study of innovative technologies in the energy industry: nontraditional and renewable energy sources // *Entrepreneurship and Sustainability Issues*. 2019. Vol. 6, № 4. P. 1704–1718
156. Duke R.D. Clean energy technology buydowns: Economic theory, analytic tools, and the photovoltaics case : PhD thesis. — Princeton University, 2002.
157. Eid C., Bollinger L.A., Koirala B., Scholten D., Facchinetti E., Lilliestam J. et al. Market integration of local energy systems: is local energy management compatible with European regulation for retail competition? // *Energy*. 2016. Vol. 114. P. 913–922.
158. Ek K., Söderholm P. Technology learning in the presence of public R&D: The case of European wind power // *Ecological Economics*. — 2011. — Vol. 69. — P. 2356–2362.
159. Elberry A.M., Thakur J., Santasalo-Aarnio A., Larimi M. Large-Scale Compressed Hydrogen Storage as Part of Renewable Electricity Storage Systems // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46. — P. 15671–15690. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080.
160. Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: current status, future prospects and their enabling technology // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – Vol. 39. – P. 748–764.
161. Ellickson R.C. Legal sources of residential lock-ins: why French households move half as often as US households // *University of Illinois Law Review*. – 2012. – P. 373–416.
162. European Parliamentary Research Service. Decarbonisation potential of the steel industry: analytical briefing EPRS_BRI(2020)641552_EN.

163. Eyre N. Barriers to energy efficiency: more than just market failure // *Energy & Environment*. 1997. Vol. 8, no. 1. P. 25–43. DOI: 10.1177/0958305X9700800103.
164. Fan J.-L., Yu P., Li K., Xu M., Zhang X. A Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) Comparison of Coal-to-Hydrogen with CCS and Water Electrolysis Powered by Renewable Energy in China // *Energy*. — 2022. — Vol. 242. — Art. 123003. — DOI: 10.1016/j.energy.2021.123003.
165. Farrell M.J., Fieldhouse M. Estimating efficient production functions under increasing returns to scale // *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*. — 1962. — Vol. 125, № 2. — P. 252. — DOI: 10.2307/2982329.
166. Fatueva E.A., Shpilkina T., Shishova I.A., Filimonova N.N. Development of renewable energy and hydrogen energy in the Russian economy: Problems and prospects // *Ученые записки Российской академии предпринимательства*. — 2023.
167. Faye O., Szpunar J., Eduok U. A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47, № 29. — P. 13771–13802. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.02.113.
168. Fell H. The shift from feed-in-tariffs is hindering the transformation of the global energy supply to renewable energies // *Energy Watch Group Policy Paper*. 2019. № 1. P. 1–24.
169. Ferioli F., Schoots K., van der Zwaan B.C.C. Use and limitations of learning curves for energy technology policy: A component-learning hypothesis // *Energy Policy*. — 2009. — Vol. 37, № 7. — P. 2525–2535. — DOI: 10.1016/j.enpol.2008.10.043.
170. Flyvbjerg B., Bruzelius N., Rothengatter W. *Megaprojects and Risk: An Anatomy of Ambition*. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.
171. Fortier M.-O.P., Teron L., Reames T.G., Munardy D.T., Sullivan B.M. Introduction to evaluating energy justice across the life cycle: A social life cycle assessment approach // *Applied Energy*. — 2019. — Vol. 236. — P. 211–219. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.11.023.
172. Fouquet R. *Heat, Power and Light: Revolutions in Energy Services*. — Cheltenham : Edward Elgar Publishing, 2008. — 496 p.

173. Fuerst F., Warren-Myers G. Does voluntary disclosure create a green lemon problem? Energy-efficiency ratings and house prices // *Energy Economics*. 2018. Vol. 74. P. 1–12. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.04.041.

174. Furtado A.T., Perrot R. Innovation dynamics of the wind energy industry in South Africa and Brazil: technological and institutional lock-ins // *Innovation and Development*. – 2015. – Vol. 5, № 2. – P. 263–278.

175. Galitskaya E., Zhdaneev O. Development of electrolysis technologies for hydrogen production: A case study of green steel manufacturing in the Russian Federation // *Environmental Technology & Innovation*. — 2022. — Vol. 27. — Art. 102517. — DOI: 10.1016/j.eti.2022.102517.

176. Gallardo F.I., Monforti Ferrario A., Lamagna M., Bocci E., Garcia D.A., Baeza-Jeria T.E. A techno-economic analysis of solar hydrogen production by electrolysis in the North of Chile and the case of exportation from Atacama Desert to Japan // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46. — P. 13709–13728. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.050.

177. Garibovich Sh.M. Regulation of financing issues “green” projects in the EAEU countries // *Государственное и муниципальное управление*. — 2023. — DOI: 10.22394/2079-1690-2023-1-3-139-146.

178. Gaspar R., Antunes D., Faria A., Meiszner A. Sufficiency before efficiency: consumers’ profiling and barriers/facilitators of energy efficient behaviours // *Journal of Cleaner Production*. 2017. Vol. 165. P. 134–142. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.07.075.

179. Gatto A., Sadik-Zada E.R., Lohoff T., Aldieri L., Vinci C.P., Peitz K.A. An exemplary subsidization path for the green hydrogen economy uptake: Rollout policies in the United States and the European Union // *Journal of Cleaner Production*. — 2024. — Art. 140757. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.140757.

180. Geels F.W. From sectoral systems of innovation to socio-technical systems: insights about dynamics and change from sociology and institutional theory // *Research Policy*. – 2004. – Vol. 33, № 6. – P. 897–920.

181. Gerloff N. Comparative life-cycle-assessment analysis of three major water electrolysis technologies while applying various energy scenarios for a greener hydrogen

production // *Journal of Energy Storage*. — 2021. — Vol. 43. — Art. 102759. — DOI: 10.1016/j.est.2021.102760.

182. Gillingham K., Palmer K. Bridging the energy efficiency gap: policy insights from economic theory and empirical evidence // *Review of Environmental Economics and Policy*. 2014. Vol. 8, no. 1. P. 18–38.

183. Glenk G., Holler P., Reichelstein S. Advances in power-to-gas technologies: Cost and conversion efficiency // *Energy & Environmental Science*. — 2023. — Vol. 16, № 12. — P. 6058–6070. — DOI: 10.1039/D3EE01208E.

184. Glenk G., Reichelstein S. Economics of Converting Renewable Power to Hydrogen // *Nature Energy*. — 2019. — Vol. 4. — P. 216–222. — DOI: 10.1038/s41560-019-0326-1.

185. *Global Energy Assessment — Toward a Sustainable Future*. — Cambridge : Cambridge University Press ; IIASA, 2012. — 1865 p.

186. Gojić M., Tanasić N., Arandjelović I., Milivojević A. Influence of ventilation system effectiveness on the safety of hydrogen storage and transportation // *Procedia Structural Integrity*. — 2023. — Vol. 48. — P. 334–341. — DOI: 10.1016/j.prostr.2023.07.124.

187. Goldman Sachs Global Investment Research. Hydrogen and the net-zero economy: outlook 2024. — 2024.

188. Golove W.H., Eto J.H. *Market Barriers to Energy Efficiency: A Critical Reappraisal of the Rationale for Public Policies to Promote Energy Efficiency*. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 1996. (LBNL-38059).

189. Gomonov K. Data envelopment analysis of the circular economy in the European Union // II International Scientific and Practical Conference on Sustainable Development of Regional Infrastructure (ISSDRI 2022). — М. : ООО «Институт цифровой экономики и права», 2022. — P. 450–455. — ISBN 978-5-6050374-4-6.

190. Gomonov K. Eco-innovations for a circular economy: The EU countries rankings // *SHS Web of Conferences*. — 2021. — Vol. 114. — Art. 01012. — DOI: 10.1051/shsconf/202111401012.

191. Gomonov K., Balashova S., Matyushok V. The relationship of socio-economic development and the drivers of green economy // The 13th International Days of Statistics and Economics, Prague, Czech Republic, September 5–7, 2019 : Conference Proceedings. — 2019. — DOI: 10.18267/pr.2019.los.186.41.
192. Gomonov K., Matyushok V. The development of green hydrogen: Assessment of approaches // The 15th International Days of Statistics and Economics, September 9–11, 2021, Prague : Conference Proceedings. — 2021.
193. Gomonov K., Matyushok V., Balashova S., Berezin A. Introduction of smart grid in Russia: Feasibility study // The 11th International Days of Statistics and Economics, Prague, 2017 : Conference Proceedings. — Prague, 2017. — P. 428–438.
194. Gomonov K., Matyushok V., Kotlukov K. The role of lean production and the life cycle assessment in a circular economy // The 14th International Days of Statistics and Economics, Prague, Czech Republic, September 10–12, 2020 : Conference Proceedings. — 2020. — P. 328–338. — DOI: 10.18267/pr.2020.los.223.0.
195. Gomonov K., Permana C.T., Handoko C.T. The growing demand for hydrogen: Current trends, sectoral analysis, and future projections // Unconventional Resources. — 2025. — Art. 100176. — DOI: 10.1016/j.uncres.2025.100176.
196. Gomonov K., Ratner S., Lazanyuk I., Revinova S. Clustering of EU countries by the level of circular economy: An object-oriented approach // Sustainability. — 2021. — Vol. 13. — Art. 7158. — DOI: 10.3390/su13137158.
197. Gomonov K., Reshetnikova M., Ratner S. Economic analysis of recently announced green hydrogen projects in Russia: A multiple case study // Energies. — 2023. — Vol. 16, № 10. — Art. 4023. — DOI: 10.3390/en16104023.
198. Gomonov K.G. The implementation of smart grid in energy system: Efficiency and prospects // Les Cahiers du CEDIMES. — 2018. — Vol. 12, № 1. — P. 179–189.
199. Gordon J.A., Balta-Ozkan N., Nabavi S.A. Socio-Technical Barriers to Domestic Hydrogen Futures: Repurposing Pipelines, Policies, and Public Perceptions // Applied Energy. — 2023. — Vol. 336. — Art. 120850. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120850.

200. Grin J., Rotmans J., Schot J. Transitions to Sustainable Development: New Directions in the Study of Long Term Transformative Change. London: Routledge, 2010. 418 p.
201. Grubler A., Wilson C., Nemet G. Apples, oranges, and consistent comparisons of the temporal dynamics of energy transitions // *Energy Research & Social Science*. — 2016. — Vol. 22. — P. 18–25.
202. Guillén-Gosálbez G., Mele F.D., Grossmann I.E. A bi-criterion optimization approach for the design and planning of hydrogen supply chains for vehicle use // *AIChE Journal*. — 2009. — Vol. 56, № 3. — P. 650–667. — DOI: 10.1002/aic.12025.
203. Guinée J.B., Heijungs R., Huppes G., Zamagni A., Masoni P., Buonamici R., Ekvall T., Rydberg T. Life cycle assessment: Past, present, and future // *Environmental Science & Technology*. — 2011. — Vol. 45, № 1. — P. 90–96. — DOI: 10.1021/es101316v.
204. Guzzini A., Brunaccini G., Aloisio D., Pellegrini M., Saccani C., Sergi F. A new Geographic Information System (GIS) tool for hydrogen value chain planning optimization: Application to Italian highways // *Sustainability*. — 2023. — Vol. 15, № 3. — Art. 2080. — DOI: 10.3390/su15032081.
205. Han J.-H., Ryu J.-H., Lee I.-B. Multi-objective optimization design of hydrogen infrastructures simultaneously considering economic cost, safety and CO₂ emission // *Chemical Engineering Research and Design*. — 2013. — Vol. 91, № 8. — P. 1427–1439. — DOI: 10.1016/j.cherd.2013.04.027.
206. Hardman S., Tal G. Who are the early adopters of fuel cell vehicles? // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2018. — Vol. 43. — P. 17857–17866.
207. Harichandan S., Kar S.K., Rai P.K. A systematic and critical review of green hydrogen economy in India // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Vol. 48, № 81. — P. 31425–31442. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.316.
208. Hatch M.J. Organization Theory: Modern, Symbolic, and Postmodern Perspectives. 2nd ed. Oxford: Oxford University Press, 2006.
209. Hazrat M.A., Rasul M.G., Jahirul M.I., Chowdhury A.A., Hassan N.M.S. Techno-Economic Analysis of Recently Improved Hydrogen Production Pathway and

Infrastructure // Energy Reports. — 2022. — Vol. 8. — P. 836–844. — DOI: 10.1016/j.egyr.2022.12.148.

210. He Y., Xu Y., Pang Y., Tian H., Wu R. A regulatory policy to promote renewable energy consumption in China: review and future evolutionary path // Renewable Energy. 2016. Vol. 89. P. 695–705.

211. Hermesmann M., Müller T.E. Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally Friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems // Progress in Energy and Combustion Science. — 2022. — Vol. 90. — Art. 100996. — DOI: 10.1016/j.pecs.2022.100996.

212. Hetemi E., Jerbrant A., Mere J.O. Exploring the emergence of lock-in in large-scale projects: a process view // International Journal of Project Management. — 2020. — Vol. 38, № 1. — P. 47–63.

213. Hewett M. Achieving Energy Efficiency in a Restructured Electric Utility Industry. Minneapolis, MN, 1998.

214. Heylen E., Deconinck G., Van Hertem D. Review and classification of reliability indicators for power systems with a high share of renewable energy sources // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 97. P. 554–568.

215. Hilali I., Işıker Y., Ulker N. The hydrogen perspective for Türkiye, which is on the Asia-Europe energy transition route. Can Türkiye become hydrogen hub? // International Journal of Hydrogen Energy. — 2024. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.247.

216. Hosseini S.E., Wahid M.A. Hydrogen from solar energy, a clean energy carrier from a sustainable source of energy // International Journal of Energy Research. — 2020. — Vol. 44, № 6. — P. 4110–4131. — DOI: 10.1002/er.4930.

217. Huang Y.-S., Liu S.-J. Chinese green hydrogen production potential development: A provincial case study // IEEE Access. — 2020. — Vol. 8. — P. 171968–171976. — DOI: 10.1109/ACCESS.2020.3024540.

218. Hurwicz L. The Design of Mechanisms for Resource Allocation // The American Economic Review. — 1973. — Vol. 63, No. 2. — P. 1–30.

219. Hussain A., Arif S.M., Aslam M. Emerging renewable and sustainable energy technologies: state of the art // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 71. P. 12–28.
220. Hydrogen Council. Hydrogen Scaling Up: A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition. — Brussels : Hydrogen Council, 2024. — 89 p.
221. Hydrogen technologies: A critical review and feasibility study // Energies. — 2023. — Vol. 16, № 14. — Art. 5482. — DOI: 10.3390/en16145482.
222. Ibenholt K. Explaining learning curves for wind power // Energy Policy. — 2002. — Vol. 30. — P. 1181–1189.
223. Ibraeva A.R. Horizons of sustainability: The role of hydrogen in the world energy and prospects for its development in Kazakhstan // Kazakhstan Spektr. — 2024. — DOI: 10.52536/2415-8216.2024-2.07.
224. Ikevuje A.H., Anaba D.C., Iheanyichukwu U.T. Exploring sustainable finance mechanisms for green energy transition: A comprehensive review and analysis // International Journal of Applied Research in Social Sciences. — 2024. — Vol. 6, № 7. — DOI: 10.51594/ijarss.v6i7.1302.
225. Incer-Valverde J., Korayem A., Tsatsaronis G., Morosuk T. “Colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity // Energy Conversion and Management. — 2023. — Vol. 291. — Art. 117294. — DOI: 10.1016/j.enconman.2023.117294.
226. Ingersoll J.G. The renewable hydrogen–methane (rhyme) transportation fuel: A practical first step in the realization of the hydrogen economy // Hydrogen. — 2022. — Vol. 3, № 1. — P. 84–111. — DOI: 10.3390/hydrogen3010008.
227. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Barriers, Opportunities, and Market Potential of Technologies and Practices // Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC. Cambridge: Cambridge University Press, 2001. Ch. 5.
228. International Energy Agency. The Future of Hydrogen: Seizing Today’s Opportunities. — Paris : IEA, 2024. — 203 p.
229. IRENA. Hydrogen: A renewable energy perspective. — Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2019.

230. Iribarren D., Martín-Gamboa M., Manzano J., Dufour J. Assessing the social acceptance of hydrogen for transportation in Spain: An unintentional focus on target population for a potential hydrogen economy // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2016. — Vol. 41. — P. 5203–5208. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.01.139.
231. Ishaq H., Dincer I., Crawford C. A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47, № 62. — P. 26238–26264. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.150.
232. Itaoka K., Saito A., Sasaki K. Public perception on hydrogen infrastructure in Japan: Influence of rollout of commercial fuel cell vehicles // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2017. — Vol. 42. — P. 7290–7296. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.10.123.
233. Jaffe A., Stavins R. The energy-efficiency gap: what does it mean? // *Energy Policy*. 1994. Vol. 22, no. 10. P. 804–810. DOI: 10.1016/0301-4215(94)90138-4.
234. Jahangiri M., Shamsabadi A.A., Mostafaeipour A., Rezaei M., Yousefi Y., Pomares L.M. Using fuzzy MCDM technique to find the best location in Qatar for exploiting wind and solar energy to generate hydrogen and electricity // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45. — P. 13862–13875. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.03.101.
235. Jamasb T. Technical change theory and learning curves: Patterns of progress in electricity generation technologies // *Energy Journal*. — 2007. — Vol. 28. — P. 51–71.
236. James B.D., DeSantis D.A., Saur G. Final report: Hydrogen production pathways cost analysis (2013–2016). — 2016. — DOI: 10.2172/1346419.
237. Jang D., Kim J., Kim D., Han W.B., Kang S. Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation of green hydrogen production technology through various water electrolysis technologies // *Energy Conversion and Management*. — 2022. — Vol. 258. — Art. 115499. — DOI: 10.1016/j.enconman.2022.115499.
238. Jankowska B., Staliński A., Trąpczyński P. Public policy support and the competitiveness of the renewable energy sector – the case of Poland // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 149. Art. 111235.

239. Jodry A., Girard R., Nobrega P.A., Molinier R., Elalaouifaris M.-D. Industrial hydrogen hub planning and operation with multi-scale optimisation // *Journal of Cleaner Production*. — 2023. — Art. 138750. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.138750.
240. Jovan D.J., Dolanc G. Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions // *Energies*. — 2020. — Vol. 13. — Art. 6599. — DOI: 10.3390/en13246599.
241. Juarez Cornelio J.R., Sainati T., Locatelli G. What does it take to kill a megaproject? The reverse escalation of commitment // *International Journal of Project Management*. — 2021. — Vol. 39, № 7. — P. 774–787.
242. Junginger M., Faaij A., Turkenburg W.C. Global experience curves for wind farms // *Energy Policy*. — 2005. — Vol. 33. — P. 133–150.
243. Junginger M., van den Visser E., Hjort-Gregersen K., Koornneef J., Raven R., Faaij A. и др. Technological learning in bioenergy systems // *Energy Policy*. — 2006. — Vol. 34. — P. 4024–4041.
244. Kahn P. Human values, ethics, and design // *The Human-Computer Interaction Handbook*. — 2007. — P. 1241–1266. — DOI: 10.1201/9781410615862.ch64.
245. Kakoulaki G., Kougias I., Taylor N., Dolci F., Moya J., Jäger-Waldau A. Green Hydrogen in Europe—A Regional Assessment: Substituting Existing Production with Electrolysis Powered by Renewables // *Energy Conversion and Management*. — 2021. — Vol. 228. — Art. 113649. — DOI: 10.1016/j.enconman.2020.113649.
246. Kanz O., Bittkau K., Ding K., Rau U., Reinders A. Life cycle global warming impact of long-distance liquid hydrogen transport from Africa to Germany // *Hydrogen*. — 2023. — Vol. 4, № 4. — P. 760–775. — DOI: 10.3390/hydrogen4040048.
247. Kao C. Network data envelopment analysis: A review // *European Journal of Operational Research*. — 2014. — Vol. 239, № 1. — P. 1–16. — DOI: 10.1016/j.ejor.2014.02.040.
248. Karasevich V.A., Elistratov V.V., Lopatin A.S., Mingaleeva R.D., Ternikov O.V., Putilova I.V. Technological aspects of Russian hydrogen energy development //

International Journal of Hydrogen Energy. — 2024. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.12.303.

249. Karayel G.K., Javani N., Dincer I. Green hydrogen production potential for Turkey with solar energy // International Journal of Hydrogen Energy. — 2022. — Vol. 47, № 45. — P. 19354–19364. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.240.

250. Karimi M., Doostkouei S., Naysary B., Mousavi H. Estimating hydrogen demand function: A structural time series model.

251. Katebah M., Al-Rawashdeh M., Linke P. Analysis of hydrogen production costs in steam-methane reforming considering integration with electrolysis and CO₂ capture // Cleaner Engineering and Technology. — 2022. — Vol. 10. — Art. 100552. — DOI: 10.1016/j.clet.2022.100553.

252. Katz M.L., Shapiro C. Network externalities, competition, and compatibility // American Economic Review. — 1985. — Vol. 75, № 3. — P. 424–440.

253. Katzev R., Johnson T. Promoting Energy Conservation: An Analysis of Behavioural Approaches. Boulder, CO: Westview Press, 1987.

254. Kelman R., Gaspar L.S., Geyer F.S., Barroso L.A.N., Pereira M.V.F. Can Brazil become a green hydrogen powerhouse? // Journal of Power and Energy Engineering. — 2020. — Vol. 8, № 11. — P. 26–47. — DOI: 10.4236/jpee.2020.811003.

255. KEMCO. Renewable energy supply statistics 2012. — 2013.

256. Kenez M.C., Dincer I. Development and assessment of an offshore-based integrated hydrogen production and liquefaction system // Applied Thermal Engineering. — 2023. — Art. 121574. — DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2023.121574.

257. Khan M.A., Al-Shankiti I., Ziani A., Idriss H. Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability // Sustainable Energy & Fuels. — 2021. — Vol. 5, № 4. — P. 1085–1094. — DOI: 10.1039/D0SE01761B.

258. Khan M.H., Sitaraman T., Haque N., Leslie G., Saydam S., Daiyan R., Amal R., Kara S. Strategies for life cycle impact reduction of green hydrogen production – influence of electrolyser value chain design // International Journal of Hydrogen Energy. — 2024. — Vol. 62. — P. 769–782. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.081.

259. Khan U., Yamamoto T., Sato H. Understanding attitudes of hydrogen fuel-cell vehicle adopters in Japan // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46. — P. 30698–30717. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.195.
260. Kim D.W., Chang H.J. Experience curve analysis on South Korean nuclear technology and comparative analysis with South Korean renewable technologies // *Energy Policy*. — 2012. — Vol. 40. — P. 361–373.
261. Kim J., Moon I. Strategic design of hydrogen infrastructure considering cost and safety using multiobjective optimization // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2008. — Vol. 33, № 21. — P. 5887–5896. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.07.028.
262. Klaassen G., Miketa A., Larsen K., Sundqvist T. The impact of R&D on innovation for wind energy in Denmark, Germany and the United Kingdom // *Ecological Economics*. — 2005. — Vol. 54. — P. 227–240.
263. Klitkou A., Bolwig S., Hansen T., Wessberg N. The role of lock-in mechanisms in transition processes: the case of energy for road transport // *Environmental Innovation and Societal Transitions*. — 2015. — Vol. 16. — P. 22–37.
264. Knauf J., Göllinger T. Path dependencies in the energy system // 2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation (ICE/ITMC). — 2018. — P. 1–9.
265. Ko W., Al-Ammar E., Almahmeed M. Development of feed-in tariff for PV in the Kingdom of Saudi Arabia // *Energies*. 2019. Vol. 12, № 15. 2898.
266. Kobos P.H., Erickson J.D., Drennen T.E. Technological learning and renewable energy costs: Implications for US renewable energy policy // *Energy Policy*. — 2006. — Vol. 34. — P. 1645–1658.
267. Koneczna R., Cader J. Towards effective monitoring of hydrogen economy development: A European perspective // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2024. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.02.036.
268. Kopteva A., Kalimullin L., Tsvetkov P., Soares A. Prospects and obstacles for green hydrogen production in Russia // *Energies*. — 2021. — Vol. 14. — Art. 718. — DOI: 10.3390/en14030718.

269. Koronakos G. A taxonomy and review of the network data envelopment analysis literature // *Learning and Analytics in Intelligent Systems*. — 2019. — P. 255–311. — DOI: 10.1007/978-3-030-15628-2_10.

270. Kouvaritakis N., Soria A., Isoard S. Modelling energy technology dynamics: Methodology for adaptive expectations models with learning by doing and learning by searching // *International Journal of Global Energy Issues*. — 2000. — Vol. 14. — P. 104–115.

271. Krieg B. Bibliography on Institutional Barriers to Energy Conservation. Berkeley, CA: Lawrence Berkeley National Laboratory, 1978.

272. Krishnan S., Fairlie M., Andres P., De Groot T., Kramer G.J. Power to gas (H₂): Alkaline electrolysis // *Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System: Conceptual Issues, Empirical Findings, and Use in Energy Modeling*. — 2019. — P. 209–232. — DOI: 10.1016/B978-0-12-818762-3.00010-8.

273. Kumar Rajput S., Verma S., Gupta A., Ranjan Paul A., Jain A., Haque N. Environmental impact assessment of coal gasification in hydrogen production // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. — 2021. — Vol. 795, № 1. — Art. 012029. — DOI: 10.1088/1755-1315/795/1/012029.

274. Lahnaoui A., Wulf C., Dalmazzone D. Optimization of hydrogen cost and transport technology in France and Germany for various production and demand scenarios // *Energies*. — 2021. — Vol. 14, № 3. — Art. 744. — DOI: 10.3390/en14030745.

275. Lane B., Reed J., Shaffer B., Samuelsen S. Forecasting renewable hydrogen production technology shares under cost uncertainty // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46, № 54. — P. 27956–27970. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.012.

276. Lazanyuk I., Ratner S., Gomonov K., Revinova S., Modi S. The impact of the circular economy on the pro-ecological behaviour of consumers in Russia // *SHS Web of Conferences*. — 2021. — Vol. 110. — Art. 01029. — DOI: 10.1051/shsconf/202111001029.

277. Lazanyuk I., Ratner S., Revinova S., Gomonov K., Modi S. Diffusion of renewable microgeneration on the side of end-user: Multiple case study // *Energies*. — 2023. — Vol. 16, № 6. — Art. 2857. — DOI: 10.3390/en16062857.

278. Lee H. Effective hydrogen supply chain management framework considering nonlinear multi-stage process uncertainties // *Applied Energy*. — 2024. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123328.

279. Lee J., Jun S.P., Lee C. Does demand-side innovation policy drive lock-in? Global evidence from solar energy in 155 countries // *Energy Research & Social Science*. 2022. Vol. 89. Article 102539.

280. Lee J.M., Lee S.H., Baik J.H., Park K. Techno-economic analysis of hydrogen production electrically coupled to a hybrid desalination process // *Desalination*. — 2022. — Vol. 539. — Art. 115949. — DOI: 10.1016/j.desal.2022.115950.

281. Lei G., Song H., Rodriguez D. Power generation cost minimization of the grid-connected hybrid renewable energy system through optimal sizing using the modified seagull optimization technique // *Energy Reports*. — 2020. — Vol. 6. — P. 3365–3376. — DOI: 10.1016/j.egyr.2020.11.249.

282. Lema R., Nordensvärd J., Urban F., Lütkenhorst W. National Innovation Paths in Wind Power? Insights from Denmark and Germany. Bonn: GDI, 2014. (Working Paper).

283. Leydesdorff L., Van den Besselaar P. Competing technologies: lock-ins and lockouts // *AIP Conference Proceedings*. — 1998. — Vol. 437, № 1. — P. 309–323.

284. Li H., Cao X., Liu Y., Shao Y., Nan Z., Teng L. и др. Safety of hydrogen storage and transportation: An overview on mechanisms, techniques, and challenges // *Energy Reports*. — 2022. — Vol. 8. — P. 6258–6269. — DOI: 10.1016/j.egyr.2022.04.067.

285. Li M., Ming P., Jiao H., Huo R. Techno-economic, energy, and environmental impact assessment of hydrogen supply chain: A comparative study of large-scale production and long-distance transportation // *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. — 2024. — DOI: 10.1063/5.0223071.

286. Li Y. Hydrogen infrastructure decisions through a real option lens. 2018.

287. Li Y., Chen D.W., Liu M., Wang R.Z. Life Cycle Cost and Sensitivity Analysis of a Hydrogen System Using Low-Price Electricity in China // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2017. — Vol. 42. — P. 1899–1911. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.12.149.

288. Liebowitz S.J., Margolis S.E. Path dependence, lock-in, and history // *Journal of Law, Economics, and Organization*. – 1995. – Vol. 11, № 1. – P. 205–226.

289. Lima M.A., Mendes L.F.R., Mothé G.A., Linhares F.G., de Castro M.P.P., da Silva M.G. et al. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: reaching the goals of the Paris Agreement in Brazil // *Environment and Development*. 2020. Vol. 33. Art. 100504.

290. Lin B., Tan Z. How much impact will low oil price and carbon trading mechanism have on the value of carbon capture utilization and storage (CCUS) project? Analysis based on real option method // *Journal of Cleaner Production*. — 2021. — Vol. 298. — Art. 126768.

291. Lin B., Zhu J. The role of renewable energy technological innovation on climate change: empirical evidence from China // *Science of the Total Environment*. – 2019. – Vol. 659. – P. 1505–1512.

292. Linnik V.Yu., Baykova O.V., Falyakhova E.D. The state of the market of hydrogen raw materials in Russia and the world // *Управление*. — 2024. — DOI: 10.26425/2309-3633-2024-12-1-81-94.

293. Littlechild S. Competition, regulation and price controls in the GB retail energy market // *Utilities Policy*. 2018. Vol. 52. P. 59–69.

294. Longden T., Jotzo F., Prasad M., Andrews R. Green hydrogen production costs in Australia: Implications of renewable energy and electrolyzer costs // *CCEP Working Paper*. — 2020.

295. Löschel A. Technological change in economic models of environmental policy: A survey // *Ecological Economics*. — 2002. — Vol. 43. — P. 105–126.

296. Lucarelli C., Mazzoli C., Rancan M., Severini S. Classification of sustainable activities: EU taxonomy and scientific literature // *Sustainability*. — 2020. — Vol. 12, № 16. — Art. 6460. — DOI: 10.3390/su12166460.

297. Macedo S.F., Peyerl D. Prospects and Economic Feasibility Analysis of Wind and Solar Photovoltaic Hybrid Systems for Hydrogen Production and Storage: A Case Study of the Brazilian Electric Power Sector // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47. — P. 10460–10473. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.01.133.
298. Mair G.W., Thomas S., Schalaus B., Wang B. Safety criteria for the transport of hydrogen in permanently mounted composite pressure vessels // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46, № 23. — P. 12577–12593. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.268.
299. Mallon K. *Renewable Energy Policy and Politics: A Handbook for Decision-Making*. London: Earthscan, 2006. 289 p.
300. Manna J., Jha P., Sarkhel R., Banerjee C., Tripathi A.K., Nouni M.R. Opportunities for green hydrogen production in petroleum refining and ammonia synthesis industries in India // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46, № 77. — P. 38212–38231. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.09.064.
301. Mansilla C., Louyrette J., Albou S., Bourasseau C., Dautremont S. Economic Competitiveness of Off-Peak Hydrogen Production Today—A European Comparison // *Energy*. — 2013. — Vol. 55. — P. 996–1001. — DOI: 10.1016/j.energy.2013.03.022.
302. Manzotti A., Quattrocchi E., Curcio A., Kwok S.C.T., Santarelli M., Ciucci F. Membraneless electrolyzers for the production of low-cost, high-purity green hydrogen: A techno-economic analysis // *Energy Conversion and Management*. — 2022. — Vol. 254. — Art. 115156. — DOI: 10.1016/j.enconman.2021.115156.
303. Martinot E., Dienst C., Weiliang L., Qimin C. Renewable energy futures: targets, scenarios, and pathways // *Annual Review of Environment and Resources*. — 2007. — Vol. 32, № 1. — P. 205–239.
304. Maskin E., Myerson R. A Theory of Dynamic Oligopoly, I: Overview and Quantity Competition with Large Fixed Costs // *Econometrica*. — 1988. — Vol. 56, No. 3. — P. 549–569.

305. Mathiesen B.V., Lund H., Karlsson K. 100% renewable energy systems, climate mitigation and economic growth // *Applied Energy*. – 2011. – Vol. 88, № 2. – P. 488–501.

306. Matyushok V., Balashova S., Gomonov K. Electricity consumption for the Russian economy: Does smart grid matter? // *International Journal of Economic Policy in Emerging Economies*. — 2019. — Vol. 12, № 4. — P. 407–424. — DOI: 10.1504/IJEPEE.2019.104630.

307. Matyushok V., Gomonov K., Berezin A., Sergi B.S. Long-term development of electric power industry using smart grids // 4th International Multidisciplinary Scientific Conference on Social Sciences & Arts SGEM 2017, Albena, Bulgaria : Conference Proceedings. — 2017.

308. Mayer A., Castro-Diaz L., Lopez M.C., Leturcq G., Moran E.F. Is hydropower worth it? Exploring Amazonian resettlement, human development and environmental costs with the Belo Monte project in Brazil // *Energy Research & Social Science*. 2021. Vol. 78. Art. 102129.

309. Mazumder G.C., Ibrahim A.S.M., Rahman M.H., Huque S. Solar PV and wind powered green hydrogen production cost for selected locations // *International Journal of Renewable Energy Research*. — 2021. — Vol. 11, № 4. — DOI: 10.20508/ijrer.v11i4.12516.g8327.

310. Melitz M.J. When and how should infant industries be protected? // *Journal of International Economics*. 2005. Vol. 66, no. 1. P. 177–196.

311. Mendonça M. Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy. London; New York: Routledge, 2012. 200 p.

312. Meng X.L., Shaikh G.M. Evaluating environmental, social, and governance criteria and green finance investment strategies using fuzzy AHP and fuzzy WASPAS // *Sustainability*. — 2023. — Vol. 15, № 8. — Art. 6786. — DOI: 10.3390/su15086786.

313. Mentzer J.T., DeWitt W., Keebler J.S., Min S., Nix N.W., Smith C.D., Zacharia Z.G. Defining supply chain management // *Journal of Business Logistics*. — 2001. — Vol. 22, № 2. — P. 1–25. — DOI: 10.1002/j.2158-1592.2001.tb00001.x.

314. Miketa A., Schrattenholzer L. Experiments with a methodology to model the role of R&D expenditures in energy technology learning processes: First results // *Energy Policy*. — 2004. — Vol. 32. — P. 1679–1692.

315. Minasyan L., Blagin A.V., Kaneeva A., Leshcheva O., Popova I.E. Hydrogen energy in Russia: Development forecasts // *E3S Web of Conferences*. — 2024. — Vol. 583. — Art. 04008. — DOI: 10.1051/e3sconf/202458304008.

316. Minutillo M., Perna A., Forcina A., Di Micco S., Jannelli E. Analyzing the Levelized Cost of Hydrogen in Refueling Stations with On-Site Hydrogen Production via Water Electrolysis in the Italian Scenario // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46. — P. 13667–13677. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.110.

317. Mio A., Barbera E., Pavan A.M., Danielis R., Bertucco A., Fermeglia M. Analysis of the energetic, economic, and environmental performance of hydrogen utilization for port logistic activities // *Applied Energy*. — 2023. — Vol. 347. — Art. 121431. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121432.

318. Moradi R., Groth K.M. Hydrogen Storage and Delivery: Review of the State of the Art Technologies and Risk and Reliability Analysis // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2019. — Vol. 44. — P. 12254–12269. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.

319. Morgan G. *Images of Organization*. 2nd ed. London: Sage, 1997.

320. Mota B., Gomes M.I., Carvalho A., Barbosa-Povoa A.P. Towards supply chain sustainability: Economic, environmental and social design and planning // *Journal of Cleaner Production*. — 2015. — Vol. 105. — P. 14–27. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.07.053.

321. Multi-network coordinated hydrogen supply infrastructure planning for the integration of hydrogen vehicles and renewable energy // *IEEE Transactions on Industry Applications*. — 2022. — Vol. 58, № 2. — P. 2875–2886. — DOI: 10.1109/TIA.2021.3109558.

322. Murthy Konda N.V.S.N., Shah N., Brandon N.P. Optimal transition towards a large-scale hydrogen infrastructure for the transport sector: The case for the Netherlands

// International Journal of Hydrogen Energy. — 2011. — Vol. 36, № 8. — P. 4619–4635. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.01.105.

323. Myerson R.B. Optimal Auction Design // Mathematics of Operations Research. — 1981. — Vol. 6, No. 1. — P. 58–73.

324. Nefedova L., Degtyarev K.S., Kiseleva S.V., Berezkin M.Yu. Estimation of wind energy resources in regions of Russia for green hydrogen production and reduction of CO₂ emission // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. — 2022. — Vol. 988. — Art. 032023. — DOI: 10.1088/1755-1315/988/3/032023.

325. Negro S.O., Alkemade F., Hekkert M.P. Why does renewable energy diffuse so slowly? A review of innovation system problems // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. Vol. 16, № 6. P. 3836–3846.

326. Neij L. Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments // Energy Policy. — 2008. — Vol. 36. — P. 2200–2211.

327. Neij L. Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology // Energy Policy. — 1997. — Vol. 25. — P. 1099–1107.

328. Nemet G.F. Beyond the learning curve: Factors influencing cost reductions in photovoltaics // Energy Policy. — 2006. — Vol. 34. — P. 3218–3232.

329. Nichols A. Demand-side management: overcoming market barriers or obscuring real costs? // Energy Policy. 1994. Vol. 22, no. 10. P. 840–847. DOI: 10.1016/0301-4215(94)90143-0.

330. Noh H., Kang K., Seo Y. Environmental and energy efficiency assessments of offshore hydrogen supply chains utilizing compressed gaseous hydrogen, liquefied hydrogen, liquid organic hydrogen carriers and ammonia // International Journal of Hydrogen Energy. — 2023. — Vol. 48, № 20. — P. 7515–7532. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.085.

331. Nordensvard J., Urban F. The stuttering energy transition in Germany: wind energy policy and feed-in tariff lock-in // Energy Policy. 2015. Vol. 82. P. 156–165.

332. Nordhaus W. The climate club // *Foreign Affairs*. – 2020. – Vol. 99, № 3. – P. 10–17.
333. Noussan M., Raimondi P.P., Scita R., Hafner M. The role of green and blue hydrogen in the energy transition — A technological and geopolitical perspective // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13, № 1. — Art. 298. — DOI: 10.3390/su13010298.
334. Ochoa Robles J., De-León Almaraz S., Azzaro-Pantel C. Hydrogen supply chain design: Key technological components and sustainable assessment // *Hydrogen Supply Chains*. — 2018. — P. 37–79. — DOI: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00002-7.
335. Ohaeri E., Eduok U., Szpunar J. Hydrogen Related Degradation in Pipeline Steel: A Review // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2018. — Vol. 43. — P. 14584–14617. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.064.
336. Okonkwo E.C., Al-Breiki M., Bicer Y., Al-Ansari T. Sustainable hydrogen roadmap: A holistic review and decision-making methodology for production, utilisation and exportation using Qatar as a case study // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2021. — Vol. 46, № 72. — P. 35525–35549. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.08.111.
337. Okonkwo P.C., Barhoumi E.M., Mansir I.B., Emori W., Uzoma P.C. Techno-Economic Analysis and Optimization of Solar and Wind Energy Systems for Hydrogen Production: A Case Study // *Energy Sources. Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. — 2022. — Vol. 44. — P. 9119–9134. — DOI: 10.1080/15567036.2022.2129875.
338. Opakhai S., Kuterbekov K.A., Zhumadilova Z. Hydrogen energy in Kazakhstan: Prospects for development and potential // *Polityka Energetyczna*. — 2024. — DOI: 10.33223/epj/188475.
339. Ozturk M., Dincer I. Life cycle assessment of hydrogen-based electricity generation in place of conventional fuels for residential buildings // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45, № 50. — P. 26536–26544. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.151.
340. Panwar N.L., Kaushik S.C., Kothari S. Role of renewable energy sources in environmental protection: a review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2011. — Vol. 15, № 3. — P. 1513–1524.

341. Papageorgiou L.G. Supply chain optimisation for the process industries: Advances and opportunities // *Computers & Chemical Engineering*. — 2009. — Vol. 33, № 12. — P. 1931–1938. — DOI: 10.1016/j.compchemeng.2009.06.015.

342. Papineau M. An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies // *Energy Policy*. — 2006. — Vol. 34. — P. 422–432.

343. Paris Agreement. — UN Framework Convention on Climate Change, 2015.

344. Park C., Koo M., Woo J., Hong B.I., Shin J. Economic valuation of green hydrogen charging compared to gray hydrogen charging: The case of South Korea // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47. — P. 14393–14403. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.02.214.

345. Park S.J., Lee D.J., Kim K.T. Forecasting the grid parity of solar photovoltaic energy using two factor learning curve model // *IE Interfaces*. — 2012. — Vol. 25. — P. 441–449.

346. Patonia A., Poudineh R. Cost-competitive green hydrogen: How to lower the cost of electrolyzers? — Oxford : The Oxford Institute for Energy Studies, 2022.

347. Penchan P. Assessment of hydrogen adoption readiness in energy sector using indicator-based analysis. — 2024. — DOI: 10.58837/chula.is.2022.295.

348. Pepe J.M. The emerging geopolitics of hydrogen value and supply chains: A focus on EU's future relations with the Eurasian supercontinent // *Journal of International Politics*. — 2023. — DOI: 10.18031/jip.2023.12.28.2.109.

349. Permana C.T., Handoko C.T., Gomonov K. Hydrogen's potential and policy pathways for Indonesia's energy transition: The actor-network analysis // *Unconventional Resources*. — 2025. — Art. 100175. — DOI: 10.1016/j.uncres.2025.100175.

350. Poortinga W., Steg L., Vlek C. Values, environmental concern, and environmental behavior // *Environment and Behavior*. 2004. Vol. 36, no. 1. P. 70–93. DOI: 10.1177/0013916503251466.

351. Potashnikov V., Golub A., Brody M., Lugovoy O. Decarbonizing Russia: Leapfrogging from fossil fuel to hydrogen // *Energies*. — 2022. — Vol. 15, № 3. — Art. 683. — DOI: 10.3390/en15030683.

352. Prasad Painuly J. Financing energy efficiency: lessons from experiences in India and China // *International Journal of Energy Sector Management*. 2009. Vol. 3, no. 3. P. 293–307. DOI: 10.1108/17506220910986815.
353. Proost J. Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45, № 35. — P. 17295–17308. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.04.259.
354. Pruvost F., Cloete S., Cloete J.H., Dhoke C., Zaabout A. Techno-Economic Assessment of Natural Gas Pyrolysis in Molten Salts // *Energy Conversion and Management*. — 2022. — Vol. 253. — Art. 115187. — DOI: 10.1016/j.enconman.2021.115187.
355. Qiu J., Jia Y., Zhou J., Zhu Y., Xia R. Comprehensive assessment system for integrated electricity-hydrogen energy systems considering hydrogen storage and transportation // *Proc. IC PST 2024*. — DOI: 10.1109/ICPST61417.2024.10602394.
356. Qiu X., Li H. Energy regulation and legislation in China // *Environmental Reporter News Analysis*. 2012. Vol. 42. P. 10678–10690.
357. Qolipour M., Mostafaeipour A., Tousi O.M. Techno-economic feasibility of a photovoltaic-wind power plant construction for electric and hydrogen production: A case study // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2017. — Vol. 78. — P. 113–123. — DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.088.
358. Quitzow R., Zabanova Y. The geopolitics of hydrogen in Europe: The interplay between EU and member state policies // В кн.: *The Geopolitics of Hydrogen*. — 2024. — DOI: 10.1007/978-3-031-59515-8_12.
359. Rabiee A., Keane A., Soroudi A. Technical Barriers for Harnessing the Green Hydrogen: A Power System Perspective // *Renewable Energy*. — 2021. — Vol. 163. — P. 1580–1587. — DOI: 10.1016/j.renene.2020.10.051.
360. Radoushinsky D., Gogolinskiy K., Dellal Y., Sytko I., Joshi A. Actual quality changes in natural resource and gas grid use in prospective hydrogen technology roll-out in the world and Russia // *Sustainability*. — 2023. — Vol. 15, № 20. — Art. 15059. — DOI: 10.3390/su152015059.

361. Rahman M.N., Wahid M.A. Renewable-based zero-carbon fuels for the use of power generation: A case study in Malaysia supported by updated developments worldwide // *Energy Reports*. — 2021. — Vol. 7. — P. 4081–4099. — DOI: 10.1016/j.egyr.2021.04.005.
362. Ratner S., Balashova S., Revinova S. Assessing the sustainability of hydrogen supply chains using network data envelopment analysis // *Procedia Computer Science*. — 2024. — Vol. 232. — P. 1626–1635. — DOI: 10.1016/j.procs.2024.01.160.
363. Ratner S., Berezin A., Gomonov K., Serletis A., Sergi B.S. What is stopping energy efficiency in Russia? Exploring the confluence of knowledge, negligence, and other social barriers in the Krasnodar region // *Energy Research & Social Science*. — 2022. — Vol. 85. — Art. 102412. — DOI: 10.1016/j.erss.2021.102412.
364. Ratner S., Chepurko Yu., Nguen Hoang Hien. Prospects of transition of air transportation to clean fuels: Economic and environmental management aspects // *International Energy Journal*. — 2019. — Vol. 19, № 3. — P. 125–139.
365. Ratner S., Gomonov K., Lazanyuk I., Revinova S. Barriers and drivers for circular economy 2.0 on the firm level: Russian case // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13. — Art. 11080. — DOI: 10.3390/su131911080.
366. Ratner S., Gomonov K., Revinova S. Public funding for energy innovation and decarbonization goals: A coherence challenge // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2023. — Vol. 13, № 4. — P. 40–45. — DOI: 10.32479/ijeep.14329.
367. Ratner S., Gomonov K., Revinova S., Lazanyuk I. Eco-design of energy production systems: The problem of renewable energy capacity recycling // *Applied Sciences*. — 2020. — Vol. 10. — Art. 4339. — DOI: 10.3390/app10124339.
368. Ratner S., Gomonov K., Revinova S., Lazanyuk I. Ecolabeling as a policy instrument for more sustainable development: The evidence of supply and demand interactions from Russia // *Sustainability*. — 2021. — Vol. 13. — Art. 9581. — DOI: 10.3390/su13179581.

369. Ratner S., Gomonov K., Revinova S., Lazanyuk I. Energy saving potential of industrial solar collectors in southern regions of Russia: The case of Krasnodar Region // *Energies*. — 2020. — Vol. 13. — Art. 885. — DOI: 10.3390/en13040885.

370. Ratner S., Lazanyuk I., Revinova S., Gomonov K. Barriers of consumer behavior for the development of the circular economy: Empirical evidence from Russia // *Applied Sciences*. — 2021. — Vol. 11, № 1. — Art. 46. — DOI: 10.3390/app11010046.

371. Ratner S., Sergi B.S., Gomonov K. Eco-efficiency of hydrogen supply chains: NDEA-based approach // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2024. — Vol. 73. — P. 598–608. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.06.053.

372. Ratner S.V., Klochkov V.V. Scenario forecast for wind turbine manufacturing in Russia // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2017. — Vol. 7, № 2. — P. 144–151. — URL: <https://econjournals.com/index.php/ijeep/article/view/4222>.

373. Razmanova S.V. Prospects for the development of hydrogen energy in the Russian Federation // *Георесурсы*. — 2023. — DOI: 10.18599/grs.2023.3.25.

374. Regulation (EU) 2019/2088 of the European Parliament and of the Council of 27 November 2019 on sustainability-related disclosures in the financial services sector (Text with EEA relevance) // *Official Journal of the European Union*. — 2019. — PE/87/2019/REV/1.

375. REN21. Renewables Global Status Report. – Paris: REN21 Secretariat, 2016.

376. REN21. Renewables Global Status Report. – Paris: REN21 Secretariat, 2020.

377. REN21. Renewables Global Status Report. – Paris: REN21 Secretariat, 2022.

378. Revinova S., Gomonov K. A comparative analysis of government policies to promote energy efficiency in the US, China, and India // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2023. — Vol. 13, № 1. — P. 291–306. — DOI: 10.32479/ijeep.13790.

379. Revinova S., Lazanyuk I., Ratner S., Gomonov K. Forecasting development of green hydrogen production technologies using component-based learning curves // *Energies*. — 2023. — Vol. 16, № 11. — Art. 4338. — DOI: 10.3390/en16114339.

380. Revinova S., Ratner S., Lazanyuk I., Gomonov K. Sharing economy in Russia: Current status, barriers, prospects and role of universities // *Sustainability*. — 2020. — Vol. 12. — Art. 4855. — DOI: 10.3390/su12124855.

381. Ricci M., Bellaby P., Flynn R. What do we know about public perceptions and acceptance of hydrogen? A critical review and new case study evidence // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2008. — Vol. 33. — P. 5868–5880.

382. Ringsgwandl L.M., Schaffert J., Brücken N., Albus R., Görner K. Current legislative framework for green hydrogen production by electrolysis plants in Germany // *Energies*. — 2022. — Vol. 15, № 5. — Art. 1786. — DOI: 10.3390/en15051786.

383. Rivera-Tinoco R., Schoots K., van der Zwaan B. Learning curves for solid oxide fuel cells // *Energy Conversion and Management*. — 2012. — Vol. 57. — P. 86–96.

384. Roadmap to a US Hydrogen Economy: Reducing Emissions and Driving Growth Across the Nation. — Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, 2020. — 63 p.

385. Robbins A. How to understand the results of the climate change summit: Conference of Parties 21 (COP21) Paris 2015 // *Journal of Public Health Policy*. 2016. Vol. 37, № 2. P. 129–132.

386. Roche M.Y., Mourato S., Fishedick M., Pietzner K., Viebahn P. Public attitudes towards and demand for hydrogen and fuel cell vehicles: A review of the evidence and methodological implications // *Energy Policy*. — 2010. — Vol. 38. — P. 5301–5310.

387. Rödl A., Wulf C., Kaltschmitt M. Assessment of selected hydrogen supply chains — Factors determining the overall GHG emissions // *Hydrogen Supply Chains*. — 2018. — P. 81–109. — DOI: 10.1016/B978-0-12-811197-0.00003-9.

388. Rohdin P., Thollander P. Barriers to and driving forces for energy efficiency in the non-energy intensive manufacturing industry in Sweden // *Energy*. 2006. Vol. 31, no. 12. P. 1836–1844. DOI: 10.1016/j.energy.2005.10.010.

389. Ross J., Staw B.M. Organizational escalation and exit: lessons from the Shoreham nuclear power plant // *Academy of Management Journal*. – 1993. – Vol. 36, № 4. – P. 701–732.

390. Rotmans J., Kemp R., van Asselt M., Geels F., Verbong G., Molendijk K. Transities en Transitiemanagement: De casus van een emissiearme energievoorziening. – 2000. – Abschlussbericht der Studie “Transitions and transition management” für den 4. Nationalen Umweltplan (NMP4), Niederlande.

391. Rubin E.S., Azevedo I.M.L., Jaramillo P., Yeh S. A review of learning rates for electricity supply technologies // *Energy Policy*. — 2015. — Vol. 86. — P. 198–218. — DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.011.

392. Sabio N., Kostin A., Guillén-Gosálbez G., Jiménez L. Holistic minimization of the life cycle environmental impact of hydrogen infrastructures using multi-objective optimization and principal component analysis // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2012. — Vol. 37, № 6. — P. 5385–5405. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.09.040.

393. Saitova A.A., Ilyinsky A., Dzhemilev E.R. Prospects for the development of hydrogen energy in the Russian Federation // *Vestnik Permskogo Universiteta*. — 2023. — DOI: 10.17072/1994-9960-2023-4-423-444.

394. Sakhratova A.E. Global trends in the hydrogen energy development: Russia's opportunities in the hydrogen market and prospects for cooperation // *Экономика и предпринимательство*. — 2023. — DOI: 10.34925/eip.2023.154.5.093.

395. Salnikova A. Hydrogen economy as a driver of synergetic technological development: Policy and application evidence from Russia // *International Journal of Energy Economics and Policy*. — 2022. — Vol. 12, № 1. — P. 31–40. — DOI: 10.32479/ijeep.11901.

396. Samavati T., Badiezadeh T., Saen R.F. Developing double frontier version of dynamic network DEA model: Assessing sustainability of supply chains // *Decision Sciences*. — 2020. — Vol. 51, № 3. — P. 804–829. — DOI: 10.1111/deci.12455.

397. Sanstad A., Howarth R. “Normal” markets, market imperfections and energy efficiency // *Energy Policy*. 1994. Vol. 22, no. 10. P. 811–818. DOI: 10.1016/0301-4215(94)90139-2.

398. Sardianou E. Barriers to industrial energy efficiency investments in Greece // *Journal of Cleaner Production*. 2008. Vol. 16, no. 13. P. 1416–1423. DOI: 10.1016/j.jclepro.2007.08.002.

399. Savelyeva I., Kornienko E. Prospects for the use of hydrogen energy in Russian regions taking into account the sectoral specialization of their economies // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Экономика и менеджмент»*. — 2024. — DOI: 10.14529/em240303.

400. Schoots K., Ferioli F., Kramer G.J., van der Zwaan B.C.C. Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2008. — Vol. 33, № 11. — P. 2630–2645. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.03.011.

401. Schrottenboer A.H., Veenstra A.A.T., uit het Broek M.A.J., Ursavas E. A Green Hydrogen Energy System: Optimal Control Strategies for Integrated Hydrogen Storage and Power Generation with Wind Energy // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2022. — Vol. 168. — Art. 112744. — DOI: 10.1016/j.rser.2022.112744.

402. Schulte I., Hart D., van der Vorst R. Issues affecting the acceptance of hydrogen fuel // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2004. — Vol. 29. — P. 677–685. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2003.09.006.

403. Schwenkenbecher A. What is wrong with Nimbys? Renewable energy, landscape impacts and incommensurable values // *Environmental Values*. 2017. Vol. 26, no. 6. P. 711–732.

404. Scott D., Parker P., Rowlands I.H. Determinants of energy efficiency behaviours in the home // *Environments*. 2000. Vol. 28, no. 3. P. 73–96.

405. Sejkora C., Lindorfer J., Kühberger L., Kienberger T. Interlinking the renewable electricity and gas sectors: A techno-economic case study for Austria // *Energies*. — 2021. — Vol. 14, № 19. — Art. 6289. — DOI: 10.3390/en14196289.

406. Selosse S., Ricci O. Carbon capture and storage: Lessons from a storage potential and localization analysis // *Applied Energy*. — 2017. — Vol. 188. — P. 32–44.
407. Shabanpour H., Yousefi S., Farzipoor Saen R. Forecasting sustainability of supply chains in the circular economy context: A dynamic network data envelopment analysis and artificial neural network approach // *Journal of Enterprise Information Management*. — 2021. — DOI: 10.1108/JEIM-12-2020-0495.
408. Sharp J.A., Price D.H.R. Experience curve models in the electricity supply industry // *International Journal of Forecasting*. — 1990. — Vol. 6. — P. 531–540.
409. Shi D., Wang L., Wang Z. What affects individual energy conservation behavior: personal habits, external conditions or values? An empirical study based on a survey of college students // *Energy Policy*. 2019. Vol. 128. P. 150–161. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.061.
410. Shiva Kumar S., Himabindu V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review // *Materials Science for Energy Technologies*. — 2019. — Vol. 2, № 3. — P. 442–454. — DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
411. Simoens M.C., Fuenfschilling L., Leipold S. Discursive dynamics and lock-ins in socio-technical systems: an overview and a way forward // *Sustainability Science*. 2022. Vol. 17, № 5. P. 1841–1853.
412. Simon H.A. *Models of Man: Social and Rational*. New York: John Wiley & Sons, 1957. 279 p.
413. Sims R.E.H. Renewable energy: a response to climate change // *Solar Energy*. — 2004. — Vol. 76, № 1. — P. 9–17.
414. Simsek Y., Lorca Á., Urmee T., Bahri P.A., Escobar R. Review and assessment of energy policy developments in Chile // *Energy Policy*. 2019. Vol. 127. P. 87–101.
415. Simultaneous analysis of hydrogen productivity and thermal efficiency of hydrogen production process using steam reforming via integrated process design and 3D CFD modeling // *Chemical Engineering Research and Design*. — 2022. — DOI: 10.1016/j.cherd.2021.12.036.

416. Singleton G., Herzog H., Ansolabehere S. Public risk perspectives on the geologic storage of carbon dioxide // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. — 2009. — Vol. 3, № 1. — P. 100–107.

417. Singlitico A., Østergaard J., Chatzivasileiadis S. Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into offshore wind power hubs // *Renewable and Sustainable Energy Transition*. — 2021. — Vol. 1. — Art. 100005. — DOI: 10.1016/j.rset.2021.100005.

418. Sleesman D.J., Lennard A.C., McNamara G., Conlon D.E. Putting escalation of commitment in context: a multilevel review and analysis // *Academy of Management Annals*. — 2018. — Vol. 12, № 1. — P. 178–207.

419. Smil V. *Energy in World History*. — Boulder : Westview Press, 1994. — 300 p.

420. Smil V. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. — Santa Barbara : Praeger, 2010. — 178 p.

421. Söderholm P., Klaassen G. Wind power in Europe: A simultaneous innovation-diffusion model // *Environmental and Resource Economics*. — 2007. — Vol. 36. — P. 163–190.

422. Söderholm P., Sundqvist T. Learning curve analysis for energy technologies: Theoretical and econometric issues // *Proceedings of the International Energy Workshop, Laxenburg, Austria, 2003*.

423. Sokka L., Sinkko T., Holma A., Manninen K., Pasanen K., Rantala M., et al. Environmental impacts of the national renewable energy targets – a case study from Finland // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 59. P. 1599–1610.

424. Sola A., Rosa R., Ferrari A.M. Green hydrogen and its supply chain: A critical assessment of the environmental impacts // *Advanced Sustainable Systems*. — 2024. — DOI: 10.1002/adsu.202400708.

425. Song M., An Q., Zhang W., Wang Z., Wu J. Environmental efficiency evaluation based on data envelopment analysis: A review // *Renewable and Sustainable*

Energy Reviews. — 2012. — Vol. 16, № 7. — P. 4465–4469. — DOI: 10.1016/j.rser.2012.04.053.

426. Sontakke U., Jaju S. Green hydrogen economy and opportunities for India // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. — 2021. — Vol. 1206, № 1. — Art. 012005. — DOI: 10.1088/1757-899X/1206/1/012005.

427. Sorokin L., Balashova S., Gomonov K., Belyaeva K. Exploring the relationship between crude oil prices and renewable energy production: Evidence from the USA // Energies. — 2023. — Vol. 16. — Art. 4306. — DOI: 10.3390/en16114306.

428. Sorrell S., Schleich J., Scott S., O'Malley E., Trace F., Boede U., Ostertag K., Radgen P. Reducing Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organizations. Brighton: SPRU – Science and Technology Policy Research, University of Sussex, 2000.

429. Sovacool B., Griffiths S. The cultural barriers to a low-carbon future: a review of six mobility and energy transitions across 28 countries // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019. Vol. 119. Art. 109569. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109569.

430. Spasowska H.M. The European Hydrogen Bank as an element of support for the EU hydrogen strategy // Wroclaw Review of Law, Administration & Economics. — 2024. — DOI: 10.2478/wrlae-2023-0006.

431. Spinardi G. Up in the air: barriers to greener air traffic control and infrastructure lock-in in a complex socio-technical system // Energy Research & Social Science. – 2015. – Vol. 6. – P. 41–49.

432. Staw B.M. Knee-deep in the big muddy: a study of escalating commitment to a chosen course of action // Organizational Behavior and Human Performance. – 1976. – Vol. 16, № 1. – P. 27–44.

433. Stephens-Romero S., Samuelsen G.S. Demonstration of a novel assessment methodology for hydrogen infrastructure deployment // International Journal of Hydrogen Energy. — 2009. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.10.045.

434. Sternberg R. Hydropower: dimensions of social and environmental coexistence // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2008. Vol. 12, no. 6. P. 1588–1621.
435. Strachan N., Balta-Ozkan N., Joffe D., McGeevor K., Hughes N. Soft-linking energy systems and GIS models to investigate spatial hydrogen infrastructure development in a low-carbon UK energy system // International Journal of Hydrogen Energy. — 2009. — Vol. 34, № 2. — P. 642–657. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2008.10.084.
436. Sudhakara Reddy B. Barriers and drivers to energy efficiency – a new taxonomical approach // Energy Conversion and Management. 2013. Vol. 74. P. 403–416. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.06.040.
437. Sustainable Hydrogen Production Pathways in Eastern Europe, the Caucasus and Central Asia. — 2023. — DOI: 10.18356/9789210023795.
438. Sutherland R. Market barriers to energy-efficiency investments // The Energy Journal. 1991. Vol. 12, no. 3. P. 15–34. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol12-No3-3.
439. Sutherland R. The economics of energy conservation policy // Energy Policy. 1996. Vol. 24, no. 4. P. 361–370. DOI: 10.1016/0301-4215(95)00136-0.
440. Sydow J. Managing inter-organizational networks: governance and practices between path dependence and uncertainty // Networked Governance: New Research Perspectives / ed. by B. Hollstein, W. Matiaske, K.U. Schnapp. – Cham : Springer International Publishing, 2017. – P. 43–53.
441. Sydow J., Schreyogg G., Koch J. Organizational path dependence: opening the black box // Academy of Management Review. – 2009. – Vol. 34, № 4. – P. 689–705.
442. Taghizadeh-Hesary F., Li Y., Rasoulinezhad E., Mortha A., Long Y., Lan Y., Zhang Z., Li N., Zhao X., Wang Y. Green Finance and the Economic Feasibility of Hydrogen Projects // International Journal of Hydrogen Energy. — 2022. — Vol. 47. — P. 24511–24522. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.01.111.

443. Tang O., Rehme J., Cerin P. Levelized Cost of Hydrogen for Refueling Stations with Solar PV and Wind in Sweden: On-Grid or off-Grid? // *Energy*. — 2022. — Vol. 241. — Art. 122906. — DOI: 10.1016/j.energy.2021.122906.

444. Tarhan C., Çil M.A. A Study on Hydrogen, the Clean Energy of the Future: Hydrogen Storage Methods // *Journal of Energy Storage*. — 2021. — Vol. 40. — Art. 102676. — DOI: 10.1016/j.est.2021.102676.

445. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. Towards Underground Hydrogen Storage: A Review of Barriers // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. — 2022. — Vol. 162. — Art. 112451. — DOI: 10.1016/j.rser.2022.112451.

446. Tenhumberg N., Büker K. Ecological and economic evaluation of hydrogen production by different water electrolysis technologies // *Chemie-Ingenieur-Technik*. — 2020. — Vol. 92, № 10. — P. 1512–1523. — DOI: 10.1002/cite.202000090.

447. The Israeli Ministry of Finance. Decision Regarding the Cancellation of the Thermo Solar Project in Ashalim (Plot A) in Light of a Request for Ownership Change. Jerusalem: Ministry of Finance, 2016.

448. The Israeli Ministry of Finance. The Tender for the Solar Power Station in Ashalim – Plot A. Jerusalem: Ministry of Finance, 2011.

449. The World Bank. China Legal Framework – Energy Laws and Regulations [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/> (дата обращения: 26.08.2022).

450. Thollander P. Towards Increased Energy Efficiency in Swedish Industry. Linköping: Linköping University, 2008.

451. Thompson P. Evaluating energy efficiency investments: accounting for risk in the discounting process // *Energy Policy*. 1997. Vol. 25, no. 12. P. 989–996. DOI: 10.1016/S0301-4215(97)00125-0.

452. Tock L., Maréchal F., Arpentiner P. Hydrogen systems assessment / HP.6 Process integration analysis of an industrial hydrogen production process. — 2010.

453. Torregrossa, D., Hansen, J., Cornelissen, A., Todt, D. A data-driven methodology to support pump performance analysis and energy efficiency optimization

in wastewater treatment plants // *Applied Energy*. — 2017. — Vol. 208. — P. 1430–1440. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.036.

454. Touili S., Alami Merrouni A., El Hassouani Y., Amrani A., Rachidi S. Analysis of the yield and production cost of large-scale electrolytic hydrogen from different solar technologies and under several Moroccan climate zones // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45. — P. 26785–26799. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.07.118.

455. Trattner A., Klell M., Radner F. Sustainable hydrogen society – Vision, findings and development of a hydrogen economy using the example of Austria // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2022. — Vol. 47, № 4. — P. 2059–2079. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.166.

456. Trencher G., Rinscheid A., Duygan M., Truong N., Asuka J. Revisiting carbon lock-in in energy systems: explaining the perpetuation of coal power in Japan // *Energy Research & Social Science*. 2020. Vol. 69. Article 101770.

457. Trist E., Emery F. *Socio-Technical Systems Theory*. – Oxford : Pergamon, 1960.

458. Tschiggerl K., Sledz C., Topic M. Considering environmental impacts of energy storage technologies: A life cycle assessment of power-to-gas business models // *Energy*. — 2018. — Vol. 160. — P. 1091–1100. — DOI: 10.1016/j.energy.2018.07.105.

459. Tsoutsos T., Frantzeskaki N., Gekas V. Environmental impacts from the solar energy technologies // *Energy Policy*. 2005. Vol. 33, no. 3. P. 289–296.

460. Tsuchiya H. Mass production cost of PEM fuel cell by learning curve // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2004. — Vol. 29. — P. 985–990.

461. Unruh G.C. Escaping carbon lock-in // *Energy Policy*. 2002. Vol. 30, № 4. P. 317–325.

462. Valente A., Iribarren D., Dufour J. Harmonising the Cumulative Energy Demand of Renewable Hydrogen for Robust Comparative Life-Cycle Studies // *Journal of Cleaner Production*. — 2018. — Vol. 175. — P. 384–393. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.12.069.

463. van der Loos A., Langeveld R., Hekkert M., Negro S., Truffer B. Developing local industries and global value chains: the case of offshore wind // *Technological Forecasting and Social Change*. 2022. Vol. 174. 121248.
464. van der Loos H.Z.A., Negro S.O., Hekkert M.P. Low-carbon lock-in? Exploring transformative innovation policy and offshore wind energy pathways in the Netherlands // *Energy Research & Social Science*. – 2020. – Vol. 69. – Art. 101640.
465. van der Zwaan B., Rabl A. Prospects for PV: A learning curve analysis // *Solar Energy*. — 2003. — Vol. 74. — P. 19–31.
466. van der Zwaan B., Rabl A. The learning potential of photovoltaics: Implications for energy policy // *Energy Policy*. — 2004. — Vol. 32. — P. 1545–1554.
467. Varian H.R. *Microeconomic analysis*. — New York : Norton, 1992.
468. Vartiainen E., Breyer C., Moser D., Román Medina E., Busto C., Masson G., Bosch E., Jäger-Waldau A. True cost of solar hydrogen // *Solar RRL*. — 2022. — Vol. 6, № 5. — Art. 2100487. — DOI: 10.1002/solr.202100487.
469. Vásquez-Ibarra L., Rebolledo-Leiva R., Angulo-Meza L., González-Araya M.C., Iriarte A. The joint use of life cycle assessment and data envelopment analysis methodologies for eco-efficiency assessment: A critical review, taxonomy and future research // *Science of the Total Environment*. — 2020. — Vol. 710. — Art. 139538.
470. Vechkinzova E., Steblyakova L., Roslyakova N.A., Omarova B. Prospects for the development of hydrogen energy: Overview of global trends and the Russian market state // *Energies*. — 2022. — Vol. 15, № 22. — Art. 8503. — DOI: 10.3390/en15228503.
471. Vechkinzova E., Steblyakova L., Sumarokova E. Review of global and Russian trends in the hydrogen energy development // *Экономика: теория и практика*. — 2023. — DOI: 10.26425/2309-3633-2022-10-4-26-37.
472. Vechkinzova E., Steblyakova L.P., Roslyakova N., Omarova B. Prospects for the development of hydrogen energy: Overview of global trends and the Russian market state // *Energies*. — 2022. — Vol. 15. — Art. 8503. — DOI: 10.3390/en15228503.

473. Velazquez A.A., Dodds P.E. Green Hydrogen Characterisation Initiatives: Definitions, Standards, Guarantees of Origin, and Challenges // *Energy Policy*. — 2020. — Vol. 138. — Art. 111300. — DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111300.

474. Verbruggen A., Lauber V. Basic concepts for designing renewable electricity support aiming at a full-scale transition by 2050 // *Energy Policy*. — 2009. — Vol. 37, № 12. — P. 5732–5743.

475. Veronez F.A., Lima F.R.D., Tshibangu G.M. Environmental impacts of hydropower plants in Brazil: an identification guide // *Sustentabilidade em Debate*. 2022. Vol. 13, no. 1. P. 210.

476. Vezmar S., Spajić A., Topić D., Šljivac D., Jozsa L. Positive and negative impacts of renewable energy sources // *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*. 2014. Vol. 5, no. 2. P. 47–55.

477. Vom Scheidt F., Qu J., Staudt P., Mallapragada D.S., Weinhardt C. Integrating Hydrogen in Single-Price Electricity Systems: The Effects of Spatial Economic Signals // *Energy Policy*. — 2022. — Vol. 161. — Art. 112727. — DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112727.

478. Von Sperling E. Hydropower in Brazil: overview of positive and negative environmental aspects // *Energy Procedia*. 2012. Vol. 18. P. 110–118.

479. Wang K.M., Cheng Y.J. The evolution of feed-in tariff policy in Taiwan // *Energy Strategy Reviews*. 2012. Vol. 1, № 2. P. 130–133.

480. Weidner T., Tulus V., Guillén-Gosálbez G. Environmental sustainability assessment of large-scale hydrogen production using prospective life cycle analysis // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Vol. 48, № 22. — P. 8310–8327. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.044.[1]

481. Williams E., Hittinger E., Carvalho R., Williams R. Wind power costs expected to decrease due to technological progress // *Energy Policy*. — 2017. — Vol. 106. — P. 427–435. — DOI: 10.1016/j.enpol.2017.03.032.

482. Wilson G.A. Community resilience: path dependency, lock-in effects and transitional ruptures // *Journal of Environmental Planning and Management*. — 2014. — Vol. 57, № 1. — P. 1–26.

483. Winter S., Schlesewsky L. The German feed-in tariff revisited – an empirical investigation on its distributional effects // *Energy Policy*. 2019. Vol. 132. P. 344–356.
484. Wolf A., Zander N. Green hydrogen in Europe: Do strategies meet expectations? // *Intereconomics*. — 2021. — Vol. 56, № 6. — P. 335–342. — DOI: 10.1007/s10272-021-1008-3.
485. World Economic Forum. *Fostering Effective Energy Transition: 2024 Edition*. — Geneva : WEF, 2024. — 156 p.
486. Wright T.P. Factors affecting the cost of airplanes // *Journal of Aeronautical Sciences*. — 1936. — Vol. 3. — P. 122–128.
487. Wu M., Wu J., Zhu R., Chen Y., Yin J., Xue Y. Benefit assessment of integrated energy systems considering hydrogen utilization in the context of dual carbon goals // *Proc. IC PST 2024*. — DOI: 10.1109/ICPST61417.2024.10602470.
488. Wulf C., Reuß M., Grube T., Zapp P., Robinius M., Hake J.-F., Stolten D. Life cycle assessment of hydrogen transport and distribution options // *Journal of Cleaner Production*. — 2018. — Vol. 199. — P. 431–443. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.07.181.
489. Wulf C., Zapp P., Schreiber A. Review of power-to-X demonstration projects in Europe // *Frontiers in Energy Research*. — 2020. — Vol. 8. — Art. 191. — DOI: 10.3389/fenrg.2020.00191.
490. Wulf C., Zapp P., Schreiber A., Kuckshinrichs W. Integrated life cycle sustainability assessment: Hydrogen production as a showcase for an emerging methodology // *В КН.: Hydrogen Economy*. — 2022. — DOI: 10.1007/978-3-030-77127-0_9.
491. Xia F., Lu X., Song F. The role of feed-in tariff in the curtailment of wind power in China // *Energy Economics*. 2020. Vol. 86. 104661.
492. Yakubson K.I. Prospects for production and use of hydrogen as one of directions of the development of low-carbon economy in the Russian Federation // *Russian Journal of Applied Chemistry*. — 2020. — Vol. 93, № 12. — P. 1775–1795. — DOI: 10.1134/S1070427220120010.
493. Yan K., Cappello V., Baek K.H., Yuan Q. Energy efficiency, techno-economic viability, and life cycle assessment of in-situ hydrogen production from natural

gas reservoirs using electromagnetic heating // SPE. — 2024. — DOI: 10.2118/221063-MS.

494. Yang B., Zhang R., Shao Z., Zhang C. The Economic Analysis for Hydrogen Production Cost towards Electrolyzer Technologies: Current and Future Competitiveness // International Journal of Hydrogen Energy. — 2023. — Vol. 48. — P. 13767–13779. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.12.204.

495. Yang C., Ogden J. Determining the Lowest-Cost Hydrogen Delivery Mode // International Journal of Hydrogen Energy. — 2007. — Vol. 32. — P. 268–286. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.

496. Yang L., Xu M., Yang Y., Fan J., Zhang X. Comparison of subsidy schemes for carbon capture utilization and storage (CCUS) investment based on real option approach: Evidence from China // Applied Energy. — 2019. — Vol. 255. — Art. 113828.

497. Yang Y., Wang G., Lin L., Zhang S. Analysis of hydrogen production potential based on resources situation in China // E3S Web of Conferences. — 2019. — Vol. 118. — Art. 03021. — DOI: 10.1051/e3sconf/201911803021.

498. Yeh S., Rubin E.S. A centurial history of technological change and learning curves for pulverized coal-fired utility boilers // Energy. — 2007. — Vol. 32. — P. 1996–2005.

499. Yu Y., Li H., Che Y., Zheng Q. The price evolution of wind turbines in China: A study based on the modified multi-factor learning curve // Renewable Energy. — 2017. — Vol. 103. — P. 522–536. — DOI: 10.1016/j.renene.2016.11.056.

500. Yue M., Lambert H., Pahon E., Roche R., Jemei S., Hissel D. Hydrogen Energy Systems: A Critical Review of Technologies, Applications, Trends and Challenges // Renewable and Sustainable Energy Reviews. — 2021. — Vol. 146. — Art. 111180. — DOI: 10.1016/j.rser.2021.111180.

501. Zabalza Bribián I., Valero Capilla A., Aranda Usón A. Life cycle assessment of building materials: Comparative analysis of energy and environmental impacts and evaluation of the eco-efficiency improvement potential // Building and Environment. — 2011. — Vol. 46, № 5. — P. 1133–1140.

502. Zhang J., Wang T., Ng W.W., Pedrycz W. Ensembling perturbation-based oversamplers for imbalanced datasets // *Neurocomputing*. — 2022. — Vol. 479. — P. 1–11. — DOI: 10.1016/j.neucom.2022.01.049.
503. Zhang R. et al. Job losses or gains? The impact of supply-side energy transition on employment in China // *Energy*. – 2024. – Vol. 308. – Art. 132804.
504. Zhang S., Zhang N., Zhang X., Liu L., Dai H. Research on the value evaluation of electricity-hydrogen synergy // *Proc. REPE 2024*. — DOI: 10.1109/REPE62578.2024.10809980.
505. Zhang W., Dai C., Luo X., Ou X. Policy incentives in carbon capture utilization and storage (CCUS) investment based on real options analysis // *Clean Technologies and Environmental Policy*. — 2021. — Vol. 23. — P. 1311–1326.
506. Zhang W., Li X., Yang J., Liu J., Xu C. Economic Analysis of Hydrogen Production from China's Province-Level Power Grid Considering Carbon Emissions // *Clean Energy*. — 2023. — Vol. 7. — P. 30–40. — DOI: 10.1093/ce/zkac091.
507. Zhang X. Green hydrogen policies in the clean energy transition: A comparative analysis of Russia and China // *Highlights in Science, Engineering and Technology*. — 2023. — DOI: 10.54097/kdwj0708.
508. Zhao G., Kraglund M.R., Frandsen H.L., Wulff A.C., Jensen S.H., Chen M., Graves C.R. Life cycle assessment of H₂O electrolysis technologies // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2020. — Vol. 45, № 43. — P. 23765–23781. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.282.
509. Zhen Z., Wang Y., Wang Y., Wang X., Ou X., Zhou S. Hydrogen production paths in China based on learning curve and discrete choice model // *Journal of Cleaner Production*. — 2023. — Vol. 415. — Art. 137848. — DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.137848.
510. Zhiznin S.Z., Shvets N.N., Timokhov V.M., Gusev A.L. Economics of hydrogen energy of green transition in the world and Russia. Part I // *International Journal of Hydrogen Energy*. — 2023. — Article ID S0360-3199(23)01083-2. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.03.069.

511. Zhiznin S.Z., Timokhov V.M., Gusev A.L. Economic aspects of nuclear and hydrogen energy in the world and Russia // International Journal of Hydrogen Energy. — 2020. — Vol. 45. — P. 31353–31366. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.08.260.

512. Zholdayakova S., Abuov Y., Zhakupov D., Suleimenova B., Kim A. Toward a hydrogen economy in Kazakhstan. — 2022.

513. Zhou Y., Chen S., Chen J. A comprehensive survey of low-carbon planning and operation of electricity, hydrogen fuel, and transportation networks // IET Energy Systems Integration. — 2024. — DOI: 10.1049/esi2.12139.

514. Zohar T., Parag Y., Ayalon O. Weaving an innovation network from the middle-out: the case of the renewable energy ecosystem // Energy, Sustainability and Society. – 2022. – Vol. 12, № 1. – Art. 37.

электронные ресурсы на русском языке:

515. В восточный водородный кластер войдут три пилотных проекта [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. — URL: <https://neftegaz.ru/news/dekarbonizatsiya/811074-v-vostochnyy-vodorodnyy-klaster-voydut-3-pilotnykh-proekta/>.

516. В Приморье рассматривают проекты по развитию водородной энергетики [Электронный ресурс] // РБК Приморье. — URL: <https://prim.rbc.ru/prim/freenews/6697400d9a79478764e7901a>.

517. В России одобрили концепцию развития водородной энергетики [Электронный ресурс] // ТАСС. — URL: <https://tass.ru/ekonomika/16809909>.

518. Водород по расчету [Электронный ресурс] // AtomicExpert. — URL: https://atomicexpert.com/vodorod_po_raschetu.

519. Водород прочно занял своё место в энергетической и климатической повестке [Электронный ресурс] // СПбПУ. — URL: https://research.spbstu.ru/news/vodorod_prochno_zanyal_svoe_mesto_v_energeticheskoy_i_klimaticheskoy_povestke/.

520. Водород: мировой тренд и российские перспективы [Электронный ресурс] // Энергетика и промышленность России. — 2023. —

URL: <https://www.eprussia.ru/market-and-analytics/9593821.htm> (дата обращения: 20.12.2024).

521. Водородная энергетика [Электронный ресурс] // TAdviser. — URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Водородная_энергетика.

522. Водородная энергетика 2023: тренды и перспективы рынка чистой энергии [Электронный ресурс] // Delprof Analytics. — URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/vodorodnaya-energetika-2023-trendy-i-perspektivy-rynka-chistoy-energetiki/>.

523. Водородные технологии 2024 [Электронный ресурс]. — Enfuture, 2024. — URL: https://enfuture.ru/upload/2024/vodorodnye-tekhnologii_2024.pdf.

524. Доклад об итогах анализа о перспективах развития водородной энергетики в Евразийском экономическом союзе. — Евразийская экономическая комиссия, 2023. — URL: <https://eec.eaeunion.org/upload/medialibrary/5ab/HYDROGEN-REPORT-2023.pdf>.

525. ЕАЭС утвердил модельную таксономию для обеспечения финансирования «зеленых» проектов [Электронный ресурс] // Ekois.net. — URL: <https://ekois.net/eaes-utverdil-modelnuyu-taksonomiyu-dlya-obespecheniya-finansirovaniya-zelenyh-proektov/>.

526. Карта национальных стратегий по развитию зеленой водородной энергетики [Электронный ресурс]. — URL: <https://сферанефтьгаз.рф/delprof-2023-d1>.

527. Логистика для водорода [Электронный ресурс] // РЖД-Партнер. — URL: <https://www.rzd-partner.ru/logistics/comments/logistika-dlya-vodoroda/>.

528. Министерство промышленности и торговли РФ. Стратегические документы по развитию водородных и низкоуглеродных технологий [Электронный ресурс]. — URL: <https://minpromtorg.gov.ru/storage/797ced43-043d-4b4e-b72b-3d36984adbc7/documents/663f0df0-8439-4152-a8ea-2c4d0d36ffe4/008cee19-8ce0-4107-9013-74288ef21298.pdf>.

529. На Сахалине запустят экспортное производство водорода [Электронный ресурс] // Национальная ассоциация нефте- и газосервисных

компаний. — URL: <https://nangs.org/news/renewables/hydrogen/na-sakhaline-zapustyat-eksportnoe-proizvodstvo-vodoroda>.

530. О концепции устойчивого и низкоуглеродного транспорта [Электронный ресурс] // Министерство транспорта Российской Федерации. — URL: <https://mintrans.gov.ru/press-center/branch-news/6766> (дата обращения: 20.12.2024)

531. Основные проблемы транспорта и хранения водорода [Электронный ресурс] // Журнал «Нефтегазовая вертикаль». — URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/749043-osnovnye-problemy-transporta-i-khraneniya-vodoroda/>.

532. Первый в России водородный полигон запущен на Крайнем Севере [Электронный ресурс] // НОЦ «Российская Арктика». — URL: <https://nocsever.com/news/tpost/118zplo701-pervii-v-rossii-vodorodnii-poligon-zapus>.

533. Перспективы развития водородной промышленности России [Электронный ресурс] // NGV.ru. — URL: <https://ngv.ru/articles/perspektivy-razvitiya-vodorodnoy-promyshlennosti-rossii/>.

534. Правительство одобрило концепцию развития водородной энергетики в РФ [Электронный ресурс] // Интерфакс. — URL: <https://www.interfax.ru/russia/922850>.

535. Производство водорода в России [Электронный ресурс] // TAdviser. — URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Производство_водорода_в_России.

536. Сахалин первым в России начал переход на водородное топливо [Электронный ресурс] // Российская газета. — 25.11.2021. — URL: <https://rg.ru/2021/11/25/reg-dfo/sahalin-pervym-v-rossii-nachal-perehod-na-vodorodnoe-toplivo.html>.

537. Специализированная цифровая площадка по продаже автомобилей Drom.ru: экспертные оценки рынка [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.drom.ru/>. [2]

538. Структура инвестиций в развитие водородных технологий [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/topics/7783/green-hydrogen/>.

539. Техничко-экономические аспекты создания водородной инфраструктуры в России [Электронный ресурс] // H2 НТИ. — URL: <https://h2nti.ru/reviews/tpost/1kn7vbd981-tehniko-ekonomicheskie-aspekti-sozdaniya>.

540. Технические характеристики автомобилей на топливных элементах [Электронный ресурс] // H2.LIVE. — URL: <https://h2.live/en/fahren/>.

541. Устойчивое развитие [Электронный ресурс] // Евразийский банк развития. — URL: <https://eabr.org/sustainability/> (дата обращения: 20.12.2025).[1]

542. Устойчивый энергетический переход и почему он является ключом к борьбе с изменением климата [Электронный ресурс] // UNDP Climate Promise. — URL: <https://climatepromise.undp.org/news-and-stories/what-sustainable-energy-transition-and-why-it-key-tackling-climate-change> (дата обращения: 20.1.2024)

543. Федеральная служба государственной статистики. Официальная статистическая информация [Электронный ресурс]. — URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/231621>.

544. Федеральная служба государственной статистики. Статистический сборник «Транспорт в России 2024» [Электронный ресурс]. — URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/210/document/13229>.

545. Центр глобальных и региональных исследований ВШЭ. Новости о водородной энергетике [Электронный ресурс]. — URL: <https://globalcentre.hse.ru/news/568496294.html>.

546. Центр компетенций НТИ по направлению «Технологии водорода» [Электронный ресурс] // NTI2035. — URL: http://www.nti2035.ru/technology/competence_centers/h2nti.php.

547. ЦЭНЭФ-XXI. Низкоуглеродные технологии в России: нынешний статус и перспективы [Электронный ресурс]. — М. : ЦЭНЭФ-XXI, 2023. — URL: https://cenef-xxi.ru/uploads/Tehnologicheskij_razryv_1c905a5aa1.pdf (дата обращения: 20.12.2024).

548. Шуранова О. Перспективы развития водородной энергетики в России и мире [Электронный ресурс] // ИМЭМО РАН, материалы конференции, 2023. — URL: <https://www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2023/22122023/22-Shuranova.pdf>.

549. Экономические аспекты развёртывания водородной энергетики в регионах РФ // Экономический вестник ИМЭМО. — URL: <https://econbulleticsras.ru/index.php/Test/article/download/109/91/>.

550. Эксперты увидели шанс сохранить планы России по экспорту водорода [Электронный ресурс] // Ведомости. — 15.05.2022. — URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/05/15/922112-sohranit-plani-rossii-po-eksportu-vodoroda> (дата обращения: 20.12.2025)

551. Энергетический переход с инженерной точки зрения [Электронный ресурс] // Energypolicy.ru. — URL: <https://energypolicy.ru/energeticheskij-perehod-s-inzhenernoj-tochki-zreniya/> (дата обращения: 23.10.2025).

электронные ресурсы на иностранном языке

552. 45V hydrogen production tax credit guidance [Электронный ресурс] // World Resources Institute. — URL: <https://www.wri.org/technical-perspectives/45v-hydrogen-production-tax-credit-guidance>.

553. Agora Energiewende. Forecasted demand for industrial hydrogen in Europe from 2020 to 2050, by sector (in terawatt hours) [Электронный ресурс] : график // Statista. — 12.02.2021. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1128001/europe-industrial-hydrogen-demand-by-sector/> (дата обращения: 19.02.2025).

554. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe [Электронный ресурс] / The International Council on Clean Transportation. — URL: <https://theicct.org/publication/assessment-of-hydrogen-production-costs-from-electrolysis-united-states-and-europe/> (дата обращения: 21.12.2022).

555. Attia B. Too big to succeed? Africa's clean energy mega-projects [Электронный ресурс] // Energy for Growth. 2020. URL: <https://www.energyforgrowth.org/memo/too-big-to-succeed-africas-clean-energy-mega-projects/> (дата обращения: 22.07.2021).

556. Australian Government. Large-scale Renewable Energy Target Market Data [Электронный ресурс]. — 2022. — URL: <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/Large-scale-Renewable-Energy-Target-market-data> (дата обращения: 20.08.2022).

557. Austria advances hydrogen subsidy law [Электронный ресурс] // Argus Media. — URL: <https://www.argusmedia.com/ja/news-and-insights/latest-market-news/2568856-austria-advances-hydrogen-subsidy-law>.

558. Austria allocates €400m to subsidise renewable H2 production [Электронный ресурс] // Hydrogen Europe. — URL: <https://hydrogeneurope.eu/austria-allocates-e400m-to-subsidise-renewable-h2-production/>.

559. Average cost of green hydrogen to fall to \$1.50/kg by 2030 as electrolyzer capacity ramps up 50-fold: Analyst [Электронный ресурс] // Recharge, 2023. — URL: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/average-cost-of-green-hydrogen-to-fall-to-1-50-kg-by-2030-as-electrolyzer-capacity-ramps-up-50-fold-analyst/2-1-1287093> (дата обращения: 15.02.2023).

560. BloombergNEF. Hydrogen Economy Outlook: Key messages [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.

561. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Renewable Energy Law EEG – Version 2012 (in German) [Электронный ресурс]. 2012. URL: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf (дата обращения: 21.08.2022).

562. Call for proposals 2025 — Clean Hydrogen Partnership [Электронный ресурс]. — URL: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/call-proposals-2025-open_en.

563. Carrington D. David Cameron denies “backsliding” on the environment [Электронный ресурс] // The Guardian. 12.01.2016. URL: <https://www.theguardian.com/politics/2016/jan/12/david-cameron-denies-backsliding-on-the-environment> (дата обращения: 16.07.2023).

564. CE Delft. Energy and electricity price scenarios [Электронный ресурс]. — January 2017. — URL: <https://www.ce.nl/publicaties/download/2272>.

565. Center for Sustainable Systems [Электронный ресурс]. — University of Michigan, 2024. — URL: <https://css.umich.edu/> (дата обращения: 25.01.2023).

566. Chile's hydrogen vision: Evaluating plans amid ambitious roadmap targets [Электронный ресурс] // Rystad Energy. — URL: <https://www.rystadenergy.com/insights/chile-s-hydrogen-vision-evaluating-plans-amid-ambitious-roadmap-targets>.

567. China released the first medium- and long-term hydrogen roadmap [Электронный ресурс] // China–EU climate cooperation. — URL: <https://climatecooperation.cn/climate/china-released-the-first-medium-and-long-term-hydrogen-roadmap/>.

568. China's Energy Transition: On the Road to 2060. A Statista DossierPlus on China's Decarbonization Efforts Towards Net Zero by 2060. – Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/1268494/coal-power-capacity-additions-in-china/> (дата обращения: 18.02.2025).

569. Cholteeva Y. The state of UK tidal energy [Электронный ресурс] // Power Technology. 2021. URL: <https://www.power-technology.com/analysis/uk-tidal-development/> (дата обращения: 27.08.2022).

570. Christensen A. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: https://theicct.org/sites/default/files/publications/final_icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs_v2.pdf (дата обращения: 08.02.2023).

571. Clean hydrogen production cost scenarios with PEM electrolyzer technology [Электронный ресурс] // DOE Hydrogen Program Record 24005. — 20.05.2024. — URL: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf> (дата обращения: 20.12.2025).

572. Commission announces €1.2 billion for second hydrogen bank auction budget [Электронный ресурс] // Hydrogen Europe. — URL:

<https://hydrogeneurope.eu/commission-announces-e1-2-billion-for-second-hydrogen-bank-auction-budget/>.

573. Commission Delegated Regulation (EU) 2022/... amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards economic activities in certain energy sectors and specific public disclosures [Электронный ресурс]. — 2022. — URL: https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631_en.pdf.

574. Commodity [Электронный ресурс] // Trading Economics. — URL: <https://tradingeconomics.com/commodity> (дата обращения: 25.01.2023).

575. Dentons. The Prospect for Hydrogen [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: <https://www.dentons.com/ru/insights/articles/2020/december/29/-/media/910ba742d1a4431eb34d00cd487e348d.ashx>.

576. Dentons. The prospect for hydrogen [Электронный ресурс]. — December 2020. — URL: <https://www.dentons.com/en/insights/articles/2020/december/29/the-prospect-for-hydrogen> (дата обращения: 05.04.2023).[2]

577. DNV GL. Energy Transition Outlook 2024 [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/> (дата обращения: 23.10.2025).

578. EcoInvent: Data with purpose [Электронный ресурс]. — URL: <https://ecoinvent.org/> (дата обращения: 25.01.2023).

579. EU and Japan lead hydrogen patents worldwide [Электронный ресурс] // Hydrogen Expo. — URL: <https://www.hydrogen-expo.com/industry-news/eu-japan-lead-hydrogen-patents-worldwide>.

580. EU Commission commits €4.6 billion to support cleantech projects [Электронный ресурс] // ESG Today. — URL: <https://www.esgtoday.com/eu-commission-commits-e4-6-billion-to-support-cleantech-projects/>.

581. EU taxonomy's uptake on the ground [Электронный ресурс] // European Commission, Finance. — URL: https://finance.ec.europa.eu/sustainable-finance/tools-and-standards/eu-taxonomy-sustainable-activities/eu-taxonomys-uptake-ground_en.

582. European Alternative Fuels Observatory (EAFO) [Электронный ресурс]. — URL: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/>.

583. European Commission. Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). – Режим доступа: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en (дата обращения: 18.02.2025).

584. European Hydrogen Bank pilot auction results spark renewable hydrogen competitiveness [Электронный ресурс] // Hydrogen Europe. — URL: <https://hydrogeneurope.eu/european-hydrogen-bank-pilot-auction-results-spark-renewable-hydrogen-competitiveness/>.

585. European Investment Bank hydrogen-related projects pipeline entry (2022-06-28) [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.eib.org/en/projects/pipelines/all/20220628>.

586. Extrapolate. Revenue of selected hydrogen storage tank manufacturing companies worldwide in 2021 (in million U.S. dollars) [Электронный ресурс] : график // Statista. — 30.03.2023. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1379249/global-hydrogen-storage-tank-manufacturers-revenue/> (дата обращения: 19.02.2025).

587. Feed-in tariff – an overview [Электронный ресурс] // ScienceDirect Topics. 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/feed-in-tariff> (дата обращения: 21.08.2022).

588. Fisher I. Israel failed once again to meet its renewable energy targets and is imprisoned in the face of a series of barriers [Электронный ресурс] // The Marker. 22.08.2022. URL: <https://www.themarker.com/dynamo/2022-03-08/ty-article/.premium/0000017f-e0d9-d7b2-a77f-e3dfbe830000> (дата обращения: 29.05.2022).

589. Forecast clean hydrogen volumes announced worldwide in 2025 and 2030, by technology (in million tons per annum) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1391194/forecast-global-clean-hydrogen-announcements-by-technology/>.

590. Forecast cost of domestically produced and imported green hydrogen in Europe in 2024 and 2030 (in U.S. dollars per kilogram) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1312286/europe-green-hydrogen-production-and-import-costs-2030/>.

591. Forecast hydrogen demand and electrolysis capacity in the European Union in 2030 and 2050 [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/859088/eu-hydrogen-demand-and-capacity-outlook/>.

592. Forecast hydrogen demand worldwide in 2030 and 2050, by region (in million metric tons) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1309215/global-hydrogen-demand-forecast-by-region/>.

593. Forecast market potential of hydrogen in the European Union in 2020, by sector (in billion euros per day) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/859085/eu-hydrogen-market-size-outlook-by-sector/>.

594. Forecast market size of clean hydrogen worldwide from 2030 to 2050 (in billion U.S. dollars per year) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1402050/global-market-size-of-clean-hydrogen/>.

595. Forecast of hydrogen demand as the share of total energy worldwide in 2050, by outlook scenario [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1292286/global-hydrogen-demand-estimates-as-share-of-total-energy/>.

596. Forecast of the domestic hydrogen energy supply in Japan from FY 2025 to 2050 (in million tons) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1546019/japan-forecast-of-domestic-hydrogen-energy-supply/>.

597. Forecast share of hydrogen in final energy consumption worldwide in 2050, by region [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1320668/worldwide-hydrogen-share-in-final-energy-demand-by-region/>.

598. Franklin-Cheung A. Why hasn't tidal power taken off yet? [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://www.sciencefocus.com/science/why-hasnt-tidal-power-taken-off-yet/> (дата обращения: 26.08.2022).

599. Fraunhofer ISE. Photovoltaics report [Электронный ресурс]. — Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 28.02.2023. — URL:

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html> (дата обращения: 05.03.2023).

600. Fuchs R. Energiewende “strangled”? [Электронный ресурс] // Deutsche Welle. 2016. URL: <https://www.dw.com/en/german-cabinet-puts-brakes-on-clean-energy-transition/a-19318942> (дата обращения: 16.07.2023).

601. Fuel cell tractor-trailers: technology & fuel considerations [Электронный ресурс] // The International Council on Clean Transportation. — URL: <https://theicct.org/publication/fuel-cell-tractor-trailer-tech-fuel-jul22/>.

602. Funding calls from Clean Hydrogen Partnership 2025 [Электронный ресурс] // Steinbeis Europa Zentrum. — URL: https://www.steinbeis-europa.de/de/foerderungen/funding-calls-from-clean-hydrogen-partnership-2025_416.

603. Global average levelised cost of hydrogen production by energy source and technology, 2019 and 2050 [Электронный ресурс] // International Energy Agency. — URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-average-levelised-cost-of-hydrogen-production-by-energy-source-and-technology-2019-and-2050> (дата обращения: 21.12.2022).

604. Global CO₂ storage projects database CO₂RE [Электронный ресурс]. — URL: <https://co2re.co/FacilityData>.

605. Grants worth €4.6 billion given to 23 green H₂ projects in Germany [Электронный ресурс] // Hydrogen World Expo. — URL: <https://www.hydrogen-worldexpo.com/industry-news/grants-worth-46-billion-euros-given-23-green-h2-projects-germany>.

606. Green Innovation Fund: Hydrogen [Электронный ресурс] // IEA Policies Database. — URL: <https://www.iea.org/policies/13515-green-innovation-fund-hydrogen>.

607. Haelg L., Schmidt T.S., Sewerin S. The design of the Swiss feed-in tariff // In: Hettich P., Kachi A. (eds.). Swiss Energy Governance: Political, Economic and Legal Challenges and Opportunities in the Energy Transition [Электронный ресурс]. Cham: Springer International Publishing, 2022. P. 93–113. URL: https://doi.org/10.1007/978-3-030-80787-0_5 (дата обращения: 09.06.2023).

608. How does the EU taxonomy regulate hydrogen? [Электронный ресурс] // Wikborg Rein. — URL: <https://www.wr.no/aktuelt/how-does-the-eu-taxonomy-regulate-hydrogen>.

609. How the Inflation Reduction Act of 2022 will advance a U.S. hydrogen economy [Электронный ресурс] // Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. — URL: <https://fchea.org/how-the-inflation-reduction-act-of-2022-will-advance-a-u-s-hydrogen-economy/>.

610. Hydrogen – Low-emission fuels: Hydrogen [Электронный ресурс] // International Energy Agency. — URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen> (дата обращения: 20.12.2025)

611. Hydrogen Council. Estimated capital spending for new and retrofitted pipelines for hydrogen use worldwide in 2021, by pipeline type (in million U.S. dollars per kilometer) [Электронный ресурс] : график // Statista. — 01.02.2021. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1220856/capex-new-retrofitted-h2-pipelines-by-type/> (дата обращения: 23.02.2025).

612. Hydrogen Council. Forecast average landed costs of hydrogen for selected transport routes worldwide in 2030, by cost breakdown (in U.S. dollars per kilogram) [Электронный ресурс] : график // Statista. — 01.02.2021. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1220912/hydrogen-landed-costs-by-region/> (дата обращения: 19.02.2025).

613. Hydrogen Council. Hydrogen for Net Zero—A Critical Cost-Competitive Energy Vector [Электронный ресурс]. — 2021. — URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf> (дата обращения: 12.03.2023).

614. Hydrogen Council. Hydrogen Insights 2021: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness [Электронный ресурс]. — 2021. — URL: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>.

615. Hydrogen Earthshot [Электронный ресурс] // Saoradh. — URL: <https://www.saoradh.com/blog/hydrogen-earthshot>.

616. Hydrogen energy storage market size worldwide in 2023, with a forecast until 2028 (in billion U.S. dollars) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1307043/global-hydrogen-energy-storage-market-value/>.

617. Hydrogen energy: Future outlook [Электронный ресурс] // AtomicExpert. — URL: http://atomicexpert.com/hydrogen_energy_future.

618. Hydrogen Europe. Hydrogen Europe: Strategic Research and Innovation Agenda [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/20200703_Final_Draft_updated_SRIA_HE-HER.pdf.

619. Hydrogen production costs 2021 [Электронный ресурс] // Department for Energy Security and Net Zero. — URL: <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-production-costs-2021> (дата обращения: 09.03.2023).

620. Hydrogen production criteria: FAQs [Электронный ресурс] // Climate Bonds Initiative. — URL: <https://www.climatebonds.net/files/files/faqs-hydrogen-production-criteria-151122.pdf>.

621. Hydrogen Tech World [Электронный ресурс]. — 2024. — URL: <https://hydrogentechworld.com/> (дата обращения: 25.01.2023).

622. Hydrogen: Low-emission fuels — hydrogen [Электронный ресурс] // International Energy Agency. — URL: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>.

623. HyTechHafen Rostock innovation project [Электронный ресурс] // H2-Region Rostock. — URL: <https://www.h2-region-ost.de/en/infrastruktur/innovationsprojekte/hytechhafen-rostock>.

624. IEA. Achieving Net Zero Heavy Industry Sectors in G7 Members. – 2022. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/achieving-net-zero-heavy-industry-sectors-in-g7-members> (дата обращения: 18.02.2025).

625. IEA. CCUS in Clean Energy Transitions [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2020. — URL: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>.
626. IEA. Clean Energy Innovation [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2020. — URL: <https://www.iea.org/reports/clean-energyinnovation>.
627. IEA. Coal 2024. Analysis and Forecast for 2024 [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2021> (дата обращения: 09.03.2023).
628. IEA. Critical Minerals Market Review 2023. – 2023. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/critical-minerals-market-review-2023> (дата обращения: 18.02.2025).
629. IEA. Electrolyzers [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2022. — URL: <https://www.iea.org/reports/electrolyzers>.
630. IEA. ETP Clean Energy Technology Guide — Data tools [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen> (дата обращения: 05.04.2023).
631. IEA. Global Hydrogen Review 2021 [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2021. — URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>.
632. IEA. Global Hydrogen Review 2022 [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2022. — URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>.
633. IEA. Global Hydrogen Review 2023. – 2023. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023> (дата обращения: 18.02.2025).
634. IEA. Global Hydrogen Review 2024. Hydrogen production [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2024. — URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024/hydrogen-production> (дата обращения: 20.12.2024).

635. IEA. Global installed electrolysis capacity by technology, 2015–2020 [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2020. — URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-electrolysis-capacity-by-technology-2015-2020>.

636. IEA. Hydrogen Infrastructure Database [Электронный ресурс]. — 2024. — URL: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (дата обращения: 16.01.2024).

637. IEA. Hydrogen Projects Database [Электронный ресурс]. — 2021. — URL: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database>; <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database> (дата обращения: 05.04.2023).

638. IEA. Low-carbon hydrogen production, 2010–2030, historical, announced and in the Sustainable Development Scenario, 2030 [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/low-carbon-hydrogen-production-2010-2030-historical-announced-and-in-the-sustainable-development-scenario-2030> (дата обращения: 15.03.2023).

639. IEA. Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach. — Paris : IEA, 2023. — Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach> (дата обращения: 18.02.2025).

640. IEA. Special Report on Solar PV Global Supply Chains. — 2022. — Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains> (дата обращения: 18.02.2025).

641. IEA. Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage 2009 [Электронный ресурс]. — Paris : International Energy Agency, 2009. — URL: <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-carbon-capture-and-storage-2009>.

642. IEA. The State of Clean Technology Manufacturing: An Energy Technology Perspectives Special Briefing. — 2023. — Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/the-state-of-clean-technology-manufacturing> (дата обращения: 18.02.2025).

643. International Energy Agency (IEA) [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.iea.org/> (дата обращения: 25.01.2023).

644. International Energy Agency (IEA). Chile – Energy Profile [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://www.iea.org/countries/chile> (дата обращения: 17.07.2023).

645. International Energy Agency (IEA). Renewable Energy Law of the People's Republic of China – Policies [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://www.iea.org/policies/3080-renewable-energy-law-of-the-peoples-republic-of-china> (дата обращения: 17.07.2023).

646. International Energy Agency (IEA). Renewable Energy Law of the People's Republic of China – Policies [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://www.iea.org/policies/3080-renewable-energy-law-of-the-peoples-republic-of-china> (дата обращения: 26.08.2022).

647. International Energy Agency. Germany's Renewables Energy Act – Policies [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://www.iea.org/policies/12392-germanys-renewables-energy-act> (дата обращения: 18.07.2023).

648. International Renewable Energy Agency (IRENA). Brazil – Country Indicators [Электронный ресурс]. 2022. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Statistics/Statistical_Profiles/South_America/Brazil_South_America_RE_SP.pdf (дата обращения: 20.11.2024)

649. International Renewable Energy Agency (IRENA). Ireland – Country Indicators [Электронный ресурс]. 2022. URL: https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Europe/Ireland_Europe_RE_SP.pdf (дата обращения: 20.11.2024).

650. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Energy Capacity Statistics [Электронный ресурс]. Abu Dhabi: IRENA, 2022. URL: <https://www.irena.org> (дата обращения: 19.02.2025).

651. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Energy in Chile: Policy Brief [Электронный ресурс]. Abu Dhabi: IRENA, 2018. URL: <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Chile.pdf (дата обращения: 17.07.2023).

652. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Power Generation Costs in 2019 [Электронный ресурс]. Abu Dhabi: IRENA, 2020. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf (дата обращения: 04.06.2021).

653. International Renewable Energy Agency (IRENA). Saudi Arabia – Country Indicators [Электронный ресурс]. 2022. URL: https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Middle_East/Saudi_Arabia_Middle_East_RE_SP.pdf (дата обращения: 20.11.2024).

654. IRENA, EPO. Innovation trends in electrolyzers for hydrogen production [Электронный ресурс]. — Abu Dhabi : IRENA, 2022. — URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_EPO_Electrolyzers_H2_production_2022.pdf.

655. IRENA. Forecast of hydrogen demand as the share of total energy worldwide in 2050, by outlook scenario [Электронный ресурс] : график // Statista. — 19.01.2022. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1292286/global-hydrogen-demand-estimates-as-share-of-total-energy/> (дата обращения: 19.02.2025).

656. IRENA. Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. 2023 Edition [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.irena.org/publications/2023/Jun/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2023Edition> (дата обращения: 23.10.2025).

657. IRENA. Solar energy [Электронный ресурс]. — 2023. — URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy> (дата обращения: 20.02.2023).

658. IRENA. Wind energy [Электронный ресурс]. — 2023. — URL: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy> (дата обращения: 20.02.2023).

659. Japan passes act promising 15-year low-carbon hydrogen subsidy [Электронный ресурс] // H2 View. — URL: <https://www.h2-view.com/story/japan-passes-act-promising-15-year-low-carbon-hydrogen-subsidy/2110192.article/>.

660. Japan to pay 15 years' cost difference to birth green hydrogen technologies [Электронный ресурс] // SolarPACES. — URL: <https://www.solarpaces.org/japan-to-pay-15-years-cost-difference-to-birth-green-hydrogen-technologies/>.

661. Japan's carbon neutrality strategy relies heavily on hydrogen [Электронный ресурс] // DLA Piper, 2024. — URL: <https://www.dlapiper.com/en-fr/insights/publications/2024/05/japans-carbon-neutrality-strategy-relies-heavily-on-hydrogen>.

662. Japan's hydrogen subsidies kicking off in summer 2024 [Электронный ресурс] // Norton Rose Fulbright. — URL: <https://connections.nortonrosefulbright.com/post/102jamv/japans-hydrogen-subsidies-kicking-off-in-summer-2024>.

663. Ji Y., Yépez-García A. Market Power in Electricity Generation Sector: A Review of Methods and Applications [Электронный ресурс]. Washington, DC: Inter-American Development Bank, 2017. URL: <https://publications.iadb.org/handle/11319/8481> (дата обращения: 14.09.2022).

664. Kazakhstan – Central Asia's energy transition pioneer [Электронный ресурс] // RIFS Potsdam Blog, 2024. — URL: <https://www.rifs-potsdam.de/en/blog/2024/07/kazakhstan-central-asias-energy-transition-pioneer>.

665. Key developments in green hydrogen in Asia-Pacific [Электронный ресурс] // LinkedIn Pulse. — URL: <https://www.linkedin.com/pulse/key-developments-green-hydrogen-asia-pacific-some-clarity-end-uses-lqcmf>.

666. Key updates and impacts of the final 45V clean hydrogen production tax credit rule [Электронный ресурс] // 3Degrees. — URL: <https://3degreesinc.com/insights/key-updates-and-impacts-of-the-final-45v-clean-hydrogen-production-tax-credit-rule/>.

667. KfW: Press release on hydrogen financing (2022) [Электронный ресурс]. — URL: https://www.kfw.de/About-KfW/Newsroom/Latest-News/Pressemitteilungen-Details_833344.html.

668. Lazard. Levelized cost of energy, levelized cost of storage, and levelized cost of hydrogen 2020 [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020/> (дата обращения: 05.02.2023).

669. Lessons from the European Union's inaugural Hydrogen Bank auction [Электронный ресурс] // Bruegel. — URL: <https://www.bruegel.org/analysis/lessons-european-unions-inaugural-hydrogen-bank-auction>.

670. Low-carbon hydrogen production volume worldwide in 2022, with a forecast for 2030 based on announced projects as of September 2023, by investment stage and production pathway (in million metric tons) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1463353/hydrogen-production-outlook-by-investment-stage/>.

671. Low-emissions hydrogen supply worldwide in 2022, with a forecast for 2030, by scenario (in billion cubic meters of natural gas equivalent) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1451559/projected-low-emissions-hydrogen-supply-worldwide-by-scenario/>.

672. Moberg T. Levelised cost of green hydrogen produced at onshore wind farm sites [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1693942/FULLTEXT01.pdf> (дата обращения: 21.12.2022).

673. Olivier. Four ways to store large quantities of hydrogen [Электронный ресурс]. — Geostock, 28.09.2023. — URL: <https://www.geostockgroup.com/en/four-ways-to-store-large-quantities-of-hydrogen/>.

674. Pandas-based library to visualize and compare datasets — Python [Электронный ресурс]. — URL: <https://pypi.org/projects/sweetviz/> (дата обращения: 12.01.2023).

675. Planning green hydrogen production and transportation [Электронный ресурс] // AnyLogic Case Studies. — URL: <https://www.anylogic.ru/resources/case-studies/planning-green-hydrogen-production-and-transportation/>.

676. Platform on Sustainable Finance. Reports and recommendations 2024 [Электронный ресурс]. — EU Platform on Sustainable Finance, 2024.

677. Port of Hamburg: HH-WIN hydrogen network gets approval [Электронный ресурс] // Hamburg Business. — URL: <https://hamburg-business.com/en/news/hh-win-hydrogen-network-port-hamburg-gets-approval>.

678. Projected cumulative carbon dioxide (CO₂) storage capacity for low-emissions hydrogen production in the Net Zero Emissions Scenario worldwide from 2022 to 2050 (in million metric tons of carbon dioxide) [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1426067/projected-co2-storage-for-hydrogen-production/>.

679. Renewable hydrogen production: New rules formally adopted [Электронный ресурс] // European Commission, Energy. — 20.06.2023. — URL: https://energy.ec.europa.eu/news/renewable-hydrogen-production-new-rules-formally-adopted-2023-06-20_en.

680. Revolve. Hydrogen, enabling a zero-emission society [Электронный ресурс]. — REVOLVE & Hydrogen Europe, 2022. — URL: <https://hydrogen.revolve.media/2022/#>.

681. Ribeiro G. The Risks of Brazil's Dependence on Hydroelectric Power // The Brazilian Report [Электронный ресурс]. 2021. URL: <https://brazilian.report/environment/2021/07/09/hydroelectric-risks/> (дата обращения: 17.07.2023).

682. Ruiz S. Hydroelectric in Cerrado Threatens Ecosystem // Woodwell Climate Research Center [Электронный ресурс]. 2023. URL: <https://www.woodwellclimate.org/brazil-hydroelectric-dams-cerrado/> (дата обращения: 17.07.2023).

683. Second European Hydrogen Bank auction launched with €1.2bn budget [Электронный ресурс] // H2 View. — URL: <https://www.h2-view.com/story/second-european-hydrogen-bank-auction-launched-with-e1-2bn-budget/2118200.article/>.

684. Shahak M. Renewable Energy in Israel – Background and Issues for Discussion [Электронный ресурс]. Jerusalem: The Israeli Knesset, 2022. 70 p. URL: shorturl.at/tETW9 (дата обращения: 16.09.2021).

685. Share of direct investment in hydrogen projects worldwide until 2030 as of May 2024, by area [Электронный ресурс] // Statista. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1478764/hydrogen-direct-investment-share-by-area/>.

686. Sofer R. Olmert: Israel Can Lead the Effort to Develop Solar Energy [Электронный ресурс] // Ynet. 2007. URL: <https://www.ynet.co.il/articles/0,7340,L-3530976,00.html> (дата обращения: 22.05.2021).

687. South Korea to boost domestic hydrogen industry with 30 leading firms by 2030 [Электронный ресурс] // Seneca ESG. — URL: <https://senecaesg.com/insights/south-korea-to-boost-domestic-hydrogen-industry-with-30-leading-firms-by-2030/>.

688. Statista. Fossil fuel dependency worldwide. – Режим доступа: <https://www.statista.com/> (дата обращения: 18.02.2025).

689. Statista: The Statistics Portal [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.statista.com/> (дата обращения: 25.01.2023).

690. Statista; IRENA. Hydrogen consumption worldwide in 2020, by country (in million metric tons) [Graph] [Электронный ресурс] // Statista. 2022. URL: <https://www.statista.com/statistics/1292403/global-hydrogen-consumption-by-country/> (дата обращения: 19.02.2025).

691. Subsidy scheme for hydrogen in Japan: Case study 2024 [Электронный ресурс] // OECD CEFIM. — URL: <https://www.oecd.org/.../Subsidy-scheme-Japan-case-study-2024.pdf>.

692. The Israeli Government. Setting a guiding goal and formulating tools for promoting renewable energies, especially in the Negev and the Arava region [Электронный ресурс]. 2009. URL:

https://www.gov.il/he/departments/policies/2009_des4450 (дата обращения: 23.05.2021).

693. The Observatory of Economic Complexity. Leading exporters of hydrogen worldwide in 2022, by country (in million U.S. dollars) [Электронный ресурс]: график // Statista. — 25.10.2024. — URL: <https://www.statista.com/statistics/1411880/hydrogen-leading-exporting-countries/> (дата обращения: 19.02.2025).

694. The UK Government. Data on the UK's Renewables Sector [Электронный ресурс]. GOV.UK, 2022. URL: <https://www.gov.uk/government/statistics/energy-trends-section-6-renewables> (дата обращения: 26.08.2022).

695. Thyssenkrupp. Hydrogen from water electrolysis – solutions for sustainability [Электронный ресурс]. — 2020. — URL: <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/waterelectrolysis-hydrogen-production>.

696. Time News. China's Energy Transition Will Be Slow and Steady [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://time.com/6222566/china-fossil-fuel-plan-xi-jinping/> (дата обращения: 18.07.2023).

697. Trahey N. NIST standard reference materials catalog 1995–1996 [Электронный ресурс]. — Gaithersburg, MD : National Institute of Standards and Technology, 1995. — DOI: 10.6028/NIST.SP.260e1995 (дата обращения: 23.02.2025).

698. U.S. Treasury press release on clean hydrogen tax credit guidance [Электронный ресурс]. — URL: <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy2768>.

699. UNECE. Hydrogen. Technology Brief [Электронный ресурс]. — 2021. — URL: [https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Hydrogen brief_EN_final_0.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-10/Hydrogen%20brief_EN_final_0.pdf) (дата обращения: 01.03.2023).

700. United States tax credits for green hydrogen under US Inflation Reduction Act 2022 [Электронный ресурс] // Green Hydrogen Organisation. — URL: <http://gh2.org/article/united-states-tax-credits-green-hydrogen-under-us-inflation-reduction-act-2022>.

701. USA Department of Energy. Developing Renewable Energy Projects Larger Than 10 MWs at Federal Facilities [Электронный ресурс]. Federal Energy Management

Program, 2019. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/52121.pdf> (дата обращения: 22.07.2021).

702. Walker K. Is tidal power a viable source of energy? [Электронный ресурс] // AZo Cleantech. 2013. URL: <https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=350> (дата обращения: 26.08.2022).

703. Weiszflog E., Abbas M. Life cycle assessment of hydrogen storage systems for trucks: An assessment of environmental impacts and recycling flows of carbon fiber [Электронный ресурс]. — Chalmers ODR. — URL: <https://odr.chalmers.se/items/40d121f7-cb63-45e4-aac7-693cded2cb8f>.

704. Wenzel F. Is Hydropower Making a Comeback in the Amazon? // Dialogo Chino [Электронный ресурс]. 2022. URL: <https://dialogochino.net/en/climate-energy/51950-is-hydropower-making-a-comeback-in-the-amazon/> (дата обращения: 17.07.2023).

705. What you invest your time in, defines who you are! [Электронный ресурс] // WhatNextNow. — URL: <https://www.whatnextnow.com/> (дата обращения: 25.01.2023).

706. Will making hydrogen green depend on China? [Электронный ресурс] // E&E News. — URL: <https://www.eenews.net/articles/will-making-hydrogen-green-depend-on-china/>.

707. World Energy Outlook 2022 [Электронный ресурс] // International Energy Agency. — URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> (дата обращения: 12.01.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. БАЗОВЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОД ВЕБ ПРИЛОЖЕНИЯ.

```
!pip install -q streamlit
```

```
!pip install numpy-financial
```

```
%%writefile app.py
```

```
import streamlit as st
```

```
import streamlit as st
```

```
import numpy_financial as npf
```

```
# Функция нормализации с обработкой значений вне диапазона
```

```
def normalize(value, min_value, max_value):
```

```
    if value < min_value:
```

```
        return 0 # Значение меньше минимального — нормализуем в 0
```

```
    elif value > max_value:
```

```
        return 1 # Значение больше максимального — нормализуем в 1
```

```
    elif max_value - min_value == 0:
```

```
        return 0 # Если диапазон нулевой, возвращаем 0
```

```
    return (value - min_value) / (max_value - min_value)
```

```
# Расчет интегрального индекса
```

```
def calculate_integral_index(categories):
```

```
    total_index = 0
```

```
    for category in categories:
```

```
        weight = category["weight"]
```

```
        normalized_values = [
```

```
            normalize(indicator["value"], indicator["min"], indicator["max"])]
```

```

        for indicator in category["indicators"]
    ]
    category_score = weight * sum(normalized_values) / len(normalized_values)
    total_index += category_score
return total_index

# Streamlit приложение
st.set_page_config(
    page_title="Оценка эффективности водородных проектов",
    page_icon="🚀",
    layout="wide"
)

st.title("🚀 Оценка эффективности водородных проектов")

tabs = ["📊 Интегральный индекс", "💰 Экономические показатели", "🌿
Экологические показатели",
        "⚙️ Технологические показатели", "📈 Стратегические показатели",
        "👥 Социально-управленческие показатели", "🔬 Инновационные
показатели"]

selected_tab = st.sidebar.radio("Выберите вкладку:", tabs)

# Инициализация категорий и показателей с базовыми данными
categories = [
    {
        "name": "Экономические показатели",
        "weight": 0.25,
        "indicators": [
            {"name": "NPV", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 200.0},

```

```

    {"name": "EROEI", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 8.0},
    {"name": "Удельная себестоимость", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 5.0},
  ],
},
{
  "name": "Экологические показатели",
  "weight": 0.2,
  "indicators": [
    {"name": "Углеродный след", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 2.0},
    {"name": "Водный след", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 15.0},
  ],
},
{
  "name": "Технологические показатели",
  "weight": 0.2,
  "indicators": [
    {"name": "Энергоэффективность", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 80.0},
    {"name": "Стабильность оборудования (MTBF)", "value": 0.0, "min": 0.0,
"max": 12000.0},
  ],
},
{
  "name": "Стратегические показатели",
  "weight": 0.15,
  "indicators": [
    {"name": "Индекс локализации", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 70.0},
    {"name": "Экспортный потенциал", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 1.2},
  ],
},
{

```

```

"name": "Социально-управленческие показатели",
"weight": 0.1,
"indicators": [
    {"name": "TRIR", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 2.0},
    {"name": "Кадровая обеспеченность", "value": 0.0, "min": 0.0, "max":
90.0},
],
},
{
    "name": "Инновационные показатели",
    "weight": 0.05,
    "indicators": [
        {"name": "TRL", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 9.0},
        {"name": "Патентная активность", "value": 0.0, "min": 0.0, "max": 3.0},
    ],
},
]

```

```
# --- Логика вкладок ---
```

```
if selected_tab == tabs[0]: # 📊 Интегральный индекс
```

```
    st.header("📊 Интегральный индекс проекта")
```

```
# Автоматическая нормализация и интегральный расчет
```

```
for category in categories:
```

```
    st.subheader(category["name"])
```

```
    for indicator in category["indicators"]:
```

```
        indicator["value"] = st.number_input(
```

```
            f'{indicator["name"]} ({indicator["min"]} - {indicator["max"]})',
```

```
            min_value=indicator["min"],
```

```

        max_value=indicator["max"],
        value=indicator["value"],
    )

integral_index = calculate_integral_index(categories)
st.success(f"✅ Ваш интегральный индекс проекта: {integral_index:.4f}")

elif selected_tab == tabs[1]: # 💰 Экономические показатели
    st.header("💰 Экономические показатели")

    # Расчет NPV
    st.subheader("1 Чистая приведенная стоимость (NPV)")
    cash_flows_str = st.text_input("Введите денежные потоки через запятую  
(например: -100, 30, 40, 50):", "-100,30,40,50")
    discount_rate = st.number_input("Ставка дисконтирования (%)ate",
    min_value=1.0, max_value=20.0, value=7.0)

    try:
        cash_flows = [float(x.strip()) for x in cash_flows_str.split(",")]
        npv_result = npf.npv(discount_rate / 100.0, cash_flows)
        categories[0]["indicators"][0]["value"] = npv_result
        st.success(f"✅ NPV проекта: {npv_result:.2f}")
    except:
        st.error("⚠️ Проверьте корректность введенных данных.")

    # Расчет EROEI
    st.subheader("2 Энергетическая рентабельность (EROEI)")
    energy_output = st.number_input("Энергия на выходе (кВт·ч):", min_value=1.0,
    value=1000.0)

```

```

energy_input = st.number_input("Энергия на входе (кВт·ч):", min_value=1.0,
value=200.0)
eroei_result = energy_output / energy_input
categories[0]["indicators"][1]["value"] = eroei_result
st.success(f"✅ EROEI проекта: {eroei_result:.2f}")

# Удельная себестоимость
st.subheader("3 Удельная себестоимость производства")
capex = st.number_input("Капитальные затраты (тыс.$):", min_value=1.0,
value=500.0)
opex = st.number_input("Операционные затраты в год (тыс.$):", min_value=1.0,
value=50.0)
annual_prod = st.number_input("Годовой объем производства (тонн):",
min_value=1.0, value=100.0)

unit_cost_result = (capex + opex) / annual_prod
categories[0]["indicators"][2]["value"] = unit_cost_result
st.success(f"✅ Удельная себестоимость: {unit_cost_result:.2f} тыс.$/тонну")

elif selected_tab == tabs[2]: # 🌿 Экологические показатели
    st.header("🌿 Экологические показатели")

    # Углеродный след
    st.subheader("1 Углеродный след")
    emissions = st.number_input("Суммарные выбросы CO2e (кг):", min_value=0.0,
value=100.0)
    hydrogen_mass = st.number_input("Масса произведенного водорода (кг):",
min_value=1.0, value=50.0)
    carbon_footprint_result = emissions / hydrogen_mass

```



```

categories[1]["indicators"][0]["value"] = carbon_footprint_result
st.success(f"✅ Углеродный след: {carbon_footprint_result:.2f} кг CO2e/кг H2")

# Водный след
st.subheader("2 Водный след")

water_used = st.number_input("Потребление воды (литры):", min_value=1.0,
value=1500.0)

hydrogen_mass = st.number_input("Масса произведенного водорода (кг):",
min_value=1.0, value=50.0)

water_footprint_result = water_used / hydrogen_mass
categories[1]["indicators"][1]["value"] = water_footprint_result
st.success(f"✅ Водный след: {water_footprint_result:.2f} литров/кг H2")

elif selected_tab == tabs[3]: # ⚙️ Технологические показатели
    st.header("⚙️ Технологические показатели")

    # Энергоэффективность
    st.subheader("1 Энергоэффективность")

    energy_input = st.number_input("Затраченная энергия (кВт·ч):", min_value=1.0,
value=1000.0)

    energy_output = st.number_input("Выходная энергия (кВт·ч):", min_value=1.0,
value=800.0)

    energy_efficiency_result = (energy_output / energy_input) * 100
    categories[2]["indicators"][0]["value"] = energy_efficiency_result
    st.success(f"✅ Энергоэффективность: {energy_efficiency_result:.2f}%")

    # Стабильность оборудования (MTBF)
    st.subheader("2 Среднее время между отказами (MTBF)")

```

```

mtbf_value = st.number_input("MTBF оборудования (часы):", min_value=0.0,
value=5000.0)

categories[2]["indicators"][1]["value"] = mtbf_value

st.success(f"✅ Стабильность оборудования (MTBF): {mtbf_value:.2f} часов")


elif selected_tab == tabs[4]: # 📈 Стратегические показатели

    st.header("📈 Стратегические показатели")

    # Индекс локализации
    st.subheader("1 Индекс локализации")

    local_value = st.number_input("Местная доля производства (%)ate",
min_value=0.0, max_value=100.0, value=50.0)

    categories[3]["indicators"][0]["value"] = local_value

    st.success(f"✅ Индекс локализации: {local_value:.2f}%")

    # Экспортный потенциал
    st.subheader("2 Экспортный потенциал")

    export_potential = st.number_input("Доля продукции, предназначенной для
экспорта (%)ate", min_value=0.0, max_value=100.0, value=60.0)

    categories[3]["indicators"][1]["value"] = export_potential

    st.success(f"✅ Экспортный потенциал: {export_potential:.2f}%")


elif selected_tab == tabs[5]: # 👥 Социально-управленческие показатели

    st.header("👥 Социально-управленческие показатели")

    # TRIR (Total Recordable Incident Rate)
    st.subheader("1 Показатель инцидентности (TRIR)")

    incidents = st.number_input("Количество инцидентов:", min_value=0, value=1)

```

```

hours_worked = st.number_input("Суммарные часы труда (1 000 часов):",
min_value=1.0, value=100.0)

trir_result = (incidents / hours_worked) * 1000
categories[4]["indicators"][0]["value"] = trir_result
st.success(f"✅ Показатель TRIR: {trir_result:.2f}")

# Кадровая обеспеченность
st.subheader("2 Кадровая обеспеченность")
staff_availability = st.number_input("Процент укомплектованности кадров
(%):", min_value=0.0, max_value=100.0, value=75.0)
categories[4]["indicators"][1]["value"] = staff_availability
st.success(f"✅ Кадровая обеспеченность: {staff_availability:.2f}%")

elif selected_tab == tabs[6]: # 📁 Инновационные показатели
    st.header("📁 Инновационные показатели")

    # Уровень технологической готовности (TRL)
    st.subheader("1 Уровень технологической готовности (TRL)")
    trl_value = st.number_input("TRL проекта (1-9):", min_value=1, max_value=9,
value=7)
    categories[5]["indicators"][0]["value"] = trl_value
    st.success(f"✅ Уровень технологической готовности (TRL): {trl_value}")

    # Патентная активность
    st.subheader("2 Патентная активность")
    patent_count = st.number_input("Количество патентов в год:", min_value=0,
value=2)
    categories[5]["indicators"][1]["value"] = patent_count

```

```
st.success(f"✅ Патентная активность: {patent_count} патентов в год")
```

```
# --- Финальный результат ---
```

```
st.sidebar.title("📊 Итоговый индекс")
```

```
if st.sidebar.button("Рассчитать интегральный индекс"):
```

```
    integral_index = calculate_integral_index(categories)
```

```
    st.sidebar.success(f"✅ Интегральный индекс проекта: {integral_index:.4f}")
```

```
!npm install localtunnel
```

```
!streamlit run /content/app.py &>/content/logs.txt &
```

```
import urllib
```

```
print("Password/Endpoint          IP          for          localtunnel  
is:",urllib.request.urlopen('https://ipv4.icanhazip.com').read().decode('utf8').strip("\n"))
```

```
!npx localtunnel --port 8501
```

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНСТРУМЕНТОВ
СТИМУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В РФ.

