

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Цянь Хайдун



ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА

Специальность 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика
(экономика промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
кандидат экономических наук, доцент
Галевский С.Г.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВ В СФЕРЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	11
1.1 Современное состояние, перспективы и рыночные тенденции водородной энергетики	11
1.2 Особенности технико-экономической оценки водородных производств....	29
1.3 Применимость традиционных методов инвестиционной оценки к водородным проектам.....	44
1.4 Выводы по Главе 1.....	52
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ОГРАНИЧЕНИЙ МОДЕЛИ LCOH ПРИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ПРОЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВОДОРОДА.....	55
2.1 Модель LCOH в системе экономической оценки проектов водородной энергетики	55
2.2 Ограничения классической модели LCOH.....	66
2.3 Количественная оценка искажений при применении традиционной модели LCOH	71
2.4 Выводы по Главе 2.....	78
ГЛАВА 3 МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОБОСНОВАНИЮ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ BD- LCOH	80
3.1 Теоретические основания интеграции и допущения модели BD-LCOH	80
3.2 Методическая реализация и сравнительная оценка технологий водородного производства на основе модели BD-LCOH	90
3.3 Эмпирическая проверка и практическое применение модели BD-LCOH на примере реального проекта.....	103
3.4 Методический подход к технологическому выбору на основе интервальной оценки LCOH с применением бинарного дисконтирования	119
3.5 Выводы по Главе 3.....	137

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт о внедрении результатов кандидатской диссертации	163

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В условиях нарастающих экологических проблем, обусловленных сжиганием ископаемого топлива и процессами глобального изменения климата, мировое сообщество активизировало поиск низкоуглеродных направлений развития энергетики. С момента подписания Парижского соглашения в 2016 г. цели сокращения выбросов парниковых газов и достижения углеродной нейтральности были закреплены в стратегических документах большинства стран. Одновременно с этим в современных условиях, характеризующихся повышенными требованиями к энергетической безопасности и экономической устойчивости энергетических систем, возрастает необходимость системной и критической оценки реализуемости и экономической эффективности соответствующих технологических решений, в том числе в сфере производства водорода.

Вместе с тем широкомасштабное развитие производства водорода сопровождается существенными методологическими трудностями в области экономической оценки. Данная сфера характеризуется высокой капиталоемкостью, длительным жизненным циклом и значительной неопределённостью ключевых параметров, что ограничивает применимость традиционных показателей оценки экономической эффективности (NPV, IRR, PI, DPP) в рамках отраслевого анализа. В качестве альтернативы в научных исследованиях и практических расчётах всё чаще используется показатель LCOH (Levelized Cost of Hydrogen — приведенные удельные затраты на производство водорода), основанный на принципах расчёта нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) и предназначенный для сопоставления различных технологий производства водорода.

Однако использование показателя LCOH в его традиционной форме сопряжено с рядом методологических ограничений. Применение единой ставки дисконтирования в расчёте показателя LCOH приводит к систематическим искажениям результатов оценки приведённых удельных затрат на производство водорода.

В связи с указанными обстоятельствами возникает необходимость методологического совершенствования подходов к экономической оценке проектов производства водорода, направленного на повышение согласованности расчётов и интерпретируемости получаемых результатов. Это обуславливает актуальность разработки инструментов, обеспечивающих более обоснованное сопоставление технологических решений и проведение отраслевого экономического анализа в сфере водородной энергетики.

Степень разработанности темы исследования

Экономические вопросы оценки проектов в сфере водородной энергетики широко представлены в научных исследованиях отечественных и зарубежных авторов. Основное внимание уделяется анализу затрат и экономическому сопоставлению различных технологических маршрутов производства водорода. К числу соответствующих работ относятся исследования Моисеенковой Ю.И., Шанской В.С., Веселова Ф., Заниной А. А., Glenk H., Reichelstein S., Siala K., Yin C., Jin L., Yang B., Zheng C., Bernat R., Ishaq H., Dincer I., Crawford C., Wang H., van der Spek M., Norouzi N., Li J., Zou X., Chen W. и других авторов.

В работах, посвящённых показателю LCOH, рассматриваются вопросы его применения и уточнения расчётных параметров, что отражено в исследованиях Li T., Liu P., Li Z., Vivanco-Martín B., Iranzo A., Xu D., Wang J., Navas-Anguita Z. Вместе с тем использование LCOH преимущественно ограничивается сравнением технологических вариантов, тогда как интерпретация различий результатов технологического выбора в условиях неопределённости остаётся недостаточно освещённой.

Объектом исследования являются проекты по производству водорода.

Предметом исследования являются экономическая оценка проектов производства водорода и экономическое обоснование выбора технологий.

Цель диссертационного исследования состоит в разработке методического подхода к экономической оценке создания промышленных производств водорода, обеспечивающего обоснованность выбора технологии в условиях изменчивости технологических и экономических параметров.

Основная научная идея исследования заключается в применении бинарного дисконтирования с формированием интервальной оценки показателей экономической эффективности, позволяющей учесть неопределенность технологических и экономических факторов, для обоснованного выбора технологии производства водорода.

Задачи исследования:

1. Провести комплексный анализ современного состояния и перспектив развития водородной энергетики с учётом применяемых водородных технологий и факторов, влияющих на реализацию проектов производства водорода.

2. Оценить применимость и ограничения традиционных показателей экономической оценки при анализе проектов производства водорода в условиях высокой капиталоемкости и неопределённости исходных параметров.

3. Выявить недостатки показателя LCOH (приведенные затраты на производство водорода), обусловленные использованием единой ставки дисконтирования, и определить влияние указанных факторов на результаты расчётов приведённых удельных затрат на производство водорода.

4. Адаптировать модель бинарного дисконтирования к расчёту приведённых удельных затрат на производство водорода (LCOH) и выполнить сравнительные расчёты на основе традиционного и бинарного подходов для различных технологий производства водорода.

5. Разработать методический подход к обоснованию выбора технологических решений в проектах производства водорода в условиях изменяющихся технологических и ценовых факторов.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в следующем:

1. Идентифицирована совокупность отраслевых и проектных факторов, присущих созданию промышленных производств в сфере водородной энергетики, включая высокую капиталоемкость, неординарную структуру денежных потоков проектов и отсутствие сформированных рыночных цен, которая ограничивает

применимость традиционных методов и обуславливает необходимость разработки нового методического подхода к экономической оценке таких производств.

2. Установлено, что к числу методических ограничений классического подхода к оценке приведённых удельных затрат на производство водорода (LCOH), основанного на использовании единой ставки дисконтирования, относятся некорректный учет фактора времени, а также рисков и неопределенности, что приводит к недостаточной обоснованности получаемых результатов оценки.

3. Разработана экономико-математическая модель расчёта показателя LCOH на основе бинарного дисконтирования, использование которой обеспечивает корректное определение затрат на производство водорода и устраняет методические ограничения классического подхода.

4. Разработан методический подход к экономическому обоснованию выбора оптимальной технологии производства водорода, направленный на повышение обоснованности принимаемых решений в условиях изменчивости технологических и экономических параметров.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности) по пунктам:

2.2. «Вопросы оценки и повышения эффективности хозяйственной деятельности на предприятиях и в отраслях промышленности».

2.14. «Проблемы повышения энергетической эффективности и использования альтернативных источников энергии».

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость исследования связана с уточнением подходов к экономической оценке проектов производства водорода и с обоснованием возможности использования показателя LCOH с учётом неопределённости экономических условий в энергетических проектах. Практическая значимость исследования заключается в возможности использования полученных результатов при технико-экономическом обосновании проектов производства водорода и при

сравнении альтернативных технологий производства водорода. Более корректная экономическая оценка способствует повышению обоснованности выбора технологий на ранних этапах анализа и создаёт предпосылки для более устойчивого развития водородной отрасли.

Результаты исследования использованы в аналитической и технико-экономической деятельности при рассмотрении направлений, связанных с водородной энергетикой. Получен акт внедрения от 16.03.2026 (Приложение А), выданный ООО «Промышленный газ АЙПиДжиЭс (Чэнду), Лтд» (IPGS (Chengdu) Industrial Gas Co., Ltd.).

Методология и методы исследования

Теоретическую основу составляют научные труды в области оценки эффективности энергетических проектов, а также публикации, посвящённые LCOE и LCOH (в частности, работы зарубежных и отечественных авторов по водородной тематике).

Используются методы сравнительного и системного анализа: сопоставление технологий производства водорода, критический разбор формулы LCOH; математическое моделирование в части разработки бинарной модели дисконтирования; сценарный анализ и анализ чувствительности – для оценки влияния различных параметров (ставка дисконтирования, стоимость электроэнергии) на результат экономической эффективности.

Положения, выносимые на защиту:

1. Промышленное развитие водородной энергетики характеризуется совокупностью факторов (высокая капиталоемкость, неординарная структура денежных потоков проектов, отсутствие сформированных рыночных цен на водород), что исключает возможность корректной экономической оценки создания таких производств на основе показателей, не учитывающих всю совокупность указанных факторов.

2. Экономическая оценка проектов по производству водорода должна осуществляться на основе показателя LCOH (приведенные удельные затраты на

производство водорода) с применением бинарного дисконтирования, что обеспечивает устранение методических ограничений традиционного подхода.

3. Выбор экономически обоснованной технологии производства водорода целесообразно осуществлять на основе совместного учёта уровня удельных затрат и неопределённости при изменении технологических параметров и цен на электроэнергию.

Степень достоверности результатов исследования обеспечивается использованием корректных методов научного анализа, применением инвестиционного моделирования, а также использованием достоверных исходных данных по проектам водородной энергетики, национальных официальных источников Китая и международных авторитетных отчётов.

Результаты исследования подтверждаются публикациями в рецензируемых научных изданиях, а также апробацией на российских и международных научно-практических мероприятиях.

Апробация результатов диссертации проведена на 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных; за последние 3 года принято участие в 4 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 3 международных:

1. X Международная конференция «Менеджмент, экономика, этика, техника: МЕЕТ 2024» (10–11 октября 2024 г., г. Санкт-Петербург).

2. IX Международная научно-практическая конференция «Современная экономика и право: опыт теоритического и эмпирического анализа» (17 сентября 2025 г., г. Санкт-Петербург).

3. X Международная научно-практическая конференция «Инновации: от теории к практике» (30–31 октября 2025 г., г. Брест).

4. XI Всероссийская (с международным участием) научная конференция «Менеджмент, экономика, этика, техника: МЕЕТ-2025» (30–31 октября 2025 г., г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора заключается в постановке и реализации цели и задач диссертационного исследования, выявлении ограничений применения

традиционных показателей экономической оценки в проектах производства водорода, разработке метода расчёта приведённых удельных затрат на производство водорода (LCOH) на основе бинарной модели дисконтирования, а также в разработке методического подхода к экономическому обоснованию выбора технологических решений в проектах производства водорода.

Публикации. Результаты диссертационной работы освещены в 7 печатных работах (пункты списка литературы № 1-5, 52, 53), в том числе, в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

Структура работы.

Диссертация состоит из оглавления, введения, трёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 181 наименование, и 1 приложение. Диссертация изложена на 165 страницах машинописного текста, содержит 27 рисунков и 23 таблицы.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю — кандидату экономических наук, доценту С.Г. Галевскому, а также всему коллективу кафедры отраслевой экономики Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за помощь в подготовке диссертации.

ГЛАВА 1 ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВ В СФЕРЕ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1 Современное состояние, перспективы и рыночные тенденции водородной энергетики

Водород - это экологически чистый, эффективный, богатый и широко используемый источник энергии, который рассматривается странами всего мира как важная национальная энергетическая стратегия. В области химических элементов водород является одним из основных объектов научных исследований и промышленного применения, в основном благодаря своим отличительным свойствам и широкому потенциалу использования. Водород, обозначаемый химическим символом H_2 , – это бесцветный, не имеющий запаха, легко воспламеняющийся газ и один из самых распространенных элементов в мире. При стандартных условиях водород обладает низкой плотностью, составляющей всего $1/14$ плотности воздуха, что дает ему особые преимущества в многочисленных областях применения [2, 77]. Кроме того, водород служит оптимальным вторичным источником энергии, который может быть преобразован из первичных источников энергии, таких как солнце, ветер и ядерная энергия, с помощью множества методов преобразования. Он является основополагающим элементом в стремлении к преобразованию энергии и устойчивому развитию [104]. Водород сам по себе является не первичным источником энергии, а вторичным энергоносителем с высокой плотностью энергии: исходя из теплотворной способности брутто, его массовая плотность энергии составляет примерно 142 МДж кг^{-1} , что примерно в три раза больше, чем у бензина, но объемная плотность энергии составляет всего 8 МДж л^{-1} (жидкий водород), что требует хранения и транспортировки с помощью высокого давления, низкой температуры или твердофазных химических методов [59]. Сравнение теплотворной способности водорода и некоторых видов ископаемого топлива показано на Рисунок.

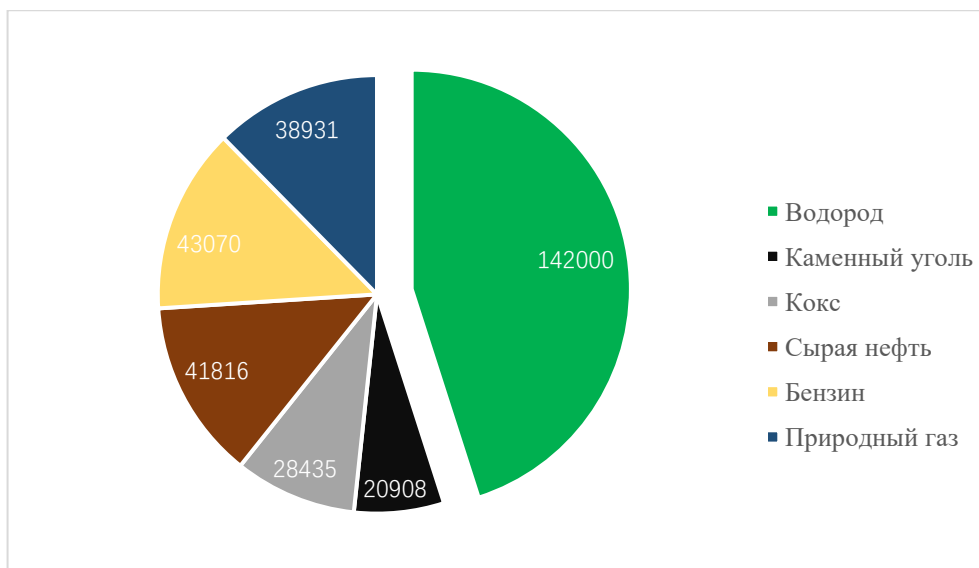


Рисунок 1- Справочная теплотворная способность отдельных видов ископаемого топлива и элементарного водорода, КДж/кг (составлено автором по данным [166])

Водород играет важную роль в промышленном секторе как основное химическое сырье. В основном он используется в процессах синтеза аммиака, производства метанола и сероочистки нефтеперерабатывающих заводов. В процессе синтеза аммиака водород и азот реагируют при высоких температурах и давлении, образуя аммиак (NH_3), который широко используется в производстве удобрений и является основой сельскохозяйственного производства. В производстве метанола водород используется в реакциях с монооксидом углерода (CO), в результате чего образуется метанол, применяемый далее при выпуске пластмасс, лакокрасочных материалов и другой химической продукции. В нефтеперерабатывающей промышленности водород также выполняет функцию реагента в процессах гидродесульфуризации, обеспечивая удаление сернистых соединений из сырой нефти и повышение качества нефтепродуктов [95]. Как крупнейший мировой потребитель водорода, Китай формирует значительный спрос в указанных направлениях, прежде всего в производстве удобрений и метанола.

По данным о структуре мирового потребления водорода в 2025 г., основной объём спроса по-прежнему приходится на традиционные промышленные сферы: нефтепереработку и гидрогенизацию (43 %), синтез аммиака (33 %) и синтез метанола (17 %). В совокупности на эти направления приходится более 90 %

общего потребления водорода. Такая структура свидетельствует о том, что водород в настоящее время остаётся прежде всего важнейшим ресурсом для отраслей базовой химии и переработки углеводородного сырья, что отражено в таблице 1.

Таблица 1 - Структура спроса на водород (2025 г.) (составлено автором по данным [36])

Область применения	Текущая доля	Типичные процессы / области применения	Состояние развития
Гидроочистка и обессеривание нефти	43%	Гидрокрекинг мазута, удаление серы из бензина	Стабильная отрасль, ожидается снижение в условиях декарбонизации.
Синтез аммиака (удобрения)	33%	Процесс Хабера — Боша	Традиционное применение, переход на зелёный аммиак
Синтез метанола	17%	Гидрирование CO/CO ₂	Зрелые технологии, частичный переход на зелёный водород
Прямое восстановление железа (DRI)	6%	Восстановление железной руды водородом	Ключевой путь декарбонизации промышленности
Транспорт и накопление энергии	<1%	Топливные элементы, водородные накопители энергии	Новая сфера, быстрый рост

Данные таблицы 1 показывают, что в настоящее время свыше 90 % мирового спроса на водород сосредоточено в традиционных секторах, связанных с переработкой ископаемого сырья и базовой химией. Вместе с тем уже формируются и новые направления его использования, в том числе прямое восстановление железа (6 %) и транспорт с функцией накопления энергии (<1 %). Несмотря на пока ещё небольшую долю, именно эти сферы характеризуются наиболее высокой динамикой развития. По прогнозам Международного энергетического агентства и Водородный совет, к 2030 г. их совокупная доля может достичь 10–20 % мирового спроса на водород [132]. Тем самым водород всё в большей степени рассматривается не только как сырьевой ресурс для химической промышленности, но и как элемент складывающегося энергетического рынка.

С начала XXI века развитие водородной энергетики стало тесно связано с усилением климатической повестки и закреплением в международной практике целей углеродной нейтральности [71]. Если ранее водород использовался главным образом в химической промышленности, металлургии и нефтепереработке, то основная часть его производства базировалась на ископаемом сырье. Такой водород,

как правило, относится к «серому» и сопровождается значительными выбросами углекислого газа [74]. При всей его значимости для промышленного потребления данный способ производства связан с существенными экологическими издержками, что постепенно усиливает как политические, так и рыночные ограничения его дальнейшего применения.

В этих условиях правительства ведущих стран и международные организации принимают стратегические документы в области энергетического перехода, где в качестве приоритетов закреплены «декарбонизация» и производство водорода на основе возобновляемых источников энергии [44]. Постепенно в политическую повестку входят «голубой» водород (с применением технологий улавливания и хранения углерода) и «зелёный» водород, получаемый методом электролиза воды с использованием возобновляемой электроэнергии [70]. Именно «зелёный» водород рассматривается как ключевое звено в достижении глубокой декарбонизации и формировании низкоуглеродной энергетической системы. Несмотря на крайне малую долю в современном мировом производстве и сохраняющиеся экономические барьеры, интерес к нему растёт, и он становится предметом активной международной конкуренции и сотрудничества [66].

Вследствие этой глобальной тенденции дальнейшее изложение в настоящем исследовании сосредоточено на анализе проектов, связанных с зелёным и низкоуглеродным водородом. Это не означает игнорирование доминирующей роли «серого» водорода в нынешней структуре отрасли, однако оценка экономической обоснованности водородных проектов вне контекста «зелёного» перехода не позволяет объяснить стратегию будущих инвестиций и логику государственной политики. Поэтому работа исходит из мировых трендов декарбонизации и китайской концепции «двойной углерод» [108], делая зелёный водород основным объектом исследования как с точки зрения ответа на современные вызовы, так и с позиции долгосрочного развития.

В настоящее время в Китае сформировалась комплексная цепочка водородной энергетики, включающая производство, хранение, транспортировку, заправку и использование водорода [56]. На рисунке 2 показана цепочка

водородной промышленности в Китае.

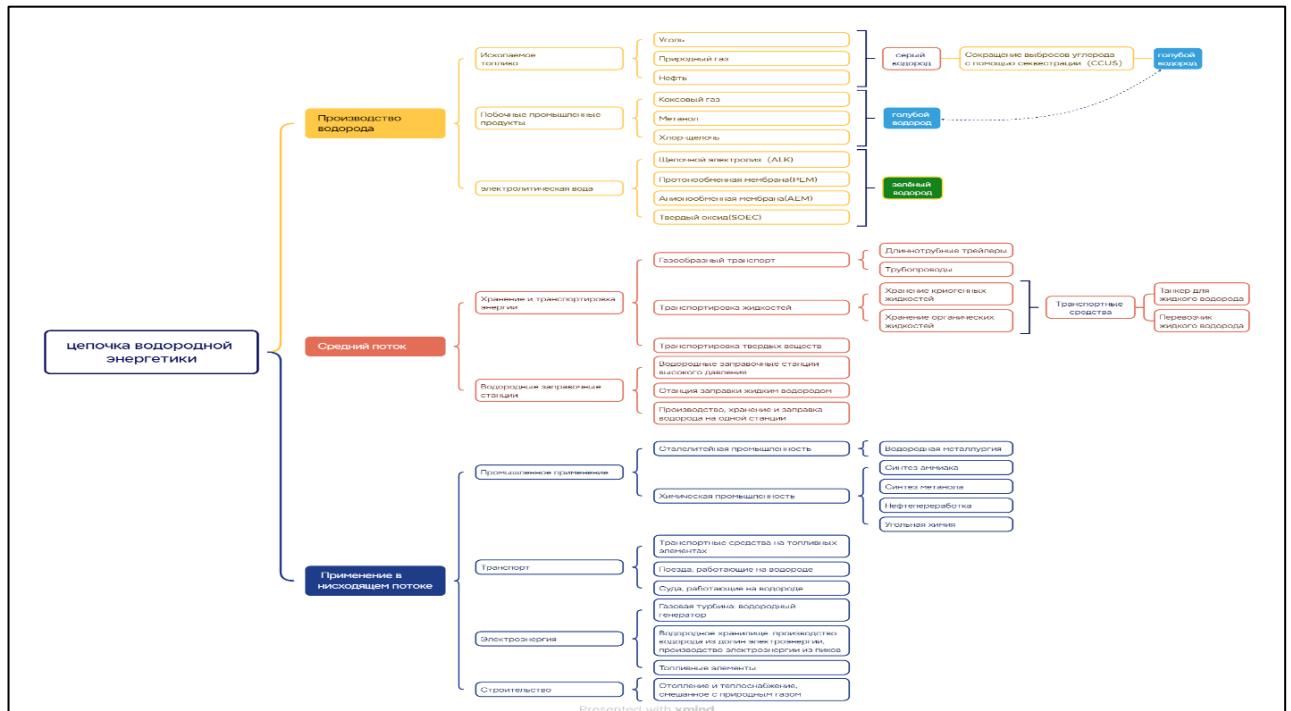


Рисунок 2- Промышленная цепочка водородной энергетики Китая (составлено автором по данным [159])

Полная производственно-сбытовая цепочка водородной энергетики обычно включает три взаимосвязанных звена: производство, хранение и транспортировку, а также конечное потребление. В совокупности они образуют замкнутый цикл — от получения энергии до её конечного использования. На первом уровне водород может производиться различными способами, включая серый водород, получаемый из ископаемого топлива, голубой водород с применением технологий улавливания, утилизации и хранения углекислого газа, а также зелёный водород, производимый путём электролиза воды с использованием возобновляемых источников энергии. Именно этот уровень формирует основу предложения водорода как энергетического ресурса [168]. Второе звено связано с хранением и транспортировкой водорода в форме сжатого газа, жидкого водорода либо химических носителей, в частности аммиака и метанола. Его функция состоит в обеспечении надёжного распределения и в преодолении временного и пространственного разрыва между производством и потреблением [112]. Третье звено охватывает конечные направления использования водорода, включая транспорт, промышленность и системы накопления энергии. Речь идёт, в частности,

о применении водорода в топливных элементах для автомобилей и судоходства, в металлургии, химическом производстве и в энергетических системах хранения. Взаимосвязанное развитие этих трёх звеньев формирует системную основу водородной экономики [90].

Водород представляет собой энергоноситель и химическое сырьё, находящее применение в энергетике, промышленности, транспорте и природоохранной сфере. В энергетике он используется прежде всего в топливных элементах как источник выработки энергии и как средство её накопления. Электроэнергия в таких системах образуется в результате химического взаимодействия водорода и кислорода, а побочным продуктом реакции является вода, что объясняет высокий интерес к данной технологии в контексте низкоуглеродного развития [96]. В настоящее время топливные элементы на основе водорода применяются в различных видах транспорта, включая автомобили, автобусы, грузовики, суда и поезда. Китай, Япония и Республика Корея, в частности, активно развивают это направление, рассматривая водород как одну из альтернатив традиционному ископаемому топливу[22].

Одновременно водород используется для крупномасштабного хранения энергии, что позволяет решить проблему нестабильности возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как ветер и солнце. Преобразуя избыток электроэнергии в водород для хранения, его можно высвободить для удовлетворения спроса в периоды пикового потребления электроэнергии. Эта технология получила название «Power-to-Hydrogen», и она уже внедрена в энергетические системы таких стран, как Германия [23, 63]. Водород – это газ с низкой плотностью при комнатной температуре и атмосферном давлении. Технологии хранения водорода различаются по уровню технической зрелости, плотности хранения, требованиям безопасности и стоимости. Наиболее распространённым коммерческим решением в настоящее время остаётся хранение водорода под высоким давлением; именно этот способ является основным и в судовых системах хранения водорода [99, 169].

В транспортной сфере автомобили на водородных топливных элементах

рассматриваются прежде всего, как дополнение к электромобилям, поскольку сочетают большой запас хода, высокую скорость заправки и устойчивость к эксплуатации при низких температурах [14]. Особенно заметны преимущества таких систем в сегменте транспорта с высокой нагрузкой, включая тяжёлые грузовики и автобусы [30]. Наряду с этим в ряде стран прорабатываются возможности применения водорода на железнодорожном, авиационном и морском транспорте. Так, в Японии был спущен на воду первый в мире корабль на водородном топливе; в дальнейшем предполагается расширение подобных решений в рамках курса на углеродную нейтральность морских перевозок [115].

В металлургии водород используется как восстановитель, прежде всего в чёрной металлургии. Его применение в качестве альтернативы коксу позволяет восстанавливать оксиды железа с меньшими углеродными выбросами. В связи с этим в последние годы получила развитие концепция «зелёной стали», в рамках которой металлургические компании Европы и Китая начали апробировать процессы прямого восстановления железа на основе водорода как одно из направлений промышленной декарбонизации [167].

Значение водорода не ограничивается только промышленным и транспортным применением. Его использование связано также с задачами сокращения выбросов и укрепления энергетической безопасности. В условиях замещения традиционного топлива и перехода промышленности к более чистым источникам энергии водород рассматривается как один из инструментов снижения выбросов углекислого газа и других вредных веществ [47]. Именно поэтому развитие водородных технологий всё чаще связывается с достижением целей углеродной нейтральности.

Перспективы проектов в области водородной энергетики.

Рынок водородной энергетики в настоящее время рассматривается как одно из наиболее перспективных направлений развития мировой энергетики. Это связано не только с целями углеродной нейтральности и энергетической трансформации, но и с расширением сфер практического применения водорода, развитием соответствующих технологий и усилением государственной поддержки

в ряде стран. В результате проекты в данной сфере постепенно приобретают значение не как единичные экспериментальные решения, а как элемент формирующейся низкоуглеродной энергетической системы. Что касается политической поддержки, правительства по всему миру стараются содействовать развитию водородной энергетики путем предоставления институциональной и финансовой помощи рынку [130]. Например, Европейский союз выпустил водородную стратегию, направленную на достижение установленной мощности электролизеров в 40 ГВт к 2030 году с целью содействия производству и применению экологически чистой водородной энергии [43]. Немецкие конгломераты создали ряд пилотных цепочек поставок «зеленого» водорода с целью повышения роли водородной энергетики в декарбонизации промышленности и транспорта [83]. На Ближнем Востоке Саудовская Аравия инициировала проект «NEOM», целью которого является строительство крупнейшего в мире предприятия по производству зеленого водорода с использованием богатых ресурсов солнечной и ветровой энергии с предполагаемым ежегодным производством 650 000 тонн зеленого аммиака на экспорт [164]. Китай четко обозначил свою приверженность развитию водородной энергетики, включив конкретные цели в 14-й пятилетний план. Это привело к формированию комплексных промышленных экосистем в отдельных городах, включая Фошань в Гуандуне и Чжанцзякоу в Хэбэе [94]. Во время зимних Олимпийских игр Чжанцзякоу (Северный город Китая) пропагандировал использование автобусов на водородных топливных элементах и строительство водородных заправочных станций, тем самым создавая модель низкоуглеродного городского транспорта [172]. На рисунках 3 и 4 представлены данные о количестве проектов в области водородной энергетики в Китае и их распределении по регионам [109].

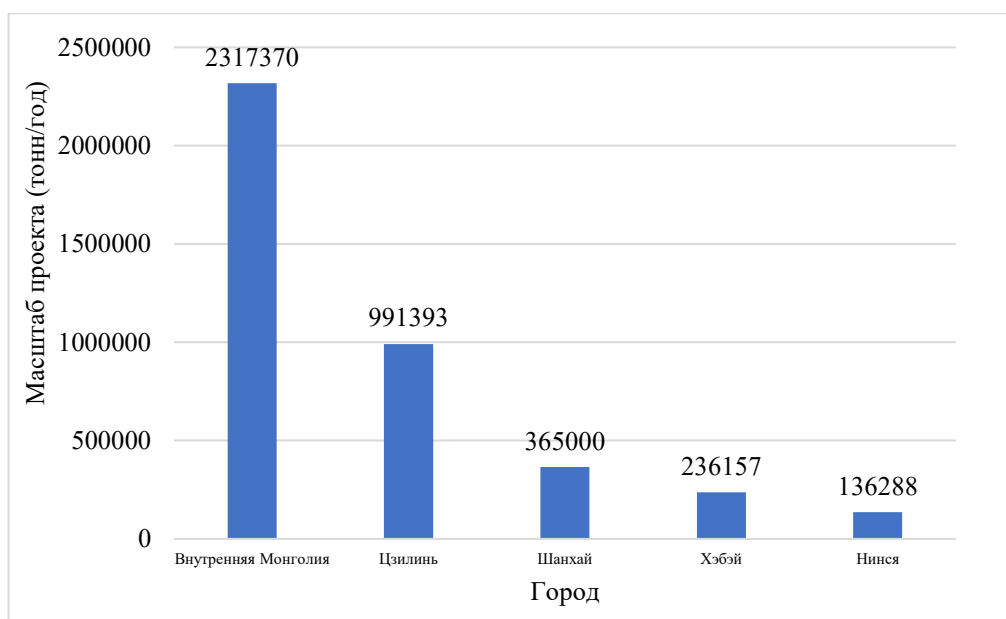


Рисунок 3- Мощность водородных проектов (тонн/год, в том числе: построенных, действующих, строящихся, планируемых) [109]

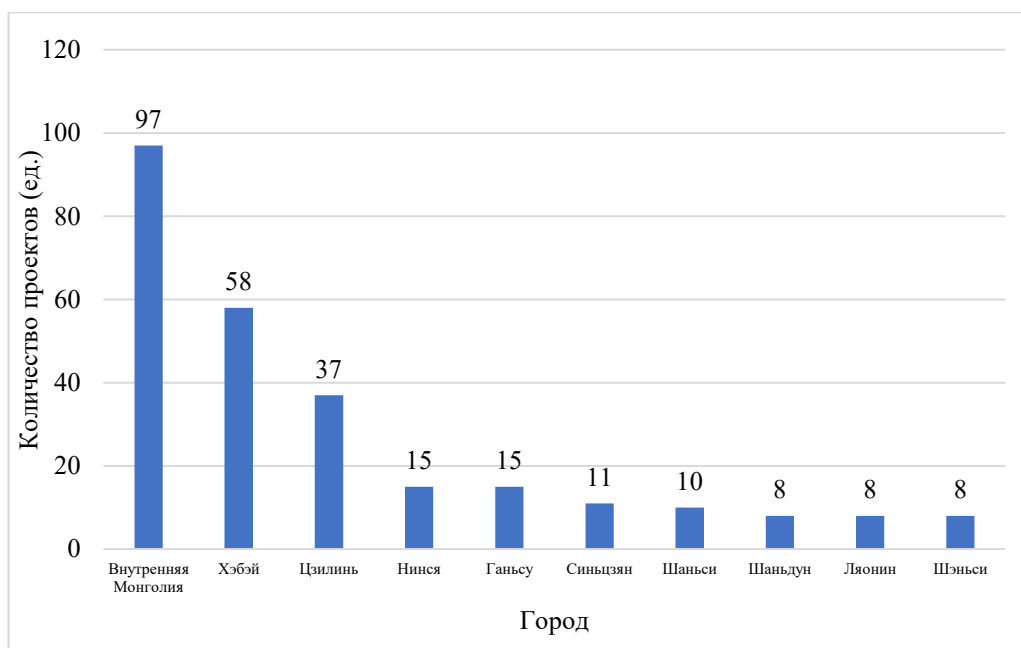


Рисунок 4- Количество проектов по использованию водородной энергии (составлено автором по данным [109])

На рисунке 4 показан масштаб китайских проектов по производству водорода, среди которых первое место занимает Внутренняя Монголия благодаря богатым ресурсам энергии ветра. В Китае насчитывается более 300 проектов по производству водорода из возобновляемых источников, которые находятся на стадии планирования, а также 72 проекта, которые в настоящее время находятся в стадии строительства. По состоянию на 15 марта 2023 года общее количество

запланированных проектов по производству возобновляемого водорода в Китае составляло 4,29 млн тонн/год; 56 тыс. тонн/год проектов находились в эксплуатации; 25 тыс. тонн/год были построены, но еще не эксплуатировались; 197 тыс. тонн/год проектов находились в стадии строительства; и 4,016 млн тонн/год планировалось построить [3, 92].

С технологической точки зрения стоимость водородной энергии постепенно снижается. В области производства водорода идет постоянный процесс оптимизации технологий щелочных электролизных ячеек и электролизных ячеек с протонообменной мембраной (PEM), что приводит к заметному повышению их эффективности. Например, в рамках проекта Green Hydrogen испанской компании Iberdrola ежегодно производится 1 000 тонн водорода для промышленных нужд, что постепенно вытесняет водород, получаемый из ископаемого топлива [19]. Что касается хранения и транспортировки, то судно для перевозки жидкого водорода, разработанное японской компанией Kawasaki Heavy Industries, уже достигло транснациональных перевозок, обеспечивая тем самым техническую поддержку крупномасштабной международной торговли водородом в будущем [145]. Кроме того, быстрое совершенствование технологии топливных элементов также способствовало их применению на рынке. Например, система топливных элементов нового поколения компании Toyota значительно улучшила плотность мощности и долговечность, создав тем самым основу для коммерциализации тяжелых грузовиков и автобусов [86].

В транспортном секторе автомобили на водородных топливных элементах постепенно внедряются в системы грузового и общественного транспорта благодаря своим преимуществам, среди которых большой запас хода, быстрая заправка водородом и высокая выходная мощность. Например, в городе Ухань в Китае появились автобусы на водородных топливных элементах с дальностью хода более 400 километров и временем заправки всего несколько минут [64, 158]. Они уже находятся в стабильной эксплуатации. Южнокорейская компания Hyundai Motor Group поставила перед собой цель достичь к 2040 году ежегодного производства 700 000 автомобилей на водородных топливных элементах и

выделила средства на строительство глобальной сети водородных заправочных станций [118]. В области хранения энергии водород может быть использован для хранения избыточной возобновляемой энергии с помощью технологии «электричество в водород», которая затем может быть высвобождена, когда этого потребует энергосистема [17]. В качестве примера можно привести систему хранения водородной энергии на Франкфуртской энергетической базе в Германии, которая продемонстрировала способность эффективно смягчать нестабильность энергоснабжения, часто вызванную колебаниями ветровой и солнечной энергии [20]. В области отопления зданий Сеул (Южная Корея) использует топливные элементы для обеспечения электроэнергией и теплом жилых районов, заменяя традиционные газовые системы отопления и значительно сокращая выбросы углекислого газа [57, 138].

Однако в мире в настоящее время абсолютным лидером по производству водорода является Китай, где построено 350 водородных заправочных станций, что составляет около 40% от общемирового показателя [91]. В транспортной сфере число автомобилей на водородных топливных элементах превысило 10 тысяч единиц, и страна стала крупнейшей в мире по производству и применению коммерческих автомобилей на водородных топливных элементах [52].

На графике ниже (рисунок 5) показана динамика производства водорода в Китае с 2019 по 2025 год. Показано, что в 2019–2025 гг. производство водорода в Китае демонстрирует устойчивую тенденцию к росту: с 20 млн т. в 2019 г. объём постепенно увеличился до 36,5 млн т. в 2024 г. и, по прогнозам, достигнет 37,5 млн т. в 2024 г. Особенно с 2021 г., с активным продвижением политики энергетического перехода и запуском демонстрационных проектов, наблюдается ускорение роста производства. Данный динамичный подъём отражает не только расширение внутреннего промышленного спроса на водород, но и всё более значимую роль водородной энергетики в оптимизации национальной энергетической структуры и достижении целей «двойного углерода».

Хотя производство водорода быстро растёт, на рисунке 6 видно, что доля водорода, получаемого из угля, в Китае составляет более 50%. Поскольку водород

из угля - это серый водород, он является невозобновляемым источником энергии. Как следствие, Китаю необходимо инвестировать больше средств в развитие зеленого водорода.

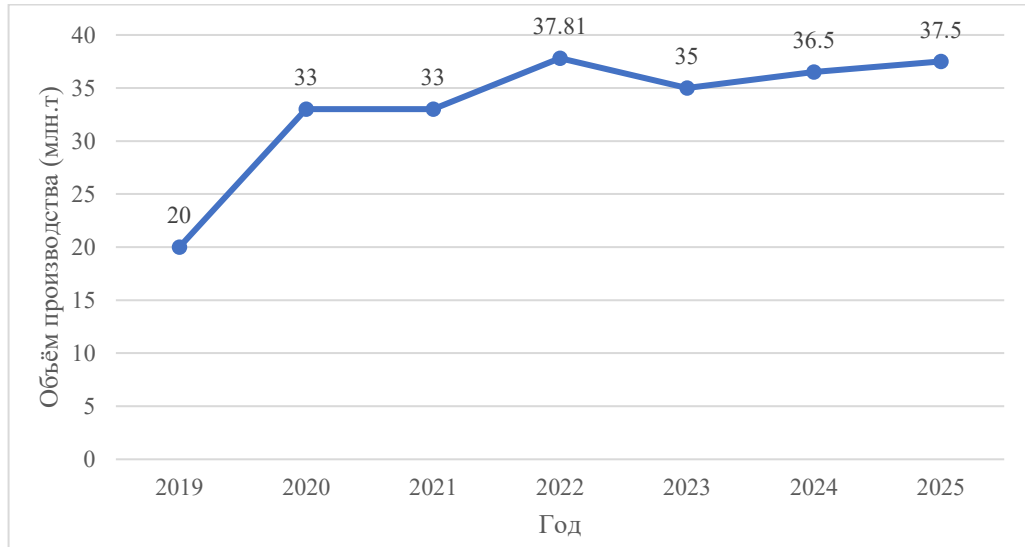


Рисунок 5 - Динамика производства водорода в Китае, 2019-2025 гг (млн т)
(составлено автором по данным [119])

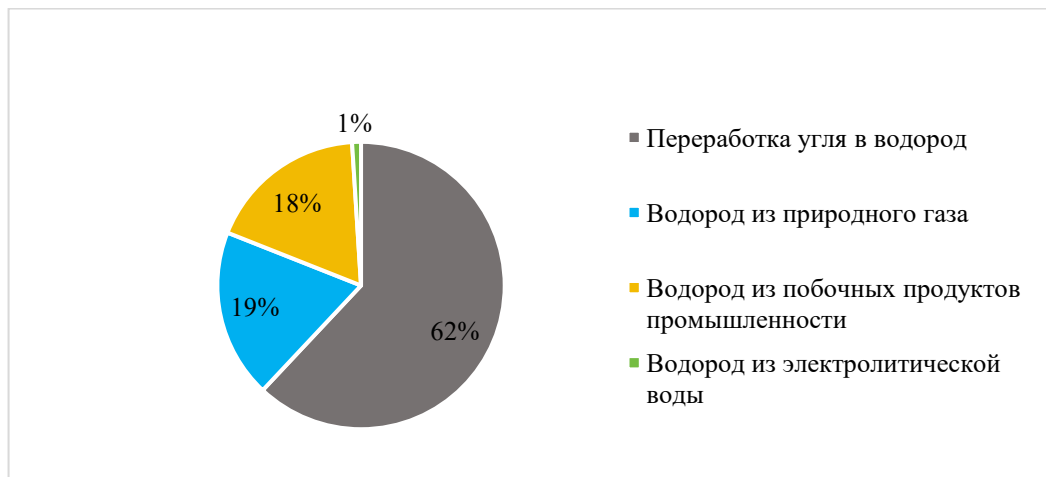


Рисунок 6 - Статистика доли в структуре производства водорода
(составлено автором по данным [33])

С 2010 года Китай является крупнейшим в мире производителем водорода, но после достижения цели «двойного углерода» его производство в стране вступило в новую фазу быстрого роста и к 2022 году достигло 37,81 млн тонн, а трехлетний совокупный темп роста за последние три года составит почти 20% [120]. В условиях "двойного углерода" производство водорода на основе ископаемых источников энергии с огромными выбросами углерода будет постепенно заменено технологическими маршрутами с низким уровнем выбросов. В долгосрочной

перспективе производство водорода электролизом воды на основе ВИЭ станет основным средством крупномасштабного централизованного газоснабжения [11]. К концу 2022 года по всей стране было построено, строится и планируется более 100 проектов по производству водорода из ВИЭ, которые будут введены в эксплуатацию в 2025-2035 годах [81, 82].

Разработка «зеленого» водорода представляет собой важнейшее направление развития рынка водородной энергетики, особенно в регионах с богатыми ресурсами ВИЭ [65]. По мере того как стоимость солнечной и ветровой энергии продолжает снижаться, «зеленый» водород становится центральным элементом национальных энергетических стратегий. Например, в китайской провинции Внутренняя Монголия на основе богатых ресурсов ветровой энергии был построен проект по производству 100 000 тонн зеленого водорода в год с целью декарбонизации сталелитейной и химической промышленности и содействия энергетическому переходу в промышленном секторе. В современной водородной энергетике наблюдается устойчивая тенденция к интеграции производства водорода с возобновляемыми источниками электроэнергии. Концепция «зелёного» водорода (Green Hydrogen) в практическом плане означает прямую связь между генерацией из ВИЭ — преимущественно солнечной и ветровой — и процессом электролиза воды. Такая технологическая связка позволяет производить водород без выбросов углекислого газа и минимизировать углеродный след по всей цепочке создания стоимости. По материалам Международного агентства по возобновляемым источникам энергии и Международного энергетического агентства, в 2023 г. свыше 70 % новых пилотных и коммерческих проектов по производству водорода были связаны с интеграцией электролизных мощностей с солнечными и ветровыми электростанциями [42, 116]. Это свидетельствует о том, что именно сочетание производства водорода с возобновляемой генерацией постепенно становится преобладающим направлением развития соответствующего сегмента рынка. Одновременно такая связка задаёт и основные ориентиры дальнейшего технологического развития отрасли, поскольку позволяет увязать расширение водородного производства с задачами декарбонизации и использования

низкоуглеродных источников энергии.

Характерным примером выступает Австралия, располагающая значительными ресурсами солнечной и ветровой энергии и развивающая крупные проекты по производству водорода на этой основе. В долгосрочной перспективе страна рассматривает возможность ежегодного экспорта значительных объёмов водорода в Японию и Республику Корея, что создаёт предпосылки для формирования новых направлений международной торговли водородом [27].

Аналогичные тенденции прослеживаются и в конкретных прикладных проектах. Так, создание производства водорода в Куче, реализуемое компанией Sinopac в Синьцзяне, ориентировано на снабжение нефтеперерабатывающего завода в Тахэ и на замещение традиционно используемого природного газа [150]; В свою очередь, проект в датском порту Аабенраа, связанный с использованием водорода при производстве метанола, ориентирован на обеспечение низкоуглеродным топливом морских перевозок. В данном случае речь идёт не только о выпуске нового вида топлива, но и о практическом формировании спроса на производные водорода в транспортном секторе.

Важно отметить, что финансовая поддержка различных стран является существенным фактором для продвижения проекта получения водорода из электролитической воды. Так, наиболее типичным является проект производства зеленого водорода, мощностью около 3 000 тонн/год, разработанный Ovation, ведущей шведской сталелитейной компанией, в котором Шведское энергетическое агентство выделило более 30% средств на реализацию [136, 173].

В 2023 году мировые мощности по производству электролитического водорода вступили в период быстрого роста: с января по декабрь 2023 года мировые вновь построенные мощности по производству электролитического водорода составили около 73 000 тонн/год – рост за год составил около 204%; к концу декабря 2023 года мировые совокупные мощности по производству электролитического водорода составили около 167 000 тонн/год [152].

Ожидается, что мировые мощности по производству водорода из электролитической воды будут продолжать расти в 2024 и 2025 годах. В сочетании

с планированием проектов, прогрессом субсидирования, развитием рынком углерода и другими аспектами прогноза, по оптимистичному сценарию, к концу 2025 года глобальная совокупная мощность производства зеленого водорода вырастет примерно до 1,4 млн тонн/год, а к концу 2030 года – до 16 млн тонн/год [85]

Общая новая установленная мощность электролизеров в мире начнет достигать уровня ГВт в 2023 году. В период с января по декабрь 2023 года мировые электролизеры для производства водорода пополнились примерно на 653 МВт, рост за год составил около 176%. К 2024 и 2025 годам, благодаря ускоренному строительству мощностей по производству водорода в странах мира, глобальная установленная мощность электролизных резервуаров продолжит расти и составит около 2,9 ГВт и 6 ГВт соответственно. С 2025 по 2030 год, с учетом факторов автономного производства водорода, технологических достижений в электролизных резервуарах и снижения затрат, глобальная установленная мощность электролизных резервуаров может превысить 150 ГВт [117, 151].

Ускоренное расширение рынка подчеркивает перспективность водородной энергетики. По прогнозам Международного энергетического агентства, мировой спрос на водород к 2030 году достигнет 200 миллионов тонн, причем заметно возрастет доля «зеленого» водорода [140]. Азиатско-Тихоокеанский регион представляет собой ключевой рынок для развития водородной энергетики. Технологические исследования и разработки в сочетании с политической поддержкой в Китае, Японии и Южной Корее будут способствовать росту рынка во всем регионе [7, 121]. Экспериментальная зона водородной энергетики Чжанцзякоу в Хэбэе (Китай) представляет собой интегрированный промышленный комплекс, охватывающий всю цепочку создания стоимости водорода, от производства экологически чистого водорода до применения топливных элементов. Эта передовая промышленная модель служит примером для подражания во всем мире.

Несмотря на многообещающие перспективы рынка водородной энергетики, до сих пор существует ряд проблем. Стоимость производства, хранения и транспортировки водорода остается относительно высокой, инфраструктура

(например, сеть водородных заправочных станций) недостаточна, а отсутствие гармонизации технологических стандартов водородной энергетики в разных странах может ограничить международное сотрудничество и торговлю [125, 162]. Тем не менее, эти проблемы решаются благодаря технологическому прогрессу, увеличению инвестиций в инфраструктуру и расширению международного сотрудничества.

Текущее состояние рынка торговли водородной энергией.

Рынок водородной энергетики в настоящее время находится на стадии бурного развития. Водород, как потенциальный источник экологически чистой энергии, по общему признанию, играет ключевую роль в процессе энергетического перехода. Однако по сравнению с другими зрелыми энергетическими рынками (такими как нефть, природный газ и электроэнергия) на водородном энергетическом рынке еще не сформирована единая глобальная базовая цена, а ценообразование в основном определяется путем переговоров между различными сторонами. Такой подход к ценообразованию обусловлен прежде всего тем, что водородный рынок находится на ранней стадии развития, а спрос и предложение еще не сформировали стабильные рыночные ожидания. Масштаб операций на рынке ограничен, частота сделок относительно низкая, а участниками являются преимущественно небольшое количество компаний в определенных регионах или отраслях. Такая ценовая неопределенность создает значительные препятствия для развития водородного рынка, мешая инвесторам строить масштабные инвестиционные планы [16].

Между тем, на мировом водородном рынке существуют значительные ценовые различия между регионами. Например, в ЕС водород рассматривается как ключевой стратегический инструмент для достижения углеродной нейтральности, что обусловлено активными политическими инициативами. Так, ЕС использует различные политические инструменты, такие как субсидии и механизмы торговли квотами на выбросы углерода для стимулирования производства и использования водорода. Эта модель привела к относительно высоким ценам на водород, но в то же время способствовала быстрому расширению рынка [146]. В отличие от

европейский стран, цены на водородные энергоносители в Китае крайне неустойчивы и значительно отличаются в зависимости от региона. В основном это объясняется разнообразием моделей поставок водорода на китайский рынок, включая производство водорода из ископаемых видов топлива (например, на основе угля и природного газа), водорода из побочных продуктов промышленности и развивающегося производства «зеленого» водорода (на основе ВИЭ). Значительные различия в структуре затрат при этих способах производства приводят к нестабильности цен на водород в стране. Кроме того, различия в промышленной политике, уровнях субсидирования и структуре энергетики в разных регионах Китая еще больше усугубляют разницу в ценах на водород в разных регионах [97, 106].

Рынок водородных энергоносителей в США имеет другую особенность. Хотя американский рынок также получает выгоду от политических стимулов (таких как субсидии на водород в соответствии с Законом о снижении инфляции), рыночные факторы играют более заметную роль. Поставщики и покупатели водорода в США обычно договариваются о ценах, исходя из конкретных проектных требований и рыночной конкуренции, что приводит к более разрозненной структуре рыночных цен без единого эталонного показателя [53]. В таких условиях рыночные цены более точно отражают различия в производственных затратах, инфраструктуре, логистике и условиях транспортировки.

Одной из основных причин нынешней системы ценообразования на рынке водородной энергии и значительных региональных различий является незавершенность отраслевой цепочки водородной энергетики. В настоящее время цепочка создания стоимости в водородной энергетике находится на ранних стадиях развития, а узкие места присутствуют во всех сегментах добычи, транспортировки и переработки. Во-первых, структура затрат на производство водорода в сегменте добычи существенно различается. Различные технологии производства водорода (такие как «зеленый», «голубой» и «серый») могут отличаться по себестоимости в несколько раз или даже десятков раз, что затрудняет установление единой базовой цены. Во-вторых, строительство инфраструктуры для хранения и транспортировки

водорода все еще находится на ранних стадиях, что приводит к высоким затратам. Хотя технологии хранения и транспортировки сжиженного водорода и водорода под высоким давлением быстро развиваются, они требуют значительных инвестиций и технически сложны. Незрелость инфраструктуры еще больше повышает цены на рынке водорода, особенно на рынках потребления, расположенных удаленно от мест производства [31].

Кроме того, существенными факторами, влияющими на цены на рынке водородных энергоносителей, являются различия в политическом окружении и нормативных стандартах. Европейский союз стремится повысить конкурентоспособность «зеленого» водорода с помощью строгих экологических норм, систем ценообразования на выбросы углерода и политики субсидирования, постепенно повышая роль водорода в энергетическом балансе [29]. В Китае, несмотря на то, что правительство ввело ряд мер по поддержке развития водородной энергетики, их реализация и эффективность существенно различаются в регионах, что затрудняет прогнозирование влияния мер на рыночные цены [89]. В США федеральная политика и политика штатов действуют параллельно, причем федеральная политика сосредоточена на налоговых стимулах и субсидиях, а штаты имеют различные стандарты регулирования и интенсивность субсидирования, что еще больше усугубляет фрагментарный характер ценообразования на водород [58].

Отсутствие единого глобального механизма ценообразования на водород затрудняет развитие международной торговли в данной сфере, которая пока остаётся на стадии формирования. В настоящее время сделки в основном реализуются через долгосрочные контракты и пилотные проекты. Такая модель не обеспечивает достаточной ценовой прозрачности и затрудняет долгосрочное планирование как для инвесторов, так и для предприятий. В ответ на эту проблему на международном уровне обсуждается возможность формирования единого индекса цен на водород либо системы справочных цен, способной повысить прозрачность рынка и создать более устойчивые условия его развития. В частности, Международное энергетическое агентство и отдельные отраслевые объединения предпринимают попытки приблизиться к более сопоставимой системе глобальных

цен на водород, регулярно публикуя обзоры состояния рынка и ценовую аналитику [133].

В более длительной перспективе развитие системы цен на водородном рынке будет определяться как технологическим прогрессом, так и действием эффекта масштаба. По мере распространения технологий производства зелёного водорода стоимость электролиза, вероятно, будет снижаться, что может уменьшить различия в затратах между отдельными регионами и способами производства. Одновременно с этим совершенствование технологий хранения и транспортировки водорода, а также ускоренное развитие соответствующей инфраструктуры создают условия для снижения затрат на этих стадиях и повышения ценовой конкурентоспособности водорода. Кроме того, постепенное сближение позиций ведущих мировых экономик по вопросам регулирования водородного рынка и их участие в выработке международных подходов к ценообразованию и торговле могут способствовать большей сопоставимости и упорядоченности ценовых механизмов в данной сфере.

1.2 Особенности технико-экономической оценки водородных производств

Водород в настоящее время рассматривается как один из ключевых энергоносителей в условиях перехода к низкоуглеродной экономике, а его производство выступает исходным звеном всей цепочки водородной энергетики. Поэтому при анализе соответствующих проектов принципиальное значение имеет учёт технологического разнообразия способов производства водорода и инженерных особенностей их реализации, поскольку именно они во многом определяют отличие водородной энергетики от традиционных энергетических систем [50].

Производство водорода представляет собой ключевой аспект водородной энергетики, служащий основой для развития и использования всей отрасли. Водород можно разделить на серый, голубой и зелёный. Различные цвета водорода отражают чистоту процесса его производства: серый водород выделяет больше всего углерода, а зелёный – меньше [8].

Серый водород. В контексте производства водорода термин «серый водород» используется для обозначения водорода, полученного в результате сжигания

ископаемого топлива или побочных продуктов промышленности. Основными производственными процессами, используемыми в этом отношении, являются паровой риформинг метана (SMR) и газификация угля. Хотя производство водорода из ископаемого топлива в настоящее время представляет собой самый большой объем производства водорода в мире, этот метод не является устойчивым для долгосрочного производства водорода из-за значительных выбросов углекислого газа и временного характера его способности удовлетворять спрос на водородную энергию [34, 160].

Паровой риформинг метана в настоящее время является наиболее популярным методом получения водорода из углерода, и в качестве сырья для него используется в основном природный газ. Основной принцип заключается в том, что высокотемпературный пар реагирует с метаном с образованием водорода и монооксида углерода, который затем превращается в углекислый газ и еще больше водорода в результате реакции газообмена с водой. Эта технология является зрелой и относительно недорогой, однако она отличается высокой интенсивностью выбросов углерода [113]. Производство водорода из природного газа - более распространенная технология получения водорода. В основном используются две характеристики: стабильная молекулярная структура метана и дешевая доступность водяного пара. Природный газ и водяной пар проходят через ряд этапов риформинга и конверсии для получения водорода. Технология производства водорода методом риформинга природного газа с водяным паром (SMR) - это процесс, в котором метан и водяной пар реагируют при высоких температурах для получения водорода. В настоящее время это наиболее широко используемый метод во всем мире [165]. Процесс SMR заключается в следующем: Сначала природный газ подвергается предварительной обработке и риформингу с паром при высокой температуре для получения синтез-газа, при этом пар генерируется для поглощения тепла в котле. Затем при подходящей температуре пар реагирует с оксидом углерода, образуя водород и углекислый газ, которые отделяются после преобразования тепла и конденсации для удаления воды. Благодаря низкой стоимости и высокой эффективности этот метод широко используется в химической и

нефтеперерабатывающей промышленности. Например, в Китае многие химические компании используют технологию SMR для получения водорода при производстве синтетического аммиака, метанола и других соединений. На международном уровне страны с богатыми запасами природного газа, такие как США, также широко используют эту технологию в качестве основного метода промышленного производства водорода [114].

Газификация угля - одна из наиболее распространенных технологий производства водорода в Китае, на долю которой приходится от 60 до 70% общего объема производства водорода в стране. В основе технологии лежит реакция угля с водяным паром при повышенных температурах и в условиях недостатка кислорода, в результате чего образуется синтез-газ (состоящий из водорода и углекислого газа). Затем водород извлекается с помощью реакции газового сдвига вода-уголь [93]. Этот метод особенно хорошо подходит для стран с богатыми запасами угля. Крупномасштабные заводы по переработке угля в водород в Шаньси, Внутренней Монголии и Синьцзяне в Китае ежегодно производят сотни тысяч тонн водорода, обеспечивая важнейшую поддержку химической, нефтеперерабатывающей и энергетической отраслей. Однако процесс газификации угля для производства водорода приводит к выбросу относительно большого количества углекислого газа, что побуждает многие проекты внедрять технологию CCUS для смягчения воздействия выбросов углерода на окружающую среду [80]. Сравнение представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение технических параметров между Паровой риформинг метана и газификацией угля (составлено автором по данным [87, 105])

Параметр	Паровой риформинг метана	Газификация угля
Энергетическая эффективность (%)	65 - 75	60 - 70
Углеродоемкость (кг CO ₂ /кг H ₂)	10 - 12	18 - 22
Доля затрат на сырье (%)	50 - 70 (Природный газ)	30 - 50 (Уголь)
Инвестиционные затраты (Юань/Нм ³ /ч)	800 - 1200	1000 - 1500

Голубой водород - Это новый метод производства водорода на основе серого водорода в сочетании с технологией CCUS. Он позволяет снизить интенсивность выбросов углерода до 2-5 кг CO₂/кг H₂. Наиболее зрелым основным процессом

является паровой риформинг метана в сочетании с CCUS, который улавливает 85-95% углекислого газа, образующегося при производстве водорода, и хранит его в геологических формациях для достижения низкоуглеродного производства. Голубой водород также можно производить с помощью технологии газификации угля с применением CCUS, но интенсивность выбросов углерода при газификации угля выше (18-22 кг CO₂/кг H₂), а расход энергии на улавливание на 20-30% выше, чем при SMR-CCUS, поэтому коммерческих примеров пока немного [137]. На рисунке 7 ниже показан процесс производства голубого водорода.

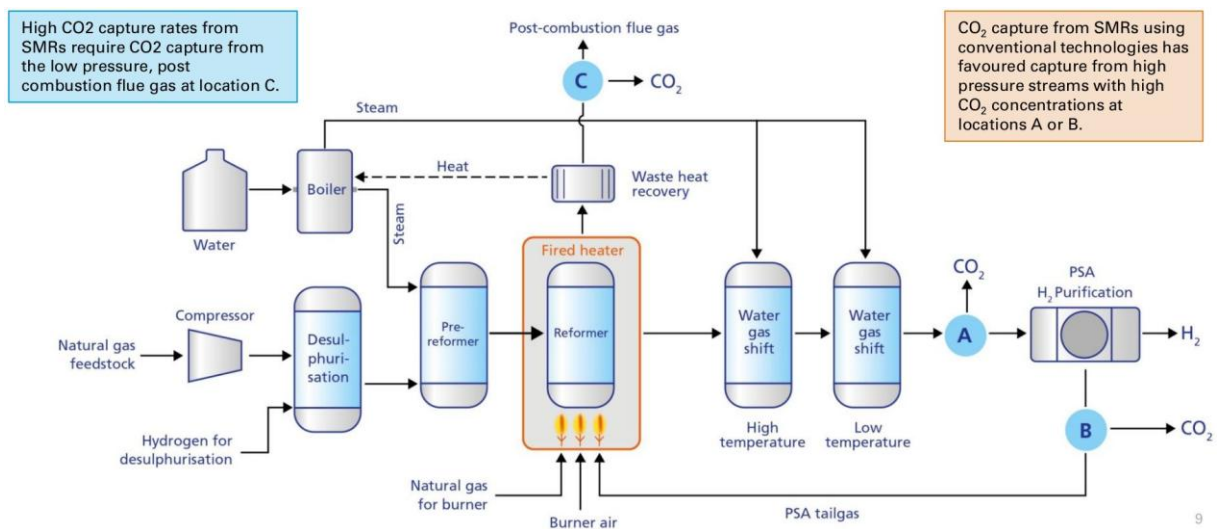


Рисунок 7 - Диаграмма технологического процесса SMR-CCUS [137]

Для снижения содержания углерода можно использовать следующие технологии:

Технологии CCUS (улавливание, утилизация и хранение углекислого газа) применяется на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, химических заводах и других стационарных источниках углерода. BECCUS (биоэнергетика с улавливанием и хранением углерода) - это процесс, при котором растения извлекают углекислый газ из атмосферы, а затем восстанавливают его из продуктов сгорания при сжигании биомассы. DACCUS (Улавливание и хранение углерода в воздухе) - это процесс, в котором двуокись углерода удаляется через адсорбент, а воздух поступает в систему DAC через вентилятор промышленного класса [9]. Технологическая схема восстановления водорода золы с помощью технологии улавливания углерода показана на рисунке 8.

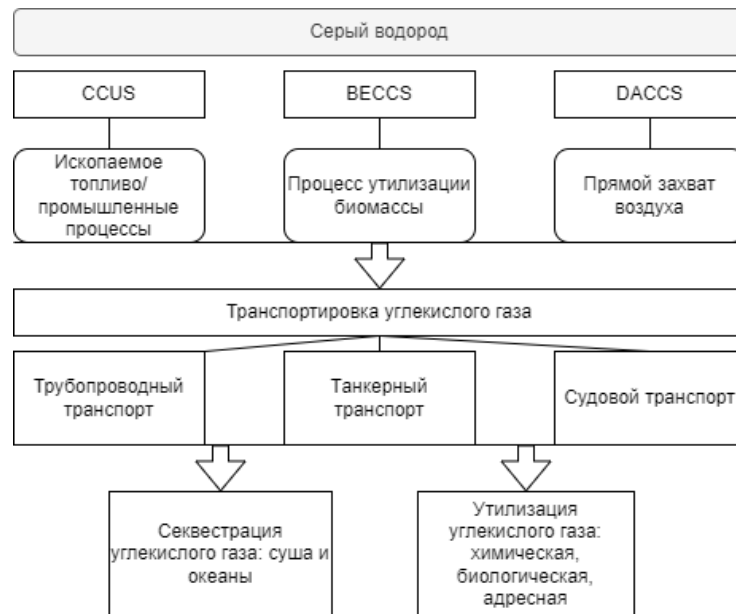


Рисунок 8 - Технологический процесс восстановления углерода для утилизации серого водорода [157]

Производство голубого водорода предполагает интеграцию технологии улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS) с серым водородом, что облегчает переработку углекислого газа, образующегося в процессе производства водорода. Хотя этот метод повышает чистоту водорода, высокая стоимость технологии CCUS также увеличивает стоимость производства водорода [88].

После реакций риформинга и водогазового сдвига углекислый газ улавливается методами химической абсорбции (например, растворами MDEA), причем степень улавливания составляет более 90% [69]. Сравнение технических параметров SMR и SMR + CCUS представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнение технических параметров SMR-CCUS и SMR (составлено автором по данным [111])

Параметры	SMR	SMR-CCUS
Углеродоёмкость (кг CO ₂ /кг H ₂)	10 - 12	2 - 5
Коэффициент улавливания углерода (%)	-	85 - 95
Энергоэффективность (%)	65 - 75	60 - 68 (-5 - 7%)
Стоимость инвестиций (\$/kW)	500 - 1000	650 - 1350 (+30%)
Стоимость водорода (\$/kg)	1,5 - 2,5	2,0 - 3,5 (+25-40%)

Хотя голубой водород имеет меньший углеродный след, он более дорогостоящий: на системы CCUS приходится 25-35% от общего объема инвестиций, а на сжатие углекислого газа и транспортные расходы – более 50%.

Существует также риск секвестрации, поскольку геологическое секвестрирование требует долгосрочного мониторинга, и если возникнет риск утечки, это может привести к отказу механизма ценообразования на углерод.

Технология электролиза воды в настоящее время стремительно развивается в мировом масштабе с целью получения экологически чистого водорода. В свете ускоренного развития ВИЭ эта технология стала ключевым средством достижения цели «зеленого водорода». Основным принципом электролиза воды заключается в расщеплении воды на водород и кислород с помощью электричества. Основные технологии включают щелочной электролиз (ALK), электролиз с использованием протонообменной мембраны (PEM), электролиз с использованием твердых оксидов (SOEC) [170]. Например, во Внутренней Монголии (КНР) построено множество крупных проектов по производству «зеленого» водорода, использующих богатые ресурсы ветровой и солнечной энергии. Крупный завод в Испании производит 1 000 тонн зеленого водорода в год. Саудовская Аравия на Ближнем Востоке разрабатывает крупнейший в мире проект по производству зеленого водорода, который, по прогнозам, будет давать сотни тысяч тонн водорода в год [148]. Хотя первоначальные инвестиции в технологии производства водорода остаются значительными, потенциал их применения в мировом масштабе является весьма высоким, особенно по мере технологического прогресса и снижения стоимости возобновляемых источников энергии. Данные о различных технологиях производства водорода электролизом воды представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение технических параметров производства водорода из электролизованной воды (составлено автором по данным [171])

Тип технологии	Эффективность (%)	Потребление энергии (кВтч/Нм ³)	Динамическое время отклика	Основной материал	Этап коммерциализации	Типичные сценарии применения
ALK	60-70	4.5-5.5	>30 минут	Электроды на основе никеля	Зрелые (65-70 процентов мирового рынка)	Крупномасштабное промышленное производство водорода (например, аммиака)
PEM	65-75	4.0-4.8	<5 секунды	Платиновые/иридиевые катализаторы	Ранняя стадия масштабирования (в процессе снижения затрат)	Распределенная энергия, транспортные средства на топливных элементах
AEM	65-70	4.2-4.6	Секундный ответ	Катализаторы из недорогих металлов	Ранняя стадия коммерциализации (прорыв 2025 года)	Производство водорода с использованием ветра в автономном режиме
SOEC	70-85	3.5-4.0	Требуется предварительный нагрев (несколько часов)	Керамические электролиты	Лаборатории → Демонстрационные проекты	Высокотемпературное промышленное соединение (например, утилизация отработанного тепла сталелитейных заводов)

Щелочной электролиз в настоящее время остаётся наиболее распространённой технологией производства водорода и, по имеющимся оценкам, занимает около 65–70 % мирового рынка. Такое положение связано прежде всего с высокой степенью технологической зрелости и сравнительно низким уровнем затрат. Для данной технологии характерны длительный срок службы оборудования, достигающий 80 000–100 000 часов, а также возможность использования установок большой единичной мощности, превышающей 10 МВт. Вместе с тем щелочной электролиз имеет и существенные ограничения, к которым относятся низкая плотность тока и замедленная динамическая реакция системы, время которой может превышать 30 минут.

Технология электролиза с использованием протонообменной мембраны, напротив, характеризуется более высокой эффективностью, достигающей 65–75 %, а также крайне малым временем отклика — менее 5 секунд. Благодаря этим особенностям она в большей степени подходит для применения в распределённой энергетике и транспортной сфере [161]. Однако использование данной технологии связано с рядом экономических и производственных ограничений. Прежде всего речь идёт о применении катализаторов на основе драгоценных металлов, в частности платины и иридия, что обуславливает высокий уровень затрат: в 2024 г. стоимость единицы оборудования составляла около 2147 долл. США за кВт. Дополнительным сдерживающим фактором выступает зависимость цепочки поставок от импорта, поскольку уровень локализации мембран на основе перфторсульфоновой кислоты пока остаётся ниже 30 % [13].

Технология анионообменного мембранного электролиза по своим характеристикам занимает промежуточное положение между ALK и PEM: она ориентирована на снижение затрат при одновременном сохранении сравнительно высокой гибкости эксплуатации и допускает использование катализаторов на основе недорогих металлов. Однако недостаточный срок службы мембранных материалов АЕМ в условиях сильной щелочной среды (<5000 часов) стал основным препятствием для ее коммерциализации. Технология твердооксидного электролиза (SOEC), с другой стороны, достигает сверхвысокой эффективности 85%

благодаря высокотемпературной работе (700-1000°C) и может использовать промышленное отходящее тепло для снижения энергопотребления. Однако керамический электролит, подверженного старению при высоких температурах, многочасового времени запуска и стоимости масштабирования более 2000 долл. США за кВт, он все еще находится на стадии перехода от лабораторий к пилотным проектам [21].

К концу 2024 года мощность производства зеленого водорода в Китае достигла 108 800 тонн/год, что близко к цели 2025 года, установленной Средне- и долгосрочным планом развития водородной энергетики (2021-2035). С точки зрения регионального распределения, три северных региона - Внутренняя Монголия, Синьцзян и Нинся - обеспечивают 70% национальных производственных мощностей, опираясь на преимущество природных ресурсов и политическую поддержку [149].

Мировой рынок демонстрирует значительную региональную дифференциацию: В Европе доминирует технология PEM (более 50%), Германия и Норвегия полагаются на углеродные тарифы (СВАМ) для стимулирования экспорта зеленого аммиака; Северная Америка движима субсидиями по Закону о снижении инфляции (IRA), мощности по производству зеленого водорода быстро растут, но голубой водород (ископаемое топливо + CCUS) по-прежнему доминирует; Австралия, с ее богатыми ветровыми и ландшафтными ресурсами, планирует принять стратегию устойчивого развития Азии и экспортировать 1 млн тонн зеленого водорода в год через Азиатский центр ВИЭ (AREN), причем основным технологическим маршрутом (70%) будет ALK [122]. Данные по различным технологиям производства водорода представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Сравнение различных технологических маршрутов для производства водорода (составлено автором по данным [35])

Категория	Технология	Основное сырье	Интенсивность выбросов CO ₂ (кг CO ₂ /кг H ₂)	Диапазон стоимости (долл. США/кг)	Уровень зрелости технологии TRL	Ключевые преимущества	Основные проблемы
Серый водород	Паровая конверсия метана (SMR)	CH ₄	10–12	1.5–2.0	9	Самая низкая себестоимость; зрелая технология	Высокие выбросы; зависимость от цен на газ
	Газификация угля	Уголь	18–22	1.8–2.5	9	Широкая сырьевая база; зрелая технология	Максимальные выбросы; высокое водопотребление
Голубой водород	SMR + CCUS	CH ₄	2–5 (улавливание 90%)	2.0–3.2	8	Быстрое снижение выбросов; использование существующей инфраструктуры	+30% к капитальным затратам; риски транспортировки/хранения CO ₂
	Газификация угля + CCUS	Уголь	5–8	2.4–3.5	7	Использование угля; значительное снижение выбросов	Высокое энергопотребление; сложности улавливания
Зелёный водород	Щелочной электролиз (ALK)	H ₂ O	≈ 0	3.5–5.0	9	Самая зрелая технология; длительный срок службы	Медленная динамика реакции; высокое энергопотребление
	PEM - электролиз	H ₂ O	≈ 0	4.0–6.0	8	Быстрый запуск/остановка; высокая плотность тока	Дорогие катализаторы; высокие капитальные затраты
	SOEC - электролиз	H ₂ O/CO ₂	≈ 0	5.0–7.0	6	Максимальная эффективность; интеграция с тепловыми процессами	Долговечность материалов; стадия демонстрации

Современные технологии производства водорода развиваются по нескольким параллельным направлениям: серый, голубой и зеленый водород имеют свои преимущества и недостатки, при этом ни один путь не стал доминирующим. Серый водород дешевый, но имеет высокие выбросы углекислого газа; голубой водород служит переходным решением, зависящим от технологии CCUS; зеленый водород экологичный, но дорогой. Выбор технологии в будущем будет определяться региональными ресурсами, политической поддержкой, снижением затрат и механизмами углеродного ценообразования [174]. В краткосрочной перспективе конкуренция между технологиями сохранится, тогда как в долгосрочной — наибольший потенциал будет у зеленого водорода, но при условии преодоления технологических ограничений.

Производство водорода занимает исходное место во всей производственно-сбытовой цепочке водородной энергетики и во многом определяет параметры её дальнейшего функционирования. Именно на этой стадии формируются себестоимость последующего использования водорода, его углеродный след и общая устойчивость энергетической цепи. В отличие от хранения и транспортировки, зависящих от географических условий, инфраструктуры и способов доставки, а также от конечного потребления, которое в значительной степени определяется сценариями применения и техническими стандартами, производство водорода характеризуется большей универсальностью, стандартизируемостью и сопоставимостью технологий. По этой причине именно данная стадия создаёт наиболее надёжную основу для межрегионального сравнения решений и выработки направлений политики. Особое значение в настоящее время приобретает производство так называемого зелёного водорода на основе возобновляемых источников энергии, которое постепенно становится одним из ключевых направлений глобальной конкуренции в сфере водородной энергетики. Тем самым производство водорода выступает не только исходным звеном развития отрасли, но и одной из приоритетных сфер технологических инноваций, инвестиционной активности и государственного регулирования[4].

В настоящее время развитие технологий производства водорода идёт

одновременно по нескольким направлениям. К ним относятся маршруты, основанные на риформинге ископаемого топлива, различные варианты электролиза воды, а также использование водорода, образующегося в качестве побочного продукта в ряде отраслей. Эти процессы существенно различаются по энергоэффективности, рабочему давлению, требованиям к чистоте, составу оборудования и другим параметрам, поэтому говорить о безусловном доминировании какого-либо одного из них пока преждевременно. Экономические и технические показатели основных технологий производства водорода приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Сравнение основных технологий получения водорода (составлено автором по данным [134])

Технология получения водорода	Энергоемкость (кВт·ч/кг H ₂)	Капитальные затраты (\$/кВт)	Технологическая зрелость	Подходящий масштаб	Уровень выбросов CO ₂	Сложность эксплуатации	Основные характеристики
SMR (паровая конверсия метана)	35–45	500–1000	Высокая	Крупный	Высокий	Средняя	Наименьшая стоимость, но высокий уровень выбросов
SMR + CCUS	38–50	650–1350	Средне-высокая	Крупный	Средний (60–90% улавливания)	Высокая	Снижение выбросов, высокая стоимость и сложность
Щелочной электролиз (ALK)	50–60	500–1000	Средняя	Средний	Нулевой	Средняя	Зрелая технология, умеренная стоимость
PEM-электролиз	55–65	750–1300	Средняя	Малый-средний	Нулевой	Высокая	Быстрая реакция, хорошо работает с ВИЭ
SOEC-электролиз	40–55	800+	Низкая	Малый / экспериментальный	Нулевой	Высокая	Высокотемпературный, потенциально эффективный

В проектах водородной энергетики производство водорода выступает центральным технологическим звеном, поскольку именно на этой стадии в наибольшей степени формируются стоимостные и эксплуатационные параметры

будущей системы. В отличие от традиционной электроэнергетики, где энергия вырабатывается непосредственно в результате использования первичного ресурса, производство водорода представляет собой процесс преобразования внешней энергии в химически связанный энергоноситель. По этой причине экономические результаты таких проектов в высокой степени зависят от характеристик исходного источника энергии, прежде всего от его вида, стоимости и устойчивости энергоснабжения. Это обстоятельство напрямую влияет как на структуру капитальных и текущих затрат, так и на особенности организации эксплуатации, что придаёт проектам производства водорода специфические экономические характеристики.

Современные технологии производства водорода на основе электролиза воды, включая щелочной электролиз, электролиз с использованием протонообменной мембраны и твёрдооксидный электролиз, объединяет то, что во всех случаях в качестве исходного энергетического ресурса используется электроэнергия. Однако на уровне практической реализации между ними существуют существенные различия, связанные с требованиями к условиям эксплуатации, режиму нагрузки и стабильности энергоснабжения. В этом отношении технология электролиза с использованием протонообменной мембраны отличается более высокой гибкостью: она способна эффективно работать при переменной нагрузке и поэтому лучше приспособлена к интеграции с ветровой и солнечной генерацией. Но это также означает, что система нуждается в частых циклах старт-стоп, что предъявляет повышенные требования к стабильности мембранных материалов, катализаторов и стеков электролизера. Хотя теоретически SOEC обладает высоким потенциалом эффективности, его высокотемпературные рабочие характеристики еще не получили коммерческого применения с точки зрения выбора материалов, характеристик уплотнения и системной интеграции. Эти инженерные различия в конечном итоге проявляются в высокой стоимости оборудования, проблемах контроля надежности и сложном техническом обслуживании. Эти факторы в совокупности увеличивают первоначальные капитальные вложения в проект и оказывают значительное влияние на общую стоимость жизненного цикла системы.

Помимо высоких инвестиций, проекты водородной энергетики включают в себя множество подсистем, таких как согласованное строительство с ВИЭ, подключение к сети, хранение и распределение водорода, и поэтому обычно имеют длительные циклы строительства и ввода в эксплуатацию и медленное высвобождение мощности. В ходе этого процесса первоначальные инвестиции в основном уже завершены, но отдача от них еще не получена, что приводит к тому, что в течение длительного периода времени проект в основном приносит денежный отток. В то же время рынок водородной энергетики остается недостаточно развитым: расширение спроса и развитие инфраструктуры еще не завершены, что затрудняет увеличение объемов продаж и использования водорода в краткосрочной перспективе. В результате экономическая структура демонстрирует типичную схему «большие первоначальные инвестиции, медленная окупаемость», что накладывает жесткие требования к финансовому управлению проектами и контролю за циклом окупаемости.

Кроме того, водород как продукт водородной энергетики в большинстве стран и регионов пока не имеет единой и прозрачной системы рыночного ценообразования. Его цена в значительной степени определяется государственной поддержкой конкретного проекта, стоимостью электроэнергии, условиями транспортировки и сферой конечного использования; во многих случаях она формируется на основе внутренних трансфертных цен, долгосрочных контрактов или механизмов субсидирования. В отличие от таких зрелых энергетических товаров, как нефть и природный газ, водород не располагает общепризнанными рыночными ценовыми ориентирами, а спотовые и фьючерсные рынки в данной сфере остаются слабо развитыми. В этих условиях прогнозирование будущих доходов проектов по производству водорода оказывается в высокой степени зависимым от внешних факторов и становится менее устойчивым с аналитической точки зрения. Неопределённость ценовых параметров не только усложняет расчёт доходной части проекта, но и затрудняет сопоставление различных проектов между собой.

Наряду с рыночной неопределённостью дополнительную сложность для

экономической оценки создаёт и технологическое разнообразие способов производства водорода. Одновременное существование нескольких технологических маршрутов приводит к существенным различиям между проектами по выбору технологии, конфигурации системы и условиям эксплуатации. Поэтому сопоставление проектов не может опираться только на общие стоимостные показатели, поскольку каждый технологический вариант характеризуется собственным сочетанием энергоэффективности, уровня затрат, степени зрелости и потенциала масштабирования. Так, щелочной электролиз отличается более высокой зрелостью и сравнительно низкой стоимостью, но уступает другим технологиям по гибкости регулирования нагрузки. Электролиз с использованием протонообменной мембраны и твёрдооксидный электролиз, напротив, обладают более высоким технологическим потенциалом, однако пока находятся на стадии активного развития. Такое разнообразие процессов, с одной стороны, расширяет возможности проектов, а с другой — усложняет среду принятия решений. При выборе технологий и проведении экономической оценки необходимо учитывать не только текущую экономическую эффективность процесса, но и вероятные направления технологического развития, а также их возможное влияние на параметры проекта.

Таким образом, в силу своей технологической основы и системных характеристик процесс производства водорода закономерно порождает ряд экономических особенностей. Эти особенности проявляются, прежде всего, в высоких первоначальных капиталовложениях, отложенной реализации проектной прибыли, отсутствии единого и прозрачного механизма рыночного ценообразования, а также в трудностях горизонтальной сопоставимости из-за сосуществования нескольких технических маршруты. Эти факторы, формируют основные структурные проблемы, требующие особого внимания при экономической оценке проектов по производству водорода, а также предъявляют повышенные требования к адаптивности методов оценки и построения моделей.

1.3 Применимость традиционных методов инвестиционной оценки к водородным проектам

В экономической оценке энергетических и инженерных проектов центральную роль играют инструменты количественного анализа для оценки целесообразности инвестиций. Среди них традиционные показатели финансовой оценки, такие как чистая приведенная стоимость (Net Present Value – NPV), внутренняя норма доходности (Internal Rate of Return – IRR), индекс прибыльности (Profitability Index – PI) и срок окупаемости (Discounted Payback Period – DPP), уже давно широко применяются в различных сценариях принятия инвестиционных решений в энергетике. Эти показатели не только предоставляют инвесторам проектов различные точки зрения на доходность, эффективность и риск, но и являются важной частью современных систем управления проектами и принятия финансовых решений.

Среди этих четырех показателей NPV, несомненно, является наиболее теоретически обоснованным и широко используемым инструментом оценки. Он фокусируется на временной стоимости денег и представляет собой абсолютный стандарт для оценки экономической выгоды от инвестиций в проект путем дисконтирования будущих денежных потоков. Если NPV положителен, ожидается, что проект принесет инвесторам чистую прибыль; отрицательный NPV, напротив, указывает на потенциальные риски и потери. В отличие от него, показатель IRR отражает доходность инвестиций и обычно используется для сопоставления с стоимостью капитала компании либо с доходностью аналогичных проектов. Индекс прибыльности развивает логику NPV, позволяя оценивать эффективность вложений через объем дисконтированной прибыли, приходящейся на единицу инвестиций, что делает его удобным инструментом ранжирования проектов в условиях ограниченности капитала. Показатель DPP, в свою очередь, характеризует период, необходимый для возврата вложенных средств с учётом дисконтирования. Несмотря на то что данный показатель не относится к числу наиболее полных критериев оценки, на практике он нередко применяется на этапе предварительного отбора и при анализе рисков. В совокупности указанные показатели выполняют

различные аналитические функции и формируют устойчиво применяемую систему оценки традиционных энергетических проектов.

Однако с быстрым развитием водородной энергетики, особенно с постепенным переходом к крупномасштабному производству зеленого водорода, применимость традиционных финансовых показателей в новых энергетических системах сталкивается с беспрецедентными проблемами. Производство водорода, как типичный процесс «преобразования энергии» в энергетических системах, имеет значительные отличия от традиционных энергетических проектов с точки зрения структуры инвестиций, структуры доходов, рыночной среды и технологических путей. Взаимосвязь между этими инженерными характеристиками и экономическими структурами в конечном итоге проявляется в целесообразности и эффективности методов оценки проектов, создавая системную проблему для применимости показателей NPV, IRR, PI и DPP. В следующем анализе будет систематически рассмотрено влияние четырех уникальных характеристик проектов водородной энергетики на традиционные показатели экономической оценки на основе выводов, сделанных в ходе предыдущего обсуждения.

Во-первых, это характеристика «высокие первоначальные инвестиции». В современных процессах производства зеленого водорода, будь то щелочной электролиз, PEM или SOEC, требуются значительные первоначальные закупки оборудования и инвестиции в инфраструктуру для интеграции с ВИЭ. Такая капиталоемкость напрямую оказывает значительное давление на традиционные финансовые показатели, такие как IRR, PI и DPP. IRR – это, по сути, годовая норма прибыли, рассчитанная на основе распределения чистых денежных потоков, и в сценариях, когда первоначальные денежные потоки отрицательны, а затем становятся положительными, его значение может быть недооценено. PI, как показатель эффективности инвестиций, имеет в знаменателе первоначальные инвестиции; чем выше инвестиции и чем слабее начальные денежные потоки, тем ближе его значение к 1, что затрудняет точное отражение потенциальной доходности проекта на более поздних стадиях. DPP сильно зависит от начальных денежных потоков, а в сценариях с отложенными денежными потоками срок

окупаемости значительно увеличивается или даже превышает жизненный цикл проекта. Хотя NPV также зависит от первоначальных инвестиций, его теоретическая структура позволяет крупным денежным потокам на более поздних стадиях компенсировать первоначальные потери за счет дисконтирования. Поэтому в условиях, когда доступны долгосрочные прогнозы стабильных денежных потоков, NPV сохраняет некоторую терпимость к проектам с высокими инвестициями.

С целью сравнения финансовых характеристик проектов с различной структурой были смоделированы два проекта. Проект А характеризуется высоким объемом начальных инвестиций (300 млн долл. США) и более длительным сроком реализации (10 лет), при этом среднегодовой денежный поток составляет 60 млн долл. США. Проект В, напротив, представляет собой типичный малый или средний проект с начальными инвестициями в размере 50 млн долл. США, сроком реализации 5 лет и среднегодовым денежным потоком 20 млн долл. США. Для обоих проектов расчёты чистой приведённой стоимости (NPV) и внутренней нормы доходности (IRR) выполнены при одинаковой ставке дисконтирования — 8%. Результаты приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнение финансовых показателей проекта (разные масштабы инвестиций) (составлено автором)

Проект	Начальные инвестиции (млн долл. США)	Среднегодовой денежный поток (млн долл. США)	Срок действия проекта (лет)	NPV, 8% (млн долл. США)	IRR (%)
А	300	60	10	95	15
В	50	20	5	28	29

Согласно расчётам, NPV проекта А составляет 95 млн долл. США, что значительно превышает соответствующий показатель проекта В (28 млн долл. США), указывая на более высокий совокупный прирост стоимости для компании в течение всего жизненного цикла проекта. В то же время значение IRR проекта А составляет 15%, тогда как у проекта В — 29%. Данное расхождение подчёркивает, что при различном уровне капитальных вложений показатели NPV и IRR могут давать разные результаты при ранжировании проектов.

Это объясняется различиями в сущности данных показателей: NPV отражает

абсолютный вклад проекта в прирост стоимости, в то время как IRR характеризует относительную доходность проекта, основанную на структуре его денежных потоков. При сравнении проектов с различным масштабом и конфигурацией потоков IRR в большей степени зависит от соотношения между объёмом первоначальных инвестиций и скоростью возврата капитала, что может снижать стабильность интерпретации результатов.

Для анализа применимости традиционных инвестиционных показателей в проектах с высокой капиталоемкостью были смоделированы три проекта с идентичной структурой: срок реализации — 20 лет, среднегодовой денежный поток — 50 млн долл. США. Единственным варьируемым параметром являлся объем начальных инвестиций — 350, 400 и 450 млн долл. США соответственно. При фиксированной ставке дисконтирования 8% были рассчитаны значения чистой приведённой стоимости (NPV), индекса прибыльности (PI) и дисконтированного срока окупаемости (DPP). Результаты расчетов приведены в таблице 8 ниже.

Таблица 8 - Сравнительный анализ NPV, PI и DPP для проектов с высокими начальными инвестициями (составлено автором)

Проект	Начальные инвестиции (млн долл. США)	Среднегодовой денежный поток (млн долл. США)	Срок действия проекта (лет)	NPV, 8% (млн долл. США)	PI	DPP(лет)
1	350	50	20	130.47	1.4	11
2	400	50	20	84.17	1.23	14
3	450	50	20	37.88	1.09	17

Результаты расчётов показывают, что по мере увеличения первоначальных инвестиций значение NPV последовательно уменьшается, однако во всех трёх случаях остаётся положительным (130,47; 84,17 и 37,88 млн долл. США). Это позволяет считать каждый из рассматриваемых проектов финансово приемлемым. Вместе с тем показатели PI и DPP оказываются значительно более чувствительными к масштабу капитальных затрат.

Так, по мере роста инвестиций значение PI снижается с 1,4 до 1,09 и постепенно приближается к пороговому уровню, равному единице. В результате проект с объёмом инвестиций 450 млн долл. США формально может

восприниматься как экономически малоэффективный, хотя его NPV остаётся положительным. Аналогичная ситуация наблюдается и по показателю DPP: его значение возрастает с 11 до 17 лет и фактически приближается к продолжительности жизненного цикла проекта, несмотря на то что структура и общий объём денежного потока не меняются.

Это позволяет сделать вывод, что PI и DPP недостаточно точно отражают экономическую эффективность капиталоемких проектов, в том числе в сфере водородной энергетики. Подобные искажения возникают и в других видах инвестиционных решений, для которых характерны крупные первоначальные вложения и длительный период формирования дохода, например, в инфраструктурных, энергетических, транспортных и промышленных проектах.

Высокая концентрация капитальных затрат на начальном этапе приводит к тому, что в первые годы реализации проекта преобладают отрицательные чистые денежные потоки, тогда как положительный финансовый результат появляется лишь после ввода объекта в эксплуатацию. Такое распределение потоков означает запаздывание экономического эффекта и тем самым усиливает ограничения традиционных показателей эффективности при оценке водородных проектов.

В этих условиях внутренняя норма доходности становится особенно чувствительной к структуре дисконтирования. Значительный объём отрицательных потоков в начале проекта и более позднее формирование положительного результата могут приводить к снижению IRR, а в отдельных случаях — и к появлению нескольких локальных решений, что заметно затрудняет интерпретацию данного показателя.

Индекс прибыльности проявляет сходную зависимость. При крупном объёме первоначальных вложений и накопленном эффекте дисконтирования его значение может смещаться в сторону занижения даже тогда, когда долгосрочные денежные потоки обеспечивают приемлемую экономическую отдачу.

Дисконтированный срок окупаемости при такой структуре проекта во многом утрачивает аналитическую ценность. Поскольку значительная часть дисконтированных поступлений приходится на поздние этапы реализации, этот

показатель либо принимает чрезмерно большие значения, либо вообще оказывается недостижимым независимо от фактической экономической эффективности проекта.

Даже чистая приведённая стоимость, оставаясь теоретически применимым инструментом оценки абсолютного экономического результата, также чувствительна к величине ставки дисконтирования. В условиях повышенной неопределённости даже небольшое её изменение способно заметно повлиять на итоговую оценку, что создаёт риск существенных искажений при анализе проекта.

Во-вторых, проблема связана с неполнотой механизма рыночного ценообразования на водород. В настоящее время еще не сформирована единая система рыночной торговли водородом в большинстве стран и регионов мира, а цены в основном определяются государственными субсидиями, демонстрационными контрактами или внутренними трансфертами внутри регионов. Отсутствие прозрачных и ликвидных спотовых рынков, фьючерсной торговли или авторитетных базовых цен делает прогнозы будущих денежных потоков по проектам крайне нестабильными. В этом контексте NPV, IRR и PI опираются на прогнозы будущих доходов и операции дисконтирования. Без единого механизма ценообразования основа для построения моделей доходов подрывается, что делает эти методы оценки неустойчивыми. Даже если моделируется множество гипотетических сценариев, диапазон и неопределенность результатов значительно превышают доверительный интервал, необходимый для оценки, не позволяя обеспечить надежную основу для принятия инвестиционных решений. В отличие от этого, DPP, который не предполагает дисконтирования, обладает несколько большей терпимостью к колебаниям будущих денежных потоков, но не обладает чувствительностью к структурным колебаниям доходов и, следовательно, не может отразить риски проекта, вызванные отсутствием механизма ценообразования.

Наконец, одной из важных особенностей систем производства водорода является необходимость сравнения нескольких технологических вариантов. Водород может производиться по разным техническим маршрутам, различающимся по энергоэффективности, эксплуатационным характеристикам, уровню капитальных затрат и степени зрелости. Поэтому на практике компании

нередко вынуждены проводить комплексное технико-экономическое сопоставление таких решений, как PEM, щелочной электролиз, SOEC, газификация угля и риформинг природного газа.

Традиционные показатели, прежде всего NPV и IRR, как правило, рассчитываются на основе детальной модели одного варианта реализации проекта, поэтому их использование при сравнении различных технологических маршрутов оказывается ограниченным. При отсутствии унифицированных исходных параметров, в том числе цен на водород, электроэнергию и углерод, значения NPV и IRR для разных технологий теряют прямую сопоставимость. Дополнительную сложность создают различия в эксплуатационной устойчивости и режимах обслуживания, поскольку они формируют неодинаковую структуру затрат и тем самым уменьшают пригодность PI и DPP для горизонтального выбора технологий. В результате традиционные показатели не дают достаточной основы для сопоставления альтернативных технологий, что осложняет принятие стратегических решений по проекту.

Для проверки применимости традиционных финансовых показателей к сравнению различных технологических маршрутов производства водорода были смоделированы три проекта на основе технологий ALK, PEM и SOEC. Во всех случаях использовались одинаковые исходные условия: срок реализации 10 лет, ставка дисконтирования 8%, объём производства одинаковый. Различия между проектами определялись величиной первоначальных инвестиций, структурой годовых денежных потоков и необходимостью капитального ремонта с заменой стека в одном из вариантов. Полученные результаты представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение инвестиционных показателей для трёх технологий водородного производства (ALK, PEM, SOEC) (составлено автором по данным [27, 83, 85])

Показатель	Щелочной электролиз (ALK)	Электролиз с протонно-обменной мембраной (PEM)	Твердооксидный электролиз (SOEC)
Начальные инвестиции (млн долл. США)	150	250	180

Продолжение таблицы 9

Среднегодовой денежный поток (млн долл. США)	40	60	55
Особенности	Без замен	Без замен	Замена стеков на 5-м году
Срок действия проекта (лет)	10	10	10
Ставка дисконтирования	8%	8%	8%
NPV (млн долл. США)	109,63	141,3	61,62
IRR (%)	23	20	16
PI	1,79	1,61	1,37
DPP (лет)	5	6	4-й и 8-й годы

Хотя все три проекта характеризуются положительным значением чистой приведённой стоимости, показатели IRR, PI и DPP приводят к различным и местами противоречивым выводам. По внутренней норме доходности наиболее предпочтительной выглядит технология ALK, для которой значение IRR составляет 23%, тогда как для PEM и SOEC оно равно 20% и 16% соответственно. Если же ориентироваться на абсолютную величину NPV, наилучший результат показывает PEM: 141,3 млн долл. США против 109,63 млн у ALK и 61,62 млн у SOEC. Для технологии SOEC показатель DPP вообще оказывается проблематичным, поскольку на пятом году происходит обратное изменение денежного потока, связанное с крупной заменой стеков, а это противоречит базовой логике данного показателя. Индекс прибыльности, будучи относительной метрикой, в свою очередь смещает оценку в пользу технологии с наименьшими капитальными затратами, то есть ALK, хотя её вклад в абсолютный прирост стоимости ниже.

Даже при одинаковых параметрах сравнения — ставке дисконтирования, сроке реализации и объёме продукции — показатели NPV, IRR, PI и DPP не освобождаются от зависимости от структуры денежных потоков и особенностей затрат, присущих каждой технологии. По этой причине результаты оказываются недостаточно устойчивыми, а ранжирование альтернатив при стратегическом выборе технологии производства водорода становится менее надёжным.

Для сопоставления применимости традиционных показателей к проектам

водородной энергетики в таблице 10 по строкам сведены ключевые особенности таких проектов, а по столбцам — сами показатели оценки. Такая форма позволяет проследить, в какой степени каждая из указанных особенностей влияет на возможность использования NPV, IRR, PI и DPP. Знак «+» показывает, что показатель в рассматриваемых условиях в целом сохраняет применимость либо испытывает лишь слабое влияние соответствующего фактора, тогда как знак «-» указывает на возможное искажение результата или ограниченность применения.

Таблица 10 - Влияния особенностей водородных проектов на применимость традиционных показателей оценки (составлено автором)

Особенности водородного проекта	NPV	IRR	PI	DPP
Высокие первоначальные инвестиции	+	+/-	+/-	-
Отсутствие механизма рыночного ценообразования на водород	+	-	+/-	-
Необходимость многовариантного сравнения технологий	-	-	-	-

Несмотря на сравнительно большую устойчивость NPV в условиях неопределённости, связанную с возможностью компенсации первоначальных вложений будущими денежными потоками, корректность этого показателя в конечном счёте определяется качеством прогноза будущих доходов. Если рыночные механизмы ценообразования отсутствуют, а доходные параметры могут быть заданы только условно, практическая применимость NPV заметно снижается. Показатели IRR, PI и DPP в ещё большей степени подвержены систематическим искажениям в ситуациях, где сочетаются высокие первоначальные инвестиции, отсроченный экономический эффект и наличие нескольких технологических альтернатив. Для проектов водородной энергетики именно такое сочетание условий является типичным, что и ограничивает применение традиционных методов оценки в новой энергетической среде.

1.4 Выводы по Главе 1

В данной главе рассмотрена ключевая роль водорода в процессе глобального энергетического перехода, проанализировано текущее состояние, перспективы

развития и рыночная структура водородной энергетики, а также проведено сравнение трех типичных способов производства водорода — серого, голубого и зеленого — с точки зрения углеродных выбросов и технологических различий. Выявленные технико-технологические особенности — множественность производственных схем, высокая энергоёмкость и значительный удельный CAPEX оборудования — формируют ряд экономико-структурных барьеров. Прежде всего, сектор лишён единого и ликвидного механизма спотового ценообразования: реализуются долгосрочные оффтейк-контракты с индексацией к ценам природного газа, электроэнергии или углерода, что затрудняет построение достоверных прогнозов выручки. Кроме того, параллельное сосуществование нескольких технологических маршрутов повышает технологический риск, увеличивая неопределённость дисконтированных доходов. Капитальные вложения концентрируются в первоначальную фазу проекта (до 70% совокупных затрат), тогда как денежные притоки распределены на долгий горизонт эксплуатации (15-20 лет), что создаёт временную и рисковую асимметрию потоков.

В совокупности указанные факторы существенно ограничивают применимость классических методов инвестиционного анализа. Показатели NPV, IRR, PI и DPP предполагают наличие стабильных ценовых ориентиров, равномерной структуры денежных потоков и близкой по характеру риск-профиля притоков и оттоков. В реальных водородных проектах эти предпосылки не выполняются: отсутствие прозрачного рынка приводит к высокой волатильности прогнозных доходов, а диспропорция между ранними капитальными затратами и отложенными поступлениями усиливает влияние выбранной ставки дисконтирования. В результате традиционные критерии либо занижают инвестиционную привлекательность (при завышенной единой ставке), либо маскируют риски (при использовании усреднённых сценариев).

Хотя чистая приведенная стоимость теоретически обладает высокой универсальностью в различных экономических условиях, отсутствие прозрачных и единых ценовых ориентиров делает её использование в проектах, связанных с водородом, проблематичным. Следовательно, для корректной экономической

оценки водородных проектов необходима переоценка методологических подходов, способных учесть их специфические технологические и рыночные особенности.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ОГРАНИЧЕНИЙ МОДЕЛИ LСОН ПРИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ ПРОЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ВОДОРОДА

2.1 Модель LСОН в системе экономической оценки проектов водородной энергетики

При финансовой оценке энергетических проектов чистая приведенная стоимость (NPV) уже давно широко используется в качестве одного из наиболее фундаментальных и адаптируемых экономических показателей при проведении различных анализов целесообразности инвестиций. NPV систематически объединяет капитальные затраты (CAPEX), операционные затраты (OPEX), стоимость топлива и другие переменные денежного потока, а также использует метод дисконтирования для сравнения всех затрат и выгод в течение жизненного цикла проекта с текущим моментом времени [79].

В классической структуре операционных расходов затраты на электроэнергию относятся к составу OPEX. Однако в исследованиях и отраслевых отчётах по водородной энергетике (IEA, IRENA, Hydrogen Council и др.) энергетическая составляющая, как правило, выделяется отдельно в силу её доминирующей доли в структуре затрат и высокой чувствительности к ценовым параметрам.

В настоящем исследовании затраты на электроэнергию выделяются из состава OPEX условно, в аналитических целях, что позволяет обеспечить сопоставимость результатов с международной практикой расчёта LСОН и корректно проводить сценарный анализ без двойного учёта расходов.

Являясь общепризнанным стандартом оценки как в теории, так и на практике, NPV обеспечивает отличную общую применимость и точность, особенно в условиях предсказуемых денежных потоков, где ее результаты служат надежным руководством. Однако в проектах водородной энергетике основное предположение модели NPV - стабильные, поддающиеся количественной оценке будущие денежные потоки - часто не выполняется. В настоящее время в мире не существует единого прозрачного рыночного механизма ценообразования на водород, и цены во

многим зависят от региональных контрактов, политики субсидирования или внутренних договоренностей о передаче. Отсутствие четкого ориентира для доходов проекта создает значительные проблемы. Хотя теоретически NPV по-прежнему применима для оценки водородных проектов, ее практическое применение сталкивается с существенной неопределенностью. Другими словами, неопределенность цен на водород ограничивает применимость модели NPV, и как следствие, возрастает необходимость найти альтернативный метод, который позволит избежать неопределенности доходов, сохранив при этом основные принципы NPV.

Приведённые удельные затраты на производство водорода (LCOH) - это метод оценки затрат, основанный на чистой приведенной стоимости (NPV), который широко используется в экономическом анализе проектов по производству водорода. В последние годы показатель LCOH получил широкое признание в международной практике как основной ориентир для оценки экономической эффективности проектов по производству водорода [139]. Он используется ведущими международными организациями, такими как International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), Bloomberg New Energy Finance (BNEF) и Hydrogen Council, в качестве ключевого индикатора для сопоставления различных технологических маршрутов (щелочной электролиз, PEM-электролиз, твёрдооксидный электролиз, паровой риформинг метана с улавливанием углекислого газа и без него) [26, 38].

В международной практике показатель LCOH (Levelized Cost of Hydrogen) нередко переводится как «приведённая стоимость производства водорода». В настоящем исследовании используется термин «приведённые удельные затраты», поскольку расчёт показателя основан на приведении совокупных расходов на единицу произведённого водорода.

В частности, в отчёте IEA Global Hydrogen Review 2023 подчёркивается, что именно LCOH позволяет проводить межстрановые сравнения затрат и формировать долгосрочные прогнозы конкурентоспособности водорода на мировых рынках [71]. Аналогично, исследование IRENA Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up

Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal демонстрирует LCOH как базовый показатель для оценки потенциала снижения затрат за счёт масштабирования производства электролизёров [76]. По данным BloombergNEF, LCOH используется как «универсальная метрика» для определения точек паритета между зелёным водородом и традиционными энергоносителями, включая природный газ и уголь [25]. Кроме того, Hydrogen Council в своём отчёте Path to Hydrogen Competitiveness подчёркивает, что LCOH является наиболее прозрачным инструментом для демонстрации перспектив выхода водорода на конкурентоспособный уровень в разных секторах [67].

В его основе лежит предположение, что в течение жизненного цикла проекта инвесторы не ожидают получения положительной прибыли, а стремятся достичь безубыточности, покрывая общие затраты по проекту за счет постоянной цены единицы водорода (т. е. LCOH). Математически это эквивалентно дисконтированию всех будущих денежных потоков - капитальных затрат, операционных расходов и стоимости топлива - по ставке дисконтирования, их суммированию, а затем делению на дисконтированный объем производства водорода за тот же период, чтобы получить выровненную стоимость единицы водорода [154, 155]. В этот момент, если рассматривать LCOH как цену реализации водорода, которой должен достичь проект, NPV становится равным нулю.

Согласно этой логике, если затраты рассматриваются как цена продажи водорода, то чистая приведенная стоимость (NPV) проекта равна нулю, что означает, что все затраты и доходы полностью компенсируются с учетом временной стоимости денег, и проект не принесет инвесторам ни прибыли, ни убытков. Известная формула NPV выглядит следующим образом (2.1):

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{P_{H_2} \times H_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (2.1)$$

где P_{H_2} – рыночная цена водорода; C_t – общие затраты на проект, включая CAPEX, OPEX и затраты на энергоресурсы; t – время, в зависимости от жизненного цикла проекта; r – норма дисконтирования; H_t – объём производства (кг H₂/год).

Когда проект достигает точки безубыточности, то есть $NPV = 0$,

вышеуказанная формула может быть переписана следующим образом (2.2):

$$0 = \sum_{t=0}^T \left(\frac{P_{H_2} \times H_t}{(1+r)^t} - \frac{C_t}{(1+r)^t} \right) \quad (2.2)$$

Далее, переносим и выделяем P_{H_2} , получаем (2.3):

$$\sum_{t=0}^T \frac{P_{H_2} \times H_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2.3)$$

В определенном году t можно извлечь годовую стоимость единицы водорода, которая выражается следующим образом (2.4):

$$P_{H_2} = \frac{\frac{(Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t)}{(1+r)^t}}{\frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (2.4)$$

Однако, если расширить эту формулу на весь жизненный цикл и учесть общие затраты и выпуск продукции за все годы, можно получить следующую формулу (2.5):

$$P_{H_2} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (2.5)$$

Согласно известной формуле LCOH, приведенной ниже (2.6):

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^T (Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^T H_t / (1+r)^t} \quad (2.6)$$

где $Capex_t$ – годовые капитальные затраты (долл. США/год) на оборудование для производства водорода, рассчитанные с использованием метода годовых затрат и ставки дисконтированы; $Opex_t$ – затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание технологии производства водорода (долл. США/год); $EnergyCost_t$ – затраты на энергоресурсы (для электролиза — затраты на электроэнергию) [46].

Эта формула интуитивно отражает удельную стоимость водорода в проекте на протяжении всего его жизненного цикла, т. е. цену водорода, при которой NPV = 0, что является основным показателем для оценки экономической целесообразности производства водорода. Из приведенного выше вывода следует,

что когда проект достигает точки безубыточности ($NPV = 0$), P_{H_2} по сути эквивалентно LCOH, то есть общей стоимости, необходимой для производства одной единицы водорода.

Стоит отметить, что в определении NPV денежные потоки обычно включаются, начиная с $t=0$ (например, первоначальные инвестиции), в то время как в фактических приложениях LCOH капитальные затраты иногда концентрируются в году 0 (т. е. $Capex_0$), а операционные и топливные затраты включаются ежегодно, начиная с года 1 (то есть $t=1$ до T). Это приводит к ситуациям, когда в некоторых литературных источниках или оценках проектов расчеты LCOH начинаются с $t=1$, дисконтируя только затраты эксплуатационной фазы, в то время как первоначальные инвестиции включаются непосредственно в качестве приведенной стоимости в числитель. Такой подход отражает фактическое распределение денежных потоков по различным фазам проекта, а не различия в самой формуле.

Преимущество LCOH заключается в том, что он смещает акцент оценки с рентабельности на структуру затрат, что позволяет не полагаться на субъективные прогнозы будущих цен на водород. Этот метод особенно подходит для проектов водородной энергетики на рынках, которые еще не сформировались и не имеют четких механизмов ценообразования, предоставляя политикам, разработчикам технологий и инвестиционным институтам более надежный стандарт оценки затрат [6]. Кроме того, LCOH логически согласуется с NPV: если проект продает водород по цене LCOH в будущем, он достигает финансового равновесия, не получая ни прибыли, ни убытков; если фактическая цена водорода превышает LCOH, NPV положительна, и проект прибылен; в противном случае он несет убытки. Таким образом, LCOH может служить не только инструментом для определения стоимости, но и рассматриваться как вырожденная альтернатива модели NPV в условиях неопределенности цен.

Изначально нормированная стоимость электроэнергии (LCOE - Levelized cost of electricity) широко применялась для экономической оценки проектов по использованию ВИЭ, таких как солнце, ветер и гидроэнергия [62]. Его основная концепция совпадает с концепцией LCOH: при допущении, что NPV равна нулю,

все расходы в течение жизненного цикла проекта дисконтируются, затем дисконтированная приведенная стоимость делится на дисконтированную выработку электроэнергии, чтобы получить выровненную цену электроэнергии за киловатт-час. Показатель LCOE преодолевает ограничения традиционных статических расчетов удельных затрат, позволяя сравнивать проекты по производству электроэнергии в различных регионах, технологиях и масштабах мощности после учета временной стоимости денег. В результате он стал важным стандартизированным инструментом оценки проектов возобновляемой энергетики, принятым такими авторитетными организациями, как Международное энергетическое агентство (IEA) и Национальная лаборатория возобновляемой энергии США (NREL) [103].

LCOH является логическим продолжением и адаптацией методологии LCOE. Обе методики имеют общие черты: они устанавливают $NPV = 0$, чтобы устранить неопределенность в отношении будущих доходов, преобразуя вопросы, зависящие от прогнозов цен, в расчеты приведённых удельных затрат на производство единицы продукции; обе подчеркивают перспективу полного жизненного цикла, охватывая CAPEX, OPEX и другие эксплуатационные расходы; и обе поддерживают сравнительный анализ с точки зрения применения технологий и регионального аспекта. Ключевое различие заключается в их направленности: LCOE измеряет стоимость единицы произведенной электроэнергии, а LCOH - стоимость единицы произведенного водорода. LCOE в основном используется при планировании энергосистем и разработке политики в области ВИЭ, в то время как LCOH применим для оценки маршрутов водородных технологий, оптимизации путей производства водорода и анализа коммерческой жизнеспособности.

Показатель LCOH получил широкое распространение как в научных исследованиях, так и в процессе формирования энергетической политики. Он используется такими международными организациями, как Международное энергетическое агентство (IEA), Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA) и Министерство энергетики США (DOE), в качестве ключевого инструмента для оценки конкурентоспособности проектов производства

водорода с точки зрения издержек. Так, в отчётах IRENA отмечается, что для того, чтобы «зелёный» водород мог конкурировать с традиционными энергоносителями, его показатель LCOH должен быть ниже 2 долл. США за 1 кг водорода [163]. Таким образом, LCOH закрепился в качестве международного ориентира для анализа экономической эффективности и планирования развития водородной энергетики.

В то же время, активное применение данного показателя в научной и проектной практике сопровождается ростом числа исследований, направленных на уточнение его методологической базы. В последние годы в литературе отмечается рост числа исследований, направленных на уточнение модели LCOH, повышение её чувствительности к изменению параметров и расширение области практического применения. В этой связи представляется целесообразным рассмотреть основные направления развития и совершенствования данного показателя, отражённые в современных научных источниках.

Во-первых, заметное развитие получили стохастические и вероятностные подходы. В исследовании de Andrade et al. (2024) предложено рассматривать LCOH как случайную величину, зависящую от распределений цен на электроэнергию, капитальных затрат и эксплуатационных расходов. Такой подход позволяет анализировать не только среднее значение показателя, но и его вероятностный диапазон, что важно при планировании инвестиций в условиях неопределённости [15]. Сходный подход представлен и в работе Wolf et al. (2024), где для стран Северной Африки были рассчитаны вероятностные интервалы стоимости водорода при различных сочетаниях технологических и макроэкономических параметров. Подобные исследования развивают риск-ориентированные подходы к планированию, однако в целом сохраняют исходные предпосылки классической модели, основанной на усреднённых входных данных и постоянной ставке дисконтирования [153].

Во-вторых, в ряде работ показатель LCOH дополняется элементами, связанными с оптимизацией режима эксплуатации. Так, Ginsberg et al. (2022) показали, что адаптация графика работы электролизёра к суточным колебаниям цен на электроэнергию позволяет заметно снизить приведённые издержки

производства [55]. В более позднем исследовании Rezaei et al. (2024) в расчёты были включены почасовые данные, а также зависимости эффективности электролиза от мощности и температуры, что повысило точность оценки применительно к реальным условиям эксплуатации. Модели такого типа позволяют учитывать изменчивость производственного процесса и тем самым приближают расчёты LCOH к практическим условиям, однако требуют значительного объёма исходной информации и при этом не устраняют внутренних допущений базовой формулы [126].

Далее получили развитие методы параметрического и сценарного анализа. Kotowicz et al. (2024) применили метод Монте-Карло для моделирования различных сочетаний стоимости электроэнергии, капитальных вложений и эксплуатационных затрат, формируя диапазон возможных значений LCOH [84]. Zun et al. (2023) исследовали, как изменение технологических параметров, прежде всего эффективности электролизёров и стоимости электроэнергии из возобновляемых источников, влияет на динамику LCOH во времени [175]. Tubalinal et al. (2023) выполнили сопоставимые расчёты для развивающихся стран, где исходные данные по стоимости оборудования и тарифам характеризуются высокой степенью неопределённости. Подобные подходы дают возможность оценивать устойчивость проекта к изменению исходных параметров, выявлять наиболее значимые факторы и проводить анализ чувствительности. Вместе с тем получаемые результаты нередко сохраняют локальный характер и зависят от выбранных диапазонов варьирования, что ограничивает возможности их обобщения [142].

Отдельное направление исследований связано с расширением состава параметров, учитываемых при расчёте LCOH. Так, Bracci et al. (2023) предложили включать в модель дополнительные характеристики, в частности уровень надёжности поставок и объём выбросов углекислого газа. Такой подход делает модель более реалистичной, особенно при комплексной оценке водородных цепочек, включающих производство, хранение и транспортировку. Тем не менее, даже при увеличении числа учитываемых факторов базовая экономическая структура показателя остаётся прежней, что приводит к сохранению ряда

системных упрощений [28].

В целях систематизации данных по опубликованным модификациям LCON основные направления развития метода сведены в таблице 11.

Таблица 11 - Основные направления усовершенствования показателя LCON и их ограничения (составлено автором по данным [12, 25, 54, 84, 128, 144, 156, 179])

Источник	Направление модификации	Основное преимущество	Ограничения применения
de Andrade et al., 2024	Стохастическое моделирование параметров	Отражает неопределённость исходных данных	Требует статистических распределений; сохраняет упрощённую формулу
Wolf et al., 2024	Сценарные расчёты для разных регионов	Учитывает территориальные различия и экономический контекст	Использует усреднённые параметры дисконтирования
Ginsberg et al., 2022	Оптимизация графика работы электролизёра	Повышает реализм и гибкость эксплуатации	Не изменяет базовые принципы расчёта
Rezaei et al., 2024	Почасовая модель с переменной эффективностью	Уточняет эксплуатационные параметры	Сложность применения, высокая зависимость от исходных данных
Kotowicz et al., 2024	Метод Монте-Карло	Даёт вероятностный диапазон LCON	Не устраняет системные допущения модели
Zun et al., 2023	Анализ чувствительности к технологическим факторам	Идентифицирует ключевые драйверы стоимости	Применим в ограниченном диапазоне параметров
Tubalinal et al., 2023	Сценарный анализ для развивающихся стран	Позволяет учесть дефицит данных	Ограниченная переносимость результатов
Bracci et al., 2023	Включение показателей надёжности и выбросов CO ₂	Расширяет границы оценки	Не меняет экономическую основу расчёта

Специфика проектов в сфере водородной энергетики во многом определяет особенности их экономического анализа. Такие проекты относятся к числу капиталоемких и долгосрочных: основная часть затрат концентрируется на начальных этапах строительства и монтажа оборудования, тогда как выпуск водорода и формирование доходов начинаются лишь спустя определённое время после ввода объектов в эксплуатацию. Иными словами, вложения осуществляются преимущественно в начале проекта, а их возврат оказывается существенно растянутым во времени.

Для проектов данного типа характерна также высокая технологическая и

рыночная неопределённость. На протяжении жизненного цикла могут заметно изменяться стоимость электроэнергии, темпы удешевления электролизёров, объём государственной поддержки и уровень развития инфраструктуры. При сочетании высокой капиталоемкости, длительного периода окупаемости и изменчивости внешних условий экономический анализ требует инструментов, способных учитывать одновременно и технические, и стоимостные параметры.

По этой причине особый интерес представляют показатели, основанные на расчёте нормированных затрат, прежде всего LCOH. Их использование позволяет выразить совокупные капитальные и эксплуатационные расходы в расчёте на единицу произведённого водорода и тем самым создать основу для сопоставления различных технологических маршрутов. В результате становится возможной более обоснованная оценка эффективности проектов водородной энергетики уже на ранних стадиях их реализации.

В исследовательской практике наряду с LCOH применяются и другие методы оценки проектов водородной энергетики. Один из них — технико-экономический анализ, который связывает технические параметры с экономическими показателями, включая капитальные и эксплуатационные затраты. Такой подход даёт возможность комплексно рассматривать все стадии производства водорода, выявлять потенциальные узкие места и оценивать стоимостные характеристики проекта уже на ранних этапах его разработки [78, 100, 107]. Вместе с тем он требует значительных усилий при построении модели и во многом зависит от числа принятых допущений, что затрудняет прямое сопоставление проектов.

Существенное место занимает и оценка жизненного цикла, ориентированная главным образом на экологические аспекты водородных проектов. Она позволяет проследить воздействие на окружающую среду на всех стадиях жизненного цикла водорода — от получения исходного сырья до конечного потребления [137]. Однако при всей значимости для анализа экологической устойчивости данный метод не даёт прямой информации о финансовой целесообразности и экономической эффективности, вследствие чего его использование в рамках собственно экономической оценки остаётся ограниченным [54, 98, 124].

Для сопоставления различных сценариев применяются также многокритериальный анализ принятия решений и метод анализа иерархий. Эти методы учитывают широкий набор факторов — от уровня затрат до технологической зрелости и экологических последствий. Однако они, как правило, опираются на экспертные оценки и потому не всегда обеспечивают достаточную точность при анализе долгосрочных экономических показателей, включая затраты на производство водорода [10, 12, 129].

Каждый из указанных методов обладает собственными достоинствами, но ни один из них не свободен от ограничений. Поскольку в настоящем исследовании основное внимание сосредоточено на экономической оценке производства водорода с учётом слабых сторон существующих подходов, в качестве основного инструмента выбран показатель LCOH. Такой выбор связан с тем, что именно он в наибольшей степени соответствует задаче оценки затрат на производство водорода, охватывает капитальные и эксплуатационные расходы и позволяет сопоставлять различные технологические маршруты на единой основе.

Следовательно, LCOH может рассматриваться как инструмент стоимостной оценки, учитывающий ключевые экономические особенности проектов водородной энергетики. Прежде всего он позволяет отказаться от прямого прогнозирования будущих цен на водород и не требует опоры на единую рыночную цену, что особенно важно в условиях незавершённого формирования механизмов ценообразования. Кроме того, LCOH основан на единой логике расчёта затрат, благодаря чему становится возможным горизонтальное сопоставление различных технологических маршрутов, что особенно существенно при неодинаковой и изменяющейся технологической зрелости способов производства водорода. Немаловажно и то, что данный показатель распределяет значительные первоначальные инвестиции и долгосрочные эксплуатационные расходы на единицу выпуска, тем самым более полно отражая структуру затрат в пределах всего жизненного цикла. Наконец, LCOH ориентирован именно на производственные затраты, а не на сроки формирования дохода, поэтому он может использоваться как сравнительно устойчивый критерий экономической оценки

даже применительно к проектам с длительным периодом возврата вложений.

2.2 Ограничения классической модели LCOH

При расчёте LCOH необходимо учитывать несколько ключевых элементов. Прежде всего это срок реализации проекта. Для объектов водородной энергетики он, как правило, определяется сроком службы основного оборудования либо расчётным периодом эксплуатации и во многих случаях составляет 20–25 лет. В пилотных и маломасштабных проектах данный срок может быть сокращён до 10–15 лет. Выбор слишком короткого срока службы может значительно увеличить удельную стоимость водорода, а выбор слишком длинного срока службы может привести к тому, что часть оборудования будет «равномерно распределена» по всему циклу после капитального ремонта или амортизации на поздней стадии, что приведет к ошибочным оценкам. Второй – это определение ставки дисконтирования: в большинстве классических расчетов LCOE или LCOH, как правило, используется единая ставка дисконтирования, которая неявно предполагает, что стоимость капитала и степень риска относительно стабильны на всех этапах проекта. Однако в области водородной энергетики, поскольку соответствующие технологии еще не до конца отработаны, политические риски, связанные с субсидиями и ценами на углерод, а также неопределенность будущего признания рынка часто оказываются выше. Некоторые исследователи и инвесторы выбирают более высокую или более гибкую ставку дисконтирования, чтобы отразить различия в потенциальных рисках и требованиях к доходности капитала [5].

Ставка дисконтирования является одним из основных понятий современного финансового анализа, используемым для преобразования стоимости будущих временных точек в их текущие эквивалентные суммы. Ее основной принцип заключается в том, что будущие деньги не эквивалентны нынешним деньгам, причем эта разница обусловлена временной стоимостью денег и неопределенностью.

При оценке инвестиционных проектов основная функция ставки дисконтирования заключается в отражении временной стоимости денег. Как

правило, чем дальше в будущем происходит денежный поток, тем ниже его текущая стоимость. Этот механизм снижения текущей стоимости заставляет лиц, принимающих решения, уделять больше внимания затратам и выгодам, которые возникают раньше.

Ещё одна важная функция ставки дисконтирования состоит в приведении денежных потоков, возникающих в разные моменты времени, к единой базе сравнения. Поскольку расходы и доходы по проекту, как правило, распределены на протяжении нескольких лет, они не могут быть непосредственно сопоставлены или суммированы без соответствующего приведения. Дисконтирование позволяет выразить все денежные потоки в стоимости одного базового момента времени и тем самым использовать единую основу для расчёта таких показателей, как чистая приведённая стоимость и соотношение затрат и выгод [61].

Ставка дисконтирования выполняет и другую функцию — через неё в модель вводится премия за риск. При оценке проекта она учитывает не только безрисковую составляющую, например, доходность государственных облигаций, но и дополнительную премию, отражающую степень неопределённости. Чем выше риск проекта и чем ниже надёжность будущих денежных потоков, тем выше должна быть ставка дисконтирования, а следовательно, тем сильнее в модели уменьшается приведённая стоимость будущих доходов и расходов [48].

С экономической точки зрения ставка дисконтирования может рассматриваться либо как альтернативная стоимость капитала для инвестора, либо как выражение уверенности участников принятия решений в будущих результатах проекта. Поэтому её выбор влияет не только на итоговые стоимостные расчёты, но и отражает общее рыночное представление о времени и риске [39]. При этом сама по себе ставка дисконтирования остаётся абстрактным инструментом моделирования, и её содержательность определяется тем, насколько адекватно она воспроизводит фактические условия реализации проекта и структуру рисков, возникающих на различных стадиях [128]. По этой причине в многоэтапных и многопараметрических проектах с высокой неопределённостью использование ставки дисконтирования требует особой осторожности: чрезмерное упрощение

сложной динамики проекта до единого статического коэффициента способно снизить точность оценки и ослабить обоснованность принимаемых решений.

В настоящее время при оценке проектов водородной энергетики широко используется показатель LCOH. Хотя этот показатель концептуально продолжает подход, применяемый при расчёте нормированной стоимости электроэнергии, в условиях множества технологических маршрутов производства водорода, высокой степени риска и длительных инвестиционных циклов он также обнаруживает ряд ограничений. Одно из них связано с тем, что в классической формуле LCOH одновременно дисконтируются и затраты, и выпуск продукции, то есть объём произведённого водорода. Капитальные и эксплуатационные расходы приводятся к текущей стоимости и сопоставляются с дисконтированным будущим объёмом производства для получения единой нормированной величины [1].

С теоретической точки зрения более высокая ставка дисконтирования должна отражать более жёсткие требования к учёту риска и временной стоимости. Однако в реальных условиях рост риска обычно сопровождается увеличением неопределённости проекта, удорожанием финансирования и, в ряде случаев, снижением фактической загрузки мощностей. Внутри расчётной модели, где числитель и знаменатель дисконтируются одновременно по одной и той же ставке, возникает эффект, при котором повышение риска не обязательно приводит к устойчивому росту стоимости единицы продукции. В отдельных случаях она может даже несколько снижаться.

Причина этого парадокса состоит в том, что потоки затрат и объёмы производства в разные годы дисконтируются по одной и той же ставке. При таком упрощении риск фактически сводится к механическому увеличению ставки дисконтирования, тогда как реальное распределение рисков по периодам проекта и по его отдельным элементам остаётся неучтённым. В результате модель не в полной мере отражает влияние внешних неопределённостей, включая отказы оборудования, колебания спроса и изменения фактического объёма выпуска.

В традиционной формуле оценки LCOH числитель представляет собой приведенную стоимость дисконтированных денежных потоков годовых затрат,

отражающую совокупные расходы проекта (денежные оттоки). Теоретически, с ростом уровня риска применяемая ставка дисконтирования должна увеличиваться. Однако, согласно расчетной логике формулы, высокая ставка дисконтирования вызывает быстрое уменьшение приведенной стоимости будущих затрат, что парадоксальным образом снижает общие расходы в числителе. Это противоречит интуитивному ожиданию роста затрат при увеличении рисков, обнажая внутреннюю логическую ошибку формулы в трактовке взаимосвязи между рисками и временной стоимостью денег. Расчет LCOH обычно основывается на формуле (2.6).

Числитель в формуле LCOH составляет (2.7):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t)}{(1+r)^t} \quad (2.7)$$

Знаменатель в формуле LCOH составляет (2.8):

$$\sum_{t=1}^T \frac{H_t}{(1+r)^t} \quad (2.8)$$

Кроме того, поскольку инвестиции в стоимость проектов по производству водорода часто сосредоточены на ранней стадии, а последующий доход или вклад в расширение мощности – в основном на более поздней стадии, часто возникает дисбаланс между этой особенностью инвестиций «высокие на ранней стадии и низкие на более поздней» и дисконтированием элементов более поздней стадии в рамках модели единой ставки дисконтирования. Как правило, производство водорода требует масштабного строительства заводов, оборудования для хранения и транспортировки водорода или систем поддержки ВИЭ. Эти капитальные затраты в основном приходятся на первые годы реализации проекта, от одного до трех лет, в то время как фактический рост производства водорода и высвобождение рыночного спроса сосредоточены на средней и поздней стадиях. Это означает, что если числитель (расходы на CAPEX) и знаменатель (годовой прирост производства водорода) дисконтируются «одинаково», то большой объем водорода, производимого на поздних этапах, может дисконтироваться «существенно», что

приведет к недооценке моделью вклада в увеличение выручки и нагрузки на поздних этапах, или, наоборот, к отклонению в сторону завышения вклада на поздних этапах. В то же время, если все этапы будут рассчитаны по единой ставке дисконтирования, это приведет к тому, что большие инвестиции на ранних этапах окажутся еще более значительными, а ключевое расширение мощностей и технологические итерации на поздних этапах не будут разумно отражены в расчете дисконтирования. Такой дисбаланс может привести к тому, что лица, принимающие решения, недооценят потенциальную стоимость проектов во второй половине жизненного цикла или неверно оценят их реальную экономическую целесообразность.

В традиционной оценке проектов модель чистой приведенной стоимости (NPV) также использует единую ставку дисконтирования для дисконтирования денежных потоков в течение всего жизненного цикла проекта для определения его общей экономической эффективности. Как отмечается в литературе [123], посвященной проектам разработки месторождений нефти и газа, характер рисков, с которыми сталкиваются проекты, существенно различается на разных этапах. Например, на этапе строительства обычно присутствуют исполнительные и технические риски, в то время как на этапе эксплуатации проект в большей степени зависит от рыночных цен, политики и экологических факторов. Объединение этих дифференцированных рисков в единую фиксированную ставку дисконтирования не учитывает изменяющиеся во времени рисковые характеристики денежных потоков, что приводит к их чрезмерному дисконтированию на более поздних этапах и недооценке их реальной стоимости. Соответственно, для проектов со значительными первоначальными инвестициями использование единой ставки дисконтирования может также привести к систематическому снижению «веса приведенной стоимости» долгосрочных выгод, что повлияет на оценку экономической целесообразности проекта. Кроме того, предположение о том, что ставка дисконтирования, капитальные затраты и премия за риск остаются неизменными на протяжении всего жизненного цикла проекта, часто не соответствует реальным колебаниям рынка и корректировкам политики. Например,

на ранних этапах ставки финансирования могут быть выше, но после стабилизации проекта проектные риски значительно снижаются. Если высокая ставка дисконтирования сохраняется, она может искусственно занижать стоимость будущих положительных денежных потоков. Такая системная предвзятость может привести к тому, что жизнеспособные проекты будут неверно оценены как неосуществимые или приведут к несправедливому техническому отбору при сравнении технологических маршрутов.

На начальном этапе реализации проектов водородной энергетики основными затратами являются капитальные расходы (CAPEX), а на последующих этапах - операционные расходы (OPEX), стоимость топлива и налоги. Поскольку капитальные затраты сосредоточены в нулевом году, их приведенная стоимость практически не подвержена влиянию временных факторов. Напротив, из-за использования коэффициентов дисконтирования затраты и доходы, отнесенные к будущим годам на этапе эксплуатации, значительно уменьшаются в расчетах.

Это приводит к систематическому занижению экономического эффекта последующих этапов в дисконтированных оценках. В результате даже резкий рост рисков и соответствующее увеличение дисконтной ставки одинаково воздействуют на все периоды модели, смягчая общую динамику LCOH. Такая ситуация противоречит интуитивному ожиданию, что усиление рисков должно заметно ухудшать экономические показатели проекта.

Данный феномен демонстрирует фундаментальное ограничение моделей с единой ставкой дисконтирования в отражении динамики рисков. Хотя повышение ставки формально отражает переоценку рисков инвесторами, одновременное применение одного коэффициента к числителю (затраты) и знаменателю (генерация энергии) формулы LCOH частично нейтрализует негативное влияние рисков на будущие денежные потоки. Как следствие, расчетные значения недостаточно чувствительны к изменениям риск-профиля.

2.3 Количественная оценка искажений при применении традиционной модели LCOH

В целях проверки систематической погрешности формулы LCOH в данной

работе построена имитационная модель проекта по производству водорода на основе общедоступных данных, основным элементом которой является технология ALK. Основные параметры, используемые в модели, приведены в таблице 12, включая такие показатели, как годовой объем производства, период реализации проекта, годовое количество рабочих часов, цена электроэнергии, капитальные затраты системы и средняя эффективность системы.

Таблица 12 - Данные об основных параметрах проекта по производству водорода на основе ALK (составлено автором по данным [24, 60, 68, 143])

Категория параметров	Единицы измерения	Примерные значения/диапазоны
Годовое производство	т	20 000
Срок эксплуатации проекта (Т)	лет	20
Годовое количество часов работы электролизёра	ч/год	4 000
Цена на электроэнергию	долл. США/кВт·ч	0,033
Средний системный CAPEX	долл. США/кВт	539,65
Средняя эффективность системы	кВт/кг	54
ОРЕХ (доля CAPEX)	%	3
Ставка дисконтирования	%	8

Данные об инвестиционных затратах, эксплуатационных расходах, объемах производства и дисконтированных показателях проекта на 20 лет приведены в таблице 13 ниже.

Таблица 13 - Сводные расчётные данные имитационной модели ALK-проекта: CAPEX, OPEX, энергозатраты, объёмы производства и LCOH (составлено автором)

Год	0	1	2	3	4	5	...	16	17	18	19	20
Объем производства, т	-	20000	20000	20000	20000	20000	...	20000	20000	20000	20000	20000
CAPEX, млн долл. США	145,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPEX, млн долл. США	-	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	...	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37
Затраты на энергию, млн долл. США	-	35,64	35,64	35,64	35,64	35,64	...	35,64	35,64	35,64	35,64	35,64
Затраты после дисконтирования, млн долл. США	145,71	37,05	34,30	31,76	29,41	27,23	...	11,68	10,81	10,01	9,27	8,58
Объем производства после дисконтирования, т	0	18519	17147	15877	14701	13612	...	5838	5405	5005	4634	4291
LCOH, долл. США/кг	2,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Полученные результаты, представленные на рисунке 9, отражают значительный эффект дисконтирования фиксированного годового объема производства водорода под действием единой ставки дисконтирования. Однако, поскольку для дисконтирования всего будущего производства используется единая ставка дисконтирования, приведенная стоимость производства водорода в последующие годы значительно снижается со временем. Это явление интуитивно показывает искажение модели единой ставки дисконтирования в отражении стоимости продукции проекта, то есть модель не может точно отразить истинный вклад долгосрочного производства водорода в общую экономику проекта. Этот эффект избыточного дисконтирования особенно ярко проявляется в условиях повышенного риска.

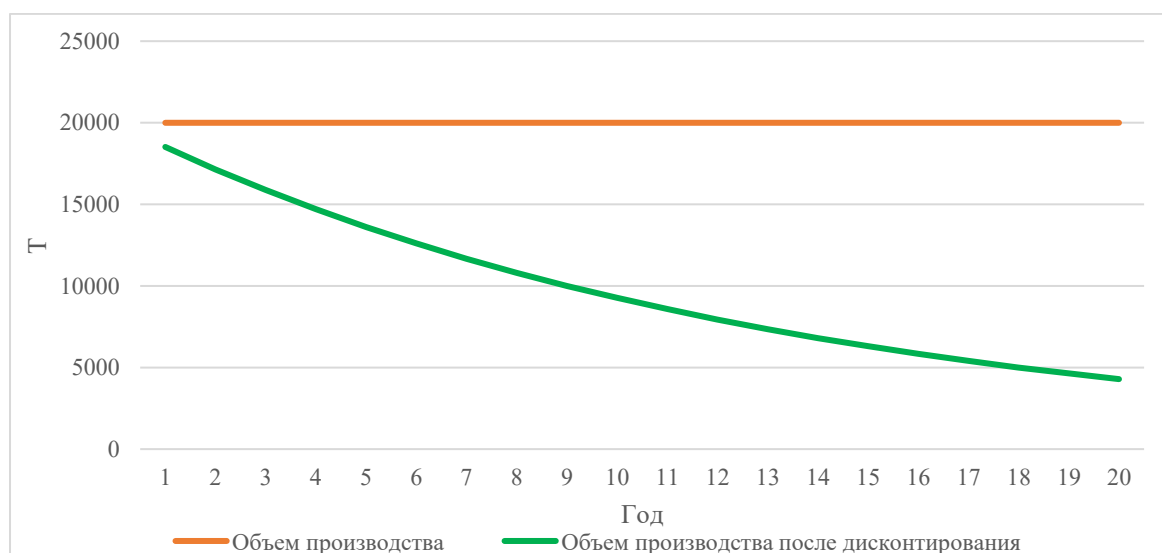


Рисунок 9 - Графики дисконтирования недисконтированных и дисконтированных объемов производства для водородной технологии ALK со сроком реализации проекта 20 лет при единой ставке дисконтирования 8 процентов
(составлено автором)

На рисунке 10, напротив, показана финансовая структура проекта с использованием недисконтированных данных о затратах и выходе. Из рисунка видно, что капитальные затраты (CAPEX) проекта по производству водорода сосредоточены в первом году, а последующие годы состоят в основном из операционных расходов, затраты на энергоресурсы и соответствующих налогов. В то же время производство водорода начинается в первый год и продолжается

непрерывно. Такая асимметрия в распределении финансовых потоков и объема производства является прямым отражением внутренних характеристик проекта, а также первопричиной систематической погрешности, которая может возникнуть при применении традиционных формул расчета LCOH. Поскольку крупные авансовые капитальные вложения не дисконтируются, на них приходится большая часть общей суммы, в то время как более поздние, более сбалансированные объемы производства кажутся стабильными при экономической оценке. Однако в реальных расчетах все будущие денежные потоки дисконтируются с использованием одного и того же коэффициента дисконтирования, что не позволяет должным образом отразить неравномерное влияние фактора времени на экономическую жизнеспособность проекта. На рисунке 10 показаны затраты и объемы производства проекта по производству водородного топлива ALK без учета дисконтирования.



Рисунок 10 - Диаграмма недисконтированных затрат LCOH для водородного проекта ALK (составлено автором)

Далее, на рисунке 11 показано распределение компонентов затрат после применения дисконтирования к тем же данным. После дисконтирования, хотя компонент CAPEX практически не затрагивается, поскольку приходится на начало проекта, операционные расходы, затраты на энергию и т. д. распределяются по всему жизненному циклу проекта, и эффект дисконтирования значительно снижает

их вклад в последующие годы. Результаты показывают, что дисконтированная стоимость демонстрирует четкую тенденцию к снижению на протяжении всего жизненного цикла проекта, что резко контрастирует с недисконтированной структурой капитала. Также выявляется проблема игнорирования различий в сроках возникновения затрат и доходов при использовании единой ставки дисконтирования для обработки всех денежных потоков в модели.

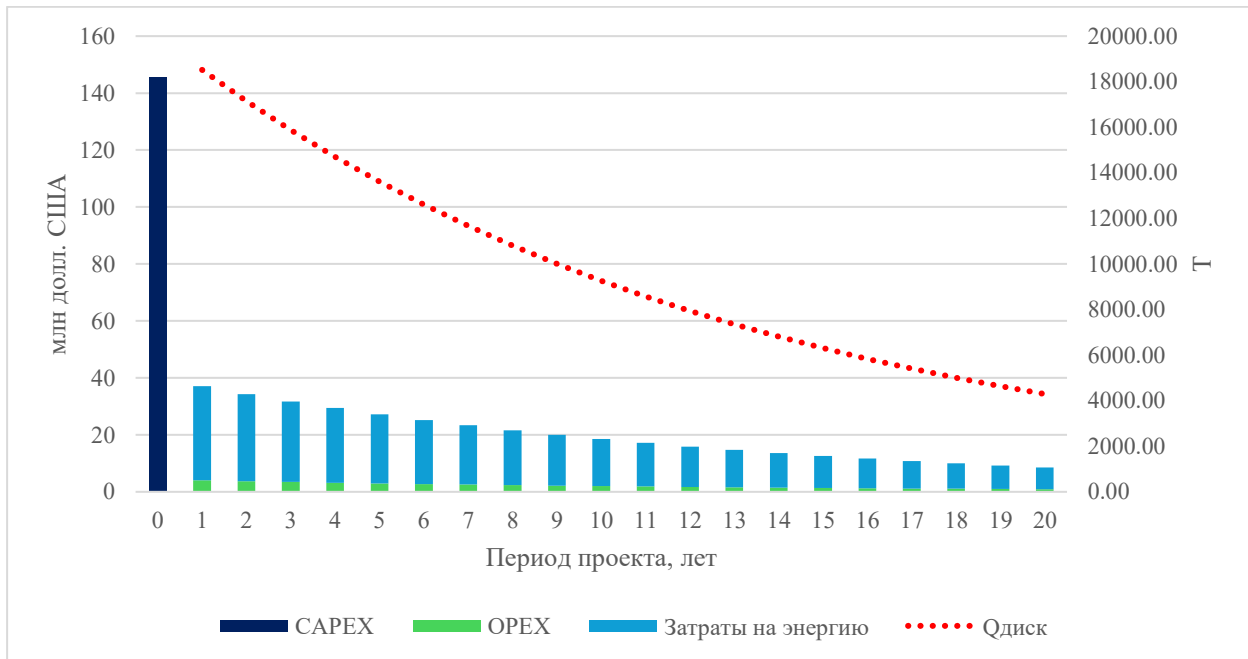


Рисунок 11 - Дисконтированная (ставка дисконтирования 8%) диаграмма компонентов затрат LCOE для водородного проекта ALK (составлено автором)

На рисунке 12 наглядно показано изменение в расчете LCOE при постепенном увеличении ставки дисконтирования с низкого уровня (например, 2%) до высокого (например, 25%). Вызывает беспокойство тот факт, что, несмотря на резкое повышение ставки дисконтирования, которое теоретически должно отражать значительное увеличение уровня риска, общее изменение LCOE, показанное на графике, является относительно мягким, гораздо ниже того, что ожидали бы инвесторы в ответ на резкое повышение уровня риска. Этот результат показывает, что традиционная формула LCOE, в которой все денежные потоки дисконтируются с использованием одной и той же ставки дисконтирования, не в полной мере отражает нелинейный эффект повышения уровня риска на различные воздействия денежных потоков в каждом периоде. Другими словами, хотя

теоретически увеличение ставки дисконтирования в модели должно приводить к резкому снижению приведенной стоимости будущих денежных потоков, на практике изменение знаменателя (дисконтированной стоимости выпуска) гораздо меньше, чем фактические колебания уровня риска, что делает показатель LCON неспособным отразить резкие изменения проектного риска.

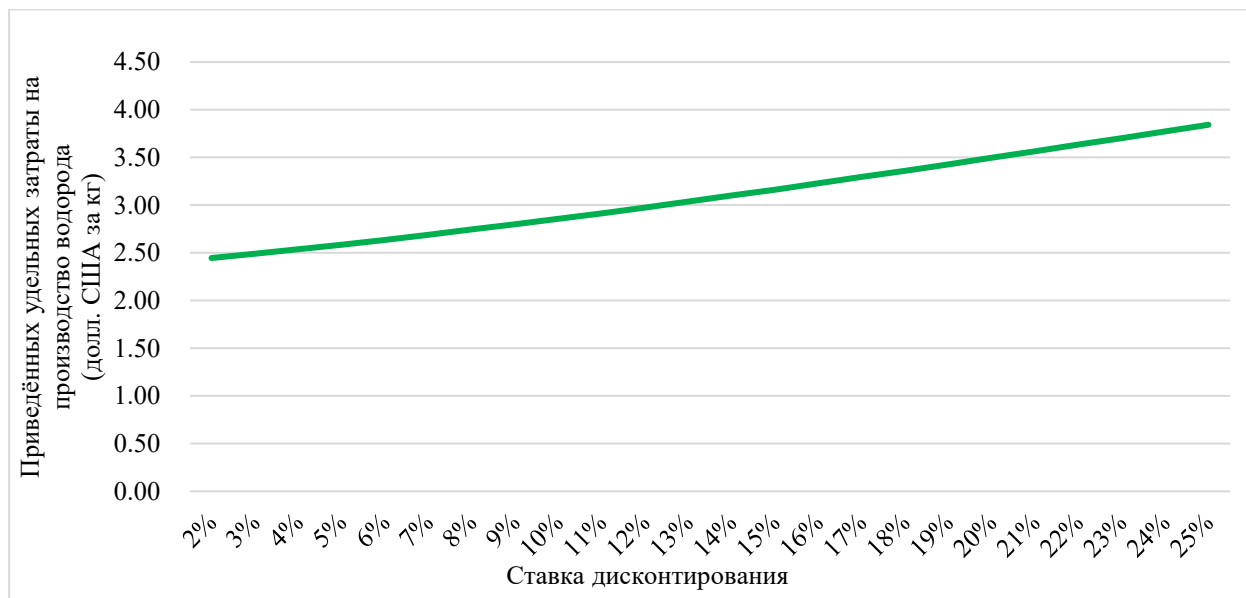


Рисунок 12 - Динамика изменения традиционного LCON при увеличении ставки дисконтирования (составлено автором)

В заключение, из приведенных выше четырех графиков видно, что традиционный метод оценки LCON имеет очевидные систематические погрешности: с одной стороны, структура финансирования и распределение продукции проекта имеют очевидные характеристики несоответствия между авансовыми инвестициями и доходами на выходе; с другой стороны, в процессе использования единой ставки дисконтирования для равномерного дисконтирования всех денежных потоков, независимо от значительного увеличения уровня риска, механизм дисконтирования имеет тенденцию сглаживать эффект снижения будущих денежных потоков, что приводит к тому, что показатель LCON не полностью отражает фактические изменения риска. Этот вывод позволяет предположить, что в сценариях с высоким уровнем риска традиционный метод может недооценивать влияние риска на экономику проекта, что может оказать искажающее влияние на принятие инвестиционных решений. Поэтому необходимо

искать более совершенные модели оценки, такие как внедрение модели биномиальной ставки дисконтирования, которая может более точно отражать фактическое влияние рисков на разных стадиях проекта за счет использования различных ставок дисконтирования для притока и оттока денежных средств. Такое усовершенствование не только теоретически устраняет недостатки метода единой ставки дисконтирования, но и обеспечивает более надежную количественную основу для принятия реальных инвестиционных решений.

2.4 Выводы по Главе 2

В данной главе показана методическая целесообразность использования показателя приведённых удельных затрат на производство водорода в качестве базового инструмента экономической оценки проектов водородного производства. Установлено, что LСОН позволяет в агрегированном виде учитывать совокупное влияние капитальных и эксплуатационных затрат на протяжении всего жизненного цикла проекта. Тем самым становится возможным получение сопоставимого стоимостного ориентира в условиях, когда в водородной отрасли ещё не сложилась устойчивая система рыночного ценообразования.

Показано, что LСОН может рассматриваться как экономический эквивалент приведённых удельных затрат на производство водорода при заданных параметрах реализации проекта. В этом качестве он позволяет заменить неопределённый ценовой ориентир расчётной величиной, отражающей минимальный уровень затрат, необходимый для устойчивой реализации проекта в рамках принятых условий. Вместе с тем анализ традиционной формулы LСОН выявил ряд принципиальных методологических ограничений.

Прежде всего использование единой ставки дисконтирования применительно к элементам расчёта, имеющим различную экономическую природу, фактически сглаживает различия между стоимостной и производственной составляющими проекта. В результате структура затрат и особенности условий их реализации находят в итоговом значении показателя лишь неполное отражение. Кроме того, традиционный показатель LСОН слабо реагирует на изменение параметров дисконтирования, что ограничивает его способность фиксировать сдвиги в

расчётных условиях и в структурных характеристиках проекта. Наконец, применение одной и той же ставки приводит к непропорциональному уменьшению вклада производственной составляющей в расчёт LCOH, вследствие чего расчётные приведённые удельные затраты на производство водорода оказываются завышенными по сравнению с условиями фактической реализации.

Для иллюстрации указанных выводов было выполнено моделирование проекта щёлочного электролиза при варьировании параметров дисконтирования в широком диапазоне значений. Расчёты показали, что даже заметное изменение этих параметров приводит лишь к незначительному изменению итогового значения LCOH. Это указывает на слабую чувствительность традиционной модели к изменению условий реализации проекта и, соответственно, на ограниченность такого подхода с точки зрения анализа чувствительности и интерпретации результатов.

Тем самым проведённый анализ показывает, что классическая модель LCOH применительно к проектам водородной энергетики не обладает достаточной методологической гибкостью и аналитической выразительностью. Если задача состоит в том, чтобы показатель в большей степени отражал структурные особенности проекта и реакцию экономических результатов на изменение условий реализации, требуется пересмотр как принципов дисконтирования, так и самой расчётной логики LCOH.

ГЛАВА 3 МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОБОСНОВАНИЮ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ VD-LCOH

3.1 Теоретические основания интеграции и допущения модели VD-LCOH

В энергетической экономике и инженерном финансовом анализе суть расчета чистой приведенной стоимости (NPV) или приведённые удельные затраты на производство водорода (LCOH) заключается в дисконтировании будущих денежных потоков с учетом их риска и временной стоимости. Метод дисконтированных денежных потоков используется для дисконтирования будущих неопределенных денежных потоков до их текущей стоимости с учетом временных и рискованных факторов. В этой системе выбор ставки дисконтирования играет решающую роль, поскольку она одновременно служит для измерения временной стоимости будущих денежных потоков и оценки связанных с ними рисков. На практике при оценке проектов в области энергетической инфраструктуры (таких как системы производства водорода на основе электролиза) часто используется единая ставка дисконтирования для единообразного дисконтирования денежных потоков на протяжении всего жизненного цикла. Однако для таких проектов временное распределение денежных потоков часто характеризуется значительной асимметрией, причем инвестиционные расходы сосредоточены на ранних этапах строительства проекта, а операционные доходы генерируются в течение более длительного периода.

При такой асимметричной структуре денежных потоков использование единой ставки дисконтирования может привести к большему снижению текущей стоимости долгосрочных выгод, в то время как первоначальные затраты останутся неизменными, что может привести к занижению чистой приведенной стоимости (NPV) и завышению приведённые удельные затраты на производство водорода (LCOH) при финансовой оценке проекта. С целью устранения этого искажения С.Г. Галевский (2020) предложил использовать в рамках оценки реальных активов бинарную модель дисконтирования денежных потоков [101].

Бинарная модель дисконтирования основана на ключевых принципах

неоднородности рисков и отдельного учёта временной стоимости денежных потоков. Благодаря отдельному дисконтированию денежных потоков она устраняет системные искажения традиционных моделей с единой ставкой дисконтирования в энергетических проектах с высокими капитальными затратами и длительным сроком реализации. Проекты в области водородной энергетики характеризуются значительной структурной асимметрией денежных потоков: доходная часть подвержена симметричным рискам, таким как колебания рыночных цен и спроса (риск категории 1), в то время как затраты в основном определяются односторонними перерасходами, связанными с инженерными работами, технологическим устареванием и операционной эффективностью (риск категории 2). В рамках модели с единой ставкой дисконтирования эти два типа рисков принудительно усредняются, что приводит к чрезмерному дисконтированию текущей стоимости доходов и сжатию текущей стоимости затрат, в результате чего систематически завышаются LCOH.

Это построение основывается на логике финансового портфеля. Как показано в работе С.Г. Галевского (2020) применение единой ставки дисконтирования приводит к неправильному учету рисков второго рода — риска превышения фактических расходов над запланированными [49]. Денежные потоки проекта рассматриваются как совокупность двух разных по природе составляющих — притоков (доходов) и оттоков (затрат), каждая из которых дисконтируется по своей собственной ставке, отражающей соответствующий тип риска.

Для количественной оценки экономической эффективности водородного проекта на протяжении его жизненного цикла традиционно используется показатель чистой приведённой стоимости (NPV), определяемый через суммирование дисконтированных разностей между доходами и затратами проекта (3.1).

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{P_{H_2} \times H_t - C_t}{(1+r)^t} \quad (3.1)$$

где P_{H_2} : цена реализации водорода; H_t : объём водорода, произведённого в момент времени t ; C_t : совокупные издержки (капитальные и операционные); r — единая

ставка дисконтирования.

В рамках предложенной бинарной модели дисконтирования доходы и расходы проекта подвергаются дисконтированию с использованием различных ставок, отражающих асимметрию рисков (3.2):

$$NPV_{BD} = \sum_{t=0}^T \frac{P_{H_2} \times H_t}{(1 + r_s)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1 + r_c)^t} \quad (3.2)$$

где r_s : ставка дисконтирования для притоков (доход от продажи водорода и др.); r_c : ставка дисконтирования для оттоков (инвестиции, эксплуатационные расходы).

Принимая $NPV_{BD} = 0$, можно выразить цену водорода, необходимую для безубыточности проекта при учёте разнотипных рисков (3.3):

$$P_{H_2} = \frac{\frac{(Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t)}{(1 + r_c)^t}}{\frac{H_t}{(1 + r_s)^t}} \quad (3.3)$$

При $NPV=0$, значение P_{H_2} соответствует минимально допустимой цене, покрывающей приведённые затраты — то есть определяет LCOH. Развивая эту зависимость, можно перейти к формуле расчёта уровня LCOH с использованием бинарных ставок дисконтирования, что и составляет новую формулу LCOH в бинарной постановке (3.4):

$$LCOH_{BD} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t)}{(1 + r_c)^t}}{\sum_{i=1}^T \frac{H_t}{(1 + r_s)^t}} \quad (3.4)$$

В бинарной модели дисконтирования строится портфель, эквивалентный активам и обязательствам. Когда общая ожидаемая норма доходности проекта равна r , первоначальные инвестиции I_0 и общие будущие номинальные расходы C можно рассматривать как обязательства, а будущий поток доходов — как активы. Если нет возможности арбитража, взвешенная ожидаемая норма доходности портфеля должна удовлетворять следующей формуле (3.5):

$$\frac{(I_0 + C)}{I_0} \times r_s - \frac{C}{I_0} \times r_c = r \quad (3.5)$$

где I_0 - первоначальные инвестиции (например, первоначальные единовременные

расходы на строительство завода, оборудование и т. д.); C - общие затраты на последующий отток капитала (например, эксплуатация и техническое обслуживание, замена оборудования, электроэнергию и т. д.); r - общая ожидаемая доходность капитала для проекта - ставка дисконтирования.

Это уравнение по своей сути представляет собой аналог формулы доходности инвестиционного портфеля, где:

- $\frac{(I_0+C)}{I_0}$ — удельный вес будущих доходов,
- $\frac{C}{I_0}$ — удельный вес будущих расходов.

При выборе ставки дисконтирования для обеспечения обоснованности результатов дисконтирования в качестве эталонного показателя вводится безрисковая ставка дисконтирования r_f . Выбор безрисковой ставки дисконтирования в качестве эталонного показателя обусловлен необходимостью разделения временной стоимости денег и риск-премии при оценке денежных потоков. Безрисковая ставка отражает исключительно временную стоимость капитала и не содержит проектно-специфических рисков, что позволяет использовать её в качестве нейтральной базы для последующей корректировки ставок дисконтирования с учётом неоднородности рисков притоков и оттоков денежных средств.

Исходя из принципа финансовой теории «чем выше риск, тем выше требуемая доходность», неопределенность со стороны доходов в первую очередь связана с колебаниями рыночных цен (риск первого типа), а неопределенность со стороны расходов - с превышением затрат над ожиданиями (риск второго типа). При этом в рамках расчётной модели годовой объём производства задаётся на уровне проектной мощности и рассматривается как детерминированный параметр, тогда как неопределённость со стороны доходов учитывается через ценовые факторы и соответствующую корректировку ставки дисконтирования. Соответственно, в модели вводятся следующие ограничения неравенства $r_c \leq r_f \leq r_s$.

Безрисковая ставка (обычно ставка доходности по долгосрочным

государственным облигациям) представляет собой нижнюю границу ставки дисконтирования. В рамках традиционного метода дисконтирования используется единая ставка дисконтирования r , включающая в себя безрисковую ставку r_f и премию за риск R (то есть $r_s = r_f + R$). Однако, применение такой ставки к потокам притоков и оттоков денежных средств не учитывает их принципиальные различия в отношении влияния риска.

Действительно, для потоков притоков (доходов) логично предположить, что повышение рисков приведёт к необходимости увеличения премии за риск R , что, в свою очередь, снизит дисконтированную величину притока и таким образом корректно отразит возросший риск. Следовательно, ставка дисконтирования для притоков должна устанавливаться выше безрисковой ставки и может быть выражена формулой $r_s = r_f + R$.

Для оттоков денежных средств, то есть затрат, аналогичный подход уже не выглядит логичным. Если использовать ту же зависимость $r_s = r_f + R$, то рост риска будет приводить к уменьшению дисконтированной величины оттоков. Иначе говоря, при увеличении неопределённости расчётные затраты формально будут снижаться, что противоречит экономическому смыслу. Поэтому для корректного учёта риска, связанного с оттоками, требуется иная логика: увеличение риска должно выражаться не в росте, а в снижении ставки дисконтирования, поскольку в этом случае дисконтированная величина затрат, напротив, возрастает. Следовательно, ставка дисконтирования для оттоков должна быть ниже безрисковой ставки, что может быть представлено в виде формулы $r_c = r_f - R'$. При повышении риска уменьшение r_c приводит к росту текущей стоимости затрат, и такая зависимость в данном случае соответствует предположению о том, что более высокая неопределённость должна сопровождаться более высокими фактическими издержками.

На основе вышеуказанных ограничений модель обеспечивает последовательную классификацию рисков и позволяет избежать смещения, вызванного традиционным подходом с использованием единой ставки дисконтирования, при котором все премии за риск применяются без разбора ко всем

денежным потокам. С помощью этого подхода к моделированию бинарная модель дисконтирования не только сохраняет основную идею подхода дисконтированных денежных потоков, но и значительно улучшает возможность выражения чувствительности различных типов денежных потоков к риску.

Модель имеет строгое математическое основание. Функция приведённой стоимости доходов PV_s , зависящая от риск-премии $\lambda = r_s - r_f$, является выпуклой и строго убывающей. В свою очередь, функция приведённой стоимости затрат PV_c , зависящая от уменьшения ставки дисконтирования $\mu = r_f - r_c$, является вогнутой и строго возрастающей. Иначе говоря, при увеличении r_s приведённая стоимость доходов уменьшается, однако скорость этого снижения постепенно ослабевает. При уменьшении r_c приведённая стоимость затрат, напротив, возрастает, но и здесь темп изменения со временем снижается. Именно такие нелинейные свойства предельного эффекта приводят к тому, что при фиксированной ожидаемой доходности проекта возможны комбинации r_s и r_c , образующие замкнутый диапазон допустимых значений LCON с определёнными верхней и нижней границами.

Если $r_s = r_f$, а $r_c \leq r_f$, доходы дисконтируются наименее жёстко, тогда как затраты учитываются наиболее консервативно. В этом случае приведённая стоимость доходов оказывается максимальной, а приведённая стоимость затрат — минимальной, что соответствует минимальному значению LCON. При $r_c = r_f$ и $r_s \geq r_f$ складывается противоположная ситуация, при которой оценка LCON смещается вверх. Тем самым, в отличие от традиционного подхода с единой ставкой дисконтирования, данная модель позволяет получить не только точечную оценку, но и интервал значений, связанный с рисковым профилем проекта.

Преобразование основного уравнения бинарной модели к виду $r_s = r + \theta(r_f - r_c)$, где $\theta = C/(I_0 + C)$ означает долю будущих затрат в общей стоимости проекта, позволяет яснее увидеть внутреннюю зависимость между двумя ставками дисконтирования. Для высококапиталоёмких проектов, к которым относятся, в частности, водородные установки на базе электролизёров, значение θ оказывается

небольшим. При такой структуре даже небольшое снижение ставки дисконтирования затрат r_c требует заметного увеличения r_s , если средневзвешенная доходность r должна оставаться неизменной. В результате приведённая стоимость будущих доходов уменьшается резко, а при использовании традиционного подхода это приводит к завышению значения LCOH.

Следовательно, бинарная модель дисконтирования не ограничивается формальным заданием верхней и нижней границ возможного значения LCOH, а показывает, насколько итоговый результат зависит от структуры используемых ставок. Она позволяет учитывать как предельные эффекты дисконтирования, так и структурные искажения, возникающие в расчётах, особенно в проектах с асимметричным распределением денежных потоков и рисков.

Для практического применения бинарной дисконтирования необходимо определить допустимые значения пар (r_s, r_c) при заданной единой ставке дисконтирования r и известной безрисковой ставке r_f . В соответствии с уравнением согласования средневзвешенной доходности, представленным ранее, выполняется следующее 3.5 равенство. r — совокупная ставка дисконтирования проекта (например, 8%); r_f — безрисковая ставка дисконтирования (например, доходность по 10-летним гособлигациям США, равная 4,5%); $\alpha = \frac{C}{I_0}$ — отношение приведённых будущих затрат к начальному капиталовложению.

Тогда уравнение (3.5) можно переписать в виде (3.6):

$$r_s = \frac{r + \alpha r_c}{1 + \alpha}, \text{ или аналогично } r_c = \frac{(1 + \alpha)r_s - r}{\alpha} \quad (3.6)$$

Это позволяет выразить одну из ставок через другую, при фиксированных значениях r и α . Далее рассмотрим два предельных случая, при которых достигаются минимальное и максимальное значения BD-LCOH (binary discount model LCOH).

Когда $r_s = r_f$ в уравнение получаем (3.7):

$$r_c = \frac{(1 + \alpha)r_f - r}{\alpha} \quad (3.7)$$

Если вычисленное значение $r_c \leq r_f$, оно удовлетворяет ограничениям

бинарной модели $r_c \leq r_f \leq r_s$, и комбинация ($r_s = r_f, r_c \leq r_f$) приводит к наименьшему значению $BD-LCOH$. Это объясняется тем, что доходы дисконтируются с минимально допустимой ставкой, т.е. приведённая стоимость выручки максимальна; затраты – с максимально допустимой (низкой) ставкой r_c , при этом их приведённая стоимость минимальна. Следовательно, отношение затрат к доходу, т.е. $LCOH_{BD}$, достигает минимума, то есть $BD - LCOH_{min}(r_s = r_f, r_c < r_f)$

Когда $r_c = r_f$ в уравнение, получаем (3.8):

$$r_s = \frac{r + \alpha r_f}{1 + \alpha} \quad (3.8)$$

Если вычисленное значение $r_s \geq r_f$, то ограничения модели соблюдены. При этом затраты дисконтируются с наименьшей возможной ставкой (т.е. их текущая стоимость максимальна); доходы дисконтируются с более высокой ставкой $r_s > r_f$, что минимизирует приведённую выручку. В результате значение $BD-LCOH$ достигает максимума, то есть $BD - LCOH_{max}(r_c = r_f, r_s > r_f)$.

Таким образом, в бинарной модели дисконтирования диапазон значений $BD-LCOH$ определяется параметрически через граничные комбинации r_s и r_c , зависящие от общей ставки доходности проекта r ; безрисковой ставки r_f ; отношения будущих затрат к начальному капиталу α .

Формулы (3.7) и (3.8) обеспечивают аналитическое определение граничных точек для вычисления нижней и верхней оценок $BD-LCOH$. Данный подход позволяет не только избежать методологических искажений, присущих традиционным моделям, но и чётко структурировать роль рисков первого и второго рода в финансовой оценке водородных проектов.

Это неравенство определяет пространство возможных комбинаций ставок дисконтирования, являющееся границей множества решений (r_s, r_c). Пространство возможных решений для модели бинарного дисконтирования показано на рисунке 13. Изображение построено при условии, что безрисковая ставка дисконтирования равна 5 процентам.

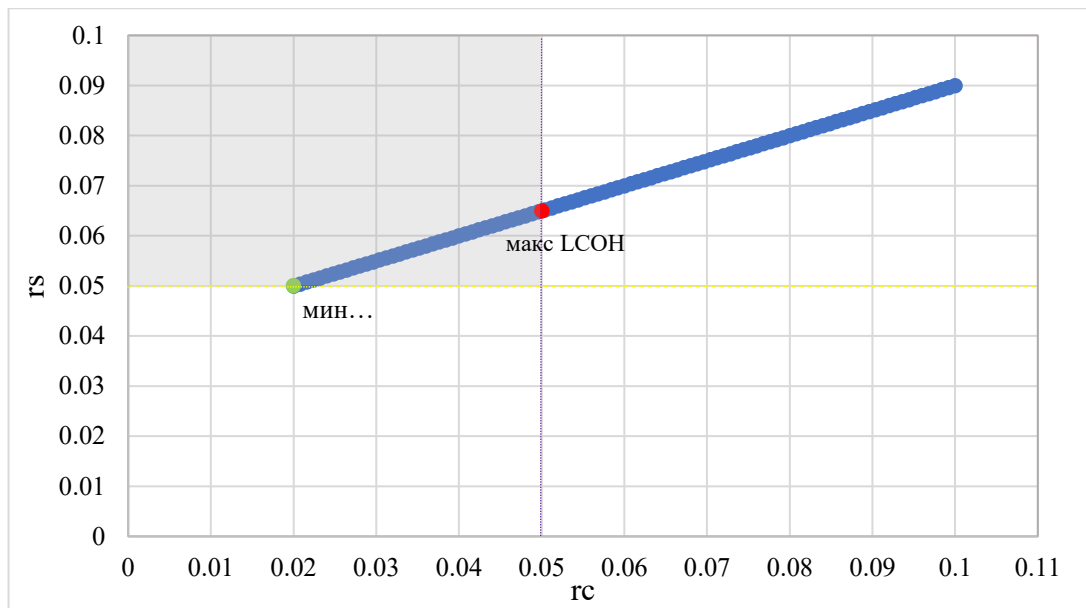


Рисунок 13 - График пространства возможных решений для модели бинарного дисконтирования при безрисковой ставке дисконтирования 5% и единой ставке дисконтирования 8% (составлено автором)

Преимущество данной модели состоит не только в том, что используемая в ней схема дисконтирования в большей степени соответствует реальному распределению рисков, но и в возможности определить такие сочетания r_s и r_c , которые при заданной единой ставке дисконтирования r удовлетворяют установленным ограничениям. Это, в свою очередь, позволяет вычислить верхнюю и нижнюю границы приведённых удельных затрат на производство водорода.

Бинарная модель дисконтирования расширяет традиционный подход и тем самым создаёт возможность формализовать границы неопределённости, возникающей при дисконтировании, а также определить допустимый диапазон значений показателя LCOH. Интервальное представление результатов позволяет системно учитывать искажения, возникающие при использовании единой ставки дисконтирования, и одновременно задаёт основу для последующего анализа чувствительности и неопределённости. Поскольку в модели риск, связанный с денежными поступлениями и расходами, разграничивается, между характером потока и применяемой к нему ставкой дисконтирования устанавливается более последовательное соответствие. За счёт этого асимметрия риска в структуре проекта отражается точнее, чем в традиционной постановке.

Система основного уравнения и введённых ограничений задаёт совместное условие, при котором для каждой совокупной ставки доходности проекта r существует допустимое решение. Благодаря этому модель сохраняет математическую замкнутость и остаётся согласованной с классическим методом дисконтированных денежных потоков в предельном случае, когда $r_s = r_c = r$. Такая конструкция позволяет переходить от традиционной модели к бинарной по мере усиления рисков асимметрии.

При всей теоретической обоснованности бинарного подхода возникает обстоятельство, которое требует отдельного обсуждения. Использование двух ставок дисконтирования приводит к тому, что показатель LСОН получает не точечное, а интервальное выражение. Для каждой совокупной ставки доходности проекта допустимы несколько сочетаний r_s и r_c , формирующих диапазон возможных значений. Это, с одной стороны, позволяет полнее учитывать неопределённость рисков и устранять искажения, возникающие в модели с единой ставкой дисконтирования. С другой стороны, сам интервал не задаёт однозначного правила выбора внутри него, вследствие чего интерпретация результатов и сопоставление альтернативных технологий усложняются. При частичном пересечении интервалов определить, какой вариант экономически предпочтительнее, становится затруднительно. Иными словами, уточнение учёта рисков в бинарной модели сопровождается появлением дополнительной неопределённости, связанной уже с самим способом расчёта.

Сходный эффект отмечался и в более ранних исследованиях, где применение бинарного дисконтирования также приводило к получению интервальных результатов и затрудняло принятие решений [49, 101, 123]. Это позволяет связать появление диапазона значений не с конкретным набором исходных параметров, а с внутренней логикой самой модели. Такая неопределённость не лишает модель аналитической значимости, однако показывает, что данный аспект требует специального рассмотрения в последующих разделах.

3.2 Методическая реализация и сравнительная оценка технологий водородного производства на основе модели BD-LCON

Для сравнения влияния бинарной модели дисконтирования на различные технологии производства водорода в данном исследовании выбраны пять направлений: щелочной электролиз воды (ALK), электролиз воды с использованием протонообменной мембраны (PEM), твердооксидный электролиз (SOEC), паровой риформинг природного газа (SMR) а также паровой риформинг природного газа с улавливанием и хранением углерода (SMR + CCUS). В данной работе используются параметры, представленные в таблице 14. Все значения приведены в долл. США по состоянию на 2025 год. В расчетах предполагается, что цены остаются постоянными в реальном выражении на протяжении всего срока реализации проекта. Все расчёты выполнены в реальных ценах для исключения влияния инфляции и концентрации анализа на методологических аспектах дисконтирования [51].

Таблица 14 - Базовые параметры применения различных технологий производства водорода (составлено автором по данным [21, 66, 105, 145])

Категория параметров	Ед. изм.	ALK	PEM	SOEC	SMR	SMR+ CCUS
Годовое производство	т	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Срок эксплуатации проекта	лет	20	20	20	20	20
Годовое количество часов работы электролизёра	ч/год	4 000	4 000	4 000	8 000	8 000
Цена на электроэнергию(ВИЭ)/природный газ	долл. США/кВт·ч	0,033	0,033	0,033	0,024	0,024
Средние цены на электроэнергию для промышленности(CCUS)	долл. США/кВт·ч	-	-	-	-	0,0795
Средний системный CAPEX	долл. США/кВт	539,65	809,47 5	863,44	500	900
Средняя эффективность системы	кВт/кг	54	60	40	44,5	41
Потребление энергии системой CCUS(99%)	кВт·ч/кг	-	-	-	-	0,6
ОРЕХ (Доля CAPEX)	%	3%	3%	3%	4%	3,5%

Чтобы обеспечить справедливое сравнение различных технологий, заданы одинаковые условия. Предполагается, что проект по производству водорода будет реализован с первоначальной годовой производственной мощностью 20 000 тонн и

прогнозируемым сроком службы 20 лет. В контексте технологии электролиза срок реализации SOEC по техническим причинам составляет всего пять лет, что требует трех дополнительных капитальных вложений в течение 20-летнего проектного цикла, которые классифицируются как эксплуатационные расходы. В соответствии с теорией бинарного дисконтирования капитальные затраты (CAPEX), операционные затраты (OPEX) и стоимость топлива в проектах водородной энергетики классифицируются как отток денежных средств. Второй риск, характеризующийся превышением ожидаемых затрат, снижается за счет внедрения r_c , а производимый водород рассматривается как приток денежных средств, соответствующий первоначальному риску недополучения ожидаемых доходов. Этот приток денежных средств затем дисконтируется с помощью r_s . В результате новая формула LCOH выглядит следующим образом (3.9):

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^T (Capex_t + Opex_t + EnergyCost_t) / (1 + r_c)^t}{\sum_{t=1}^T H_t / (1 + r_s)^t} \quad (3.9)$$

Расчет установленной мощности и капитальных затрат.

Установленная мощность (в кВт) для каждой технологии определяется исходя из заданного годового объема производства и удельной энергоемкости (3.10):

$$P = \frac{Q_{H_2} \times \eta}{h} \quad (3.10)$$

где Q_{H_2} — годовой объем водорода (кг); η — удельный расход энергии (kWh/kg); h — число часов работы в год.

Общий объем первоначальных инвестиций (3.11):

$$I_0 = CAPEX \times P \quad (3.11)$$

Эксплуатационные расходы (OPEX) (3.12):

$$OPEX = \phi * I_0 \quad (3.12)$$

где ϕ — норматив эксплуатационных затрат.

Поскольку затраты на энергию для проектов водородной энергетики обычно высоки, в формуле они указаны отдельно и не включены в операционные расходы.

Для электролизных технологий (3.13):

$$EnergyCost_t = Q_{H_2} \times \lambda_{re} \times \eta \quad (3.13)$$

где λ_{re} —цена на электроэнергию(ВИЭ).

Для SMR+CCUS (3.14):

$$EnergyCost_t = Q_{H_2} \times \lambda_g \times \eta + Q_{H_2} \times \lambda_e \times \eta_{ccus} \quad (3.14)$$

где λ_g —цена на природный газ. λ_e —цены на электроэнергию для промышленности. η_{ccus} —потребляемая мощность системы CCUS при степени улавливания углерода 99%.

Для технологий с CCUS дополнительно учитывается промышленный тариф на электроэнергию.

На основе полученных затрат формируется поток денежных оттоков на каждый год. Притоки определяются либо как доход от продажи водорода, либо как номинальный эквивалент возврата инвестиций.

В расчетной модели считается, что:

- в год 0 учитываются только капитальные затраты I_0 ;
- в годы с 1 по 20 ежегодно повторяются значения эксплуатационных расходов и объем производства;
- в расчетах не учитываются остаточная стоимость и налоговые эффекты.

Цель построения данной модели заключается в создании обоснованной расчетной базы для количественного анализа водородных технологий с использованием бинарной модели дисконтирования. На основе введенных параметров — технических, экономических и операционных — формируются денежные потоки, отражающие реальные условия функционирования проекта. Далее, для каждой технологии рассчитываются значения LCOH в трех вариантах: при традиционном подходе с единой ставкой дисконтирования, а также в рамках бинарной модели — с минимальными и максимальными значениями LCOH, обусловленными различными соотношениями между ставками на потоки притоков и оттоков.

На основании входных параметров и теоретической модели бинарного дисконтирования (раздел 3.1) в данной части проведены численные расчеты LCOH для пяти технологий: ALK, PEM, SOEC, SMR и SMR+CCUS. Безрисковая ставка дисконтирования принята на уровне 5%, при этом данное значение определяется

доходностью государственных облигаций США в июне 2025 года [144]. Целью является построение интервала возможных значений LCOH в зависимости от изменения ставки дисконтирования r от 5% до 25% с шагом 1% и анализ поведения границ этого интервала.

Использованный в исследовании диапазон ставок дисконтирования от 5 % до 25 % выбран не произвольно, а с учётом реальных условий инвестиционного анализа проектов водородной энергетики в различных странах и юрисдикциях. По данным отраслевых исследований и аналитических отчётов, для энергетических инфраструктурных проектов в странах с развитой экономикой, включая США и государства Европейского союза, обычно применяются ставки дисконтирования в пределах 6–10 %, при этом наиболее часто используются значения около 8–9 % [40]. В Китае в зависимости от отрасли и источника финансирования соответствующий диапазон составляет 8–12 % [127]. Для развивающихся рынков и экономик с повышенной макроэкономической нестабильностью характерны более высокие значения. Так, в России в 2024–2025 гг. ставка дисконтирования, используемая в энергетическом секторе, может достигать 20–24 %, что связано с высоким уровнем ключевой процентной ставки Центрального банка [75].

Тем самым диапазон 5–25 % охватывает как условия, близкие к безрисковым ориентирам, так и сценарии с высокой инвестиционной неопределённостью. Это позволяет учитывать реалистичный спектр ситуаций, характерных как для устойчивых экономических систем, так и для нестабильных или переходных экономик. За счёт этого становится возможной более полная оценка чувствительности LCOH к изменению стоимости капитала и уровня риска, а практическая значимость полученных результатов возрастает.

Для каждой технологии и для каждого значения r решалось уравнение бинарной модели при соблюдении ограничений:

$$r_c \leq r_f \leq r_s, \quad r_f = 5\%$$

На этой основе определялись две крайние точки:

На этой основе определялись две крайние точки. Минимальное значение LCOH ($LCOH_{min}$) соответствовало случаю $r_s = r_f$, $r_c \leq r_f$. Максимальное значение

LCOH ($LCOH_{max}$) определялось при $r_s \geq r_f, r_c = r_f$. Для сопоставления дополнительно рассчитывалось и традиционное значение LCOH при условии $r_s = r_f = r_c$.

Для технологии щелочного электролиза традиционная кривая LCOH по мере увеличения ставки дисконтирования с 5 % до 25 % устойчиво возрастает. На всём рассматриваемом диапазоне традиционное значение остаётся выше максимального значения, показанного на рисунке 14, при этом удаление от верхней и нижней границ интервала остаётся относительно постоянным. Максимальные и минимальные значения также увеличиваются вместе со ставкой дисконтирования, причём расстояние между соответствующими кривыми почти не меняется. Это позволяет рассматривать распределение диапазона оценок для данной технологии как сравнительно равномерное при разных значениях ставки дисконтирования.

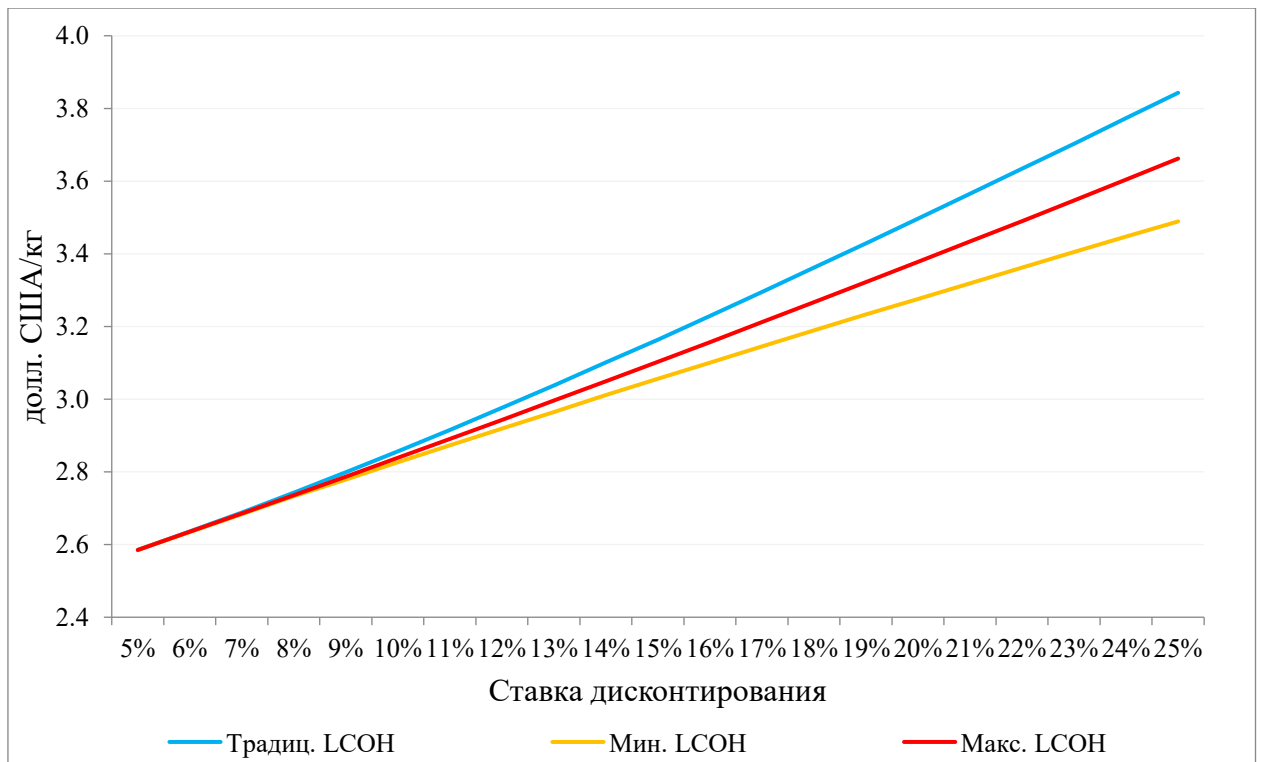


Рисунок 14 - Диапазон LCOH для технологии ALK в зависимости от ставки дисконтирования (составлено автором)

Для технологии электролиза с использованием протонно-обменной мембраны традиционное значение LCOH во всём диапазоне ставок дисконтирования также остаётся заметно выше верхней границы интервала, причём удаление от верхнего и нижнего пределов продолжает увеличиваться. Как

показано на рисунке 1, все три кривые быстро возрастают по мере роста ставки дисконтирования, что указывает на более выраженную крутизну рассматриваемой зависимости. В частности, разрыв между традиционным значением LCOH и максимальным значением становится все более заметным, когда ставка дисконтирования превышает 15%, что указывает на расширение отклонений в оценке с увеличением ставок дисконтирования.

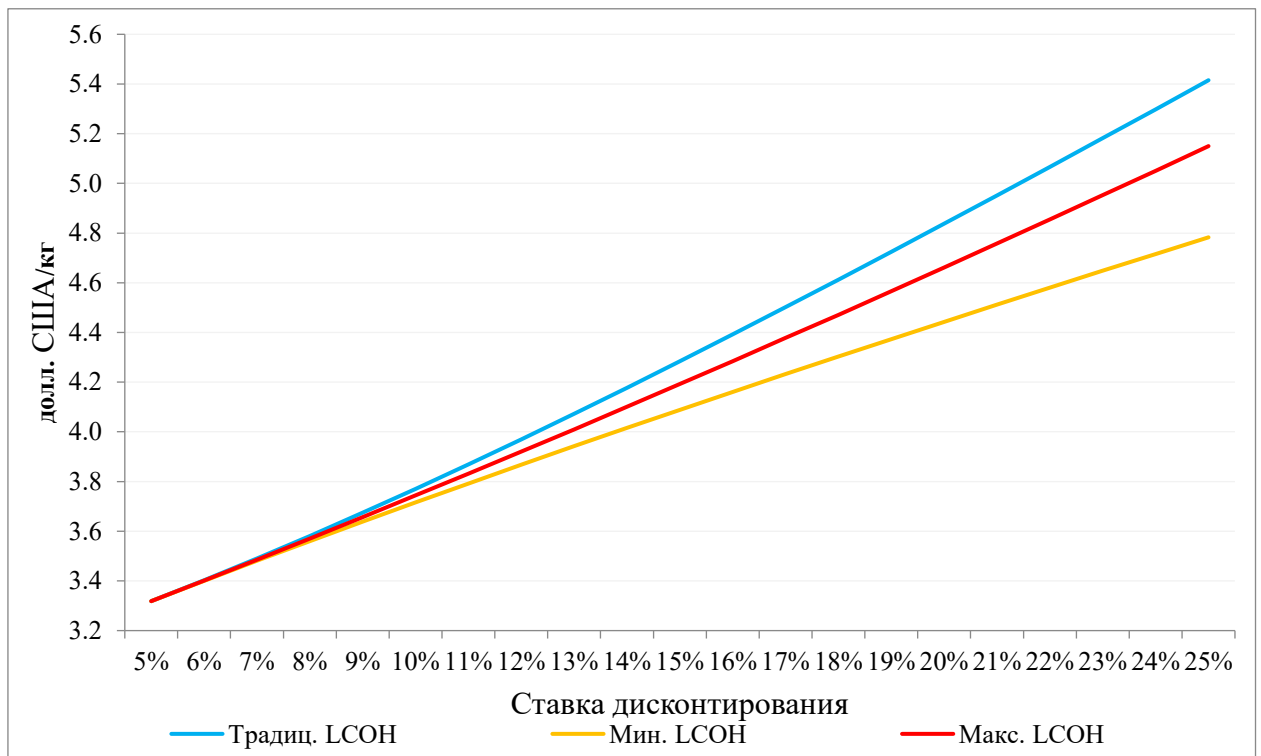


Рисунок 15 - Диапазон LCOH для технологии PEM в зависимости от ставки дисконтирования (составлено автором)

При производстве водорода с помощью электролиза твердых оксидов (SOEC) традиционное значение LCOH остается ниже минимального значения в диапазоне низких ставок дисконтирования (от 5% до 12%). Когда ставка дисконтирования достигает 13%, оно входит в диапазон, определяемый минимальным и максимальным значениями, и по мере дальнейшего увеличения ставки дисконтирования постепенно приближается и сходится к LCOH-мах, как показано на рисунке 16. Это единственная кривая на рисунке, которая пересекает интервал оценки снизу, в то время как другие технологические маршруты остаются за пределами интервала в течение всего времени.

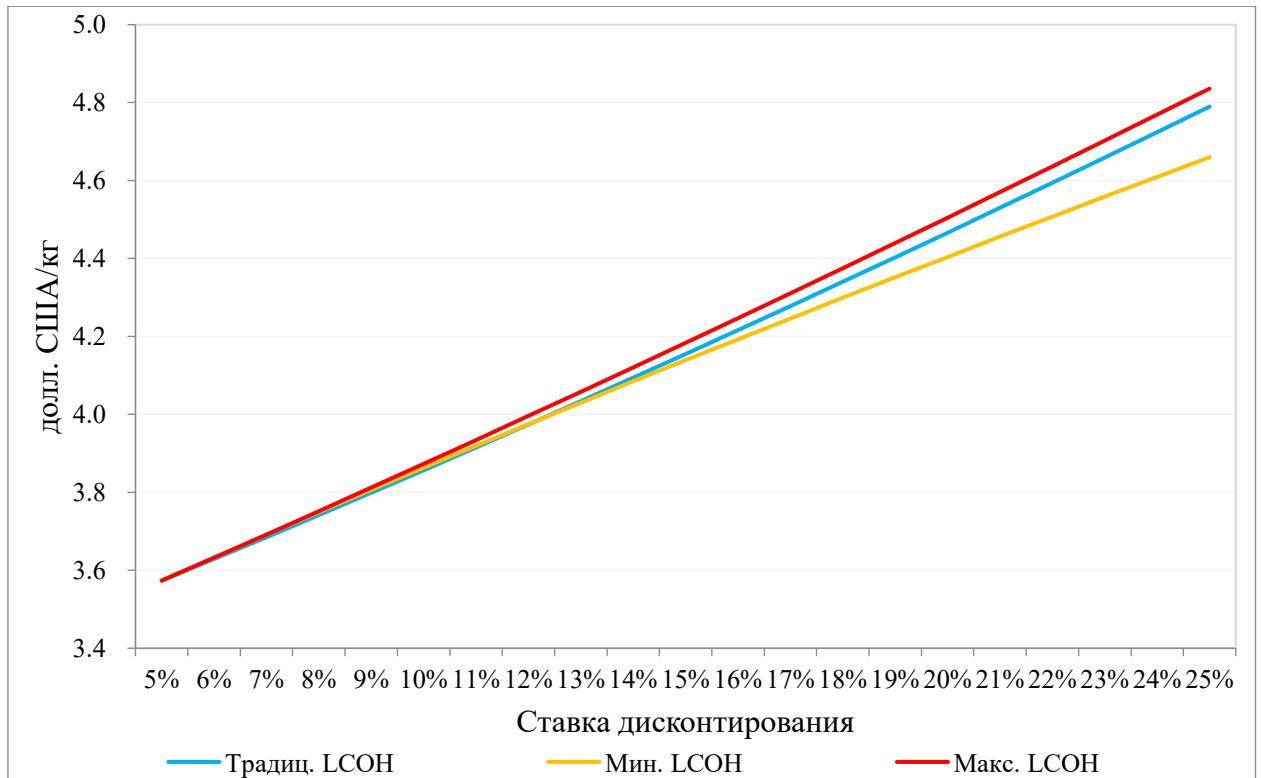


Рисунок 16 - Диапазон LCOH для технологии SOEC в зависимости от ставки дисконтирования (составлено автором)

Для технологии парового риформинга природного газа (SMR) диапазон значений LCOH, формируемый при различных схемах распределения риска, является крайне узким и при ставке дисконтирования 25% составляет около 0,038 долл. США/кг. Традиционное значение LCOH располагается вблизи верхней границы данного диапазона; разница между традиционной оценкой и верхней границей интервала составляет 0,071 долл. США/кг, что показано на рисунке 17. Полученные результаты свидетельствуют о более высокой стабильности оценки и технологической зрелости технологии SMR по сравнению с альтернативными вариантами.

При использовании технологии SMR + CCUS традиционное точечное значение LCOH на всём рассматриваемом диапазоне ставок дисконтирования располагается выше интервала значений, получаемого в рамках бинарной модели дисконтирования, при этом отклонения от верхней границы интервала носят ограниченный характер. Ширина интервала возможных значений LCOH для данной технологии остаётся относительно стабильной при изменении ставки дисконтирования, что указывает на низкую чувствительность оценки к

перераспределению рисков между притоками и оттоками денежных средств, как показано на рисунке 18.

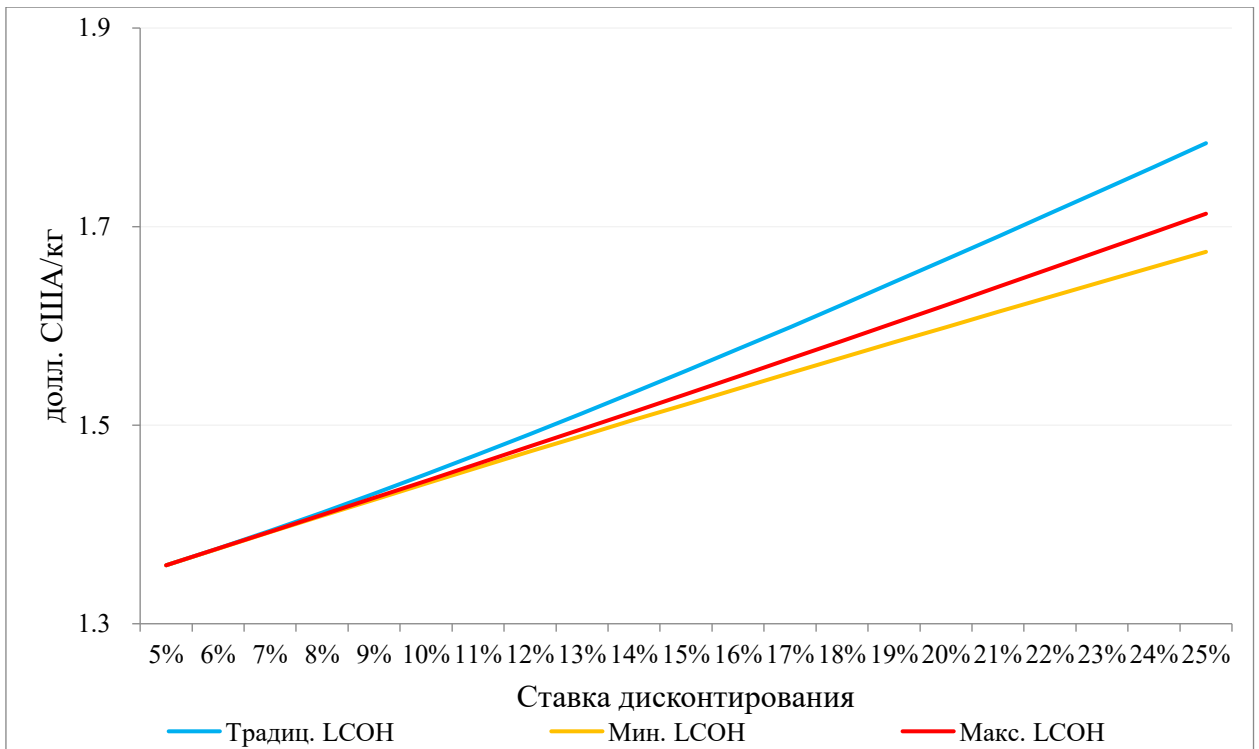


Рисунок 17 - Диапазон LCOH для технологии SMR в зависимости от ставки дисконтирования (составлено автором)

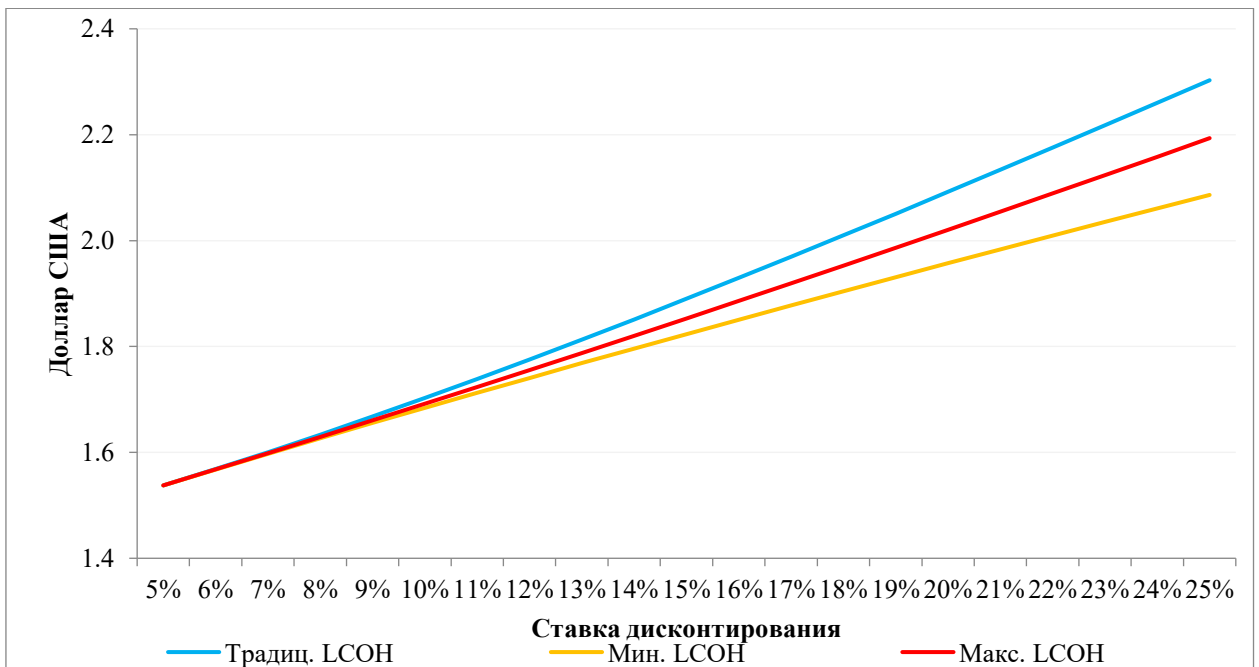


Рисунок 18 - Диапазон LCOH для технологии SMR+CCUS в зависимости от ставки дисконтирования (составлено автором)

Как показано на рисунке, по мере увеличения ставки дисконтирования с 5% до 25% LCOH для всех технологических маршрутов демонстрируют устойчивую

тенденцию к росту, причем три кривые оценки (LCOH-trad, LCOH-min и LCOH-max) следуют схожей общей траекторией. Кроме того, по всем направлениям LCOH-trad стабильно выше LCOH-min, и нет случаев, когда традиционные методы занижают затраты.

Примечательно, что за исключением SOEC, традиционная оценка LCOH-trad для четырех других технологических маршрутов (ALK, PEM, SMR и SMR+CCUS) остается за пределами диапазона оценки (определенного LCOH-min и LCOH-max) во всем диапазоне ставок дисконтирования и постоянно превышает верхний предел, что указывает на постоянную завышенную оценку. В частности, в случае технологии PEM это отклонение значительно увеличивалось с ростом ставки дисконтирования, причем разрыв между традиционной оценкой и диапазоном был гораздо больше, чем в случае других технологий.

Среди пяти направлений только технология SOEC продемонстрировала уникальную точку перегиба: ее LCOH-trad была ниже диапазона оценки при более низких ставках дисконтирования (от 5% до 12%), вошла в диапазон между верхним и нижним пределами при 13%, а затем продолжила рост к верхнему пределу диапазона. Это явление «пересечения нижней границы интервала» не наблюдалось в других технологиях и является типичным для данного случая.

Кроме того, для технологии SMR при ставке дисконтирования 25% интервал возможных значений LCOH, формируемый при различных вариантах распределения риска, составляет около 0,038 долл. США/кг, что является минимальным значением среди рассмотренных технологий. Для маршрута SMR + CCUS соответствующий интервал составляет порядка 0,108 долл. США/кг. По сравнению с другими технологиями производства водорода указанные значения отличаются существенно меньшей шириной интервала, что может рассматриваться как признак более высокой технологической зрелости и меньшей чувствительности этих технологий к перераспределению рисков между притоками и оттоками денежных средств.

Полученные результаты показывают, что традиционная модель LCOH по сравнению с бинарным дисконтированием систематически завышает приведённые

удельные затраты на производство водорода. Использование бинарного дисконтирования, в свою очередь, позволяет перейти от точечного значения LCOH к его интервальной оценке.

Анализ полученных интервалов показывает, что их ширина различается в зависимости от технологии производства водорода. Ширина интервала в данном случае характеризует уровень неопределённости, который в значительной степени связан с особенностями конкретной технологии, включая капиталоемкость, срок службы оборудования и частоту его замены. Эти различия, в свою очередь, соотносятся с неодинаковым уровнем технологической зрелости рассматриваемых решений.

Сопоставление результатов расчётов с уровнем технологической зрелости технологий производства водорода позволяет выявить связь между указанными показателями (таблица 1).

Таблица 15 - Связь уровня технологической зрелости (TRL) технологий производства водорода и ширины интервала значений LCOH (составлено автором по данным [155])

Технология производства водорода	Уровень технологической зрелости (TRL)	Ширина интервала LCOH при различных ставках дисконтирования, долл. США/кг		
		5%	10%	15%
ALK	9	0.004	0.028	0.070
PEM	6-8	0.009	0.061	0.153
SOEC	5	0.067	0.199	0.476

Как видно из таблицы 15, ранжирование технологий по ширине интервала значений LCOH в целом соотносится с уровнем их технологической зрелости. Это позволяет говорить о наличии связи между технологической зрелостью и шириной интервала значений LCOH.

Для последующего сопоставления чувствительности различных технологий производства водорода к изменению ставок дисконтирования на основе исходных данных были рассчитаны два набора показателей. Первый показатель $\Delta LCOH_{trad}$ отражает прирост приведённых удельных затрат на производство водорода при использовании традиционного метода дисконтирования в случае увеличения ставки дисконтирования с 5 % до 25 % и тем самым характеризует общую

чувствительность технологии к изменению данной ставки. Вторым показателем $\Delta LCOH$ представляет собой разницу между максимальным и минимальным значениями LCOH при использовании бинарного метода дисконтирования при ставке 25 %. Разница между верхней и нижней границами оценки может рассматриваться как показатель чувствительности технологии к выбранной схеме дисконтирования. Соответствующие результаты приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Изменение LCOH при росте ставки дисконтирования с 5% до 25% (составлено автором)

Технология	LCOH (25%)	LCOH (5%)	$\Delta LCOH$
ALK	3,843	2,585	1,258
PEM	5,415	3,319	2,096
SOEC	4,790	3,573	1,217
SMR	1,784	1,359	0,425
SMR+CCUS	2,303	1,538	0,765

Из данных таблицы 16 видно, что наибольшая чувствительность к изменению ставки дисконтирования характерна для технологии PEM: при переходе от 5 % к 25 % значение LCOH увеличивается более чем на 2 долл. США за кг. На противоположном полюсе находится технология SMR, для которой изменение показателя оказывается минимальным.

Таблица 17 - Величина интервала неопределённости оценки LCOH при ставке дисконтирования 25% ($\Delta LCOH$) (составлено автором)

Технология	$LCOH_{max}$ (25%)	$LCOH_{min}$ (25%)	$\Delta LCOH$
ALK	3,662	3,489	0,173
PEM	5,150	4,783	0,367
SOEC	4,836	4,660	0,176
SMR	1,713	1,675	0,038
SMR+CCUS	2,194	2,086	0,108

В таблице 17 приведена величина интервала неопределённости оценки LCOH, полученная при использовании бинарного метода дисконтирования при ставке 25 %. Этот интервал позволяет оценить чувствительность технологии уже не только к уровню ставки, но и к самой структуре дисконтирования. И в данном случае наибольшее значение снова относится к PEM, тогда как для SMR сохраняется наименьший диапазон неопределённости.

Сопоставление указанных результатов наглядно представлено на рисунке 19,

где показана чувствительность различных технологий производства водорода к ставке дисконтирования.

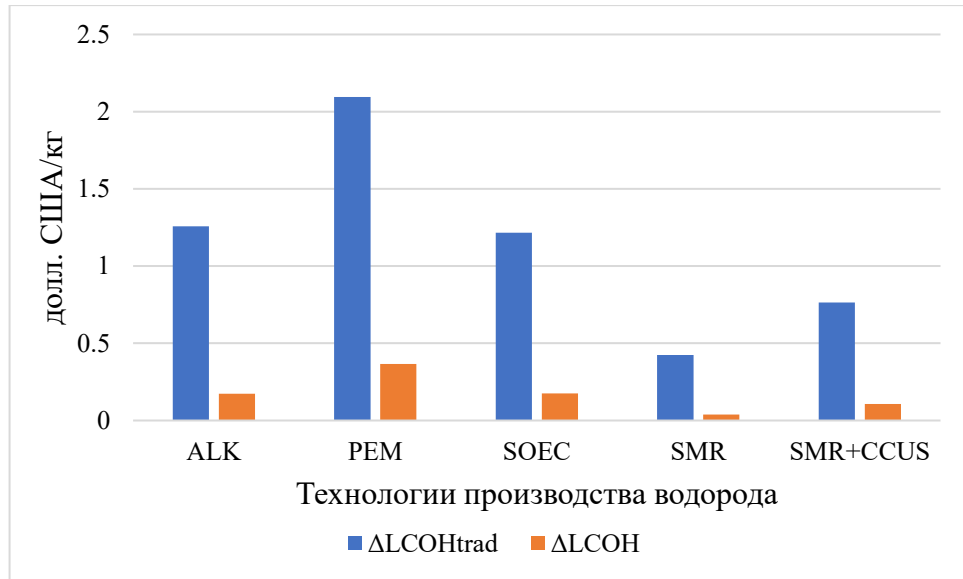


Рисунок 19 - Сравнение чувствительности LCOH по разным технологиям
(составлено автором)

Если рассматривать показатель $\Delta LCOH_{trad}$, отражающий изменение стоимости водорода при переходе от ставки 5 % к ставке 25 % в рамках традиционного подхода, то максимальное значение наблюдается у PEM и составляет 2,096 долл. США/кг. Это подтверждает, что данная технология наиболее чувствительна к изменению ставки дисконтирования. Для SOEC и ALK соответствующие значения близки друг к другу и находятся на уровне около 1,2 долл. США/кг, что позволяет отнести их к группе со средней чувствительностью. Для SMR и SMR+CCUS изменение показателя заметно меньше — 0,425 и 0,765 долл. США/кг соответственно. Минимальная чувствительность вновь фиксируется у SMR. Такая картина связана со структурой инвестиций: чем выше доля капитальных затрат и чем продолжительнее период окупаемости, тем сильнее ставка дисконтирования влияет на итоговую стоимость производства водорода, что и видно на рисунке 19.

Показатель $\Delta LCOH$, определяемый как разница между максимальной и минимальной оценками LCOH при бинарном дисконтировании и ставке 25 %, отражает структурную чувствительность технологии к применяемому способу дисконтирования. Наибольшее значение и здесь демонстрирует PEM — 0,367 долл.

США/кг, что указывает на существенное влияние выбранного метода дисконтирования на итоговую стоимостную оценку. Для SOEC и ALK соответствующие значения составляют 0,176 и 0,173 долл. США/кг, что соответствует умеренной зависимости от структуры дисконтирования. SMR и SMR+CCUS вновь показывают наименьшую чувствительность. Особенно это заметно для SMR, где разница между верхней и нижней границами оценки составляет лишь 0,038 долл. США/кг. Это позволяет говорить о высокой устойчивости результата к изменению ставок дисконтирования.

Для более полного понимания полученных результатов целесообразно отдельно рассмотреть технологию твёрдооксидного электролиза. Несмотря на сравнительно низкий уровень её зрелости, она не проявляет высокой чувствительности ни к уровню ставки дисконтирования, ни к её структуре. При ставке дисконтирования, равной или превышающей 13%, значение LCOH для SOEC, рассчитанное традиционным методом, находится вблизи центра диапазона между максимальным и минимальным значениями и не выходит за пределы этого диапазона даже при изменении параметров. Это противоречит интуитивному ожиданию, согласно которому менее зрелые технологии должны демонстрировать более высокую экономическую нестабильность. Такая ситуация обусловлена не технологическими особенностями, а спецификой структуры денежных потоков. SOEC имеет срок службы всего 5 лет, в течение которого необходимо четыре раза увеличить затраты, что приводит к более равномерному распределению затрат и доходов во времени, в результате чего конечная стоимость менее чувствительна к ставке дисконтирования. Кроме того, в случае других технологий традиционный подход приводит к систематической завышенной оценке затрат. Этот эффект указывает на значительный риск «ложноотрицательных выводов» (false negative), то есть завышенной оценки стоимости проекта из-за выбора неверной модели дисконтирования, что приводит к ошибочному заключению о нерентабельности проекта.

Наибольший риск ошибочного отклонения характерен для технологий PEM и, в несколько меньшей степени, ALK. Их высокая чувствительность к уровню и

структуре ставки дисконтирования может приводить к существенному завышению LCOH при использовании единой высокой ставки дисконтирования, а это, в свою очередь, повышает вероятность отклонения проектов, которые в действительности могут быть экономически жизнеспособными.

Для SOEC, напротив, риск ошибочного отклонения остаётся минимальным. Даже в неблагоприятных сценариях результаты традиционной оценки сохраняются в разумных пределах.

Технологии SMR и SMR+CCUS отличаются наименьшей волатильностью и большей устойчивостью к методологическим отклонениям, что делает их особенно надёжными при использовании стандартных моделей дисконтирования. Тем самым введение показателя Δ LCOH позволяет не только количественно характеризовать чувствительность технологии к параметрам дисконтирования, но и использовать данный показатель как инструмент оценки инвестиционного риска, связанного с методологическими ограничениями применяемой модели. Это особенно важно при выборе проектов в условиях неопределённости и ограниченного доступа к капиталу.

3.3 Эмпирическая проверка и практическое применение модели BD-LCOH на примере реального проекта

В предыдущем разделе при сопоставлении технологических маршрутов были выявлены различия между бинарным дисконтированием и традиционной моделью LCOH при оценке. На основе сравнительных расчётов для пяти технологий (ALK, PEM, SOEC, SMR и SMR+CCUS) было показано преимущество бинарного метода: традиционный подход, использующий единую ставку дисконтирования, как правило, приводит к завышению стоимости, тогда как бинарный метод позволяет более корректно отразить различия в структуре денежных потоков и определить диапазон возможных значений приведённые удельные затраты на производство водорода. Для дальнейшего подтверждения обоснованности и прикладной ценности данного метода необходимо провести его апробацию на примере реального проекта.

В качестве объекта исследования автор выбрал пилотный проект по производству зелёного водорода в г. Куча (Синьцзян, Китай). Проект реализуется

под руководством компании Sinopec, общий объём инвестиций составляет около 3 млрд. юаней. Установленная мощность — 300 МВт, в состав входят 52 щёлочных электролизёра, проектная мощность производства водорода — 20 тыс. тонн в год. Проект в Куче является не только первым в Китае пилотным объектом по сопряжению крупномасштабной фотоэлектрической генерации и электролиза воды, но и одним из крупнейших в мире по единичному объёму производства и полноте технологической цепочки. Он неоднократно упоминался в качестве показательного примера международными организациями, включая IEA и IRENA. Высокий уровень открытости эксплуатационных данных и прозрачная инвестиционная структура создают надёжную основу для проведения экономической оценки. Кроме того, выбор щёлочного электролиза, относящегося к числу наиболее зрелых технологий, обеспечивает сопоставимость с расчётами, представленными ранее, и тем самым позволяет исключить влияние технологических различий на результаты анализа.

В мировой практике всё более распространёнными становятся крупные комплексы, объединяющие солнечные электростанции и электролизёры. Такая конфигурация позволяет одновременно снижать выбросы и обеспечивать устойчивое энергоснабжение процесса. Подобные проекты активно развиваются в Китае, Австралии, на Ближнем Востоке и в странах Европейского союза, где фотоэлектрическая энергия всё чаще рассматривается как основной источник питания электролизных установок. Тем самым сочетание фотоэлектрической генерации и электролиза воды выступает одной из наиболее апробированных и востребованных конфигураций производства зелёного водорода, что делает его показательным объектом для экономического анализа и проверки предложенной бинарной модели дисконтирования [102].

Учитывая, что основной акцент настоящего исследования сделан на анализе затрат именно на стадии производства водорода, в дальнейших расчётах сохраняются только параметры, относящиеся к электролизу воды и сопряжённой фотоэлектрической генерации, без учёта затрат на хранение и транспортировку водорода. Такой подход позволяет более чётко отразить применимость бинарного

метода дисконтирования к оценке приведённых удельных затрат на производство водорода. Основные технические и экономические параметры проекта, раскрытые в открытых источниках, систематизированы и представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Исходные данные пилотного проекта по производству зелёного водорода в Куче (Синьцзян, Китай) (составлено автором по данным [41, 135, 141, 156])

Параметр	Единица измерения	Значение
Общий объём инвестиций	млрд. юаней	3
Годовой объём производства водорода	т/год	20 000
Установленная мощность фотоэлектрической станции	МВт	300
Годовая выработка электроэнергии	ГВт·ч	618
Общее количество электролизёров	ед.	52
Щёлочные электролизёры Cockerill Jingli	ед.	24
Щёлочные электролизёры LONGi Hydrogen	ед.	16
Щёлочные электролизёры PERIC (НИИ 718)	ед.	12
Производительность одного электролизёра	нм ³ /ч	1000
Период строительства	—	11.2021 – 08.2023

Поскольку в открытых источниках часто встречаются расхождения в используемых единицах измерения, различие методологических подходов, а также присутствуют данные, не имеющие прямого отношения к предмету исследования (например, параметры хранения и транспортировки водорода), их использование без предварительной обработки может привести к некорректным и несопоставимым результатам расчётов. В связи с этим автором проведена очистка исходных данных по проекту в Куче и их унификация, что позволило сформировать основные входные показатели — CAPEX, OPEX, удельное энергопотребление и энергетический баланс, пригодные для непосредственного использования в модели LCOH.

Процедура обработки данных включала следующие этапы: на основе тендерной документации и литературных источников общий объём инвестиций был распределён на пять составляющих — фотоэлектрическая генерация, передача и трансформация электроэнергии, электролизные установки, хранение и

транспортировка водорода. Для оценки стоимости строительства фотоэлектростанции был использован показатель EPC на уровне 671 USD/кВт, приведённый в отчёте IRENA (2023) для Китая, с учётом фактической установленной мощности проекта 300 МВт. Затраты на приобретение электролизёров определены по тендерным предложениям и составили около 360 млн юаней. После унификации данных совокупная стоимость «под ключ» составила 573,35 USD/кВт (подробные расчёты приведены в таблице 19).

Таблица 19 - Расчёт удельных капитальных затрат (CAPEX) для системы производства водорода (составлено по данным автора)

Показатель	Единица измерения	Значение	Основание расчёта / источник
Стоимость оборудования	долл. США	51 087 743	[41]
Количество электролизёров	шт.	52	
Мощность одного электролизёра	нм ³ /ч	1000	
Энергопотребление электролизной системы	кВт·ч/кг	53	[72]
Суммарный объёмный расход	нм ³ /ч	52 000	52 × 1000
Плотность водорода	кг/нм ³	0,08988	Справочные данные
Массовый расход	кг/ч	4674	0.08988 × 52 000
Электрическая мощность	кВт·ч/ч	247 709	4674 × 53
Удельные капитальные затраты на электролизёр (CAPEX)	долл. США/кВт	206,24	51 087 743 ÷ 247 709
Удельные капитальные затраты на систему	долл. США/кВт	573,35	206,24 × 2,78 [76]

Эксплуатационные расходы фотоэлектростанции приняты в соответствии со средним значением для Китая — 3,6 USD/кВт·год (IRENA, 2023). Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание электролизных установок учтены на основе отраслевой практики, в размере 3% от CAPEX (при характерном диапазоне 2–4%) [69].

Энергопотребление электролизной системы принято равным 53 кВт·ч/кг водорода в соответствии с отраслевым уровнем и технической спецификацией проекта [73]. При целевом объёме производства 20 тыс. т. водорода в год годовая потребность в электроэнергии составила около 1060 ГВт·ч. Построенная фотоэлектростанция мощностью 300 МВт обеспечивает выработку 618 ГВт·ч/год, что создаёт дефицит порядка 442 ГВт·ч, восполняемый за счёт покупки электроэнергии в сети.

Для обеспечения сопоставимости с международной литературой все денежные показатели были приведены к единой валюте: использован среднегодовой курс 2026 г. — 1 USD = 6,97 RMB [37].

После проведения унификации и приведения исходных данных к единому формату получены ключевые параметры, применимые для расчётов LCOH. Систематизированные данные представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Основные параметры пилотного проекта по производству зелёного водорода в Куче (Синьцзян, Китай), используемые для расчётов LCOH составлено автором по данным [31, 40, 70, 75, 160])

Показатель	Единица измерения	Значение
Фотоэлектрическая станция		
Установленная мощность фотоэлектрической станции	кВт	300 000
Годовая выработка электроэнергии	кВт·ч	618 000 000
Дефицит электроэнергии	кВт·ч	442 000 000
Совокупные капитальные затраты (Total Installed Cost, TIC)	долл. США/кВт	671
Эксплуатационные и ремонтные расходы (O&M)	долл. США/кВт·год	3,6
Сегмент производства водорода		
Годовой объём производства водорода	кг	20 000 000
Срок реализации проекта	лет	20
Время работы в год	час	4000
Энергопотребление электролизной системы	кВт·ч/кг	53
Удельные капитальные затраты на систему (Turn-key cost / TIC)	долл. США/кВт	573,35
Эксплуатационные расходы (OPEX)	% от CAPEX	3%
Тариф на электроэнергию	долл. США/кВт·ч	0,029

После унификации исходных данных была сформирована база CAPEX и OPEX, которая одновременно соотносится с международными источниками и отражает параметры рассматриваемого проекта. Тем самым создаётся расчётная основа для последующего определения LCOH и сопоставления используемых моделей.

Анализ показал, что фотоэлектрическая станция мощностью 300 МВт обеспечивает только около 618 ГВт·ч электроэнергии в год, тогда как для достижения проектного объёма производства водорода на уровне 20 тыс. т в год требуется примерно 1060 ГВт·ч. Следовательно, в исходной конфигурации проекта

возникает дефицит энергоснабжения. С учётом этого для оценки влияния структуры инвестиций и эксплуатационных расходов на итоговые значения LСОН были рассмотрены два альтернативных варианта, соответствующие разным инвестиционным стратегиям и разной степени склонности к риску.

Первый вариант основан на полной закупке электроэнергии. В этом случае собственная фотоэлектрическая станция не строится, а весь требуемый объём электроэнергии приобретается на оптовом рынке. При такой конфигурации капитальные затраты сводятся к вложениям в электролизёры и вспомогательную инфраструктуру, тогда как операционные расходы в основном определяются стоимостью закупаемой электроэнергии и эксплуатацией электролизной системы. Подобная схема требует меньших первоначальных вложений, но одновременно делает проект более зависимым от колебаний рыночных цен на электроэнергию и, следовательно, повышает его чувствительность к внешним рискам.

Второй вариант основан на сочетании собственной фотоэлектрической станции и частичной закупки электроэнергии. В этом случае проект реализуется в исходной конфигурации: строится станция мощностью 300 МВт, покрывающая значительную часть потребности, а недостающий объём, составляющий около 442 ГВт·ч, компенсируется за счёт закупки электроэнергии из сети. При такой схеме капитальные затраты включают не только электролизные установки, но и вложения в строительство фотоэлектрической станции и сетевой инфраструктуры. Операционные расходы формируются за счёт эксплуатации фотоэлектростанции, технического обслуживания электролизёров и оплаты приобретаемого объёма электроэнергии. По сравнению с первым вариантом уровень капитальных затрат здесь существенно выше, однако зависимость от рыночной волатильности тарифов заметно ниже, что повышает устойчивость проекта и уменьшает его рискованность.

Тем самым оба варианта отражают принципиально разные структуры затрат: в первом случае речь идёт о модели с низким CAPEX и высоким OPEX, во втором — о модели с высоким CAPEX и более низким OPEX. Именно эти различия делают проект в Куче показательным объектом для сопоставления результатов традиционной модели LСОН и бинарного метода дисконтирования.

Для того чтобы связать модельные расчёты с реальными условиями инвестирования, автор использовал показатели фактической стоимости капитала на китайском рынке. Поскольку проекты по производству зелёного водорода характеризуются высокой капиталоемкостью и длительным жизненным циклом, именно стоимость финансирования во многом определяет их экономическую эффективность. Поэтому в анализ был включён параметр рыночной стоимости капитала, рассчитанный на основе модели оценки капитальных активов (САРМ). Согласно данной методике, стоимость собственного капитала определяется как сумма безрисковой ставки и премии за риск, скорректированной на отраслевой коэффициент β [131, 147].

При использовании доходности десятилетних государственных облигаций Китая в 2025 г. получена безрисковая ставка $r_f = 1,872\%$. По данным базы Damodaran, премия за риск на китайском рынке составляет $ERP_China = 5,25\%$, а коэффициент β для сектора «зелёная энергетика и ВИЭ» равен 0,74 [18]. Подставив эти значения в формулу (3.15):

$$r_e = r_f + \beta \times ERP_{China} \quad (3.15)$$

получаем стоимость собственного капитала $r_e = 1.872\% + 0.74 \times 5.25\% \approx 5.76\%$.

Для последующей количественной оценки оба варианта были рассчитаны с использованием традиционной модели LСОН. В качестве безрисковой ставки была принята доходность десятилетних государственных облигаций Китая — 1,872 % [110], а диапазон ставки дисконтирования задан на уровне 2–10 %, что позволяет моделировать различные сочетания риска и инвестиционных предпочтений. В рамках такой постановки ставка дисконтирования включает как безрисковую составляющую, так и премию за риск, отражая требования к доходности капитала в различных финансовых условиях. Это даёт возможность проследить, как меняются результаты традиционной модели LСОН при изменении ставки дисконтирования, и тем самым сформировать основу для последующего сопоставления с бинарным методом.

Результаты расчётов по традиционной модели LСОН приведены в таблице 21, где В1 соответствует варианту 1 (полная закупка электроэнергии), а В2 — варианту

2 (фотоэлектростанция и закупка электроэнергии).

Таблица 21 - Результаты расчётов по традиционной модели LCOH для двух инвестиционных вариантов при различных ставках дисконтирования (2–10%) (составлено автором)

r	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOH (традиционный), B1	2,242	2,288	2,336	2,387	2,440	2,494	2,551	2,609	2,670
LCOH (традиционный), B2	2,008	2,115	2,228	2,345	2,468	2,595	2,727	2,863	3,003
Разность значений	0,234	0,173	0,109	0,042	-0,028	-0,101	-0,176	-0,253	-0,333

Данные, приведённые в таблице, показывают различия в значениях LCOH для двух рассматриваемых вариантов при разных ставках дисконтирования. Вместе с тем сама таблица фиксирует лишь числовые изменения и не в полной мере позволяет увидеть общую динамику показателей по мере изменения ставки дисконтирования. Поэтому полученные результаты были дополнительно представлены графически в виде кривых (рисунок 20), что даёт возможность нагляднее сопоставить траектории затрат по обоим вариантам.

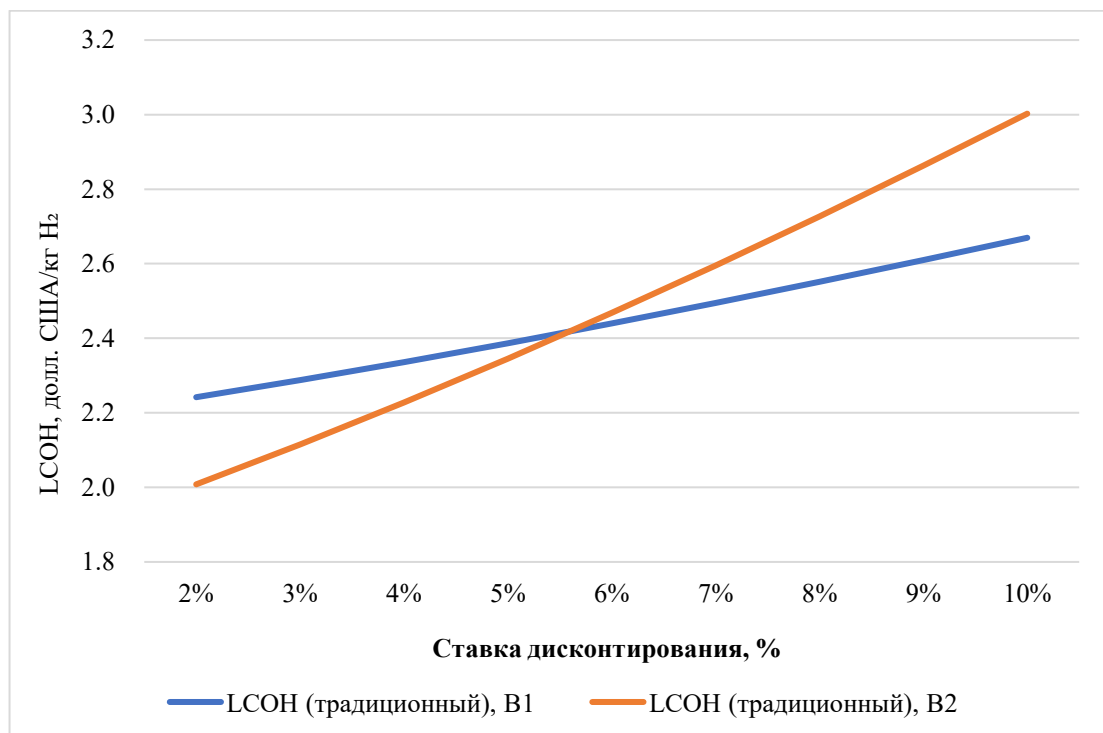


Рисунок 20 - Сравнение значений LCOH для варианта 1 и варианта 2 при различных ставках дисконтирования (2%–10%)

Как следует из рисунка, относительные преимущества двух вариантов изменяются в зависимости от уровня ставки дисконтирования. При её низких значениях (2–5,6 %) вариант 2 устойчиво показывает более низкий уровень LCOH. Так, при ставке 2 % приведённые удельные затраты на производство водорода по варианту 2 составляют 2,008 долл. США/кг, тогда как по варианту 1 — 2,242 долл. США/кг. Разница между ними достигает 0,234 долл. США/кг. Это означает, что в условиях низкого уровня риска вариант 2, несмотря на более высокие капитальные затраты, оказывается экономически предпочтительнее. Причина состоит в том, что при низкой ставке дисконтирования долгосрочный объём производства в меньшей степени теряет свою приведённую стоимость, вследствие чего капитальные вложения распределяются более эффективно, а итоговая стоимость производства оказывается ниже, чем в варианте 1.

Однако с ростом ставки дисконтирования различия постепенно сокращаются и в районе 6% происходит инверсия. При ставке 6% приведённых удельных затрат на производство водорода для варианта 1 составляет 2,440 USD/кг, а для варианта 2 — 2,468 USD/кг, то есть разница равна $-0,028$ USD/кг. Это означает, что именно вариант 1 начинает становиться более экономически целесообразным. В диапазоне от 6% до 10% преимущество варианта 1 увеличивается: так, при ставке 10% его показатель составляет 2,670 USD/кг, в то время как у варианта 2 он достигает 3,003 USD/кг, и разрыв возрастает до $-0,333$ USD/кг. Таким образом, в условиях высокого уровня риска капиталоемкая схема с использованием фотоэлектрической генерации теряет конкурентоспособность, тогда как вариант с полной закупкой электроэнергии становится более надёжным выбором.

После выполнения сопоставления в рамках традиционной модели автор применил бинарный метод дисконтирования к тем же исходным данным, что позволило определить диапазон значений LCOH при различных ставках дисконтирования. Итоговые результаты сведены в таблице 22.

Таблица 22 - Результаты расчётов по бинарной модели дисконтирования LCOH для двух инвестиционных вариантов при различных ставках дисконтирования (составлено автором)

r	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOH (бинарный, min), B1	2,242	2,286	2,330	2,373	2,415	2,457	2,499	2,540	2,580
LCOH (бинарный, min), B2	2,008	2,108	2,203	2,294	2,382	2,468	2,551	2,632	2,711
LCOH (бинарный, max), B1	2,242	2,287	2,332	2,378	2,424	2,471	2,518	2,566	2,614
LCOH (бинарный, max), B2	2,008	2,113	2,222	2,333	2,447	2,564	2,684	2,806	2,931
Разность значений LCOH min	0,234	0,178	0,127	0,078	0,033	-0,011	-0,052	-0,092	-0,131
Разность значений LCOH max	0,234	0,173	0,110	0,045	-0,023	-0,093	-0,165	-0,240	-0,316

Для более наглядного представления динамики изменения LCOH по двум вариантам в условиях применения бинарного метода дисконтирования, а также выявления характерных точек пересечения, на основе данных таблицы 21 была построена диаграмма (рисунок 21).

Результаты, полученные с использованием бинарного метода дисконтирования, позволяют проследить изменение интервалов LCOH для варианта 1 (B1, полная закупка электроэнергии) и варианта 2 (B2, фотоэлектростанция и частичная закупка) при разных значениях ставки дисконтирования. Для варианта 1 минимальная и максимальная оценки LCOH увеличиваются почти параллельно: в диапазоне от 2 % до 10 % они изменяются соответственно от 2,242–2,580 до 2,242–2,614 долл. США/кг. Небольшой размах изменения указывает на сравнительно устойчивую структуру затрат данного варианта.

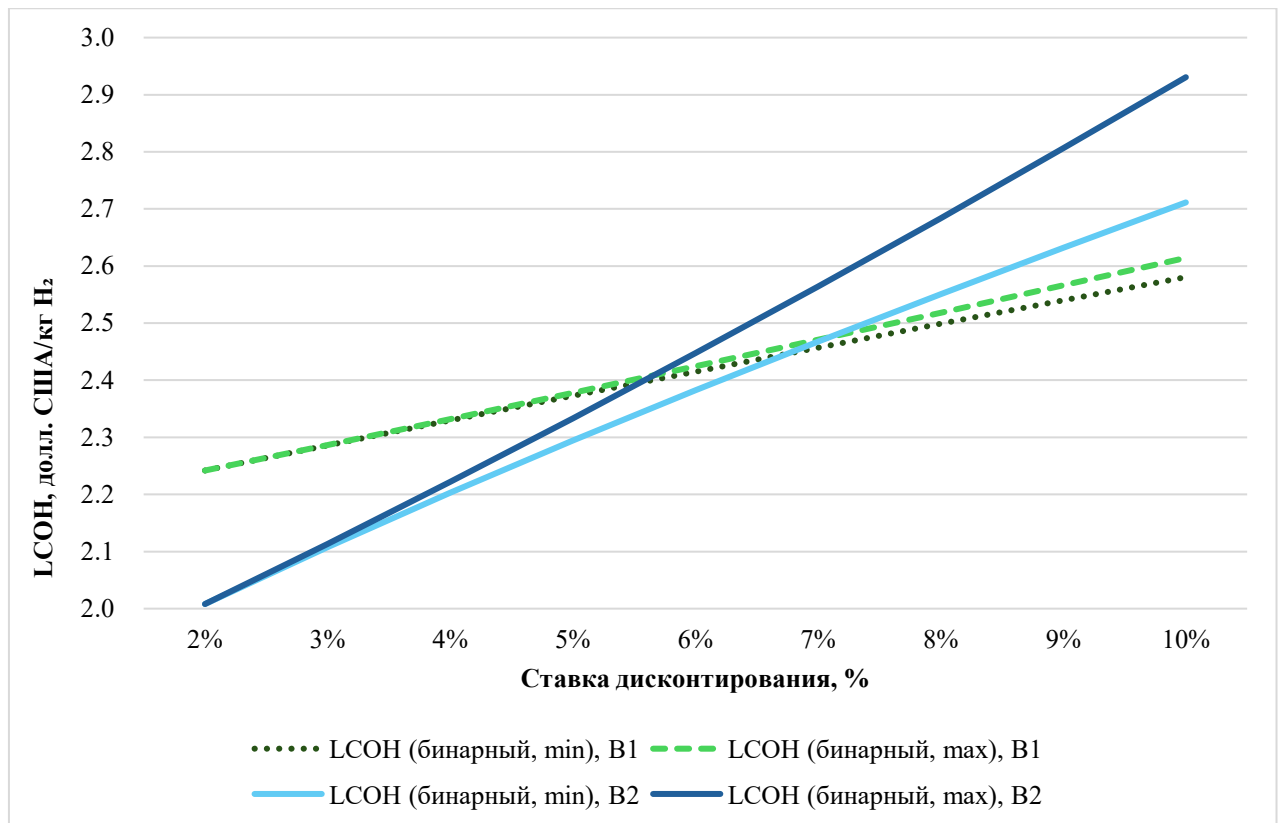


Рисунок 21 - Сравнение LCOH для варианта 1 и варианта 2 с учётом бинарного дисконтирования (2–10%) (составлено автором)

При низких ставках дисконтирования вариант 2, напротив, имеет преимущество. Так, при $r = 2\%$ значение LCOH составляет 2,008 долл. США/кг, что примерно на 0,234 долл. США/кг ниже уровня варианта 1. По мере роста ставки это преимущество постепенно сокращается. Уже при $r = 5\%$ разница между вариантами уменьшается до 0,078–0,045 долл. США/кг, то есть значения фактически начинают сближаться.

Показательно, что кривые максимальных значений пересекаются в интервале 5–6 %, тогда как кривые минимальных значений — в диапазоне 6–7 %. Именно в этой области начинается расхождение интервалов: сначала пересекаются верхние границы, затем нижние. При $r = 6\%$ интервал LCOH для варианта 2 (2,382–2,447 долл. США/кг) частично перекрывает значения варианта 1 (2,415–2,424 долл. США/кг), причём знак разницы меняется. Это указывает на постепенный переход преимущества к варианту 1.

С дальнейшим ростом ставки дисконтирования данная тенденция становится более выраженной. Например, при $r = 10\%$ интервал LCOH для варианта 2

составляет 2,711–2,931 долл. США/кг, что заметно выше диапазона варианта 1 (2,580–2,614 долл. США/кг). Разрыв достигает от 0,131 до 0,316 долл. США/кг, что показывает снижение конкурентоспособности капиталоемкой схемы с фотоэлектрической генерацией. В этих условиях экономически предпочтительным становится вариант полной закупки электроэнергии.

Поскольку кривые LCOH построены на основе дискретных расчётных точек при фиксированных ставках дисконтирования, аналитическое определение точек пересечения затруднено. На основании проведённых расчётов установлено, что для традиционной модели LCOH в диапазоне между 5% и 6% происходит смена знака разницы между вариантами. Полученная критическая ставка составляет около 5,60%, при которой значения LCOH для обоих вариантов совпадают (2,418 USD/кг). Это означает, что при ставках ниже 5,60% более выгодным является вариант 2 (фотоэлектростанция + частичная закупка электроэнергии), тогда как при более высоких ставках преимущество переходит к варианту 1 (полная закупка электроэнергии).

Аналогичный подход был применён и к построению интервалов LCOH в рамках бинарной модели дисконтирования. Результаты показывают, что для варианта 1 (B1, полная закупка электроэнергии) и варианта 2 (B2, фотоэлектростанция + частичная закупка) кривые максимальных значений пересекаются при ставке дисконтирования 5,66%, что соответствует LCOH = 2,408 USD/кг; кривые минимальных значений пересекаются при ставке 6,76%, при этом LCOH = 2,447 USD/кг. Это означает, что в рамках бинарного подхода смена преимуществ между двумя вариантами не фиксируется в одной критической точке, а формируется «зона неопределённости» в диапазоне 5,66–6,76%. В этом интервале конкретное распределение преимуществ зависит от структуры рисков и характеристик денежных потоков.

Таким образом, расчёты показывают, что при различных моделях и граничных условиях наблюдаются три точки пересечения: в традиционной модели LCOH — около 5,60%, а в бинарной — две: при 5,66% и при 6,76%. Следовательно, в бинарной модели переход преимуществ расширяется до диапазона, а не

концентрируется в одной точке.

При низких ставках дисконтирования (2–5%) вариант 2 явно превосходит вариант 1. Это связано с тем, что, несмотря на более высокие капитальные затраты (CAPEX), уменьшение дисконтных потерь по объёмам производства позволяет эффективнее распределять инвестиции, что обеспечивает лучшую экономику в долгосрочной перспективе. Вариант 1, напротив, зависит от постоянной закупки электроэнергии, и при низких ставках дисконтирования будущие операционные расходы (OPEX) в расчёте текущей стоимости оказываются значительными, что снижает его привлекательность.

По мере увеличения ставки ситуация меняется. Так как затраты варианта 1 в основном связаны с долгосрочными OPEX, рост ставки дисконтирования резко сокращает их приведённую стоимость, делая этот вариант относительно более «дешёвым». В то же время крупные капитальные вложения варианта 2 не зависят от уровня дисконтирования, что приводит к постепенной утрате его преимуществ. После превышения порога в 6,76% вариант 1 становится более экономически выгодным и сохраняет лидерство в условиях повышенного риска.

Особое значение имеет установленный бинарной моделью интервал неопределённости 5,66–6,76%. В пределах этой зоны нельзя однозначно выделить более эффективный вариант. Если рассматривать ситуацию только на уровне графика, то при приближении ставки к 5,66% вероятность преимущества варианта 2 выше, тогда как при приближении к 6,76% возрастает вероятность преимущества варианта 1. Однако более глубокий анализ логики распределения рисков в бинарной модели показывает, что в соответствии с её формулой все денежные потоки разделяются на притоки и оттоки. Для потоков доходов (в нашем случае — объём производства водорода, дисконтируемый по ставке r_s) риск трактуется как вероятность снижения выработки или продаж. Для потоков издержек (капитальные и операционные затраты, дисконтируемые по ставке r_c) риск понимается как вероятность роста затрат по сравнению с ожидаемыми значениями.

Таким образом, границы интервала 5,66–6,76% соответствуют двум предельным сценариям: при верхней границе ($r_c = r_f$, $r_s = r_f + r_{Rc}$) предполагается,

что все риски сконцентрированы на стороне потоков, связанных с объёмом производства водорода, тогда как затраты считаются полностью определёнными; при нижней границе ($r_s = r_f$, $r_c = r_f - r_{Rs}$) наоборот, риски целиком переносятся на затраты, тогда как объём производства водорода принимается как безрисковый параметр.

Для проектов водородной энергетики более реалистичным является второй сценарий, поскольку производственная мощность (20 тыс. т водорода/год) определяется установленным оборудованием и относительно стабильна, тогда как издержки зависят от цен на электроэнергию, величины CAPEX и колебаний OPEX. Следовательно, фактическое положение проекта в интервале неопределённости будет смещено к правой границе.

В практическом контексте интервал неопределённости не следует трактовать как симметричную зону «равновероятных исходов». Он обладает внутренней структурой, обусловленной тем, как распределяется риск между потоками, соответствующими объёму производства водорода (знаменатель LCOH), и затратами (числитель). С левой стороны интервала сосредоточены допущения, при которых большая доля риска приходится на объём производства; с правой — ситуации, когда неопределённость преимущественно связана с затратами.

Для водородных проектов более реалистичным является смещение к правой части интервала. Во-первых, риск на стороне объёма производства, как правило, ниже: расчёт LCOH стартует из номинальной производительности, заданной установленной мощностью электролизёров и плановой загрузкой; объём определяется физическими ограничениями процесса, графиками ТО и доступностью электроэнергии. Возможные отклонения (плановые остановки, погодная вариабельность ВИЭ) в большинстве случаев управляемы и частично сглаживаются за счёт резервирования/докупки из сети, поэтому волатильность этого компонента сравнительно невысока. Во-вторых, неопределённость на стороне затрат существенно выше: ключевым фактором выступает стоимость электроэнергии (рыночная волатильность, условия ППА, балансирующие платежи), причём её удельная доля в структуре LCOH значительна; CAPEX чувствителен к

подорожанию оборудования и строительно-монтажных работ, логистике и валютным колебаниям; OPEX подвержён эскалации из-за инфляции материалов и реагентов, затрат на обслуживание, ремонт и персонал. Совокупно это приводит к тому, что неопределённость чаще концентрируется на стороне затрат, а не на стороне объёма производства.

Следовательно, фактическое значение критической ставки дисконтирования с учётом распределения риска между объёмом производства и затратами смещается к правой границе интервала и составляет около 6,76%. Это значение не носит произвольного характера, а вытекает из внутренней логики модели, в рамках которой неопределённость в большей степени относится к затратам, тогда как объём производства рассматривается как относительно стабильный параметр.

Для сопоставления модельных результатов с реальными условиями инвестирования использовано рассчитанное ранее рыночное значение требуемой доходности капитала для китайского сектора возобновляемой энергетики на основе модели CAPM. Полученная величина равна 5,76% и отражает реалистичные параметры финансирования проектов в сфере зелёной энергетики. В дальнейшем она используется как рыночный ориентир при интерпретации расчётов LCOH.

Сопоставление результатов показывает, что традиционная модель задаёт единственную критическую ставку на уровне около 5,6%, тогда как бинарная постановка формирует интервал неопределённости 5,66–6,76%. Реальная рыночная ставка 5,76% попадает внутрь этого диапазона, но остаётся заметно ниже его правой границы, соответствующей сценарию, при котором неопределённость сосредоточена преимущественно на стороне затрат при относительно стабильном объёме производства водорода. Это означает, что при ставке дисконтирования 5,76% вариант 2, предусматривающий сочетание фотоэлектрогенерации и электролиза, сохраняет инвестиционную привлекательность, хотя классическая модель LCOH при тех же исходных условиях оценивает его как менее эффективный.

Практическая значимость полученного результата определяется тем, что реальный пилотный проект в Куче реализуется именно по схеме варианта 2, то есть на основе сочетания собственной солнечной электростанции и электролизного

производства водорода. Тем самым расчёты по бинарной модели соотносятся с фактической конфигурацией действующего проекта и одновременно показывают, что при использовании бинарного дисконтирования в расчёте LCOH интервал неопределённости приобретает направленный характер. Если в модели NPV бинарное дисконтирование формировало диапазон значений без возможности однозначного выбора (Галевский, 2020), то применительно к LCOH эта неопределённость частично уменьшается, поскольку объём производства водорода задаётся установленной мощностью оборудования и отличается сравнительно высокой стабильностью, тогда как основная неопределённость сосредоточена на стороне затрат.

Следовательно, интервал, возникающий при бинарном дисконтировании, не следует трактовать как область равновероятных исходов. Он носит направленный характер и отражает асимметрию распределения рисков между стоимостной и производственной сторонами проекта. Правая часть диапазона, связанная с неопределённостью затрат, представляет собой наиболее реалистичную область оценок для действующих проектов водородной энергетики. Поэтому фактическое значение LCOH смещается именно в эту сторону, что придаёт бинарной модели прикладную определённость и позволяет рассматривать полученный диапазон не как абстрактную теоретическую конструкцию, а как инструмент анализа инвестиционной привлекательности альтернативных технологий.

Выявленное смещение диапазона в сторону затратной составляющей относится к числу ключевых результатов исследования. Оно показывает, что применение бинарного дисконтирования при расчёте LCOH позволяет точнее воспроизводить реальное распределение рисков и уменьшать ту неопределённость, которая ранее затрудняла принятие решений. Благодаря этому бинарный подход даёт возможность не только количественно оценивать влияние стоимостных факторов на показатель LCOH, но и интерпретировать интервальные результаты как экономически содержательные и соответствующие специфике капиталоемких проектов.

В более широком плане выявленная закономерность согласуется с

фактическими тенденциями развития водородной энергетики. Интегрированные проекты типа «ВИЭ + водород» получили широкое распространение в Китае, Европейском союзе, Японии и странах Персидского залива. Их структура показывает, что капиталоемкие схемы могут быть жизнеспособными при условии корректного учёта рисков. В этом контексте метод BD-ЛСОН не только расширяет диапазон допустимых решений, но и служит инструментом, снижающим вероятность ошибочного отказа от перспективных проектов и позволяющим более обоснованно оценивать их экономическую привлекательность в условиях высокой неопределённости.

3.4 Методический подход к технологическому выбору на основе интервальной оценки ЛСОН с применением бинарного дисконтирования

В предыдущих разделах на основе анализа традиционной модели ЛСОН была обоснована целесообразность и необходимость применения бинарного дисконтирования в проектах водородной энергетики, ориентированных на производство водорода. Проведённый анализ показал, что для водородных проектов характерны высокая капиталоемкость и длительный цикл реализации, при этом неопределённость по-разному воздействует на затраты и объёмы производства проекта. В таких условиях использование единой ставки дисконтирования для всех элементов расчёта приводит к систематическим искажениям результатов экономической оценки.

Применение бинарного дисконтирования позволяет сформировать экономически обоснованный диапазон значений показателя ЛСОН для заданной технологии или сочетания технологий. Полученный интервал отражает возможный диапазон реализуемых приведённых удельных затрат на производство водорода при различных условиях неопределённости.

Следует отметить, что водородная энергетика как быстро развивающаяся отрасль в настоящее время характеризуется одновременным развитием нескольких технологий производства водорода. Несмотря на то, что технология щелочного электролиза (ALK) на сегодняшний день является наиболее зрелой, ориентация исключительно на зрелые технологические решения не способствует

долгосрочному развитию отрасли. В условиях эволюции технологических характеристик и изменения параметров затрат объективной особенностью развития водородной энергетики становится использование сочетания технологий, что требует более обоснованного подхода к технологическому выбору.

В этом контексте ценность бинарного дисконтирования заключается не только в уточнении результатов экономической оценки для отдельной технологии, но и в возможности его применения в качестве аналитического инструмента для разработки методического подхода к технологическому выбору в условиях наличия нескольких альтернатив. В условиях одновременного сосуществования различных технологий производства водорода простое сопоставление технологий по принципу «лучше – хуже» оказывается недостаточным. В ряде сценариев возникает необходимость экономического обоснования не только выбора отдельной технологии, но и допустимости сочетания технологий. В связи с этим в настоящей работе разработан методический подход к технологическому выбору, основанный на интервальных значениях LCOH, полученных с применением бинарного дисконтирования.

Методологические принципы выбора технологических решений

С целью формирования методического подхода, применимого для обоснования технологических решений в проектах производства водорода, в настоящей работе на основе результатов предыдущего модельного анализа разработан подход к выбору структуры производства водорода. Данный методический подход ориентирован на задачи экономической оценки и обоснования структуры производства в условиях одновременного сосуществования нескольких технологий. В его основе лежит совокупность базовых принципов, определяющих область применимости подхода, аналитическую позицию и логику формирования экономически обоснованных технологических решений.

(1) Принцип ориентации на технологический выбор

Метод направлен на поддержку задач выбора технологических решений в условиях сосуществования нескольких технологических альтернатив, а не на подтверждение абсолютного превосходства одной технологии.

(2) Принцип ориентации на оптимальное сочетание технологий

В условиях отсутствия выраженного экономического доминирования одной технологии допускается формирование такого сочетания технологий производства водорода, которое обеспечивает минимальный средний уровень LCOH при наименьшей неопределённости получаемых экономических результатов.

(3) Принцип разграничения воздействия неопределённости

При формировании рамок экономической оценки и технологического сравнения методический подход исходит из необходимости разграничения способов воздействия неопределённости условий реализации на различные элементы проекта. В проектах производства водорода отклонения условий реализации могут по-разному отражаться на затратах на производство водорода и объёмах производства. Методический подход допускает использование инструментов оценки затрат, позволяющих учитывать различные характеры воздействия неопределённости, что позволяет избежать систематических искажений, возникающих при применении единых допущений при сравнении технологий.

(4) Принцип интервального представления результатов оценки

С учётом различий в структуре воздействия неопределённости результаты экономической оценки представляются в интервальной форме. Данный принцип не исходит из априорного преимущества интервальной оценки по отношению к точечным значениям, а опирается на результаты модельного анализа, согласно которым различные допущения относительно условий реализации формируют экономически обоснованный диапазон значений приведённых удельных затрат на производство водорода. Использование интервального представления позволяет отразить чувствительность результатов оценки к изменению условий реализации.

(5) Принцип совместного учёта уровня затрат и неопределённости

При сравнении технологий и формировании структуры производства

водорода методический подход предполагает одновременный учёт среднего уровня приведённых удельных затрат на производство водорода и неопределённости экономических результатов, связанной с отклонениями условий реализации. Средний уровень затрат выражается серединой интервала значений LCOH, тогда как его ширина отражает степень вариативности экономических результатов при изменении условий. Тем самым методический подход ориентирован на анализ соотношения между уровнем затрат и степенью неопределённости результатов, а не на максимизацию или минимизацию одного из показателей.

Методы экономической оценки и анализа технологических решений

В рамках сформулированных методологических принципов в работе разработана система методов анализа, предназначенная для обоснования технологического выбора в проектах производства водорода. Данная система не сводится к использованию одного показателя или одной модели, а представляет собой совокупность взаимосвязанных методов, позволяющих учитывать экономические характеристики проекта, особенности структуры затрат и чувствительность результатов к условиям реализации в многоальтернативной технологической среде.

В качестве базового инструмента экономической оценки используется модель LCOH. Применение модели LCOH позволяет привести различные технологические решения и их комбинации к единому формату оценки на протяжении жизненного цикла, обеспечивая их экономическую сопоставимость и создавая количественную основу для дальнейшего анализа.

Для учёта различий в чувствительности стоимостных и производственных элементов к условиям реализации в расчётах применяется бинарный метод дисконтирования. При различных предположениях о характере воздействия неопределённости на элементы проекта используются различные ставки дисконтирования для затрат и объёма производства, что позволяет сформировать экономически осмысленные интервалы значений LCOH для одной технологии или технологической комбинации. Полученные интервалы отражают реакцию результатов экономической оценки на изменение условий реализации и служат

исходной базой для последующего интервального анализа.

На основе сформированных интервалов LСОН проводится интервальный анализ экономических результатов. Путём выделения середины интервала и его ширины формируются показатели, характеризующие, соответственно, средний уровень приведённых удельных затрат на производство водорода и степень чувствительности результатов оценки к отклонениям условий реализации. Тем самым интервальные результаты преобразуются в систему количественных показателей, пригодную для сопоставления различных технологий и сочетаний технологий.

Полученная система показателей используется для сравнительного анализа отдельных технологий и сочетаний технологий в пространстве «уровень затрат – неопределённость». Различные технологические конфигурации формируют неодинаковые характеристики по указанным параметрам, что позволяет выявлять случаи доминирования одной технологии, а также ситуации, в которых целесообразно формирование компромиссной технологической структуры. Выбор осуществляется не путём экстремизации отдельного показателя, а на основе анализа структурных соотношений между уровнем затрат и экономических результатов.

С учётом высокой зависимости экономических характеристик технологий производства водорода от уровня технологической зрелости и внешних условий в методологию включён сценарный анализ. В рамках различных сценариев, отражающих условия отдельных периодов развития отрасли и ценовые параметры, определяется характер результатов технологического выбора — в виде доминирования отдельной технологии либо формирования комбинированной технологической структуры. Это позволяет обосновывать технологические решения на различных этапах развития водородной энергетики.

Последовательность применения методического подхода

В рамках сформулированных методологических принципов и системы аналитических методов в работе разработан алгоритм практической реализации подхода к выбору технологий в проектах производства водорода. Алгоритм задаёт

последовательность применения методов и обеспечивает логическую связь между экономической оценкой, анализом чувствительности результатов к условиям реализации и выводами о характере технологического выбора.

Первый этап. Формирование исследовательского сценария и определение объекта анализа. В зависимости от целей исследования задаются внешние условия анализа, включая временной горизонт, уровень цен на энергоресурсы, масштаб проекта и общие условия реализации. На этой основе определяется перечень рассматриваемых технологий производства водорода, а также возможные формы их сочетания и диапазоны технологических пропорций.

Второй этап. Подготовка экономической оценки технологических решений. Для выбранного сценария унифицируются предпосылки экономической оценки, включая структуру затрат, режимы эксплуатации и расчётный период. Задача данного этапа состоит в обеспечении сопоставимости результатов без предварительного выделения предпочтительных технологий.

Третий этап. Учёт условий реализации и формирование интервальных результатов. С учётом различного характера воздействия неопределённости на элементы проекта выполняется расчёт экономических результатов при нескольких предположениях относительно условий реализации. Это даёт возможность получить интервальные значения затрат как для отдельных технологий, так и для их сочетаний.

Четвёртый этап. Выделение характеристик результатов и подготовка к сравнению. Полученные интервальные оценки переводятся в набор характеристик, используемых далее в сравнительном анализе. За счёт этого становится возможен переход от исходных расчётных данных к интегрированной оценке рассматриваемых технологий.

Пятый этап. Сравнительный анализ и идентификация структуры технологических решений. В едином пространстве сравнения устанавливается, наблюдается ли технологическое доминирование либо формируется компромиссная структура между рассматриваемыми технологиями. Тем самым определяется характер решения с учётом соотношения уровня затрат и

экономических результатов.

Шестой этап. Формирование технологического решения. В зависимости от выявленного характера решения определяется итоговая технологическая конфигурация проекта: при наличии доминирования — в виде однотехнологического решения, при его отсутствии — в виде рациональной комбинации технологий, обеспечивающей согласование уровня затрат и результатов в заданных условиях реализации.

Седьмой этап. Сравнение сценариев и обобщение результатов. Повторение анализа для различных сценариев, отражающих изменения уровня технологической зрелости и цен на энергоресурсы, позволяет установить условия, при которых технологическая комбинация оказывается целесообразной либо сводится к однотехнологическому решению, а также сформировать интерпретируемые выводы о характере технологического выбора на разных этапах развития отрасли.

Для интеграции методологических принципов, аналитических методов и алгоритма реализации в единую логическую структуру в работе сформирован процесс выбора технологических решений на основе интервальных значений LCOH, полученных с применением бинарного дисконтирования. Данный процесс обеспечивает единый подход к анализу как отдельных технологий, так и их сочетаний в условиях изменяющихся параметров реализации. Соответствующая схема реализации методологии представлена на рисунке 22.

Представленная схема наглядно определяет последовательность применения методологии и структуру ветвления решений в различных сценариях. С одной стороны, в случае, когда одна технология формирует полное доминирование одновременно по уровню затрат и результатов, процесс естественным образом вырождается в выбор единственной технологии. С другой стороны, при формировании компромиссных соотношений между различными технологиями по указанным критериям процедура допускает дальнейшую идентификацию рациональных вариантов сочетаний технологий. На основе данной схемы в последующих разделах работы выполнены количественные расчёты и анализ

результатов для различных технологических сценариев.

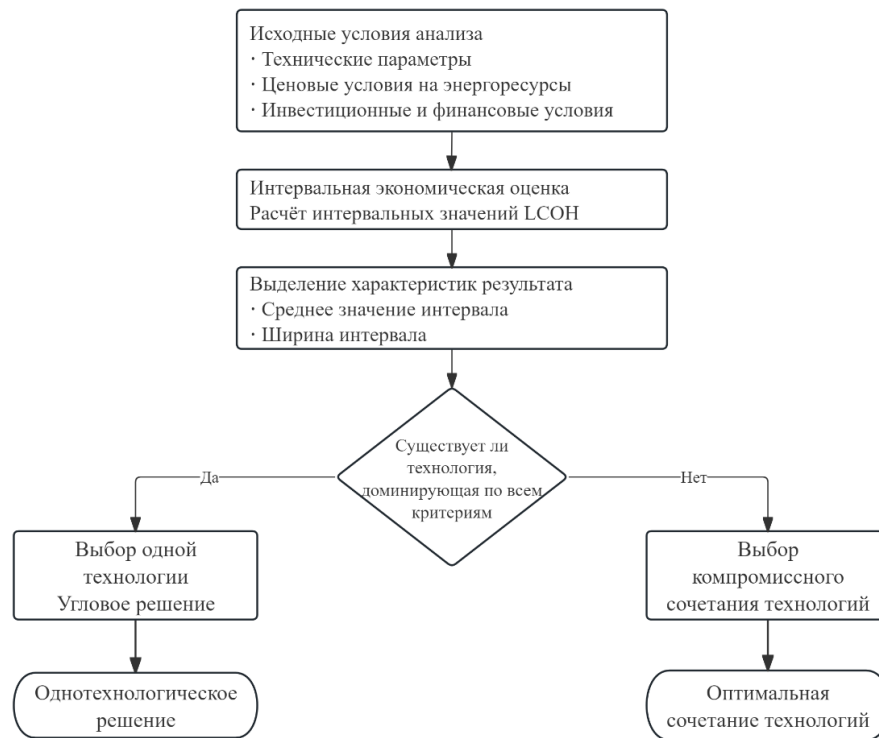


Рисунок 22 - Методологическая схема выбора технологий в проектах производства водорода (составлено автором)

Для описания поведения различных сочетаний технологий в координатах «уровень затрат – неопределённость» вводится параметр структуры технологической комбинации w , представляющий собой вектор долей применения отдельных технологий в составе проекта и определяемый в допустимом множестве (3.16):

$$w = (w_1, w_2, \dots, w_n), \quad \sum_i w_i = 1, \quad 0 \leq w_i \leq 1, \quad (3.16)$$

где w_i характеризует относительную долю применения i -й технологии производства водорода в составе технологической конфигурации проекта.

В частности, при рассмотрении комбинации технологий ALK, PEM и SOEC соответствующие компоненты вектора w отражают доли применения щелочного электролиза, электролиза с использованием протонообменной мембраны и твёрдооксидного электролиза. Значение $w_i = 0$ соответствует отсутствию соответствующей технологии в конфигурации, тогда как $w_i = 1$ — использованию

исключительно данной технологии. Промежуточные значения параметров отражают смешанные технологические конфигурации, характеризующие различные варианты структуры производства водорода.

При заданных масштабах проекта, технических параметрах технологий, уровне цен на электроэнергию и параметрах расчёта бинарный метод дисконтирования позволяет для каждой технологии или технологической комбинации определить интервал удельной стоимости производства водорода: $[LCOH^{\min}(w), LCOH^{\max}(w)]$.

Полученный интервал отражает диапазон возможных значений LCOH при различных предположениях о характере воздействия неопределённости условий реализации на стоимостные и производственные элементы проекта. В отличие от точечной оценки традиционного показателя LCOH, интервальная форма содержит дополнительную информацию о чувствительности экономических результатов к изменениям условий реализации.

Для использования интервальных результатов в задаче технологического выбора в работе не проводится прямое сравнение граничных значений интервала. Вместо этого вводятся два интегральных показателя, характеризующих его свойства.

Первый показатель (3.17) — ширина интервала (3.17):

$$x(w) = LCOH^{\max}(w) - LCOH^{\min}(w), \quad (3.17)$$

которая используется для оценки степени чувствительности стоимостных результатов к отклонениям условий реализации. Чем больше значение данного показателя, тем выше вариативность экономических результатов при изменении условий функционирования соответствующей технологии или технологической комбинации.

Второй показатель — середина интервала (3.18):

$$y(w) = \frac{LCOH^{\max}(w) + LCOH^{\min}(w)}{2}, \quad (3.18)$$

характеризующая средний уровень приведённых удельных затрат на производство водорода в заданном сценарии и используемая для сопоставления

экономических характеристик различных технологических конфигураций.

В результате каждая технологическая комбинация w может быть представлена в виде точки на плоскости (x, y) , где по оси абсцисс откладывается показатель чувствительности экономических результатов, а по оси ординат — средний уровень приведённых удельных затрат на производство водорода. Такое двумерное представление обеспечивает единый и наглядный инструмент для системного сравнения альтернативных технологических решений.

На плоскости (x, y) распределение точек, соответствующих различным технологическим конфигурациям, может принимать различные формы, определяющие характер технологического выбора. Если существует такая конфигурация w_0 , что для всех допустимых w выполняются условия $x(w_0) \leq x(w)$, $y(w_0) \leq y(w)$, и при этом хотя бы для одной конфигурации имеет место строгое неравенство, то такая конфигурация интерпретируется как доминирующая в данном сценарии. В этом случае формирование смешанной технологической структуры не приводит к улучшению экономических характеристик, а рациональное решение вырождается в однотехнологическую конфигурацию.

В ситуации, когда снижение среднего уровня затрат сопровождается ростом чувствительности результатов к условиям реализации, множество точек формирует компромиссную область. В таких условиях отсутствует конфигурация, одновременно обладающая минимальными значениями обоих показателей, и возникает необходимость идентификации структурной точки баланса между уровнем затрат и экономических результатов.

Для выявления такой точки показатели $x(w)$ и $y(w)$ предварительно нормируются по диапазону их значений (3.19):

$$\tilde{x}(w) = \frac{x(w) - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \tilde{y}(w) = \frac{y(w) - y_{\min}}{y_{\max} - y_{\min}}, \quad (3.19)$$

где $x_{\min}, x_{\max}, y_{\min}, y_{\max}$ — минимальные и максимальные значения соответствующих показателей в рассматриваемом множестве технологических конфигураций.

В нормированном пространстве в качестве опорной точки принимается

точка $(0,0)$, соответствующая сочетанию минимального уровня затрат и минимальной чувствительности результатов. Для каждой технологической конфигурации рассчитывается евклидово расстояние до указанной точки (3.20):

$$d(w) = \sqrt{\tilde{x}^2(w) + \tilde{y}^2(w)}. \quad (3.20)$$

Конфигурация, для которой значение $d(w)$ минимально, интерпретируется как структурно сбалансированная технологическая комбинация, обеспечивающая согласование среднего уровня затрат и экономических результатов в заданных условиях реализации.

Для иллюстрации применимости предложенного методического подхода выполнены расчёты различных технологий производства водорода и их сочетаний в рамках сценарного анализа при единых исходных условиях.

Под сочетанием технологий в настоящем исследовании понимается распределение совокупного объёма инвестиций между несколькими проектами производства водорода, реализуемыми одной компанией с использованием различных технологий электролиза (ALK, PEM, SOEC).

Общий объём инвестиций принят на уровне 1 млрд долл. США. Сочетания формируются путём варьирования долей инвестиций между рассматриваемыми технологиями с шагом 10%, что позволяет оценить изменение результирующего значения LCOH в зависимости от структуры распределения инвестиций.

Предполагается линейная зависимость между объёмом инвестиций и установленной мощностью соответствующей технологии. В ходе анализа дополнительно варьируются технические параметры технологий и уровень цен на электроэнергию, что позволяет проследить изменение экономически обоснованного сочетания технологий на различных этапах развития водородной энергетики.

На первом этапе выполнено обобщённое представление допустимых технологических конфигураций для различных временных сценариев. На основе технических характеристик и ценовых предпосылок для технологий ALK, PEM и SOEC, соответствующих 2023, 2025 и 2030 годам, определено положение каждой технологии в двумерном пространстве «уровень затрат– неопределённость», что

позволяет проанализировать эволюцию структуры технологического выбора во времени [32, 45].

На рисунке 23 представлено распределение технологий производства водорода в пространстве «уровень затрат – неопределённость» для различных стадий технологической зрелости. Отдельные точки на графике соответствуют вариантам реализации проекта с использованием только одной технологии производства водорода и отражают экономическую позицию каждой технологии при заданных технических параметрах и условиях ценообразования на электроэнергию.

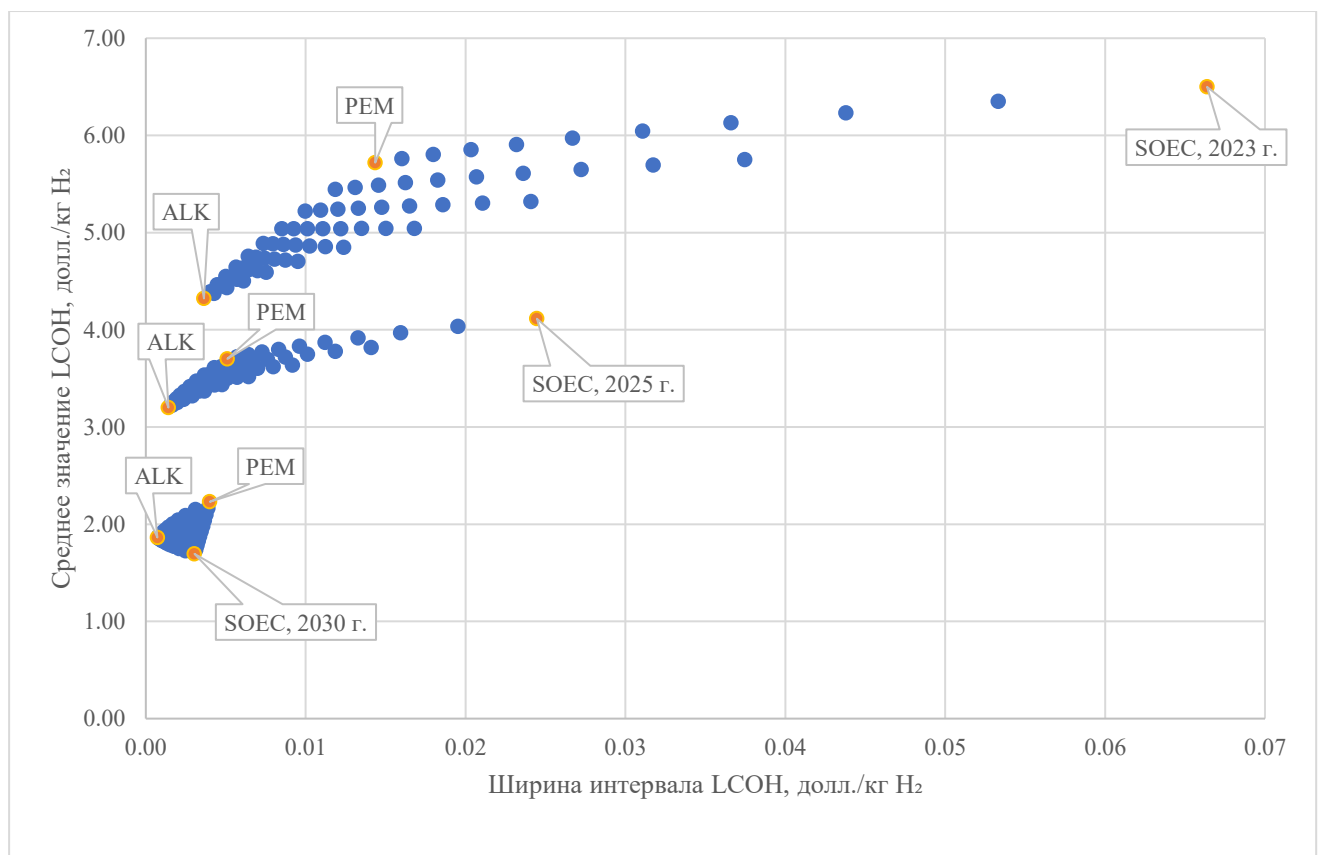


Рисунок 23 – Сравнение технологического выбора для технологий производства водорода на различных стадиях технологической зрелости (2023,2025,2030 гг.)

(составлено автором)

Из общего распределения видно, что по мере перехода от ранних к прогнозным значениям технических параметров положения соответствующих точек в пространстве оценки смещаются в сторону более низких уровней приведённых удельных затрат на производство водорода, при этом вариативность

экономической оценки изменяется неоднородно. Различия в траекториях перемещения точек указывают на неодинаковые темпы и направления изменения экономических характеристик отдельных технологий производства водорода.

На рисунках 24 и 25 представлены результаты расчётов для 2023 и 2025 годов, характеризующие распределение технологий и их комбинаций в пространстве «уровень затрат – неопределённость». Точки на диаграммах соответствуют всем допустимым вариантам реализации проекта с использованием одной технологии либо различных сочетаний технологий и отражают экономическую позицию технологий на соответствующих этапах развития при заданных технических и ценовых условиях.

Анализ распределения точек на обеих диаграммах показывает, что в условиях 2023 и 2025 годов конфигурации, соответствующие использованию исключительно технологии ALK, располагаются на минимальном расстоянии от структурной опорной точки в пространстве «уровень затрат – неопределённость». Это указывает на то, что в рамках принятого методического подхода и при текущем уровне технологического развития технология ALK сочетает относительно низкий уровень приведённых удельных затрат на производство водорода с низкой чувствительностью экономических результатов к изменениям условий реализации.

В то же время технологии PEM и SOEC в рассматриваемых условиях характеризуются менее благоприятными положениями в пространстве «уровень затрат – неопределённость», что отражает более высокий уровень затрат и более высокую чувствительность экономических результатов к изменениям условий реализации. В результате в условиях 2023 и 2025 годов данные технологии не формируют сопоставимых экономических позиций по отношению к технологии ALK в рамках используемой системы критериев.

Полученные результаты свидетельствуют о доминировании однотехнологической конфигурации в рассматриваемых временных сценариях, при котором формирование многосочетаний технологий не приводит к улучшению характеристик в пространстве «уровень затрат – неопределённость» по сравнению с вариантом, основанным на использовании исключительно технологии ALK.

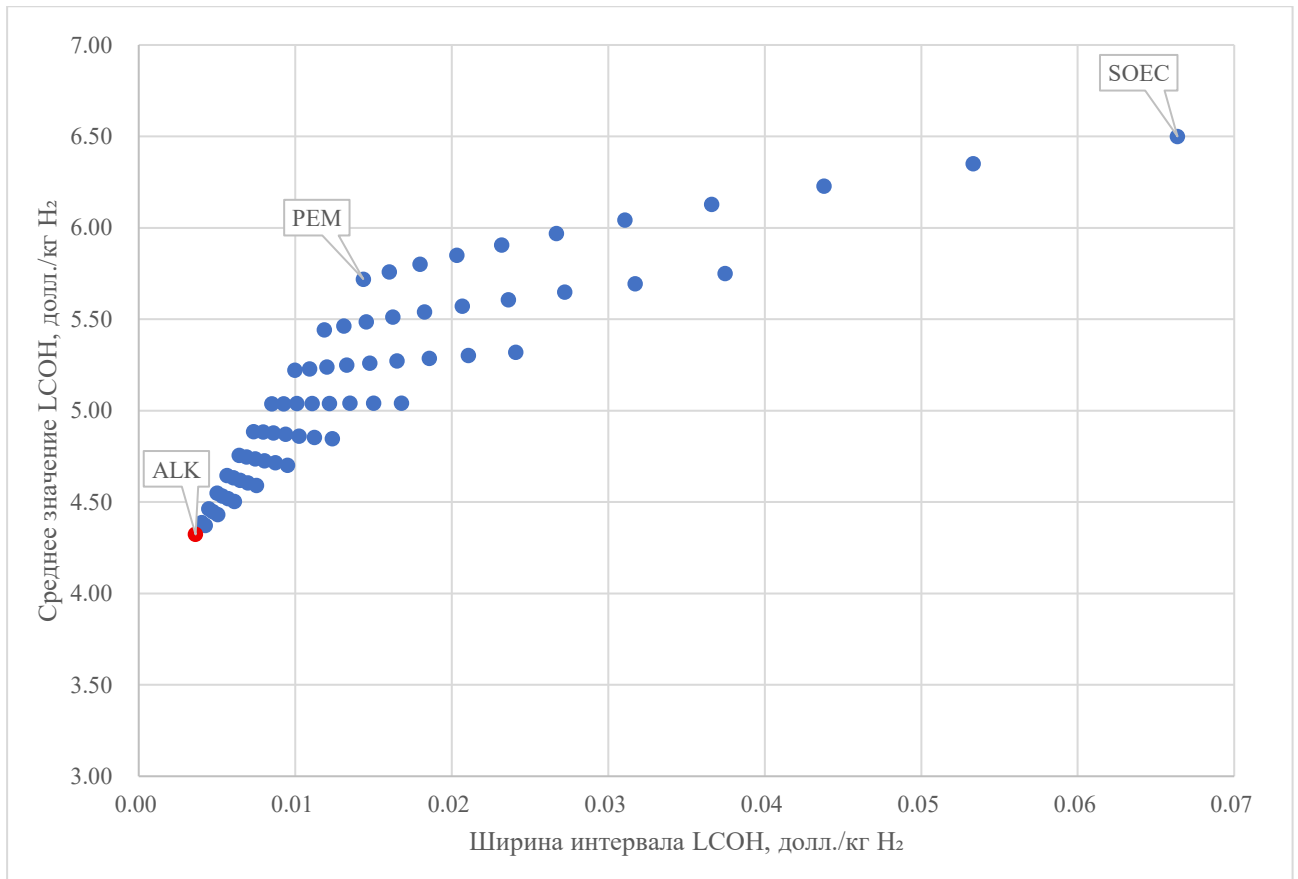


Рисунок 24 – Сравнение технологий производства водорода (2023 г.)
(составлено автором)

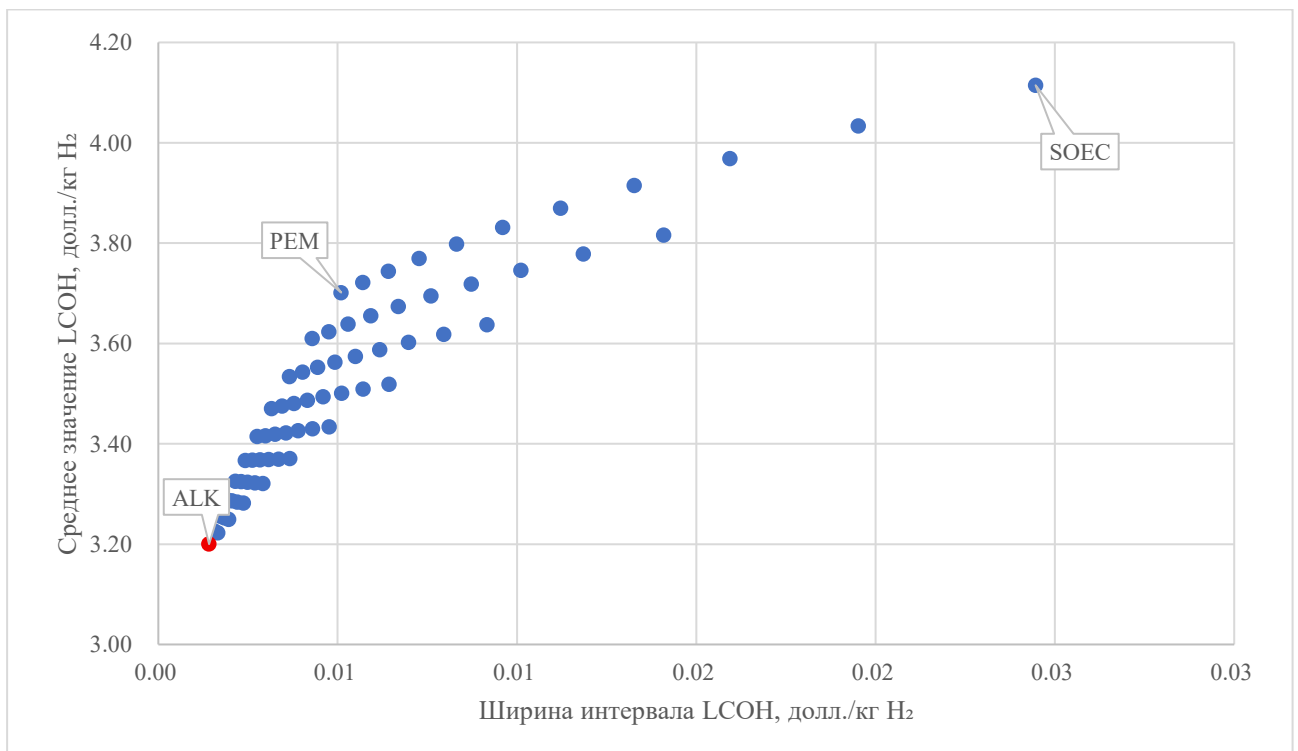


Рисунок 25 – Сравнение технологий производства водорода (2025 г.)
(составлено автором)

На рисунке 26 представлено распределение технологий производства водорода и их сочетаний технологий в пространстве «уровень затрат – неопределённость» при прогнозных технических параметрах 2030 года и соответствующем уровне цен на электроэнергию. Из распределения точек видно, что на данном этапе технологического развития технология ALK перестаёт демонстрировать выраженное доминирование одновременно по обоим показателям. В результате повышения энергетической эффективности и роста технологической зрелости технологии SOEC её положение по уровню приведённые удельные затраты на производство водорода становится сопоставимым с технологией ALK, что приводит к изменению ранее наблюдавшейся структуры однотехнологического доминирования.

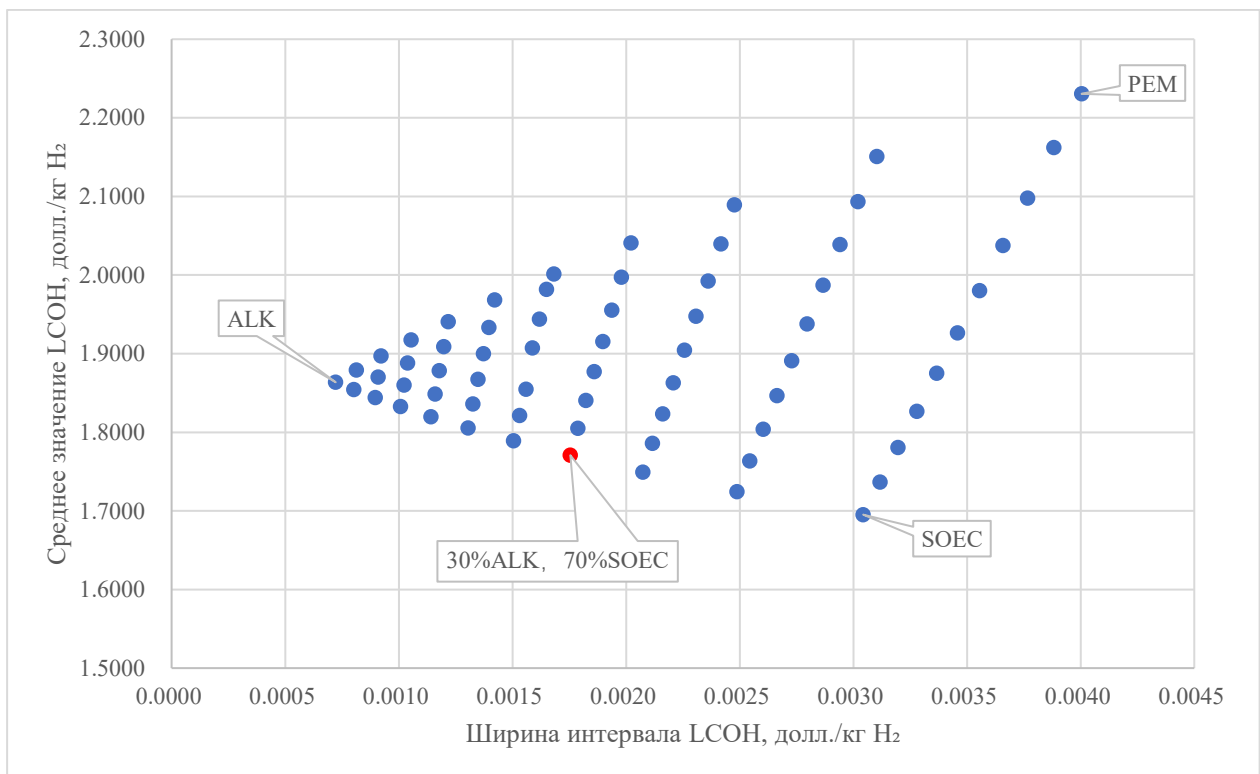


Рисунок 26 – Сравнение технологий производства водорода (2030 г.)
(составлено автором)

В нижней части пространства «уровень затрат – неопределённость» формируется непрерывное множество точек, соответствующих технологическим комбинациям ALK и SOEC, расположенных на относительно малом расстоянии от структурной опорной точки. Это свидетельствует о возникновении области компромиссных технологических конфигураций, в рамках которой снижение

среднего уровня затрат сопровождается увеличением чувствительности экономических результатов к изменениям условий реализации.

При предположении равной значимости показателей уровня затрат и чувствительности экономических результатов конфигурация, включающая около 30% технологии ALK и 70% технологии SOEC, располагается на минимальном расстоянии от структурной опорной точки в рассматриваемом пространстве оценки. Данная конфигурация интерпретируется как структурно сбалансированная технологическая комбинация для заданного сценария, отражающая согласование между снижением приведённых удельных затрат на производство водорода и ростом чувствительности экономических результатов.

Полученные графические результаты показывают, что при прогнозных технических параметрах 2030 года характер технологического выбора смещается от однотехнологического доминирования к состоянию структурного компромисса между уровнем затрат и чувствительностью экономических результатов.

Выявление структурно сбалансированной технологической конфигурации на основе сочетание технологий ALK и SOEC в прогнозном сценарии 2030 года указывает на принципиальное изменение характера технологического выбора по сравнению с предыдущими этапами. В этих условиях дальнейший анализ требует уточнения факторов, влияющих на выявленного структурного компромисса. Поскольку для технологий производства водорода уровень затрат в значительной степени определяется ценами на электроэнергию, целесообразным представляется отдельное рассмотрение поведения сочетаний ALK–SOEC при различных ценовых сценариях.

На рисунке 27 показано влияние различных уровней цен на электроэнергию на результаты экономической оценки сочетаний технологий ALK–SOEC при прогнозных технических параметрах 2030 года. На графике представлено распределение отдельных технологических решений и их сочетания в пространстве «уровень затрат – неопределённость» при поэтапном снижении цены электроэнергии с 60 до 10 €/MWh, что позволяет проанализировать влияние изменения внешних ценовых условий на характер технологического выбора.

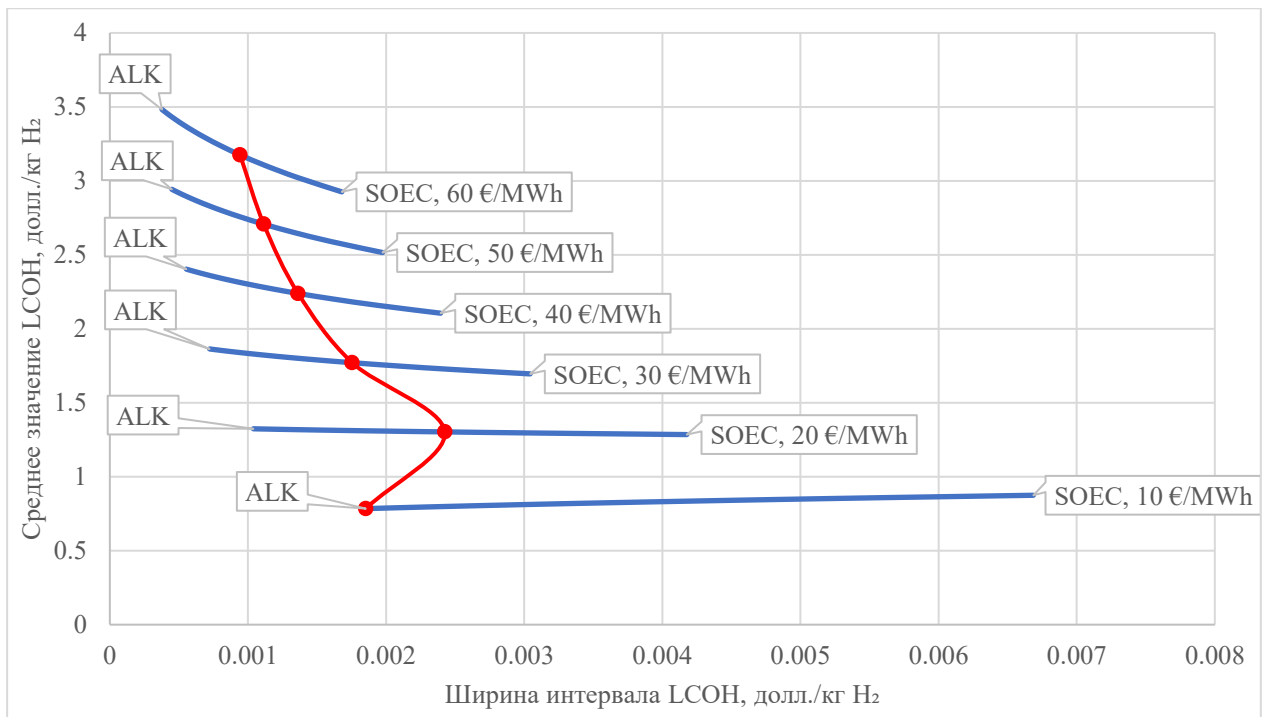


Рисунок 27 – Изменение оптимального сочетания технологий ALK–SOEC при различных уровнях цен на электроэнергию (прогнозные технические параметры 2030 г.) (составлено автором)

Анализ полученных результатов показывает, что в достаточно широком диапазоне цен на электроэнергию (60–20 €/MWh) структурно сбалансированное решение сохраняется в области смешанных сочетаний технологий ALK и SOEC, при этом соотношение технологий изменяется незначительно. Это указывает на относительную стабильность выявленной технологической конфигурации по отношению к изменению цен на электроэнергию в рамках прогнозных технических условий 2030 года.

При дальнейшем снижении цены электроэнергии до низкого уровня (10 €/MWh) характер технологического выбора изменяется: структурно сбалансированная конфигурация вырождается в однотехнологическое решение, соответствующее использованию исключительно технологии ALK. Данная ситуация отражает условия, при которых повышение энергетической эффективности технологии SOEC оказывается недостаточным для компенсации её более высокой чувствительности экономических результатов и особенностей стоимостной структуры (таблице 23).

Таблица 23 – Влияние уровня цен на электроэнергию на оптимальное сочетание технологий производства водорода (составлено автором)

Цена электроэнергии, €/MWh	Оптимальное сочетание технологий
60	29,85% ALK + 70,15 % SOEC
50	29,94 % ALK + 70,06 % SOEC
40	30,07 % ALK + 69,93 % SOEC
30	30,28% ALK + 69,72 % SOEC
20	30,62 % ALK + 69,38 % SOEC
10	100 % ALK

Полученные результаты свидетельствуют о том, что при прогнозных технических параметрах 2030 года характер технологического выбора в зависимости от уровня цен на электроэнергию носит интервальный характер. При средних и высоких ценах на электроэнергию экономически обоснованным является формирование многосочетаний технологий, тогда как при существенном снижении цен структура выбора может вновь вырождаться в однотехнологическую конфигурацию. Проведённый анализ подтверждает применимость предложенного методического подхода для выявления как технологического доминирования, так и областей структурного компромисса при изменении внешних условий реализации.

Сформированный на основе интервальной оценки BD-LCOH двухпараметрический метод анализа сочетаний технологий обеспечивает получение экономически интерпретируемых и дифференцированных результатов при различных уровнях технологической зрелости и ценовых сценариях на энергетические ресурсы.

В зависимости от конкретных условий реализации проекта метод выявляет различные структуры технологического выбора. В одних случаях решение вырождается в использование одной технологии, в других — формируется область рациональных сочетаний технологий, внутри которой идентифицируется структурно сбалансированная конфигурация, отражающая согласование между уровнем затрат и чувствительностью экономических результатов.

Таким образом, предлагаемый методический подход ориентирован не на подтверждение универсального превосходства отдельной технологии, а на выявление экономически обоснованной структуры производства водорода в заданных условиях реализации. Использование бинарного дисконтирования и

интервальной оценки приведённых удельных затрат на производство водорода формирует воспроизводимую и интерпретируемую аналитическую основу для анализа проектов производства водорода при вариативности внешних условий.

3.5 Выводы по Главе 3

В данной главе выполнено теоретическое обоснование и математическое описание применения бинарного дисконтирования при оценке приведённых удельных затрат на производство водорода в проектах водородной энергетики. На этой основе разработан и реализован усовершенствованный способ расчёта указанных затрат BD-LCOH. В отличие от традиционной модели LCOH, использующей единую ставку дисконтирования, данный подход предусматривает раздельное дисконтирование стоимостных и производственных компонентов расчёта. Это позволяет избежать методологических искажений, возникающих тогда, когда воздействие неопределённости на все элементы показателя рассматривается как одинаковое.

Применение бинарного дисконтирования приводит к получению экономически обоснованного интервала значений LCOH для заданной технологии либо их сочетания. Такой интервал отражает диапазон возможных экономических результатов при различных предположениях относительно условий реализации проекта и тем самым позволяет перейти от точечной оценки приведённых удельных затрат на производство водорода к анализу изменчивости результата при варьировании параметров реализации.

Расчёты, выполненные для пяти типовых технологических маршрутов — щелочного электролиза, электролиза с протонообменной мембраной, твёрдооксидного электролиза, парового риформинга и парового риформинга с улавливанием и хранением CO₂, — показали, что традиционная модель LCOH склонна к систематическому смещению оценки удельных затрат, особенно в случае капиталоемких технологий. Использование бинарной модели, напротив, позволяет получать интервал значений, который точнее отражает структуру стоимостных параметров и их чувствительность к изменению расчётных предпосылок. Для технологий SMR и SMR+CCUS характерны сравнительно узкие интервалы LCOH,

тогда как для PEM и SOEC они заметно шире, что связано с более высокой чувствительностью экономических результатов этих технологий к условиям реализации.

При апробации предложенного подхода на примере пилотного проекта по производству 20 тыс. т водорода в г. Куча (Синьцзян, КНР) подтверждена его практическая применимость. Были рассмотрены два варианта реализации проекта, различающиеся структурой энергоснабжения. Расчёты показали, что в рамках традиционной модели LCOH граница предпочтительности вариантов задаётся точечным значением ставки дисконтирования, тогда как бинарная модель формирует интервал, внутри которого однозначное сравнение отсутствует. Анализ структуры показателя LCOH показывает, что в данном случае неопределённость в большей степени сосредоточена в стоимостной составляющей, тогда как объём производства остаётся сравнительно стабильным. Именно это придаёт интервалу BD-LCOH направленный характер и делает его экономически интерпретируемым. Полученные результаты согласуются с фактической практикой реализации проекта.

Специфика показателя LCOH как отношения приведённых затрат к приведённому объёму производства создаёт дополнительные методологические преимущества для применения бинарного дисконтирования по сравнению с его использованием в интегральных инвестиционных показателях. Относительная устойчивость производственного компонента и концентрация чувствительности в стоимостной части дают возможность рассматривать интервал BD-LCOH не как неопределённую область без внутренней структуры, а как упорядоченное пространство экономических состояний.

Для интерпретации интервальных результатов в работе предложено использовать два интегральных показателя: середину интервала LCOH, характеризующую средний уровень приведённых удельных затрат на производство водорода, и ширину интервала, отражающую чувствительность экономических результатов к изменению условий реализации. За счёт этого формальный интервальный результат переводится в аналитически интерпретируемую систему показателей.

Использование указанных характеристик сформировало методологическую основу для сравнительного анализа технологий в проектах водородной энергетики. При выраженном доминировании одной технологии по обоим показателям рациональный выбор сводится к однотехнологической конфигурации. По мере технологического развития и сближения экономических характеристик различных технологий возникает ситуация структурного компромисса, при которой целесообразно рассматривать их сочетания.

Тем самым бинарное дисконтирование в сочетании с интервальной интерпретацией показателя LCOH выступает инструментом не только экономической оценки отдельных технологий, но и анализа структуры технологического выбора в многоальтернативной среде. Полученные результаты показывают, что предложенный подход позволяет перейти от точечной оценки приведённых удельных затрат на производство водорода к более структурированному анализу затрат и их чувствительности к условиям реализации, расширяя аналитические возможности обоснования выбора технологий в сфере водородной энергетики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация посвящена совершенствованию методических основ экономической оценки и выбора технологий в проектах производства водорода в условиях высокой капиталоемкости и неопределённости. Для проектов такого типа характерны значительный объём первоначальных вложений, длительный жизненный цикл, отсутствие единой системы ценообразования и высокая чувствительность к технологическим и энергетическим параметрам, что заметно ограничивает возможности применения традиционных подходов к экономической оценке на отраслевом уровне. Вместе с тем широко используемый показатель LCOH, сохраняя практическую значимость, обладает внутренними методологическими ограничениями, которые ведут к систематическому завышению оценки приведённых удельных затрат на производство водорода.

В работе бинарное дисконтирование адаптировано к расчёту показателя LCOH. Использование различных ставок дисконтирования для отдельных элементов расчёта позволяет учитывать неодинаковый характер неопределённости в проектах производства водорода, прежде всего связанный с возможным превышением фактических затрат по сравнению с плановыми и со снижением фактического объёма производства относительно расчётного уровня. За счёт этого становится возможен переход от точечной оценки приведённых удельных затрат на производство водорода к интервальному представлению результатов. Интервальная форма LCOH создаёт методическую основу для последующего сравнительного и сценарного анализа. Результаты теоретических расчётов и проверка на материале реального проекта подтверждают применимость предложенного подхода к оценке приведённых удельных затрат на производство водорода и его практическую реализуемость.

На основе разработанного инструмента BD-LCOH в работе сформирован методический подход к обоснованию выбора технологий в проектах производства водорода. Этот подход ориентирован не на установление универсального превосходства отдельных технологий, а на анализ экономической целесообразности их выбора и сочетания в условиях сосуществования альтернатив

и изменения внешних параметров. Он учитывает как уровень удельных затрат, так и диапазон возможных результатов экономической оценки, что позволяет получать экономически интерпретируемые и практически применимые выводы о выборе технологий на различных этапах развития водородной энергетики.

В результате выполненного исследования получены следующие основные научные результаты и положения, обладающие элементами научной новизны:

1. Уточнены методологические границы применимости классического показателя LCOH в проектах производства водорода. Показано, что использование единой ставки дисконтирования в условиях высокой доли капитальных затрат и длительного жизненного цикла приводит к систематическим искажениям в оценке приведённых удельных затрат на производство водорода и снижает аналитическую ценность данного показателя для целей отраслевого анализа.

2. Разработан метод экономической оценки приведённых удельных затрат на производство водорода BD-LCOH на основе бинарного дисконтирования. Предложенный метод сохраняет концептуальную основу показателя LCOH и одновременно расширяет её за счёт более корректного учёта различий в характере неопределённости затратной и производственной частей проекта, что повышает достоверность получаемой оценки.

3. Обоснована практическая применимость бинарного подхода к оценке проектов производства водорода. Выполненные расчёты и проверка на реальном проекте показали, что применение BD-LCOH позволяет устранить систематическое завышение затрат, характерное для классического подхода, и получить результаты, согласующиеся с фактической практикой реализации проектов.

4. На базе модели BD-LCOH разработан метод выбора технологий и допустимых сочетаний технологий в проектах производства водорода. Метод основан на совместном учёте уровня LCOH и интервала значений LCOH, что позволяет различать ситуации однотехнологического доминирования и технологического компромисса, формируя экономически обоснованные решения в зависимости от условий реализации проекта.

Перспективы дальнейших исследований связаны со следующими направлениями:

— интеграция модели с методами оптимизации конфигурации энергосистем «ВИЭ + электролиз»;

— оценка влияния различных режимов государственной поддержки и налоговых механизмов на интервал затрат на производство водорода;

— применение BD-подхода к анализу проектов по хранению водорода, производству аммиака и синтетических энергоносителей.

Развитие указанных направлений может усилить методическую базу оценки инвестиционных проектов в сфере водородной энергетики и расширить практическое применение разработанной модели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галевский, С. Г. Водородная энергетика в Китае: состояние, тенденции, перспективы / С. Г. Галевский, Х. Цянь // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2024. – Т. 14, № 9-1. – С. 264–277. – EDN VHZIPH.
2. Галевский, С. Г. Инвестиционная оценка водородных проектов в условиях неопределённых цен / С. Г. Галевский, Х. Цянь // Инновации: от теории к практике : сборник научных статей X Международной научно-практической конференции, Брест, 30–31 октября 2025 года. – Брест : Издательство Брестского государственного технического университета, 2025. – Ч. 1. – С. 214–220 – ISBN 978-985-493-679-6.
3. Цянь, Х. Структурные ограничения модели затрат на производство водорода (LCOH) в проектах водородной энергетике / Х. Цянь, С. Г. Галевский // Инновации и инвестиции. – 2025. – № 7. – С. 455–459. – EDN TRBDEE.
4. Цянь, Х. Производство водорода в Китае: тенденции и перспективы / Х. Цянь // Менеджмент, экономика, этика, технология – MEET 2024 : сборник статей X Международной конференции, Санкт-Петербург, 10–11 октября 2024 года. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, 2025. – С. 170–174. – EDN HIAVPY.
5. Цянь, Х. Сравнительный анализ LCOH в проектах зеленого и голубого водорода / Х. Цянь // Современная экономика и право: опыт теоретического и эмпирического анализа : сборник статей IX Международной научно-практической конференции, Петрозаводск, 17 сентября 2025 года. – Петрозаводск : МЦНП «Новая Наука», 2025. – С. 47–56. – EDN VFYTPB.
6. Ademollo, A. An Up-to-Date Perspective of Levelized Cost of Hydrogen for PV-Based Grid-Connected Power-to-Hydrogen Plants across All Italy / A. Ademollo, M. Calabrese, C. Carcasci. // Applied Energy. – 2025. – Vol. 379. – Article 124958. – DOI 10.1016/j.apenergy.2024.124958
7. Aditiya, H. B. Prospect of Hydrogen Energy in Asia-Pacific: A Perspective Review on Techno-Socio-Economy Nexus / H. B. Aditiya, M. Aziz. // International

Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – Vol. 46. – P. 35027–35056. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.08.070

8. Ajanovic, A. The Economics and the Environmental Benignity of Different Colors of Hydrogen / A. Ajanovic, M. Sayer, R. Haas. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2022. – Vol. 47. – P. 24136–24154. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.02.094

9. Akimoto, K. Climate Change Mitigation Measures for Global Net-Zero Emissions and the Roles of CO₂ Capture and Utilization and Direct Air Capture / K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, H. Kanaboshi, Y. Nakano. // Energy and Climate Change. – 2021. – Vol. 2. – Article 100057. – DOI 10.1016/j.egycc.2021.100057

10. Alamri, F. S. A Hybrid Entropy-Based Economic Evaluation of Hydrogen Generation Techniques Using Multi-Criteria Decision Making / F. S. Alamri, M. H. Saeed, M. Saeed. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 49. – P. 711–723. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.10.324

11. Brown, A. China's Nascent Green Hydrogen Sector: How Policy, Research and Business Are Forging / A. Brown, N. Grünberg. – 2022.

12. Aloini, D. A Multi-Objective Methodology for Evaluating the Investment in Building-Integrated Hybrid Renewable Energy Systems / D. Aloini, R. Dulmin, V. Mininno [et al.]. // Journal of Cleaner Production. – 2021. – Vol. 329. – Article 129780. – DOI 10.1016/j.jclepro.2021.129780

13. Aminaho, E. N. Techno-Economic Assessments of Electrolyzers for Hydrogen Production / E. N. Aminaho, N. S. Aminaho, F. Aminaho. // Applied Energy. – 2025. – Vol. 399. – Article 126515. – DOI 10.1016/j.apenergy.2025.126515

14. Aminudin, M. A. An Overview: Current Progress on Hydrogen Fuel Cell Vehicles / M. A. Aminudin, S. K. Kamarudin, B. H. Lim [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023. – Vol. 48. – P. 4371–4388. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.10.156

15. Andrade, J. V. B. de. Perspective under Uncertainty and Risk in Green Hydrogen Investments: A Stochastic Approach Using Monte Carlo Simulation / J. V. B.

de Andrade, V. B. F. da Costa, B. D. Bonatto [et al.]. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2024. – Vol. 49. – P. 385–404. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.08.253

16. Asghari, M. Strategic Analysis of Hydrogen Market Dynamics across Collaboration Models / M. Asghari, H. Afshari, M. Y. Jaber, C. Searcy. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2025. – Vol. 208. – Article 115001. – DOI 10.1016/j.rser.2024.115001

17. Ashari, P. A. Pathways to the Hydrogen Economy: A Multidimensional Analysis of the Technological Innovation Systems of Germany and South Korea / P. A. Ashari, H. Oh, C. Koch. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2024. – Vol. 49. – P. 405–421. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.08.286

18. Damodaran, A. Equity Risk Premiums (ERP), Betas and Other Market Data / A. Damodaran // NYU Stern School of Business : website. – URL: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> (дата обращения: 23.09.2025). – Текст : электронный.

19. Back, C. Green Hydrogen from Renewable Surplus: Production and Storage Potential in Spain's 2040 Energy Horizon / C. Back, L. González-Morán, A. Iranzo. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2025. – Vol. 140. – P. 2–10. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2025.05.221

20. Bellocchi, S. Assessing the Effectiveness of Hydrogen Pathways: A Techno-Economic Optimisation within an Integrated Energy System / S. Bellocchi, P. Colbertaldo, M. Manno, B. Nastasi. // *Energy*. – 2023. – Vol. 263. – Article 126017. – DOI 10.1016/j.energy.2022.126017

21. Bernat, R. Review of AEM Electrolysis Research from the Perspective of Developing a Reliable Model / R. Bernat, J. Milewski, O. Dybinski, A. Martsinchyk, P. Shuhayeu. // *Energies*. – 2024. – Vol. 17. – Article 5030. – DOI 10.3390/en17205030

22. Bethoux, O. Hydrogen Fuel Cell Road Vehicles: State of the Art and Perspectives / O. Bethoux. // *Energies*. – 2020. – Vol. 13. – Article 5843. – DOI 10.3390/en13215843

23. Bhandari, R. Hydrogen as Energy Carrier: Techno-Economic Assessment of Decentralized Hydrogen Production in Germany / R. Bhandari, R. R. Shah. // *Renewable Energy*. – 2021. – Vol. 177. – P. 915–931. – DOI 10.1016/j.renene.2021.05.14
24. Bloom Energy. An Efficient Electrolyzer for Clean Hydrogen // Bloom Energy : website. – URL: <https://www.bloomenergy.com/bloomelectrolyzer/> (дата обращения: 28.05.2025). – Текст : электронный.
25. BloombergNEF. Hydrogen Economy Outlook: Key Messages. – New York ; London : BloombergNEF, 2020.
26. BloombergNEF. Clean Energy Ministerial Factbook 2024 / BloombergNEF, Clean Energy Ministerial. – New York ; London, 2024.
27. Boretti, A. Production of Hydrogen for Export from Wind and Solar Energy, Natural Gas, and Coal in Australia / A. Boretti. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2020. – Vol. 45. – P. 3899–3904. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2019.12.080
28. Bracci, J. M. A Cost Comparison of Various Hourly-Reliable and Net-Zero Hydrogen Production Pathways in the United States / J. M. Bracci, E. D. Sherwin, N. L. Boness, A. R. Brandt. // *Nature Communications*. – 2023. – Vol. 14. – Article 7391. – DOI 10.1038/s41467-023-43137-x
29. Brandt, J. Cost and Competitiveness of Green Hydrogen and the Effects of the European Union Regulatory Framework / J. Brandt, T. Iversen, C. Eckert [et al.]. // *Nature Energy*. – 2024. – Vol. 9. – P. 703–713. – DOI 10.1038/s41560-024-01511-z
30. Bui, T. Techno-Economic Analysis of High-Power Solid Oxide Electrolysis Cell System / T. Bui, D. Lee, K. Y. Ahn, Y. S. Kim. // *Energy Conversion and Management*. – 2023. – Vol. 278. – Article 116704. – DOI 10.1016/j.enconman.2023.116704
31. Camacho, M. de las N. Hydrogen Fuel Cell Heavy-Duty Trucks: Review of Main Research Topics / M. de las N. Camacho, D. Jurburg, M. Tanco. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2022. – Vol. 47. – P. 29505–29525. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.06.271
32. Cao, J. Current Status of Hydrogen Production in China / J. Cao, W. Zhang, Y. Li [et al.]. // *Progress in Chemistry*. – 2021. – Vol. 33. – P. 2215–2244. – DOI 10.7536/PC201128

33. Bernuy-Lopez, C. Electrolysis Technologies and LCOH: Current State and Prospects for 2030 / C. Bernuy-Lopez // Hydrogen Tech World : website. – URL: <https://hydrogentechworld.com/electrolysis-technologies-and-lcoh-current-state-and-prospects-for-2030> (дата обращения: 26.02.2026). – Текст : электронный.

34. Century New Energy Network. Repeated Controversies! What Is Really Going On with Sinopec's Kuqa Project? // NE21.com : website. – URL: <https://www.ne21.com/news/show-201933.html> (дата обращения: 24.09.2025). – Текст : электронный.

35. Chai, S. Industrial Hydrogen Production Technology and Development Status in China: A Review / S. Chai, G. Zhang, G. Li, Y. Zhang. –// Clean Technologies and Environmental Policy. – 2021. – Vol. 23. – P. 1931–1946. DOI 10.1007/s10098-021-02089-w

36. Chai, S. Industrial Hydrogen Production Technology and Development Status in China: A Review / S. Chai, G. Zhang, G. Li, Y. Zhang. –// Clean Technologies and Environmental Policy. – 2021. – Vol. 23. – P. 1931–1946. DOI 10.1007/s10098-021-02089-w

37. Lei, C. Key Technologies and Development Status of Hydrogen Energy Utilization under the Background of Carbon Neutrality / C. Lei, T. Li. // Power Generation Technology. – 2021. – Vol. 42. – P. 207–217. – DOI 10.12096/j.2096-4528.pgt.20015

38. Cheng, W. How Green Are the National Hydrogen Strategies? / W. Cheng, S. Lee. // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Article 1930. – DOI 10.3390/su14031930

39. China Economic Net. 2023 Average RMB Exchange Rate: 7.0467 Yuan per US Dollar // China Economic Net : website. – URL: http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/202402/29/t20240229_38916327.shtml (дата обращения: 24.09.2025). – Текст : электронный.

40. Clean Hydrogen Partnership. Cost of Hydrogen Production // European Hydrogen Observatory : website. – URL: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production> (дата обращения: 30.09.2025). – Текст : электронный.

41. Costanza, R. Pluralistic Discounting Recognizing Different Capital Contributions: An Example Estimating the Net Present Value of Global Ecosystem Services / R. Costanza, I. Kubiszewski, N. Stoeckl, T. Kompas. // *Ecological Economics*. – 2021. – Vol. 183. – Article 106961. – DOI 10.1016/j.ecolecon.2021.106961
42. Curcio, E. Hydrogen Production Costs: Analyzing LCOH, LCOE, and Market Implications / E. Curcio. // *SSRN Electronic Journal*. – 2025. – DOI 10.2139/ssrn.5121769
43. Debang Securities. Industry Report on Hydrogen Energy (Series IV): “Green Hydrogen — An Ocean of Stars, Growth in Electrolyzer Production Expected”. – Shanghai : Debang Securities, 2023.
44. De-León Almaraz, S. Identifying Social Aspects Related to the Hydrogen Economy: Review, Synthesis, and Research Perspectives / S. De-León Almaraz, T. Kocsis, C. Azzaro-Pantel, Z. O. Szántó. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2024. – Vol. 49. – P. 601–618. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.10.043
45. Centrum für Europäische Politik (CEP). EU Hydrogen Strategy – CepPolicyBrief. – Freiburg ; Berlin : CEP, 2020.
46. European Commission. A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe. – Brussels : European Commission, 2020.
47. European Hydrogen Observatory. Renewable Hydrogen Production via Electrolysis: State-of-the-Art and Future Prospects. – 2025.
48. Fan, J. L. A Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) Comparison of Coal-to-Hydrogen with CCS and Water Electrolysis Powered by Renewable Energy in China / J. L. Fan, P. Yu, K. Li [et al.]. // *Energy*. – 2022. – Vol. 242. – Article 123003. – DOI 10.1016/j.energy.2021.123003
49. Fetisov, V. Regulation and Impact of VOC and CO₂ Emissions on Low-Carbon Energy Systems Resilient to Climate Change: A Case Study on an Environmental Issue in the Oil and Gas Industry / V. Fetisov, A. M. Gonopolsky, H. Davardoost [et al.]. // *Energy Science & Engineering*. – 2023. – Vol. 11. – P. 1516–1535. – DOI 10.1002/ese3.1383

50. Fregonara, E. The Discount Rate in the Evaluation of Project Economic-Environmental Sustainability / E. Fregonara, D. G. Ferrando. // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – DOI 10.3390/su15032467

51. Galevskii, S. G. A Binary Model of Discounting Cash Flows to Correct Risk Assessment for Real Assets Evaluation / S. G. Galevskii. // Вестник Томского государственного университета. Экономика. – 2020. – № 49. – p. 122–140. – DOI 10.17223/19988648/49/9

52. Galevskiy, S. A Binary Discounting Method for Economic Evaluation of Hydrogen Projects: Applicability Study Based on Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) / S. Galevskiy, **H. Qian** // Energies. – 2025. – Vol. 18, № 14 – Article 3839. – 15 p. DOI 10.3390/en18143839

53. Galevskiy, S. G. Developing and Validating Comprehensive Indicators to Evaluate the Economic Efficiency of Hydrogen Energy Investments / S. G. Galevskiy, **H. Qian** // Operational Research in Engineering Sciences: Theory and Applications. – 2024. – Vol. 7, Issue 3 – P. 188–207. – DOI 10.5281/zenodo.15093154

54. Gao, X. Research on the Coordinated Development Capacity of China's Hydrogen Energy Industry Chain / X. Gao, R. An. // Journal of Cleaner Production. – 2022. – Vol. 377. – Article 134177. – DOI 10.1016/j.jclepro.2022.134177

55. Gatto, A. An Exemplary Subsidization Path for the Green Hydrogen Economy Uptake: Rollout Policies in the United States and the European Union / A. Gatto, E. R. Sadik-Zada, T. Lohoff [et al.]. // Journal of Cleaner Production. – 2024. – Vol. 440. – Article 140757. – DOI 10.1016/j.jclepro.2024.140757

56. Gerloff, N. Comparative Life-Cycle-Assessment Analysis of Three Major Water Electrolysis Technologies While Applying Various Energy Scenarios for a Greener Hydrogen Production / N. Gerloff. // Journal of Energy Storage. – 2021. – Vol. 43. – Article 102759. – DOI 10.1016/j.est.2021.102759

57. Ginsberg, M. J. Minimizing the Cost of Hydrogen Production through Dynamic Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer Operation / M. J. Ginsberg, M. Venkatraman, D. V. Esposito, V. M. Fthenakis. // Cell Reports Physical Science. – 2022. – Vol. 3. – Article 100935. – DOI 10.1016/j.xcrp.2022.100935

58. Gong, X. China's Emerging Hydrogen Economy: Policies, Institutions, Actors / X. Gong, R. Quitzow, A. Boute. // RIFS Study. – 2023. – DOI 10.48481/rifs.2023.001
59. Gordon, J. A. Necessary and Sufficient Conditions for Deploying Hydrogen Homes: A Consumer-Oriented Perspective / J. A. Gordon, N. Balta-Ozkan, A. Haq, S. A. Nabavi. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 69. – P. 982–1021. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.04.352
60. Guillotin, A. Hydrogen Subsidies under Three Pillar-Frameworks: A Europe-United States Multi-Stakeholder Comparison / A. Guillotin, C. Bergaentzlé, V. Dussartre [et al.]. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2025. – Vol. 211. – Article 115284. – DOI 10.1016/j.rser.2024.115284
61. Gunasekar, P. Hydrogen as the Futuristic Fuel for the Aviation and Aerospace Industry – Review / P. Gunasekar, S. Manigandan, P. K. T. R. // Aircraft Engineering and Aerospace Technology. – 2021. – Vol. 93. – P. 410–416. – DOI 10.1108/AEAT-07-2020-0145
62. Khatib, H. The Discount Rate – A Tool for Managing Risk in Energy Investments / H. Khatib // IAEE Energy Forum. – 2015. – P. 9–10.
63. Hossain, Md. S. A Comprehensive Study of the Hydrogen Energy-Based Green Steel Industry in Bangladesh: Prospects and Challenges / Md. S. Hossain, F. Wasima, Md. S. I. K. Shawon [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – Vol. 135. – P. 316–338. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2025.05.041
64. Hu, G. A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap / G. Hu, C. Chen, H. T. Lu [et al.]. // Engineering. – 2020. – Vol. 6. – P. 1364–1380. – DOI 10.1016/j.eng.2020.04.016
65. Huang, J. Is China Ready for a Hydrogen Economy? Feasibility Analysis of Hydrogen Energy in the Chinese Transportation Sector / J. Huang, D. Lu, X. Huang [et al.]. // Renewable Energy. – 2024. – Vol. 223. – Article 119964. – DOI 10.1016/j.renene.2024.119964
66. Huang, Y. Hydrogen Energy Development in China: Potential Assessment and Policy Implications / Y. Huang, Y. Zhou, R. Zhong [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 49. – P. 659–669. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.10.176

67. Hydrogen Council; McKinsey & Company. Hydrogen Insights 2023. – 2023.
68. Hydrogen Council; McKinsey & Company. Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective. – Brussels, 2020.
69. Hydrogen Europe. Clean Hydrogen Production Pathways Report 2024. – Brussels, 2024.
70. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Climate Change 2023: Synthesis Report. Summary for Policymakers. – Geneva, 2023.
71. International Energy Agency (IEA). Global Hydrogen Review 2021. – Paris, 2021.
72. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2022. – 2022.
73. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2023. – Paris, 2023.
74. International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2024. – Paris, 2024.
75. International Renewable Energy Agency (IRENA). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. – Abu Dhabi, 2020.
76. International Renewable Energy Agency (IRENA). REMAP 2030: Renewable Energy Prospects for the Russian Federation. – Abu Dhabi, 2017.
77. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Power Generation Costs in 2023. – Abu Dhabi, 2024.
78. International Renewable Energy Agency. Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. – Abu Dhabi, 2022.
79. Ishaq, H. A Review on Hydrogen Production and Utilization: Challenges and Opportunities / H. Ishaq, I. Dincer, C. Crawford. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2022. – Vol. 47. – P. 26238–26264. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.11.149
80. Jang, D. Techno-Economic Analysis and Monte Carlo Simulation of Green Hydrogen Production Technology through Various Water Electrolysis Technologies / D. Jang, J. Kim, D. Kim [et al.]. // Energy Conversion and Management. – 2022. – Vol. 258. – Article 115499. – DOI 10.1016/j.enconman.2022.115499
81. Javanshir, N. Green Hydrogen and Wind Synergy: Assessing Economic Benefits and Optimal Operational Strategies / N. Javanshir, S. Pekkinen, A. Santasalo-Aarnio, S. Syri. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 83. – P. 811–

825. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.08.129 Jiang, L. An Ammonia–Hydrogen Energy Roadmap for Carbon Neutrality: Opportunity and Challenges in China / L. Jiang, X. Fu. // *Engineering*. – 2021. – Vol. 7. – P. 1688–1691. – DOI 10.1016/j.eng.2021.11.004

82. Jiang, L. Coal Decarbonization: A State-of-the-Art Review of Enhanced Hydrogen Production in Underground Coal Gasification / L. Jiang, D. Xue, Z. Wei [et al.]. // *Energy Reviews*. – 2022. – Vol. 1. – Article 100004. – DOI 10.1016/j.enrev.2022.100004

83. Tu, K. J. Prospects of a Hydrogen Economy with Chinese Characteristics / K. J. Tu. – Paris, 2020.

84. Kirchem, D. Power Sector Effects of Green Hydrogen Production in Germany / D. Kirchem, W. P. Schill. // *Energy Policy*. – 2023. – Vol. 182. – Article 113738. – DOI 10.1016/j.enpol.2023.113738

85. Kopp, M. Energiepark Mainz: Technical and Economic Analysis of the Worldwide Largest Power-to-Gas Plant with PEM Electrolysis / M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller [et al.]. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42. – P. 13311–13320. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2016.12.145

86. Kotowicz, J. Cost of Green Hydrogen / J. Kotowicz, O. Baszcieńska, K. Niesporek. // *Energies*. – 2024. – Vol. 17. – Article 4651. – DOI 10.3390/en17184651

87. Kuckshinrichs, W. Economic Analysis of Improved Alkaline Water Electrolysis / W. Kuckshinrichs, T. Ketelaer, J. C. Koj. // *Frontiers in Energy Research*. – 2017. – Vol. 5. – DOI 10.3389/fenrg.2017.00001

88. Le, P.-A. The Current Status of Hydrogen Energy: An Overview / P.-A. Le, V. D. Trung, P. L. Nguyen [et al.]. // *RSC Advances*. – 2023. – Vol. 13. – P. 28262–28287. – DOI 10.1039/D3RA05158G

89. Legala, A. Machine Learning Modeling for Fuel Cell-Battery Hybrid Power System Dynamics in a Toyota Mirai 2 Vehicle under Various Drive Cycles / A. Legala, M. Kubesh, V. R. Chundru [et al.]. // *Energy and AI*. – 2024. – Vol. 17. – Article 100415. – DOI 10.1016/j.egyai.2024.100415

90. Li, G. Techno-Economic Analysis of a Coal to Hydrogen Process Based on Ash Agglomerating Fluidized Bed Gasification / G. Li, Z. Liu, T. Liu [et al.]. // *Energy Conversion and Management*. – 2018. – Vol. 164. – P. 552–559.
91. Li, T. Impacts of Low-Carbon Targets and Hydrogen Production Alternatives on Energy Supply System Transition / T. Li, P. Liu, Z. Li. // *Processes*. – 2021. – Vol. 9. – Article 160. – DOI 10.3390/pr9010160
92. Li, Y. A Strategic Roadmap for Large-Scale Green Hydrogen Demonstration and Commercialisation in China / Y. Li, X. Shi, H. Phoumin. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2022. – Vol. 47. – P. 24592–24609. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.10.077
93. Li, Z. The Impact of Hydrogen Refueling Station Subsidy Strategy on China's Hydrogen Fuel Cell Vehicle Market Diffusion / Z. Li, W. Wang, M. Ye, X. Liang. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46. – P. 18453–18465. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.02.214
94. Li, Z. Development of Renewable Energy Multi-Energy Complementary Hydrogen Energy System (A Case Study in China): A Review / Z. Li, W. Zhang, R. Zhang [et al.]. // *Energy Exploration & Exploitation*. – 2020. – Vol. 2020. – P. 2099–2127. – DOI 10.1177/0144598720953512
95. Lin, D. The Multi-Wind Hydrogen Storage Alliance Participates in the Bidding Game in the Electricity Market / D. Lin, N. Zhang, Y. Liu [et al.]. // *Lecture Notes in Electrical Engineering*. – 2023. – Vol. 1030. – P. 241–254.
96. Liu, H. Comparative Techno-Economic Performance Analysis of Underground Coal Gasification and Surface Coal Gasification Based Coal-to-Hydrogen Process / H. Liu, W. Guo, S. Liu. // *Energy*. – 2022. – Vol. 258. – Article 125001. – DOI 10.1016/j.energy.2022.125001
97. Liu, W. Green Hydrogen Standard in China: Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen / W. Liu, Y. Wan, Y. Xiong. – Elsevier, 2021.
98. Liu, W. Green Hydrogen Standard in China: Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen / W. Liu, Y. Wan, Y. Xiong,

P. Gao. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2022. – Vol. 47. – P. 24584–24591. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.10.193

99. Liu, W. Design and Implementation of China Hydrogen Price Index System / W. Liu, Y. Wan, Y. Zhang, Q. Liu. // *Clean Energy*. – 2023. – Vol. 7. – P. 148–156. – DOI 10.1093/ce/zkad008

100. Liu, W. The Production and Application of Hydrogen in Steel Industry / W. Liu, H. Zuo, J. Wang [et al.]. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46. – P. 10548–10569. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.12.123

101. Lotrič, A. Life-Cycle Assessment of Hydrogen Technologies with the Focus on EU Critical Raw Materials and End-of-Life Strategies / A. Lotrič, M. Sekavčnik, I. Kuštrin, M. Mori. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2021. – Vol. 46. – P. 10143–10160. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.06.190

102. Ma, N. Large Scale of Green Hydrogen Storage: Opportunities and Challenges / N. Ma, W. Zhao, W. Wang [et al.]. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2024. – Vol. 50. – P. 379–396. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.09.021

103. Villarreal, Vives A. Techno-Economic Analysis of Large-Scale Green Hydrogen Production and Storage / A. Villarreal Vives, R. Wang, S. Roy, A. Smallbone. // *Applied Energy*. – 2023. – Vol. 346. – Article 121333. – DOI 10.1016/j.apenergy.2023.121333

104. Marin, E. A. Economic Evaluation of Projects for Development of Raw Hydrocarbons Fields in the Conditions of the Northern Production Areas Using Binary and Reverting Discounting / E. A. Marin, T. V. Ponomarenko, N. V. Vasilenko, S. G. Galevskiy. // *Север и рынок*. – 2022. – № 25. – С. 144–157. – DOI 10.37614/2220-802X.3.2022.77.010

105. Marocco, P. Design of Hydrogen Production Systems Powered by Solar and Wind Energy / P. Marocco, M. Gandiglio, R. Cianella [et al.]. // *Energy Conversion and Management*. – 2024. – Vol. 314. – Article 118646. – DOI 10.1016/j.enconman.2024.118646

106. Marzouk, O. Expectations for the Role of Hydrogen and Its Derivatives in the Different Sectors through Analysis of the IEA-STEPS, IEA-NZE, IRENA-PES, and IRENA-1.5°C Scenarios. – 2025.

107. Marzouk, O. Expectations for the Role of Hydrogen and Its Derivatives in the Different Sectors // Gas Turbine World. – 2025.

108. Meinshausen, M. Realization of Paris Agreement Pledges May Limit Warming Just below 2 °C / M. Meinshausen, J. Lewis, C. McGlade [et al.]. – DOI 10.1038/s41586-022-04553-z // Nature. – 2022. – Vol. 604. – P. 304–309.

109. Midilli, A. A Comprehensive Review on Hydrogen Production from Coal Gasification / A. Midilli, H. Kucuk, M. E. Topal [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – Vol. 46. – P. 25385–25412. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2021.05.088

110. Mio, A. Sustainability Analysis of Hydrogen Production Processes / A. Mio, E. Barbera, A. Massi Pavan [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 54. – P. 540–553. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.06.122

111. Nami, H. Techno-Economic Analysis of Current and Emerging Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production / H. Nami, O. B. Rizvandi, C. Chatzichristodoulou [et al.]. // Energy Conversion and Management. – 2022. – Vol. 269. – Article 116162. – DOI 10.1016/j.enconman.2022.116162

112. National Development and Reform Commission (NDRC). Medium- and Long-Term Plan for the Development of the Hydrogen Energy Industry (2021–2035). – Beijing, 2022.

113. National Energy Administration of China. China Hydrogen Development Report 2025. – Beijing, 2025.

114. National Financial Regulatory Administration (NFRA). Government Bond Information. – URL: <https://www.nfra.gov.cn> (дата обращения: 07.10.2025). – Текст : электронный.

115. Navas-Angueta, Z. Revisiting the Role of Steam Methane Reforming with CO₂ Capture and Storage for Long-Term Hydrogen Production / Z. Navas-Angueta, D.

García-Gusano, J. Dufour, D. Iribarren. // *Science of the Total Environment*. – 2021. – Vol. 771. – Article 145432. – DOI 10.1016/j.scitotenv.2021.145432

116. Norouzi, N. Future of Hydrogen in Energy Transition and Reform / N. Norouzi. // *Journal of Chemical Letters*. – 2021. – Vol. 2. – P. 64–72. – DOI 10.22034/jchemlett.2021.301002.1036

117. Oni, A. O. Comparative Assessment of Blue Hydrogen from Steam Methane Reforming / A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa [et al.]. // *Energy Conversion and Management*. – 2022. – Vol. 254. – Article 115245. – DOI 10.1016/j.enconman.2022.115245

118. Oni, A. O. Comparative Assessment of Blue Hydrogen from Steam Methane Reforming / A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa [et al.]. // *Energy Conversion and Management*. – 2022. – Vol. 254. – Article 115245. – DOI 10.1016/j.enconman.2022.115245

119. Otaki, T. The Potential of Collaboration between India and Japan in the Hydrogen Sector / T. Otaki, R. Shaw. // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – Article 3596. – DOI 10.3390/en16083596

120. Pan, A. Application of Hydrogen Energy and Review of Current Conditions / A. Pan, J. Liu, Z. Liu [et al.]. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2020. – Vol. 526. – Article 012124. – DOI 10.1088/1755-1315/526/1/012124

121. Panigrahy, B. Green Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Renewable Energy Perspective / B. Panigrahy, K. Narayan, B. Ramachandra Rao. // *Materials Today: Proceedings*. – 2022. – Vol. 67. – P. 1310–1314. – DOI 10.1016/j.matpr.2022.09.254

122. Park, C. How Much Hydrogen Should Be Supplied in the Transportation Market? / C. Park, S. Lim, J. Shin, C.-Y. Lee. // *Technological Forecasting and Social Change*. – 2022. – Vol. 181. – Article 121750. – DOI 10.1016/j.techfore.2022.121750

123. Peng, T. Hydrogen in China / T. Peng, X. Xu, L. Wang, J. Dai. // *The Clean Hydrogen Economy and Saudi Arabia*. – 2024. – P. 259–278. – DOI 10.4324/9781003294290-11

124. Peng, T. Hydrogen in China: Crucial Opportunities for Transitioning to a Low-Carbon Economy / T. Peng, X. Xu, L. Wang. – 2024. – DOI 10.4324/9781003294290-11.

125. Pingkuo, L. Comparative Analysis on the Development Potential of Green Hydrogen Industry in China, the United States and the European Union / L. Pingkuo, G. Junqing. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2024. – Vol. 84. – P. 700–717. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.08.298

126. Pleshivtseva, Y. Comparative Analysis of Global Trends in Low Carbon Hydrogen Production towards the Decarbonization Pathway / Y. Pleshivtseva, M. Derevyanov, A. Pimenov, A. Rapoport. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2023. – Vol. 48. – P. 32191–32240. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.04.264

127. Ponomarenko, T. Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions / T. Ponomarenko, E. Marin, S. Galevskiy. // *Energies*. – 2022. – Vol. 15. DOI 10.3390/en15093103

128. Puig-Samper, G. Life-Cycle Assessment of Hydrogen Systems: A Systematic Review / G. Puig-Samper, E. Bargiacchi, D. Iribarren, J. Dufour. // *Journal of Cleaner Production*. – 2024. – Vol. 470. – Article 143330. – DOI 10.1016/j.jclepro.2024.143330

129. Ren, X. Challenges towards Hydrogen Economy in China / X. Ren, L. Dong, D. Xu, B. Hu. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2020. – Vol. 45. – P. 34326–34345. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2020.01.163

130. Rezaei, M. Levelised Cost of Dynamic Green Hydrogen Production: A Case Study / M. Rezaei, A. Akimov, E. M. A. Gray. // *Applied Energy*. – 2024. – Vol. 370. – Article 123645. – DOI 10.1016/j.apenergy.2024.123645

131. Rong, Y. Discount Rate of China's New Energy Power Industry / Y. Rong, X. Sun. // *Energy Engineering*. – 2021. – Vol. 119. – P. 315–329. – DOI 10.32604/EE.2022.015485

132. Saługa, P. Risk-Adjusted Discount Rate and Its Components for Onshore Wind Farms / P. Saługa, K. Zamasz, Z. Dacko-Pikiewicz [et al.]. // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – DOI 10.3390/en14206840

133. Serna, S. Multi-Criteria Decision-Making for Renewable Hydrogen Production Site Selection / S. Serna, T. Gerres, R. Cossent. // *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*. – 2023. – Vol. 10. – P. 119–129. – DOI 10.1007/s40518-023-00219-0

134. Shan, W. Challenges and Policy Suggestions on the Development of Hydrogen Economy in China / W. Shan, F.-F. Wang. // E3S Web of Conferences. – 2020. – Vol. 155. – Article 01011. – DOI 10.1051/e3sconf/202015501011

135. Sharpe, W. F. Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk / W. F. Sharpe. // The Journal of Finance. – 1964. – Vol. 19. – P. 425–442. – DOI 10.1111/j.1540-6261.1964.tb02865.x

136. Shen, J. The Role of Hydrogen in Iron and Steel Production / J. Shen, Q. Zhang, S. Tian [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 92. – P. 1409–1422. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.10.368

137. Shirizadeh, B. Towards a Resilient and Cost-Competitive Clean Hydrogen Economy / B. Shirizadeh, A. Ailleret, A. Guillon [et al.]. // Energy & Environmental Science. – 2023. – Vol. 16. – P. 6094–6109. – DOI 10.1039/D3EE02283H

138. Kumar, S. S. An Overview of Water Electrolysis Technologies for Green Hydrogen Production / S. S. Kumar, H. Lim. // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 13793–13813. – DOI 10.1016/j.egy.2022.10.127

139. Sinopec News Network. “Hydrogen” Opens the Future: Kuche Project Unfolds a New Chapter in Green Energy. – URL: <http://www.sinopecnews.com.cn> (дата обращения: 25.09.2025). – Текст : электронный.

140. Song, Y. International Hydrogen Energy Policy Summary and Chinese Policy Analysis / Y. Song, X. Zhang, S. Xu [et al.]. // Proceedings of IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration. – 2020. – P. 3552–3557.

141. Stangarone, T. South Korean Efforts to Transition to a Hydrogen Economy / T. Stangarone. // Clean Technologies and Environmental Policy. – 2021. – Vol. 23. – P. 509–516. – DOI 10.1007/s10098-020-01936-6

142. Tang, Y. Comparative Analysis of the Levelized Cost of Hydrogen Production from Fossil and Renewable Energy in China / Y. Tang, Y. Li. // Energy for Sustainable Development. – 2024. – Vol. 83. – Article 101588. – DOI 10.1016/j.esd.2024.101588

143. Terlouw, T. Large-Scale Hydrogen Production via Water Electrolysis / T. Terlouw, C. Bauer, R. McKenna, M. Mazzotti. // Energy & Environmental Science. – 2022. – Vol. 15. – P. 3583–3602. – DOI 10.1039/D2EE01023B

144. Ting, Z. High-Quality Development Research Tour: Visiting Aksu Hydrogen Project. – URL: <https://www.xinjiang.gov.cn> (дата обращения: 25.09.2025). – Текст : электронный.
145. Tubalinal, H. Levelized Cost of Green Hydrogen Production in the Philippines / H. Tubalinal [et al.]. // *Chemical Engineering Transactions*. – 2023. – Vol. 103. – P. 259–264. – DOI 10.3303/CET23103044
146. U.S. Department of Energy. Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis. – URL: <https://www.energy.gov> (дата обращения: 28.05.2025). – Текст : электронный.
147. U.S. Department of the Treasury. Daily Treasury Yield Curve Rates. – URL: <https://home.treasury.gov> (дата обращения: 26.06.2025). – Текст : электронный.
148. Ustolin, F. An Extensive Review of Liquid Hydrogen in Transportation / F. Ustolin, A. Campari, R. Taccani. // *Journal of Marine Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 10. – Article 1222. – DOI 10.3390/jmse10091222
149. van der Spek M. Perspective on the Hydrogen Economy as a Pathway to Net-Zero CO₂ Emissions in Europe / M. van der Spek, C. Banet, C. Bauer [et al.]. // *Energy & Environmental Science*. – 2022. – Vol. 15. – P. 1034–1077. – DOI 10.1039/D1EE02118D
150. Venizelou, V. The Effect of Carbon Price towards Green Hydrogen Power Generation / V. Venizelou, A. Poullikkas. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2025. – Vol. 211. – Article 115254. – DOI 10.1016/j.rser.2024.115254
151. Vergara-Fernández, M. Describing Model Relations: The Case of CAPM Family / M. Vergara-Fernández, C. Heilmann, M. Szymanowska. // *Studies in History and Philosophy of Science*. – 2023. – Vol. 97. – P. 91–100. – DOI 10.1016/j.shpsa.2022.12.002
152. Vivanco-Martín, B. Analysis of the European Strategy for Hydrogen / B. Vivanco-Martín, A. Iranzo. // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – DOI 10.3390/en16093866
153. Wang, H. Demand-Side Flexibilities in Low-Carbon Transition / H. Wang, J. Zhang, P. Wang [et al.]. // *Renewable Energy*. – 2025. – Vol. 242. – Article 122478. – DOI 10.1016/j.renene.2025.122478

154. Wang, Q. Hydrogen Production from Renewable Energy: Current Status, Prospects and Challenges. – 2024. – P. 231–252.

155. Wappler, M. Building the Green Hydrogen Market / M. Wappler, D. Unguder, X. Lu [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2022. – Vol. 47. – P. 33551–33570. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.07.253

156. Liu, W. Outlook of Low Carbon and Clean Hydrogen in China under the Goal of “Carbon Peak and Neutrality” / W. Liu, Y. Wang, Y. Xiong, J. Liu. // Energy Storage Science and Technology. – 2022. – Vol. 11. – P. 635–642. – DOI 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0385

157. Wilkinson, J. Review and Meta-Analysis of Recent Life Cycle Assessments of Hydrogen Production / J. Wilkinson, T. Mays, M. McManus. // Cleaner Environmental Systems. – 2023. – Vol. 9. – Article 100116. – DOI 10.1016/j.cesys.2023.100116

158. Wolf, N. Levelized Cost of Hydrogen Production in Northern Africa and Europe in 2050 / N. Wolf, M. A. Tanneberger, M. Höck. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 69. – P. 184–194. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.04.319

159. Wu, W. Hydrogen Energy and Utilization: Economic and Technological Perspectives / W. Wu, Y. Wang, H. Aloffaysan [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – Vol. 127. – P. 737–749. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2025.04.168

160. Xiang, P. Evaluation of LCOH of Conventional and Renewable Technologies / P. Xiang, K. Jiang, J. Wang [et al.]. // Applied Energy. – 2024. – Vol. 353. – Article 122086. – DOI 10.1016/j.apenergy.2023.122086

161. Xinhuanet. Xinjiang Kuche Green Hydrogen Demonstration Project. – URL: <http://www.news.cn> (дата обращения: 25.09.2025). – Текст : электронный.

162. Xinjiang Development and Reform Commission. Electricity Pricing Mechanism Regulations. – Urumqi, 2025.

163. Xu, D. How a Grid Company Could Enter the Hydrogen Industry through a New Business Model: A Case Study in China / D. Xu, Z. Liu, R. Shan [et al.]. // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – Article 4417. – DOI 10.3390/su15054417

164. Xu, S. Current Development and Prospect of Hydrogen Energy Technology in China / S. Xu. // *Journal of Beijing Institute of Technology*. – 2021. – DOI 10.15918/j.jbitss1009-3370.2021.3061
165. Huang, X. Economic Analysis of China's Large-Scale Hydrogen Energy Supply Chain / X. Huang, J. Lian, W. Shen, C. Ma. // *Southern Energy Construction*. – 2020. – Vol. 7. – DOI 10.16516/j.gedi.issn2095-8676.2020.02.001
166. Yan, X. Current Status and Economic Analysis of Green Hydrogen Energy Industry Chain / X. Yan, W. Zheng, Y. Wei, Z. Yan. // *Processes*. – 2024. – Vol. 12. – Article 315. – DOI 10.3390/pr12020315
167. Yang, B. The Economic Analysis for Hydrogen Production Cost towards Electrolyzer Technologies: Current and Future Competitiveness / B. Yang, R. Zhang, Z. Shao, C. Zhang. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2023. – Vol. 48. – P. 13767–13779. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.12.204
168. Yang, X. Breaking the Hard-to-Abate Bottleneck in China's Path to Carbon Neutrality with Clean Hydrogen / X. Yang, C. P. Nielsen, S. Song, M. B. McElroy. // *Nature Energy*. – 2022. – Vol. 7. – P. 955–965. – DOI 10.1038/s41560-022-01114-6
169. Yin, S. Challenges and Future Directions for Green Hydrogen Development / S. Yin. // *Academia Green Energy*. – 2025. – Vol. 2. – DOI 10.20935/AcadEnergy7564
170. Yusuf, N. Saudi Arabia's NEOM Project as a Testing Ground for Economically Feasible Planned Cities: Case Study / N. Yusuf, D. Abdulmohsen. // *Sustainability*. – 2022. – Vol. 15. – Article 608. – DOI 10.3390/su15010608
171. Zhang, C. Economic Competitiveness of Compact Steam Methane Reforming Technology for On-Site Hydrogen Supply: A Foshan Case Study / C. Zhang, P. Song, Y. Sui [et al.]. // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2022. – Vol. 47. – P. 32359–32371. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2022.07.149
172. Zhang, G. Overview of Hydrogen Storage and Transportation Technology in China / G. Zhang, Z. Jiang. // *Unconventional Resources*. – 2023. – Vol. 3. – P. 291–296. – DOI 10.1016/j.uncred.2023.07.001
173. Zhang, J. The CO₂ Emission Reduction Path towards Carbon Neutrality in the Chinese Steel Industry: A Review / J. Zhang, J. Shen, L. Xu, Q. Zhang. // *Environmental*

Impact Assessment Review. – 2023. – Vol. 99. – Article 107017. – DOI 10.1016/j.eiar.2022.107017

174. Zhang, Q. Policy Optimization of Hydrogen Energy Industry Considering Government Policy Preference in China / Q. Zhang, W. Chen, W. Ling. // Sustainable Production and Consumption. – 2022. – Vol. 33. – P. 890–902. – DOI 10.1016/j.spc.2022.08.017

175. Zhao, J. Development Trend and Prospect of Hydrogen Energy Industry in China / J. Zhao, Z. Jin, J. Gong [et al.]. – Springer, 2022. – P. 247–263.

176. Zhao, L. Recent Advances on Research of Electrolyzed Water and Its Applications / L. Zhao, S. Li, H. Yang. // Current Opinion in Food Science. – 2021. – Vol. 41. – P. 180–188. – DOI 10.1016/j.cofs.2021.03.004

177. Zheng, C. Review of Electric Hydrogen Production Technology Combined with Technology Maturity Analysis / C. Zheng, L. Zhang, Q. Li [et al.]. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2025. – Vol. 98. – P. 429–440. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.12.056

178. Zheng, L. Medium and Long-Term Hydrogen Production Technology Routes and Hydrogen Energy Supply Scenarios in Guangdong Province / L. Zheng, D. Zhao, W. Wang. // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 49. – P. 1–15. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.03.160

179. Zou, C. Industrial Status, Technological Progress, Challenges, and Prospects of Hydrogen Energy / C. Zou, J. Li, X. Zhang [et al.]. // Natural Gas Industry B. – 2022. – Vol. 9. – P. 427–447. – DOI 10.1016/j.ngib.2022.04.006

180. Zulfhazli, A. Systematic Review of the Techno-Economic Assessment of Various Hydrogen Production Methods of Power Generation / Zulfhazli, A. R. Keeley, S. Takeda, S. Managi. // Frontiers in Sustainability. – 2022. – Vol. 3. – Article 943145. – DOI 10.3389/frsus.2022.943145

181. Zun, M. T. Cost Projection of Global Green Hydrogen Production Scenarios / M. T. Zun, B. C. McLellan. // Hydrogen. – 2023. – Vol. 4. – P. 932–960. – DOI 10.3390/hydrogen4040055

Перевод с китайского языка на русский язык

Утверждено
Генеральный директор
Промышленный газ АйПиДжиЭс (Чэнду), Лтд (IPGS (Chengdu) Industrial Gas Co., Ltd.)
/подпись/ Чжао Фумин
Дата: 16 марта 2026 г.

Печать: /От имени и по поручению компании Промышленный газ АйПиДжиЭс (Чэнду), Лтд
Подпись уполномоченного/

**Справка
о применении (использовании) результатов исследований, проведённых в
аспирантской диссертации**

Цянь Хайдун

Научная специальность 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика

В составе комиссии:

Председатель – Генеральный директор Чжао Фумин

Члены комиссии: Исполнительный директор Ян Гуйтин. Финансовый директор Ху Сяолинь.

Настоящим подтверждаем, что аспирантская диссертация Цянь Хайдун «Экономическое обоснование оптимальной технологии производства водорода» используется в аналитической и технико-экономической деятельности компании Промышленный газ АйПиДжиЭс (Чэнду), Лтд в основном для исследований и оценки направлений, связанных с развитием водородной энергетики.

Применимые результаты включают в себя:

- Метод экономического обоснования выбора технологии производства водорода на основе показателя LCOH (удельные затраты на производство водорода) с использованием метода бинарного дисконтирования, который учитывает как затраты, так и неопределенности;
 - Метод расчета удельных затрат на производство водорода, основанный на бинарном дисконтировании, позволяет более точно отразить влияние риска на составляющие затрат;
 - Актуальные идеи по проведению сравнительного анализа различных технологий производства водорода в контексте изменений экономических и технических условий.
- Вышеуказанные результаты применяются следующим образом:
- При сравнительном анализе технологий производства водорода повышается научный и рациональный характер принятия решений.
 - При технико-экономическом анализе рассматривается влияние неопределенности ключевых параметров на результаты экономической оценки;
 - На основе затрат и результатов комплексного анализа стабильности улучшаются аналитические возможности для оценки направлений развития водородной энергетики;
 - Повышение качества поддержки при принятии решений в консультационной и аналитической работе компании, связанной с водородной энергетикой.
- Вышеуказанные результаты применяются компанией для анализа и технико-экономических исследований, связанным с направлением развития водородной энергетики.

Председатель комиссии: /подпись/ Чжао Фумин

Члены комиссии:

Исполнительный директор /подпись/ Ян Гуйтин

Финансовый директор /подпись/ Ху Сяолинь

Печать: /Промышленный газ АйПиДжиЭс (Чэнду), Лтд 5101215133692/

-----Конец перевода документа-----

Российская Федерация

Санкт-Петербург

Двадцать четвертого марта две тысячи двадцать шестого года

Я, Кузьмина Олеся Олеговна, временно исполняющая обязанности нотариуса нотариального округа Санкт-Петербург Бурчалкина Максима Львовича, свидетельствую подлинность подписи переводчика Масловой Анны Николаевны.

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

Зарегистрировано в реестре: № 78/356-н/78-2026-9-2728

Уплачено за совершение нотариального действия: 800 руб. 00 коп.



Олеся

О.О. Кузьмина



Итого в настоящем документе

Прошито и скреплено печатью

3 (три) листа

ВРИО НОТАРИУСА:

Олеся