

## ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ КАК ОДНО ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ ЕЕ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ (обзор)

© К. И. Якубсон

Институт проблем нефти и газа РАН,  
119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3  
E-mail: kris.yakubson@yandex.ru

Поступила в Редакцию 24 января 2022 г.  
После доработки 31 марта 2022 г.  
Принята к публикации 31 марта 2022 г.

*В обзоре рассмотрены современное состояние и перспективы использования водорода в различных отраслях мировой экономики: в промышленности (нефтеперерабатывающей, химической, сталелитейной, цементной), на транспорте (дорожном, железнодорожном, морском и авиационном), при производстве и распределении электрической и тепловой энергии как одно из эффективных направлений ее декарбонизации. Анализируются возможность и оценивается эффективность использования водорода, аммиака, метанола и синтетического керосина в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и газовых турбин в различных видах транспорта и при производстве электрической и тепловой энергии. Показана необходимость и рассматриваются различные способы длительного хранения водорода для снижения влияния на работу электрических сетей сезонной неравномерности производства электроэнергии, генерируемой возобновляемыми источниками энергии. Анализируются возможности различных способов утилизации CO<sub>2</sub>, образующегося при производстве водорода методом паровой конверсии метана, на промышленных предприятиях, использующих его для собственных нужд.*

Ключевые слова: водород; паровая конверсия метана; электролиз воды; эмиссия углекислого газа; декарбонизация экономики

DOI: 10.31857/S004446182203001X, EDN: DENFCG

### Введение

Масштабное использование водорода в различных отраслях мировой экономики является одним из основных направлений ее декарбонизации.<sup>1</sup> К концу 2021 г. правительства 19 стран и Европейская комиссия, представляющая согласованную позицию всех стран Европейского союза, опубликовали стра-

тегии (программы) развития водородных технологий и дорожные карты их реализации.<sup>2</sup> На эти цели они планируют инвестировать до 2030 г. 75 млрд \$. Еще 300 млрд \$ будет выделено промышленными компаниями для выполнения более 200 водородных проектов в различных регионах мира.<sup>3</sup> По оценке

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>2</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>3</sup> Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness February

Международного энергетического агентства (МЭА) (International Energy Agency, IEA), для достижения углеродной нейтральности мировой экономики к 2050 г. в развитие производства и использования водорода в ближайшие 10 лет необходимо инвестировать существенно большие средства — до 1200 млрд \$.<sup>1</sup> Спрос на водород постоянно растет. С 70-х годов прошлого столетия, когда под влиянием мирового нефтяного кризиса водород начали рассматривать как альтернативный энергоноситель, его производство увеличилось в 5 раз и в 2020 г. достигло 90 млн т.<sup>2</sup> Основная часть водорода, произведенного в 2020 г., была получена из ископаемого топлива: 59% — паровой конверсией метана, 19% — гидрогенизацией угля, 0,5% — риформингом нефтяного сырья. Доля водорода, полученного в процессе электролиза воды, составила менее 1%. Еще около 21% водорода было побочным продуктом других технологических процессов, в основном каталитического риформинга нефти на нефтеперерабатывающих заводах.<sup>3</sup> Использование ископаемого топлива в качестве основного сырья для производства водорода приводит к значительной эмиссии CO<sub>2</sub>, достигшей в 2020 г. 900 млн т.<sup>4</sup>

В настоящее время практически весь произведенный водород используют при проведении техноло-

гических процессов на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей и сталелитейной промышленности. Переход к низкоуглеродной экономике будет стимулировать развитие других областей применением водорода, таких как транспорт (наземный, морской и воздушный), накопление и распределение электроэнергии от возобновляемых источников энергии, производство тепловой энергии для использования в цементной и сталелитейной промышленности, для теплоснабжения зданий.<sup>5</sup> Это потребует существенного увеличения производства водорода. К настоящему времени еще не сформировалась согласованная оценка темпов развития водородной энергетики. Сопоставление данных существующих прогнозов по ожидаемому к 2050 г. объему рынка водорода показывает, что расхождение оценок достигает нескольких раз [1]. Водородный Совет (Hydrogen Council) ожидает, что в 2050 г. будет произведено 546 млн т водорода.<sup>6</sup> Согласно мнению экспертов МЭА, опубликованному в 2020 г., такой уровень производства водорода может быть достигнут только к 2070 г., в 2050 г. он составит лишь 280 млн т.<sup>7</sup> Однако уже в 2021 г. МЭА в докладе о роли водородных технологий в обеспечении достижения нулевых выбросов углекислого газа к 2050 г., подготовленному к Конференции Организации Объединенных Наций по изменению климата [Глазго, 31.10–12.11 2021 г. (КС-26)], этот прогноз был пересмотрен и предложены существенно более высокие целевые ориентиры

2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>1</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>2</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>3</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>4</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>5</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>6</sup> Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council, November 2017. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

<sup>7</sup> Global hydrogen production in the Sustainable Development Scenario, 2019–2070. IEA, 23.09.2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-production-in-the-sustainable-development-scenario-2019-2070>

Energy Technology Perspectives. IEA. 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

роста производства водорода: в 2030 г. оно должно составить 212 млн т и увеличиться до 528 млн т к 2050 г.<sup>1</sup> При этом 70% произведенного в 2030 г. водорода должно быть низкоуглеродным: «зеленым», получаемым электролизом воды [2], и «голубым», получаемым паровой конверсией метана с последующим улавливанием и утилизацией образующегося CO<sub>2</sub> [3]. К 2050 г. низкоуглеродным будет практически весь водород, используемый в экономике. Прогнозируют, что в 2030 г. низкоуглеродный водород на 54% будет состоять из «зеленого» и на 46% из «голубого» водорода. К 2050 г. доля «зеленого» водорода возрастет до 62%. Для этого необходимо будет довести суммарную мощность электролизеров к 2030 г. до 850 ГВт и до 3500 ГВт к 2050 г. В 2050 г. для производства запланированных 320 млн т «зеленого» водорода будет затрачено 15 000 ТВт·ч электроэнергии, из которых 95% будет получено от возобновляемых источников энергии и 5% на атомных электростанциях.<sup>2</sup> Для производства в 2050 г. запланированных 200 млн т «голубого» водорода потребуется затратить 950 млрд м<sup>3</sup> природного газа и создать установки для улавливания 1.8 млрд т CO<sub>2</sub>. Помимо значительных энергетических ресурсов для производства низкоуглеродного водорода необходимо большое количество пресной воды. В 2050 г. на эти цели потребуется затратить 5800 млн м<sup>3</sup> воды, что соответствует 12% ее текущего потребления в энергетическом секторе.<sup>3</sup> В условиях нарастающего в мире дефицита пресной воды [4] все большее значение приобретает разработка технологий, позволяющих использовать при производстве электролизного водорода соленую, в том числе морскую воду [5].<sup>4</sup>

Рост производства водорода будет сопровождаться существенным изменением структуры его потребления. В 2020 г. 83% водорода произвели на предприятиях, использующих его для собственных нужд в различных технологических процессах («кэптивный» водород). Прогнозируют, что доля «кэптивного» водорода снизится до 40% к 2030 г. и до 20% к 2050 г. Остальной водород будет поступать на рынок.

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Там же.

<sup>4</sup> Там же.

Масштабное применение водорода в различных отраслях экономики позволит снизить выбросы CO<sub>2</sub> за 2020–2050 гг. суммарно на 60 млрд т, что в 1.7 раза превышает объем мировых выбросов CO<sub>2</sub> в 2020 г.<sup>5</sup> При этом до 2030 г. снижение выбросов в основном будет определяться масштабами модернизации производства водорода на действующих и вновь создаваемых предприятиях нефтеперерабатывающей и химической промышленности. В последующие годы, когда будет создана инфраструктура для транспортировки и хранения водорода, снижение выбросов будет определяться темпами декарбонизации транспорта и тех секторов экономики, где затруднена либо невозможна электрификация технологических процессов, в первую очередь цементной и сталелитейной промышленности.<sup>6</sup>

Цель обзора — анализ современного состояния и перспектив применения водорода в различных отраслях мировой экономики как необходимого условия ее декарбонизации.

### Использование водорода в нефтепереработке

Основными технологическими процессами нефтепереработки, в которых используют водород, являются гидрокрекинг и гидроочистка (десульфуризация). На эти цели в 2020 г. было затрачено 40 млн т водорода.<sup>7</sup> Мировыми лидерами нефтеперерабатывающей промышленности уже в течение многих лет являются США и Китай, которые в 2020 г. произвели 769 и 648 млн т нефтепродуктов<sup>8</sup> и израсходовали на эти цели 7 и 12 млн т водорода соответственно.<sup>9</sup> Основные факторы, определяющие эффективность использования водорода в процессах нефтепереработки, проанализированы в обзоре Argonne National

<sup>5</sup> Global Energy Review: CO<sub>2</sub> Emissions in 2020 — Analysis. IEA. 2 March 2021. <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020>

<sup>6</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>7</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>8</sup> Global Energy Statistical Yearbook. 2020. <https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-energy-production.html>

<sup>9</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Laboratory [6]. В настоящее время в США водород используют для следующих основных процессов нефтепереработки: 32% идет на гидрокрекинг тяжелой нефти для получения дизельного топлива, 28% — на гидроочистку тяжелой нефти для получения дизельного топлива с низким содержанием серы, 18% — на каталитический крекинг тяжелой нефти с последующей гидроочисткой, 4% — на сероочистку нефти. Количество водорода, используемого для переработки одинакового количества сырой нефти нефтеперерабатывающими заводами, расположенными в различных регионах страны, существенно различается, что обусловлено различием физико-химических свойств перерабатываемой нефти. В работе приведена зависимость, связывающая количество использованного водорода с основными характеристиками поступающей на завод нефти: типом нефти по классификации The American Petroleum Institute (API) (плотность нефти в градусах API изменялась от 28.5 до 34.3), содержанием в ней серы (0.65–1.6%), а также содержанием сжиженного нефтяного газа и соотношением бензина и дизельного топлива в продуктах ее переработки (0.5–5.8) [6]. В период с 2009 по 2016 г. расход водорода на переработку 1 т нефти в стране увеличился на 30% и составил около 6.3 кг H<sub>2</sub> на 1 т нефти. Общее потребление водорода нефтеперерабатывающей промышленностью США за этот период выросло почти в 1.5 раза и составило в 2016 г. 5.8 млн т. Прогнозируют, что к 2030 г. оно достигнет 7.5 млн т [6]. Это будет обусловлено не только ростом добычи нефти в стране, но и повышением в перерабатываемом сырье доли тяжелой нефти и увеличением потребления дизельного топлива по сравнению с бензином.

В настоящее время 45% водорода, используемого нефтеперерабатывающей промышленностью США, получают методом паровой конверсии метана непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах. Примерно 20% водорода поступает с установок каталитического риформинга, еще 35% водорода покупают на рынке, где сегодня преобладает водород, получаемый паровой конверсией метана.<sup>1</sup> Существенно другую структуру производства водорода имеет нефтеперерабатывающая промышленность стран Европейского Союза: 52% приходится на попутный

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Gasoline and the environment. U. S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/energyexplained/gasoline/gasoline-and-the-environment.php>

водород каталитического риформинга и лишь 35% на водород паровой конверсии метана. В Китае 10% водорода на нефтеперерабатывающие заводы поступает с установок газификации угля.<sup>2</sup>

Роль гидропроцессов в мировой нефтеперерабатывающей промышленности обусловлена влиянием нескольких факторов. В XXI веке произошло существенное ужесточение требований к допустимому содержанию серы в органическом топливе. Так, в США нефтеперерабатывающие заводы обязали с 01.01.2017 поставлять на рынок бензин, содержание серы в котором на 97% меньше, чем в бензинах, произведенных в 2004 г.<sup>3</sup> Для автотранспорта США с 2010 г. рекомендовано использовать дизельное топливо марки USLD, содержащее не более 15 ppm серы [7]. Еще более жесткие требования к содержанию серы в автомобильном топливе, не более 10 ppm, действуют в странах ЕС.<sup>4</sup> В 2020 г. в 7 раз, с 3.5 до 0.5%, уменьшено допустимое содержание оксида серы в судовом топливе.<sup>5</sup> По мнению экспертов МЭА, потенциал современных методов гидроочистки для дальнейшего снижения серосодержания органических топлив еще не исчерпан: за счет этого к 2030 г. потребность в водороде для десульфуризации нефти увеличится на 7%.<sup>6</sup> Однако значительно более сильное влияние на использование водорода в нефтеперерабатывающей промышленности будут оказывать уменьшение добычи нефти<sup>7</sup> и декарбонизация мирового транспорта. Прогнозируют, что уже к 2040 г. потребление ископаемого топлива различными транспортными средствами уменьшится в 2 раза по сравнению с 2020 г. и составит 50% от общего количества

<sup>2</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>3</sup> Diesel Fuel Standards. United States Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/diesel-fuel-standards/diesel-fuel-standards-and-rulemakings>

<sup>4</sup> Transport Policy.net. EU: Fuels: Diesel and Gasoline. <https://www.transportpolicy.net/standard/eu-fuels-diesel-and-gasoline/>

<sup>5</sup> Sulphur oxides (SO<sub>x</sub>) and Particulate Matter (PM) — Regulation 14. International Maritime Organization (IMO). [http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Sulphur-oxides-\(SO<sub>x</sub>\)-Regulation-14.aspx](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Sulphur-oxides-(SO<sub>x</sub>)-Regulation-14.aspx)

<sup>6</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>7</sup> World Energy Outlook 2021. Report extract Overview. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021/overview>



потребляемой энергии. В 2050 г. его доля не превысит 10%.<sup>1</sup> Это приведет к снижению спроса на водород при производстве нефтепродуктов. При реализации сценария достижения углеродной нейтральности к 2050 г. потребление водорода предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности может уменьшиться до 25 млн т в 2030 г. и до 10 млн т к 2050 г. Предполагается, что часть избыточных мощностей по производству водорода будет использована непосредственно на нефтеперерабатывающих заводах для получения синтетического водородного топлива и обезуглероживания ряда высокотемпературных тепловых операций, а также для продажи предприятиям других секторов экономики.<sup>2</sup>

Нефтеперерабатывающие заводы являются вторыми по величине локализованными источниками выбросов CO<sub>2</sub>, уступая лишь тепловым электростанциям. Основными источниками выбросов углекислого газа на нефтеперерабатывающих заводах являются крупные стационарные установки сжигания топлива (паровые котлы, технологические печи, технологические нагреватели и др.) и большое количество небольших источников с низкой концентрацией CO<sub>2</sub>. Суммарно на эти источники приходится не менее 80% выбросов CO<sub>2</sub> завода. До 20% выбросов CO<sub>2</sub> образуется при производстве водорода методом паровой конверсии углеводородов. Эти выбросы, характеризующиеся высокой концентрацией и высоким давлением CO<sub>2</sub>, рассматриваются специалистами компании Shell как наиболее экономически привлекательный объект утилизации выбросов CO<sub>2</sub> нефтеперерабатывающих заводов [8]. В 2020 г. суммарный объем выбросов CO<sub>2</sub> мировой нефтеперерабатывающей промышленностью, обусловленных производством водорода, составил 200 млн т.<sup>3</sup> Для радикального снижения выбросов CO<sub>2</sub> необходимо дооснащение существующих установок по производству водорода системами улавливания CO<sub>2</sub> либо переход на использование электролизного водорода. Экспертные оценки показывают, что в среднесрочной перспективе

наиболее реалистичным является первый вариант. К настоящему времени на шести нефтеперерабатывающих заводах уже действуют системы улавливания CO<sub>2</sub> (в Нидерландах, Франции, Канаде и Японии) и еще 30 подобных проектов находится на различных стадиях проектирования и реализации.<sup>4</sup> Несмотря на очевидные возможности использования в процессах нефтепереработки электролизного водорода, на сегодня существуют лишь две действующие установки и несколько проектов создания электролизных установок на нефтеперерабатывающих заводах, в частности, на заводе компании Royal Dutch Shell в Германии (проект REFHYNE), где в 2018 г. началось строительство электролизера мощностью 10 МВт, который сможет производить около 1300 т водорода в год. Срок завершения проекта — декабрь 2022 г.<sup>5</sup> К реализации еще большего по масштабу проекта производства «зеленого» водорода с помощью электролизера мощностью 50 МВт для нефтеперерабатывающего завода в Линдене Германии приступила компания British Petroleum.<sup>6</sup> Приобретение нефтеперерабатывающими заводами значительных объемов водорода на рынке (в 2018 г. — около 5 млн т<sup>7</sup>) создает благоприятные предпосылки для поставок «зеленого» водорода, которые в перспективе могут в больших объемах производиться за счет электроэнергии, генерируемой возобновляемыми источниками энергии<sup>8</sup> [9], и электроэнергии атомных электростанций<sup>9</sup> [4]. Масштабы производства «голубого» и «зеленого» водорода для нефтеперерабатывающих заводов либо приобретения его на рынке определяются экономическими и регуля-

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>2</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>5</sup> Clean Refinery Hydrogen for Europe. <https://refhyne.eu/>

<sup>6</sup> Lingen Refinery Green Hydrogen Project. <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/lingen-refinery-green-hydrogen-project/>

<sup>7</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>8</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>9</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

торными экологическими критериями. Модернизация установок парового риформинга с целью перехода на получение «голубого» водорода повышает стоимость производимых нефтепродуктов на 0.25–0.50 \$.<sup>1</sup> Еще выше дополнительные затраты при производстве «зеленого» водорода. По мнению экспертов МЭА, государство должно создавать экономические стимулы для перехода нефтеперерабатывающих заводов на использование «голубого» и «зеленого» водорода. В качестве возможных вариантов таких стимулов рассматриваются: значительное повышение стоимости выбросов CO<sub>2</sub>, законодательно закрепленные требования к величине углеродного следа моторного топлива, учитывающего полный жизненный цикл его производства (уже действует в странах ЕС и некоторых штатах США), льготные инфраструктурные кредиты и др.<sup>2</sup> [10].

### Использование водорода в химической промышленности

Химическая промышленность потребляет 46 млн т водорода, из которых 33 млн т используют для производства аммиака и 13 млн т для производства метанола.<sup>3</sup> Основную часть водорода (65%) на предприятиях химической промышленности получают за счет паровой конверсии метана, 30% — гидрогенизацией угля, 5% — из нефтяного сырья. В Китае с использованием водорода, полученного из угля, производят более половины аммиака и почти 70% метанола. В 2018 г. на производство водорода для нужд химической промышленности было израсходовано 270 млн т ископаемого топлива.<sup>4</sup>

Одной из важнейших отраслей химической промышленности является производство аммиака. На его основе получают химические продукты, востребованные в различных секторах экономики. Около 80% производимого аммиака и необходимого для

этого водорода используют для получения азотных удобрений, более половины которых составляет карбамид<sup>5</sup> [11]. Сложившаяся структура использования аммиака показывает, что развитие его производства в значительной степени будет определяться мировым спросом на азотные удобрения, который стимулируется основными трендами развития мирового сельского хозяйства [12]. Мировое производство аммиака составило в 2020 г. 175 млн т,<sup>6</sup> увеличившись за последние десять лет на 17%.<sup>7</sup> Примерно на такую же величину за этот период выросло и производство азотных удобрений.<sup>8</sup> Прогнозируют, что в среднесрочной перспективе производство аммиака будет увеличиваться примерно на 1.6% в год и к 2030 г. составит 215 млн т, а к 2050 г. достигнет 250 млн т.<sup>9</sup> Производство аммиака сопровождается эмиссией значительного количества углекислого газа, 30–40% которого используют для производства карбамида. С этой целью заводы по производству аммиака и азотных удобрений стремятся объединять в единый производственный комплекс [13, 14].

Помимо традиционных областей применения аммиак может быть использован как средство хранения и транспортировки водорода и как безуглеродный энергоноситель в энергетике и на транспорте. В отличие от водорода, сжижение которого при атмосферном давлении происходит при температуре –250°C, аммиак переходит в жидкое состояние уже при температуре –33°C либо при комнатной температуре и давлении 0.8 МПа. Объемная плотность энергии жидкого аммиака в 1.5 раза превосходит эту величину для сжиженного водорода (12.7 и 8.5 МДж·л<sup>-1</sup> соответственно) и почти в 3 раза выше по сравнению с водородом, компримированным при давлении 70 МПа и температуре 25°C. Это существенно упрощает и

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June. 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>4</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>5</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>5</sup> Nutrien Fact Book 2020. <https://nutrien-prod-asset.s3.us-east-2.amazonaws.com/s3fs-public/uploads/2020-10/Nutrien%20Fact%20Book%202020.pdf>

<sup>6</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

USGS (United States Geological Survey) (2021), Mineral Industry Surveys: US Department of the Interior, Washington, DC. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021.pdf>

<sup>7</sup> Fertilizer Outlook 2020–2024 Market Intelligence and Agriculture Services IFA Secretariat. July 2020. <https://www.fertilizer.org>

<sup>8</sup> Nutrien Fact Book 2020. <https://nutrien-prod-asset.s3.us-east-2.amazonaws.com/s3fs-public/uploads/2020-10/Nutrien%20Fact%20Book%202020.pdf>

<sup>9</sup> Ammonia Technology Roadmap Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. IEA, 2021. <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>

удешевляет хранение и транспортировку сжиженного аммиака по сравнению со сжиженным или сжатым водородом. Для сжижения  $\text{NH}_3$  из газовой фазы затрачивается 0.1% содержащейся в нем энергии. Для получения и хранения жидкого водорода расходуется почти половина энергетического потенциала газобразного водорода [15]. В отличие от сжиженного водорода для хранения и транспортировки аммиака может быть использована существующая в настоящее время инфраструктура [15, 16]. По оценке экспертов Allen Consulting, стоимость транспортировки водорода в составе аммиака с использованием автомобильного и морского транспорта может быть в 3 раза дешевле, чем водорода в сжиженном состоянии. При транспортировке по железной дороге это различие может достигнуть 7 раз.<sup>1</sup> Для декомпозиции аммиака с целью получения водорода в основном используют его термическое разложение в присутствии катализаторов на основе Ru и Ni. Температура, необходимая для эффективного каталитического крекинга аммиака, составляет 400 и 600°C соответственно для Ru- и Ni-катализаторов. На тепловое разложение аммиака затрачивается тепловая энергия, эквивалентная не менее 15% массы содержащегося в нем водорода.<sup>2</sup>

Исследования, проводившиеся в различных странах мира с 60-х годов прошлого века, показали принципиальную возможность использования аммиака в качестве моторного топлива без существенной модернизации двигателей внутреннего сгорания как при его добавлении к стандартному моторному топливу, так и в смеси с метаном, водородом и органическими растворителями [16–19]. Кроме того, аммиак как в чистом виде, так и в смеси с метаном и водородом рассматривается в качестве топлива для газовых турбин [20–23]. В последние годы активно развиваются исследования, направленные на оценку возможности использования существующих и разработку новых топливных элементов, позволяющих преобразовывать аммиак в электроэнергию [20]. Показано, что наибольшей эффективностью характеризуются высокотемпературные твердооксидные топливные элементы с металлокерамическим никель-гадолиниевым анодом, легированным церием.

<sup>1</sup> Opportunities for Australia from Hydrogen Exports, ACIL Allen Consulting for ARENA, August 2018. <https://acilallen.com.au/projects/energy/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports>

<sup>2</sup> The Royal Society. Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. The Royal Society. London, U.K., 2020. <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf>

Еще одной перспективной областью промышленного применения аммиака и «аммиачных» топливных элементов являются накопление, хранение и последующее обратное преобразование избыточной электроэнергии, производимой возобновляемыми источниками энергии. Необходимый для синтеза аммиака водород получают электролизом, азот выделяют из воздуха [22]. Прогнозируют, что использование аммиака в качестве водородсодержащего безуглеродного топлива начнется после 2030 г. Это приведет к существенному увеличению производства аммиака и необходимого для этого водорода. По прогнозу МЭА, в 2050 г. производство аммиака, используемого в качестве топлива, будет примерно на 10% больше, чем аммиака, применяемого в сельском хозяйстве и в химической промышленности. Для этого потребуется около 50 млн т дополнительного водорода.<sup>3</sup>

Второй по уровню использования водорода отраслью мировой химической промышленности является производство метанола. За последние 10 лет оно увеличилось в 2.5 раза и достигло в 2020 г. 102 млн т. Прогнозируют, что в 2050 г. будет произведено 140 млн т метанола<sup>4</sup> [24]. В настоящее время 55% метанола используют как базовый продукт в химической промышленности. Второй по объему (31%) используемого метанола отраслью экономики является транспорт: 11% метанола затрачивают на получение метил-*трет*-бутилового эфира, 3% — диметилового эфира, 14% — непосредственно в качестве моторного топлива или в смеси с бензином и дизельным топливом, 3% идет на производство биодизеля<sup>4</sup> [24]. Прогнозируют, что в среднесрочной перспективе произойдет увеличение доли метанола, используемого в качестве топлива, к 2025 г. она достигнет 38% [24]. Стимулом к широкому использованию метанола как моторного топлива послужили результаты масштабного эксперимента, проводившегося в Калифорнии в 80–90-е годы прошлого столетия. В этот период было выпущено и эксплуатировалось 15 тыс. автомобилей, работающих на топливе М85, содержащем 15% стандартного бензина и 85% метанола. Было показано, что без снижения эффективности работы двигателей удалось существенно уменьшить выбросы в атмосфере

<sup>3</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>4</sup> Innovation outlook. Renewable methanol. IRENA. Methanol Institute. 2021. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)



ру несгоревших углеводородов и  $\text{NO}_x$ .<sup>1</sup> В настоящее время метанол используют во многих странах мира в бензиновых смесях в различных концентрациях, а также в качестве добавки к дизельному топливу. Он также все чаще используется в качестве компонента, добавляемого в бензин вместе с этанолом, например, в Израиле и в Австралии. Использование метанола в качестве добавки к бензину, в том числе содержащему этанол, регламентируется национальными стандартами многих стран<sup>2</sup> [25–27]. Мировым лидером использования метанольного топлива на транспорте является Китай. В 2018 г. в стране на эти цели было затрачено 1,2 млн т метанола. Содержание метанола в используемых в Китае топливных смесях составляет от 5 до 100% [25]. Один из ведущих автопроизводителей страны — Geely Group планирует ежегодно выпускать до 500 тыс. автомобилей, работающих на метанольном топливе. Привлекательность использования метанола в качестве моторного топлива во многом определяется возможностью использования для его транспортировки и хранения существующей инфраструктуры, в том числе заправок станций.<sup>3</sup>

Перспективным направлением применения метанола является производство электроэнергии с использованием топливных элементов. Очевидным преимуществом метанольных топливных элементов является простота хранения и транспортировки метанола по сравнению с транспортировкой водорода. При этом возможно либо непосредственное преобразование метанола в электроэнергию в метанольных топливных элементах, либо путем предварительной конверсии метанола с получением газовой смеси, обогащенной водородом, и использования ее в водородных топливных элементах. Метанольный топливный элемент (DMFC) представляет собой один из вариантов протонообменных мембранных топливных элементов

(РЕМ), использующих вместо газообразного водорода жидкую смесь метанола и воды при температуре 80–100°C. Электрическая эффективность метанольных топливных элементов не превышает 40%, что ограничивает область их практического использования преимущественно портативными устройствами небольшой мощности.<sup>4</sup> Система риформинга метанола, используемая для получения водорода, включает камеру сгорания, испаритель для нагрева и испарения топлива, риформер для проведения реакции риформинга и конвертер монооксида углерода в диоксид углерода. Для очистки водорода от вредных примесей используют металлические мембраны на основе палладия или его сплавов с другими металлами, которые обеспечивают высокую чистоту водорода и низкий уровень содержания в нем  $\text{CO}$  (<10 ppm), что делает возможным его подачу в топливный элемент РЕМ, работающий при температуре порядка 80°C. При использовании высокотемпературных РЕМ (рабочая температура 170°C) требования к допустимому содержанию монооксида углерода в водороде снижаются почти в 1000 раз. Это позволяет отказаться от применения дорогостоящих палладиевых мембран для его очистки [26, 27]. В настоящее время выполнено несколько пилотных проектов, подтвердивших возможность эффективного применения топливных элементов, работающих на основе конверсии метанола, в автомобильной промышленности, в коммунальном хозяйстве для комбинированного производства тепла и электроэнергии, для электропитания телекоммуникационных систем взамен используемых сегодня дизельных генераторов, а также в морском секторе — на катерах и небольших туристических судах и паромках.<sup>5</sup>

По оценке МЭА, потребление водорода предприятиями химической промышленности к 2030 г. увеличится примерно на 40% по сравнению с 2019–2020 гг. и составит 63 млн т. К 2050 г. оно достигнет 83 млн т.<sup>6</sup> В настоящее время химическая промышленность ге-

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>2</sup> Innovation outlook. Renewable methanol. IRENA. Methanol Institute, 2021. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)

Methanol price and supply/demand. Methanol Institute. <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/Chemicals>. IEA, 2020. Paris <https://www.iea.org/reports/chemicals>

<sup>3</sup> Innovation outlook. Renewable methanol. IRENA. Methanol Institute, 2021. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)

<sup>4</sup> Methanol: properties and uses. Issued: March 2020. Author: SGS Inspire team. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/SGS-INSPIRE-Methanol-Properties-and-Uses.pdf>

<sup>5</sup> Innovation outlook. Renewable methanol. IRENA. Methanol Institute, 2021. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA\\_Innovation\\_Renewable\\_Methanol\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf)

Methanol price and supply/demand. Methanol Institute. <https://www.methanol.org/methanol-price-supply-demand/>

<sup>6</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report, 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)



нерирует около 600 млн т CO<sub>2</sub>, из которых две трети обусловлено производством аммиака. На 1 т произведенного аммиака величина выбросов CO<sub>2</sub> составляет 1.6–2.7 т CO<sub>2</sub> для различных предприятий отрасли. При производстве метанола величины выбросов CO<sub>2</sub> изменяются от 0.8 до 3.1 т CO<sub>2</sub> на 1 т метанола. Максимальные значения удельных выбросов CO<sub>2</sub> характерны для предприятий, использующих в качестве энергетического сырья уголь. Так, в Китае средняя величина выбросов углекислого газа на аммиачных заводах, работающих на угле, составляет 4.2 т CO<sub>2</sub> на 1 т аммиака. Прогнозируют, что к 2025 г. эмиссия углекислого газа при производстве аммиака и метанола увеличится еще на 3% и составит 635 млн т в основном за счет быстро растущего производства метанола. Это делает снижение выбросов CO<sub>2</sub>, генерируемых предприятиями отрасли, одной из актуальных и важных задач декарбонизации мировой экономики. МЭА считает необходимым довести уровень утилизации этого источника эмиссии углекислого газа до 70 и 540 млн т в 2030 и 2050 г.<sup>1</sup> Можно выделить несколько направлений решения этой задачи.

Значительная часть эмиссии углекислого газа при производстве аммиака и метанола обусловлена использованием водорода, получаемого методами паровой конверсии природного газа и газификации угля и характеризующегося высокими значениями углеродного следа: в среднем 12.4 и 19.4 кг CO<sub>2</sub> на 1 кг H<sub>2</sub> при использовании природного газа и угля соответственно. Улавливание и утилизация образующегося CO<sub>2</sub> позволяет уменьшить углеродный след водорода до 4.3–4.5 кг CO<sub>2</sub> на 1 кг H<sub>2</sub> [28]. В настоящее время стоимость этого водорода примерно на 50% превышает стоимость водорода, получаемого из метана без улавливания углекислого газа.<sup>2</sup> По последнему прогнозу Hydrogen Council, к 2025–2030 гг. это различие может стать минимальным при условии существенного роста масштабов утилизации CO<sub>2</sub> и ожидаемой величине налога на его выбросы около 35–50 \$ за тонну CO<sub>2</sub>.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf).

<sup>2</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>3</sup> Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

Увеличение производства «голубого» водорода будет также стимулировать развитие и коммерциализация технологий применения CO<sub>2</sub> для получения конкурентоспособной продукции: строительных материалов, химических промежуточных продуктов, топлива и полимеров<sup>4</sup> [29]. Выполненная в работе<sup>5</sup> оценка рыночных перспектив этих продуктов показала, что масштабное промышленное использование технологий утилизации CO<sub>2</sub> позволит сократить его выбросы к 2030 г. более чем на 10%. Одним из перспективных направлений утилизации CO<sub>2</sub> является его закачка в нефтяные пласты для повышения их нефтеотдачи.<sup>6</sup> В настоящее время в США на трех заводах, производящих аммиак, действуют установки по улавливанию CO<sub>2</sub> общей мощностью 2 млн т CO<sub>2</sub> в год, который по специальному трубопроводу поставляют на нефтяное месторождение.<sup>7</sup>

Наиболее эффективным методом снижения выбросов CO<sub>2</sub> является отказ от использования при производстве аммиака и метанола водорода, получаемого из органического сырья, и замена его «зеленым» электролизным водородом, углеродный след которого при использовании электроэнергии от ветровых и атомных электростанций составляет лишь 1.5 кг CO<sub>2</sub> на 1 кг H<sub>2</sub> [28]. Сегодня стоимость электролизного водорода в среднем в 3 раза превосходит стоимость водорода, получаемого методом паровой конверсии природного газа.<sup>8</sup> По оценке экспертов Allen Consulting, уже к 2025 г. это соотношение составит 1.5–2.0 раза.<sup>9</sup> Динамика соотношения цен «зеленого» водорода и водорода, получаемого паровой конверсией метана, в

<sup>4</sup> Global Roadmap for Implementing CO<sub>2</sub> Utilization. CO<sub>2</sub> Sciences and the Global CO<sub>2</sub> Initiative. 2016. [https://assets.ctfassets.net/xg0gv1arhdr3/27vQZEvrxQiQEAsGyoSQu/44ee0b72ceb9231ec53ed180cb759614/CO2U\\_ICEF\\_Roadmap\\_FINAL\\_2016\\_12\\_07.pdf](https://assets.ctfassets.net/xg0gv1arhdr3/27vQZEvrxQiQEAsGyoSQu/44ee0b72ceb9231ec53ed180cb759614/CO2U_ICEF_Roadmap_FINAL_2016_12_07.pdf)

<sup>5</sup> Там же.

<sup>6</sup> Carbon dioxide enhanced oil recovery. Untapped domestic energy supply and long term carbon storage solution. [https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2\\_EOR\\_Primer.pdf](https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2_EOR_Primer.pdf)

<sup>7</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>8</sup> Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

<sup>9</sup> Opportunities for Australia from Hydrogen Exports, ACIL Allen Consulting for ARENA, August 2018. <https://acilallen.com.au/projects/energy/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports>

значительной степени будет определяться величиной налога на выбросы углекислого газа. Прогнозируют, что если он составит около 50 \$ за 1 т CO<sub>2</sub> к 2030 г. и 150 \$ к 2040 г., то паритет в их стоимости может быть достигнут в период с 2028 по 2034 г.<sup>1</sup> В настоящее время на стадии технико-экономической оценки и проектирования находится несколько крупных проектов по промышленному производству «зеленого» аммиака и метанола в странах ЕС, в Австралии, США, на Ближнем Востоке.<sup>2</sup>

Одним из перспективных направлений снижения выбросов CO<sub>2</sub> в химической промышленности является усовершенствование существующих и разработка новых технологий получения аммиака и метанола.

Традиционная технология синтеза аммиака (процесс Габера–Боша) требует значительных энергозатрат для получения необходимых для ее реализации высоких температуры (450°C) и давления (20 МПа). Это определило интерес к разработке альтернативных энергосберегающих технологий синтеза аммиака. Особенно интенсивно в последние годы развиваются исследования, направленные на разработку электрохимических методов получения аммиака, что отражает общий тренд на декарбонизацию и электрификацию химической промышленности [30–32]. В настоящее время Минэнерго США финансирует несколько проектов по электрохимическому синтезу аммиака, в которых аммиак получают с использованием электролизного водорода либо воды и мембранных реакторов различной конструкции: с протонопроводящими керамическими, щелочными (гидроксидобменными) и металлическими мембранами [32]. Так, в технологии, предложенной австралийской компанией CSIRO ENERGY, синтез аммиака осуществляется в мембранном реакторе при давлении 1–3 МПа и температуре 450°C. Уменьшение рабочего давления более чем в 10 раз по сравнению со стандартными

условиями процесса Габера–Боша позволяет снизить на 25% потребление энергии.<sup>3</sup>

Ожидаемый рост использования метанола при переходе в низкоуглеродной экономике стимулировал научные исследования по созданию альтернативной технологии производства метанола на основе гидрирования CO<sub>2</sub> [33–36]. С учетом высокой термодинамической стабильности молекул CO<sub>2</sub> для его эффективной конверсии в метанол необходимо использование дополнительной энергии и катализаторов, обладающих соответствующей селективностью и активностью. С этих позиций рассматриваются возможности гидрирования CO<sub>2</sub> на основе гомогенного и гетерогенного катализа, электрохимических и фотокаталитических методов. Основные усилия исследователей сосредоточены на повышении эффективности применяемых и поиске новых катализаторов, в частности, гибридных каталитических систем, содержащих молекулярный катализатор, иммобилизованный на углеродных нанотрубках. Стоимость метанола, получаемого из CO<sub>2</sub> с использованием «зеленого» электролизного водорода, примерно в 1.5 раза превосходит стоимость метанола, получаемого по традиционной технологии. Это различие определяется в основном стоимостью производства водорода, которая в перспективе будет снижаться. В настоящее время действует несколько пилотных установок по производству метанола на основе гидрирования CO<sub>2</sub>. Исландская компания Carbon Recycling International (CRI) — технологический лидер в этой области разрабатывает проект завода, который будет перерабатывать в метанол 160 тыс. т углекислого газа в год.<sup>4</sup>

Масштабное использование для получения водорода в химической промышленности парового риформинга природного газа и электролиза воды имеет серьезные ресурсные ограничения. По оценкам экспертов МЭА, для производства прогнозируемого к 2030 г. объема аммиака и метанола потребуется примерно 230 млрд м<sup>3</sup> природного газа (около 10% мирового спроса сегодня), 3020 ТВт·ч в год дополнительной электроэнергии (около 11% сегодняшней мировой выработки электроэнергии) и около 0.6 млрд м<sup>3</sup> воды в год (примерно 1% от общего потребления воды в энергетическом секторе сегодня).

<sup>3</sup> CSIRO Hydrogen to Ammonia R&D Project. Energy Technologies Program, Energy Business Unit. Report number: 2020 / EP 205166. <https://arena.gov.au/assets/2021/03/csiro-hydrogen-to-ammonia-july-2020.pdf>

<sup>4</sup> Projects emissions to liquids technologies -CRI- Carbon Recycling International. <https://www.carbonrecycling.is/projects>

<sup>1</sup> Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

<sup>2</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

Mapping of Zero Emission Pilots and Demonstration Projects Second edition. Getting to Zero Coalition. March 2021. <https://www.globalmaritimeforum.org/content/2021/03/Mapping-of-Zero-Emission-Pilots-and-Demonstration-Projects-Second-edition.pdf>

Для промышленной реализации этих проектов потребуется построить к 2030 г. не менее 450 установок для улавливания CO<sub>2</sub> единичной мощностью 1 млн т CO<sub>2</sub> в год и 3500–4000 электролизеров единичной мощностью 100 МВт.<sup>1</sup> Очевидно, что производство «голубого» и «зеленого» аммиака и метанола требует значительных капиталовложений и должно, особенно в начальный период, стимулироваться государством.<sup>2</sup>

### Использование водорода в сталелитейной промышленности

По данным Всемирной ассоциации стали (World Steel Association), мировое производство стали за последние 20 лет увеличилось почти в 3 раза и достигло в 2019 г. 1 869 млн т. Мировым лидером сталелитейной промышленности является Китай, где в 2019 г. было произведено 996.3 млн т стали (53.3% мирового производства). Другие страны — крупные производители стали существенно уступают Китаю: в Индии в 2019 г. было произведено 111.2 млн т стали, в США — 87.9 млн т, в странах Европейского Союза — 159.4 млн т.<sup>3</sup> По мнению экспертов МЭА, «под влиянием роста населения и ВВП мировой спрос на сталь, вероятно, будет продолжать расти, особенно из-за экономического роста в Индии, в странах Юго-Восточной Азии и Африки, даже несмотря на постепенное снижение спроса в Китае».<sup>4</sup> Прогнозируют, что к 2050 г. мировое производство стали может достигнуть 2.5 млрд т.<sup>5</sup>

Основными технологиями производства стали, используемыми сегодня в мировой сталелитейной промышленности, являются технологии BF–BOF (последовательное проведение доменного и кислородно-конвертерного процессов) и EAF (плавление металлолома в дуговых и индукционных электропечах). В последние годы примерно 70% сырой стали производят с использованием технологии BF–BOF и 30% технологии EAF.<sup>6</sup> Это соотношение изменяется в ши-

роких пределах в основных странах-производителях стали. В Китае оно составляет 88% к 12%, в США — 32% к 68%, в ЕС (среднее по 28 странам) — 58% к 42%. При проведении доменного процесса образуется значительное количество CO<sub>2</sub> — в среднем 1.8 т CO<sub>2</sub> на 1 т произведенной стали, из которых порядка 60% — при плавке чугуна в доменных печах и 30% — при производстве кокса [37]. Величины выбросов CO<sub>2</sub> при применении технологии EAF практически полностью определяются значениями углеродного следа используемой электроэнергии. Для европейской сталелитейной промышленности выбросы в среднем составляют 500–600 кг CO<sub>2</sub> на 1 т стали [38, 39]. В последнее годы в ряде стран (Индия, Ближний Восток, Иран, США) в качестве сырья для процесса EAF наряду с металлоломом начали использовать железо, полученное методом прямого восстановления железной руды (DRI). В настоящее время на долю технологии DRI–EAF приходится до 7% мирового производства стали.<sup>7</sup> В качестве восстановителя для металлизации железной руды и получения DRI используют синтез-газ, получаемый паровой конверсией метана, или чистый водород. Замена металлолома на DRI при выплавке стали в электропечах приводит к увеличению выбросов CO<sub>2</sub> до 1270 кг CO<sub>2</sub> на 1 т стали при восстановлении железной руды метаном и примерно до 1000 кг CO<sub>2</sub> на 1 т стали при использовании для этого водорода, получаемого электролизом воды сетевой электроэнергией [40].

В 2020 г. выбросы CO<sub>2</sub> предприятиями черной металлургии достигли 2.4 млрд т. МЭА в дорожной карте достижения нулевых выбросов к 2050 г. считает необходимым уменьшить их величину до 1.8 млрд т к 2030 г. и до 0.2 млрд т к 2050 г.<sup>8</sup> Это потребует существенной технологической модернизации предприятий отрасли [41, 42]. Одной из первоочередных задач модернизации является повышение энергоэффективности производства стали. По оценке МЭА, потенциал энергосбережения современных технологий, используемых в черной металлургии, в среднем составляет 20%.<sup>9</sup> Применение разработан-

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Steel statistical yearbook. <http://www.worldsteel.org>

<sup>4</sup> Iron and steel. More efforts needed. Tracking report. IEA, June 2020. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel>

<sup>5</sup> Там же.

<sup>6</sup> World steel in figures 2019. World Steel Association 2019. <https://worldsteel.org/media-centre/press-releases/2019/world-steel-in-figures-2019-now-available/>

<sup>7</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>8</sup> NetZero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero by 2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZero by 2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>9</sup> Energy technology transitions for industry. Strategies for the next industrial revolution. IEA, 2009. P. 324. <https://doi.org/10.1787/9789264068612-en>



ных к настоящему времени наилучших доступных технологий позволяет реализовать значительную его часть, что приведет к снижению выбросов CO<sub>2</sub> на 15–20% [42]. Другим перспективным направлением снижения углеродоемкости производства стали является увеличение доли стали, получаемой плавлением металлолома в электропечах. Прогнозируют, что в электропечах в 2030 г. будут производить 38% стали, в 2050 г. — 46%.<sup>1</sup> В настоящее время помимо плавления в электропечах разрабатывается технология прямого электролиза железной руды, которая уже подтвердила свою эффективность в цветной металлургии [43].

Мировые ресурсы лома имеют естественные ограничения и весьма неравномерно распределяются между странами-производителями стали. Поэтому можно ожидать, что производство стали на основе процесса DRI–EAF будет увеличиваться. По прогнозу экспертов банка HSBC (Hongkong and Shanghai Banking Corporation), к 2060 г. производство DRI будет лишь на 30% меньше производства стали из металлолома.<sup>2</sup> Использование DRI в электропечах вместо металлолома позволяет получать сталь более высокого качества, поскольку DRI содержит существенно меньше таких вредных примесей, как S, Cu, Sn, Ni, Cr, Mo. Восстановленное железо DRI в виде горячего брикетированного железа может также заменять часть железной руды при получении чугуна в доменной печи. Это позволяет уменьшить потребление кокса и приведет к снижению выбросов CO<sub>2</sub> [44]. Важная роль в декарбонизации черной металлургии принадлежит водороду. В 2020 г. для получения железа прямым восстановлением DRI было использовано около 5 млн т водорода.<sup>3</sup> Прогнозируют, что к 2050 г. около 60% выплавки стали в электропечах будут проводить с использованием железа, восстановленного водородом. Это потребует увеличения его потребления примерно до 19 млн т к 2030 г. и до

54 млн т к 2050 г.<sup>4</sup> Часть произведенного водорода планируют использовать для снижения выбросов CO<sub>2</sub> при производстве чугуна. Для этого предлагается обогащать коксовый газ водородом и применять его для восстановления железной руды в доменной печи.<sup>5</sup> Японская федерация черной металлургии планирует подготовить к 2030 г. демонстрационный проект по использованию этой технологии с одновременным улавливанием CO<sub>2</sub> из доменного газа, что должно привести к сокращению выбросов CO<sub>2</sub> на единицу произведенной стали на 30%.<sup>6</sup>

В настоящее время водород, используемый для производства стали, получают методами паровой конверсии метана и газификации угля, приводящими к значительным выбросам CO<sub>2</sub>. Для достижения намеченных целей декарбонизации металлургической промышленности необходимо его постепенное замещение «зеленым» водородом [39–41, 42]. Его производство потребует использования значительного количества электроэнергии, генерируемой с использованием возобновляемых источников энергии. Например, для реализации планов декарбонизации сталелитейной промышленности стран ЕС и Великобритании ежегодная потребность в «зеленой» электроэнергии составит 55, 143 и 183 ТВт·ч в 2030, 2040 и 2050 г. соответственно.<sup>7</sup> По оценке МЭА, полный отказ от использования органического топлива при получении водорода в мировой металлургической промышленности потребует дополнительного расхода электроэнергии порядка 2500 ТВт·ч в год, что составляет около 9% мирового спроса на электроэнергию сегодня.<sup>8</sup> В настоящее время на несколь-

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>2</sup> Steel for the Future: The transition to responsible, zero carbon steel making. Report by: HSBC Centre of Sustainable Finance. November 2019. <https://www.sustainablefinance.hsbc.com/-/media/gbm/sustainable/attachments/4016-hsbc-csf-steel-report-2019v5.pdf>

<sup>3</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>4</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>5</sup> Analyzing future demand, supply, and transport of hydrogen. June 2021. European Hydrogen Backbone. <https://hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/>

<sup>6</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>7</sup> Analyzing future demand, supply, and transport of hydrogen. June 2021. European Hydrogen Backbone. <https://hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/>

<sup>8</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>



ких сталелитейных заводах в Австрии, Швеции и Германии уже приступили к реализации проектов по производству «зеленого» водорода, который будет использован для получения DRI [45].

### Использование водорода при производстве цемента

Цемент — один из наиболее востребованных в мире промышленных товаров. По объему производства он значительно превосходит сталь, алюминий и другие металлы, древесину, пластик [46]. За последние 20 лет его производство увеличилось в 2.4 раза: с 1.7 млрд т в 2000 г. до 4.1 млрд т в 2019 г.<sup>1</sup> Прогнозируют, что в результате продолжающегося увеличения численности населения и развития процесса урбанизации к 2050 г. его производство может вырасти на 12–23%. При использовании существующих технологий при производстве 1 т цемента образуется в среднем около 0.6 т CO<sub>2</sub>.<sup>2</sup> С учетом масштабов мирового производства цемента это делает цементную промышленность одним из крупнейших эмитентов CO<sub>2</sub>: в 2019 г. на нее приходилось примерно 7% от величины глобальных выбросов CO<sub>2</sub> (2.4 млрд т).<sup>3</sup> Поэтому декарбонизация производства цемента является одной из приоритетных задач программы достижения мировой экономикой к 2050 г. нулевых выбросов CO<sub>2</sub>.<sup>4</sup>

Производство цемента является многостадийным процессом, в основе которого лежит термическое разложение известняка при температуре примерно 900°C с получением окиси кальция и ее последующее спекание с глиной при температуре 1450°C с образованием клинкера — основного компонента бетона. CO<sub>2</sub>, образующийся на этих стадиях технологического процесса, по классификации Всемирного

делового совета по устойчивому развитию (World Business Council for Sustainable Development) относят к прямым выбросам CO<sub>2</sub> цементных заводов. Из них 30–40% обусловлены сжиганием ископаемого топлива с целью получения тепловой энергии, необходимой для образования клинкера, и 60–70% — в результате термического разложения известняка на CaO и CO<sub>2</sub>.<sup>5</sup> Ископаемое топливо, используемое в настоящее время на цементных заводах, в основном состоит из угля и нефтяного кокса.<sup>6</sup> Поэтому его замена альтернативными видами топлива с меньшим содержанием углерода является необходимым условием декарбонизации цементной промышленности. В качестве альтернативного топлива рассматриваются природный газ, биомасса, включая возобновляемые органические отходы различного происхождения, водород и электроэнергия. Сегодня из перечисленных видов альтернативного топлива на цементных заводах в небольших объемах применяют природный газ (15%) и биомассу (5%). В соответствии с прогнозом<sup>7</sup> уже к 2040 г. на цементных заводах за счет сжигания водорода (в чистом виде или путем добавления к используемому топливу) будут производить до 10% необходимой тепловой энергии, к 2050 г. доля водорода при производстве клинкера увеличится до 15%. Прогнозируют, что использование водорода в цементной промышленности в 2030 г. составит 2 млн т и к 2050 г. достигнет 12 млн т.<sup>8</sup> Уже сегодня

<sup>5</sup> Cement Sector Scope 3 GHG Accounting and Reporting Guidance. World Business Council for Sustainable Development (WBCSD). <https://www.wbcsd.org/Sector-Projects/Cement-Sustainability-Initiative/Resources/Cement-Sector-Scope-3-GHG-Accounting-and-Reporting-Guidance>

<sup>6</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>7</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>8</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>1</sup> USGS (United States Geological Survey) (2020), Mineral Industry Surveys: Cement in May 2020, US Department of the Interior, Washington, DC. <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/mcs2020.pdf>

<sup>2</sup> Technology roadmap — low-carbon transition in the cement industry. IEA, Paris, 2018. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-low-carbon-transition-in-the-cement-industry>

<sup>3</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>4</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

ня один из крупнейших мировых производителей цемента — компания CEMEX начала использовать водород в качестве компонента топливных смесей на всех принадлежащих ей заводах в Европе и активно внедряет эту технологию в других странах. Компания поставила цель осуществить к 2050 г. полную декарбонизацию своей продукции.<sup>1</sup>

Использование альтернативных видов топлива является лишь одним из возможных направлений уменьшения выбросов CO<sub>2</sub> при производстве цемента. Расход топлива для получения клинкера может быть также уменьшен за счет повышения эффективности оборудования для термической обработки сырья [48], оптимизации состава цемента. В настоящее время среднее содержание клинкера в цементе составляет 71%, к 2030 г. прогнозируют его снижение до 65% и к 2050 г. до 57%.<sup>2</sup> Для этого часть клинкера в цементе может быть заменена летучей золой угольных электростанций, доменным шлаком либо такими природными материалами, как вулканический пепел. Так, в странах ЕС в настоящее время 80% всего доменного шлака, получаемого в металлургической промышленности, используют для производства цемента [49]. Прогнозируют, что к 2050 г. в связи с практически полным закрытием угольных электростанций и сокращением использования доменных процессов в металлургии основными компонентами, замещающими клинкер в смесевых цементах, будут известняк и обожженная глина.

Рассмотренные выше направления снижения выбросов CO<sub>2</sub> в цементной промышленности не затрагивают принципиальных основ получения клинкера путем термического разложения известняка. Возможной альтернативой традиционной технологии производства клинкера является электрохимический метод, разрабатываемый в Массачусетском технологическом институте [50]. В результате электролиза воды в электрохимическом реакторе создается градиент pH. При этом на аноде при низком значении pH происходит декарбонизация размолотого CaCO<sub>3</sub>, а на катоде при высоком pH в осадок выпадает твердый гидроксид кальция — Ca(OH)<sub>2</sub>. При нагревании с диоксидом кремния (SiO<sub>2</sub>) он образует

алит, один из основных компонентов портландцемента. Одновременно с твердыми продуктами реакции в реакторе возникают концентрированные потоки высокочистых газов: смеси O<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub> на аноде и H<sub>2</sub> на катоде. Образующиеся газы могут быть эффективно использованы для различных технологических операций на заводе, например для производства электроэнергии на основе водородных топливных элементов, или реализованы на рынке. Наряду с технологическими инновациями важную роль при сокращении выбросов CO<sub>2</sub> предприятиями цементной промышленности будет играть его улавливание и утилизация. По прогнозу МЭА,<sup>3</sup> это направление начнет активно развиваться после 2030 г., и к 2070 г. 80% цементных заводов будет оснащено установками улавливания CO<sub>2</sub>, что обеспечит 60% общего снижения выбросов углекислого газа предприятиями отрасли.

### Использование водорода в транспортном секторе

Мировой транспортный сектор в результате сжигания бензина и дизельного топлива генерирует 24% глобальных выбросов CO<sub>2</sub>: в 2020 г. они составили 7.2 млрд т. В дорожной карте развития мировой энергетики, обеспечивающей достижение углеродной нейтральности к 2050 г., обозначены следующие целевые ориентиры снижения выбросов транспортным сектором: до 5.7 млрд т в 2030 г., 2.7 млрд т в 2040 г. и 0.7 млрд т в 2050 г. Для этого необходимо существенное изменение структуры источников энергии, используемых транспортными средствами. В настоящее время более 90% необходимой энергии они получают из органического топлива. Прогнозируют, что к 2040 г. доля этого источника энергии сократится практически в 2 раза, до 50%, а в 2050 г. составит лишь 10%. Одновременно будет возрастать роль электроэнергии и альтернативных видов топлива. К 2050 г. доля электроэнергии достигнет 45%, водородного топлива — 30%, биотоплива — 15%.<sup>4</sup> Водород может быть использован как топливо для транспорта в различных формах, как альтернативный вид топлива для двигателей внутреннего сгорания, преобразованный в метанол и аммиак, для выработки электроэнергии

<sup>1</sup> CEMEX to deploy hydrogen technology throughout its cement operations. <https://www.worldcement.com/europe-cis/23022021/cemex-to-deploy-hydrogen-technology-throughout-its-cement-operations/>

<sup>2</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>3</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>4</sup> Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

с помощью топливных элементов. Применение водорода для различных видов транспорта имеет свою специфику, определяемую технологическими и экономическими факторами.

*Дорожный транспорт.* На дорожные транспортные средства (легковые автомобили, грузовики, автобусы и мотоциклы) приходится три четверти выбросов, генерируемых транспортным сектором.<sup>1</sup> При этом около 60% выбросов углекислого газа обусловлено пассажирским, в первую очередь городским транспортом и 40% грузовым транспортом.<sup>2</sup> Международный транспортный форум (The International Transport Forum) прогнозирует существенный, более чем в 2 раза, рост пассажирских и грузовых перевозок к 2050 г. Отмечается, что выбросы CO<sub>2</sub> от транспорта увеличатся на 16% к 2050 г., даже если сегодняшние обязательства по декарбонизации транспорта будут полностью выполнены — поскольку ожидаемое сокращение выбросов не сможет компенсировать ожидаемый рост перевозок.<sup>3</sup> В качестве основных направлений декарбонизации транспортных средств в настоящее время рассматривают использование электромобилей на аккумуляторных батареях и на водородных топливных элементах, автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, работающими на водородном топливе, биотопливе или синтетическом топливе.

Для достижения углеродной нейтральности автомобильного транспорта к 2050 г. МЭА считает необходимым уже к 2030 г. довести до 62% долю легковых электромобилей и до 30% долю грузовых автомобилей с низким уровнем выбросов CO<sub>2</sub>. Предполагается, что практически все легковые электромобили будут работать на аккумуляторных батареях и около 5% грузового транспорта будет использовать водород. К 2050 г. пассажирский транспорт должен быть полностью безуглеродным, причем доля использования водорода возрастет до 8%. При достижении 90% уровня обезуглероживания грузового транспорта к 2050 г. доля использования водорода должна соста-

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>2</sup> ITF Transport Outlook 2021, OECD. <https://www.itf-oecd.org/itf-transport-outlook-2021>

Carbon dioxide emissions from passenger road transportation worldwide between 2010 and 2020 | Statista. <https://www.statista.com/statistics/1107970/carbon-dioxide-emissions-passenger-transport/>

<sup>3</sup> ITF Transport Outlook 2021, OECD. <https://www.itf-oecd.org/itf-transport-outlook-2021>

вить 30%. Выполнение этих условий позволит снизить выбросы CO<sub>2</sub>, генерируемого дорожным транспортом, до 0.5 млрд т на 90% по сравнению с 2020 г. Предполагается, что для зарядки аккумуляторов и производства водорода будут использовать электроэнергию от возобновляемых источников энергии.<sup>4</sup> По данным [51], на конец 2020 г. в мире было 34 млн 804 тыс. электромобилей на топливных элементах, из которых 65% в Азии (Китай, Япония, Южная Корея), 27% в Северной Америке, 8% в Европе. Только за последние 3 года их количество выросло в 2.7 раза. В 2020 г. более 90% электромобилей на топливных элементах использовалось для перевозки пассажиров (легковые автомобили — 75% и автобусы — 16%) и лишь 9% — для перевозки грузов. Водородный совет прогнозирует, что к 2030 г. количество легковых электромобилей на топливных элементах увеличится до 10–15 млн, грузовиков — до 500 тыс. К 2050 г. количество легковых автомобилей на топливных элементах достигнет 400 млн, автобусов — 5 млн, грузовиков — 15–20 млн.<sup>5</sup> Доля рынка дорожного транспорта на топливных элементах составит около 17% к 2050 г.<sup>6</sup>

Для развития и эффективного функционирования электромобильного дорожного транспорта необходимо опережающее создание соответствующей инфраструктуры для его заправки. В настоящее время в мире работает 540 водородных заправочных станций, из которых 278 расположено в Азии, 190 — в Европе и 68 — в Северной Америке. За последние три года количество водородных заправок увеличилось в 1.4 раза, что почти в 2 раза меньше темпов роста мирового парка электромобилей на топливных элементах. Прогнозируют, что к 2030 г. количество водородных заправочных станций будет увеличено до 18 тыс. и к 2050 г. до 40 тыс.<sup>7</sup> Затраты на строитель-

<sup>4</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>5</sup> Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogen-council.com/en/hydrogen-insights-2021/>

<sup>6</sup> Global Roadmap for Implementing CO<sub>2</sub> Utilization. CO<sub>2</sub> Sciences and The Global CO<sub>2</sub> Initiative. 2016. [https://assets.ctfassets.net/xg0gv1arhdr3/27vQZEvrxaQiQEAsGyoSQu/44ee-0b72ceb9231ec53ed180cb759614/CO2U\\_ICEF\\_Roadmap\\_FINAL\\_2016\\_12\\_07.pdf](https://assets.ctfassets.net/xg0gv1arhdr3/27vQZEvrxaQiQEAsGyoSQu/44ee-0b72ceb9231ec53ed180cb759614/CO2U_ICEF_Roadmap_FINAL_2016_12_07.pdf)

<sup>7</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/>



ство водородных заправок существенно превышают стоимость строительства заправок как для электромобилей, так и для автотранспорта на органическом топливе. Это определяется не только высокой стоимостью резервуаров для хранения водорода, но и необходимостью выделения для их строительства заправок земельных участков, примерно в 7 раз превосходящих размеры участков для традиционных заправок. В настоящее время стоимость строительства водородной заправочной станции в зависимости от объема хранящегося водорода оценивается в 0.6–2 млн. \$ для резервуаров с давлением 70 МПа и 0.15–1.6 млн. \$ при давлении 35 МПа.<sup>1</sup> Еще более дорогостоящим является сооружение заправочных станций, где водород хранится в сжиженном состоянии. Первая такая станция уже построена в Калифорнии компанией Linde.<sup>2</sup>

Водород для заправки автомобилей можно производить непосредственно на заправочных станциях с использованием возобновляемых источников энергии или доставлять специализированным автомобильным транспортом. Анализ экономической эффективности различных способов доставки водорода (в сжатом или сжиженном состоянии) показал, что транспортировка сжатого водорода конкурентоспособна при расстояниях от места производства или хранения, не превышающих 130 км, при больших расстояниях водород выгоднее транспортировать в виде жидкости [52]. При этом должно быть обеспечено отсутствие в водороде примесей, которые могут снизить надежность работы топливных элементов [53].

Реализация масштабных планов по созданию инфраструктуры для обеспечения водородом дорожного транспорта требует значительных инвестиций и мер государственной поддержки.<sup>3</sup> При оценке эффективности использования электромобилей на батареях и топливных элементах для перевозки пассажиров и грузов необходимо учитывать их соответствие требованиям к дальности перевозок и весу перевозимого

груза, допустимому времени простоя, наличие и доступность инфраструктуры для восполнения энергоресурса электромобилей. Энергия сжатого водорода на единицу массы составляет почти 40 кВт·ч на 1 кг, для современных литий-ионных батарей — в 150 раз меньше, 260 Вт·ч на 1 кг. Это приводит к тому, что при одинаковой дальности движения вес аккумуляторных батарей существенно превосходит суммарный вес топливных элементов и баков со сжатым водородом. Например, суммарный вес топливных элементов, баков с водородом и вспомогательной батареи тяжелого грузовика Xcient FC компании Hyundai, обеспечивающих перевозку груза на расстояние 400 км, составляет 1 т. Вес необходимого для этого аккумулятора 3 т, что приводит к соответствующему уменьшению веса перевозимого груза [54]. Возможность увеличения дальности перевозок без существенного снижения грузоподъемности делает электромобили на топливных элементах приоритетным транспортным средством для перевозки тяжелых грузов на большие расстояния [54–56]. Прогнозируют, что в странах ЕС водородные топливные элементы будут обеспечивать энергией 5, 30 и 55% грузовых автомобилей в 2030, 2040 и 2050 г. соответственно [57]. Еще одним важным преимуществом электромобилей на топливных элементах является небольшое время, необходимое для заправки их водородом, обычно не превышающее 15 мин. Полная зарядка аккумулятора электромобиля занимает сегодня от 4 до 8 ч, при использовании технологии «быстрой зарядки» легковых автомобилей типа Tesla это время может быть уменьшено до 40 мин [57]. Этим определяется эффективность использования топливных элементов в транспортных средствах, работающих в интенсивном режиме, с минимальными простоями: такси, городские автобусы, небольшие грузовики (фургоны)<sup>4</sup> [57, 58].

По прогнозу Международного энергетического агентства, широкое использование топливных элементов в различных сегментах дорожного транспорта начнется после 2030 г.<sup>5</sup> Ожидают, что к этому време-

NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\_CORR.pdf

<sup>1</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjportal.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>2</sup> Power boost for fueling stations with liquid H2. <https://www.linde-engineering.com/en/about-linde-engineering/success-stories/power-boost-for-liquid-hydrogen.html>

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> European hydrogen backbone. Analyzing future demand, supply and transport of hydrogen. June 2021. <https://hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/>

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>5</sup> European hydrogen backbone. Analyzing future demand, supply and transport of hydrogen. June 2021. <https://hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/>



ни полная стоимость владения электромобилями с топливными элементами и батареями, учитывающая все капитальные и операционные затраты, достигнет паритета и будет меньше, чем аналогичная величина для автомобилей, работающих на ископаемом топливе.<sup>1</sup> Использование батарей и топливных элементов для декарбонизации транспортных средств имеет определенные ограничения как по уровню допустимой температуры и вибрации, так и по величине создаваемой мощности, которая даже для тяжелых грузовиков не превосходит несколько сотен кВт [53, 58]. Это практически исключает возможность электрификации таких видов внедорожного транспорта, широко применяемых в горнодобывающей и строительной промышленности, как карьерные самосвалы, погрузчики, бульдозеры и экскаваторы. В частности, для работы карьерных самосвалов необходимы двигатели мощностью 3 МВт и более. По мнению экспертов McKinsey & Company, наиболее эффективным способом декарбонизации этих транспортных средств является замена ископаемого топлива водородом [58]. Возможность надежной, устойчивой работы двигателей внутреннего сгорания на водородном топливе обоснована и подтверждена многочисленными исследованиями, проводившимися в течение нескольких десятилетий [59, 60]. В настоящее время несколько автомобильных и моторостроительных компаний разрабатывают специализированные дизельные двигатели, работающие на водороде.<sup>2</sup>

*Железнодорожный транспорт.* Одним из основных трендов развития мирового железнодорожного транспорта уже в течение многих лет является увеличение доли электропоездов.<sup>3</sup> В настоящее время электроэнергия обеспечивает 46% энергопотребления на этом виде транспорта. Прогнозируют, что к 2030 г. доля электроэнергии возрастет до 65% и к 2050 г. достигнет 96%, из которых 5% будет обеспечено водородными топливными элементами. Это позволит снизить выбросы углекислого газа железнодорож-

[hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/](https://hydrogen-central.com/2021-european-hydrogen-backbone-demand-supply-transport-hydrogen/)

<sup>1</sup> Fueling the future of mobility. Hydrogen and fuel cell solutions for transportation. Deloitte China. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf>

<sup>2</sup> Cummins begins testing of hydrogen fueled internal combustion engine. BUSINESS WIRE. July 2021. <https://www.businesswire.com/news/home/20210713005213/en/Cummins-Begins-Testing-of-Hydrogen-Fueled-Internal-Combustion-Engine>

<sup>3</sup> The future of rail opportunities for energy and the environment. IEA: Technology report. January 2019. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-rail>

ным транспортом с 95 млн т в 2020 г. практически до нуля к 2050 г.<sup>4</sup> Традиционный путь электрификации железных дорог связан с большими капитальными затратами, обусловленными установкой и регулярным ремонтом воздушных линий электропередачи. По данным Ассоциации железнодорожной промышленности Великобритании (Railway Industry Association), стоимость электрификации 1 км железных дорог в стране составляет 1.5–2.5 тыс. £.<sup>5</sup> Это определяет интерес, проявляемый к использованию на железнодорожном транспорте электрических батарей и водородных топливных элементов. По мнению экспертов, электропоезда на топливных элементах обладают следующими основными преимуществами [61]:

— поезда, работающие на водороде, заправляются менее чем за 20 мин и могут работать более 18 ч без дополнительной заправки;

— поезда с батарейным питанием имеют меньшую дальность действия и большое время простоя, необходимое для подзарядки батарей;

— водородные поезда имеют более низкую общую стоимость эксплуатации как по сравнению с дизельными поездами, так и с поездами, получающими электроэнергию по проводным линиям электропередач;

— электропоезда на топливных элементах с экономической точки зрения целесообразно использовать в первую очередь на неэлектрифицированных железнодорожных маршрутах дальностью до 100 км, на участках железных дорог с низкой загрузкой (до 10 составов в день), а также на трансграничных железных дорогах, поскольку они могут работать независимо от уровня напряжения контактной сети, который различается во многих странах;

— возможные области использования топливных элементов в железнодорожном транспорте существенно расширяются при их совместном применении с электрическими батареями (гибридные электропоезда), в частности увеличивается их грузоподъемность, дальность и скорость движения, примерно на 30% снижается энергопотребление [62];

— поезда на топливных элементах, как и другие типы электропоездов, характеризуются существенно меньшим уровнем шума и вибрации по сравне-

<sup>4</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>5</sup> RIA Electrification Cost Challenge. 14 March 2019. <https://www.nsar.co.uk/wp-content/uploads/2019/03/RIAECC.pdf>

нию с поездами на дизельном топливе и поэтому не оказывают негативного воздействия на человека, что особенно существенно для железнодорожного транспорта, маршруты которого проходят рядом с населенными пунктами [63].

В настоящее время в Германии (Нижняя Саксония) между несколькими городами уже курсирует поезд на водородных топливных элементах, созданный совместными усилиями компаний Alstoma (Франция) и Siemens (Германия). В 2021 г. в Германии планируют начать эксплуатацию еще 14 подобных поездов. В 2022 г. «водородные» поезда должны появиться на железных дорогах Франции и Великобритании. Программа декарбонизации экономики Европейского Союза ставит амбициозные задачи по использованию водорода, преимущественно «зеленого», на железнодорожном транспорте: планируется, что уже к 2030 г. доля поездов на топливных элементах должна достигнуть 40%, в первую очередь за счет перевода на водородное топливо пассажирских поездов. Это потребует опережающего развития соответствующей инфраструктуры, в первую очередь хранилищ водорода и заправочных станций на железнодорожных трассах.<sup>1</sup>

*Морской транспорт.* Морской транспорт осуществляет 75% мировых грузоперевозок. За последние 20 лет общий вес грузов, перевезенных морским транспортом, увеличился в 2 раза: с 5984 млн т в 2000 г. до 11 076 млн т в 2019 г.<sup>2</sup> При сохранении существующих темпов роста грузоперевозки морским транспортом могут увеличиться к 2050 г. почти в 3 раза.<sup>3</sup> В отличие от дорожного и железнодорожного транспорта практически всю энергию, необходимую для работы морского транспорта, получают в результате сжигания углеводородного топлива. В 2019 г. на это было израсходовано 180 млн т мазута, 45 млн т морского дизельного топлива и морского газойля, 0,1 млн т сжиженного природного газа.<sup>4</sup> Это привело к эмиссии в 2020 г. 880 млн т CO<sub>2</sub>, что составило око-

ло 12% от общего объема выбросов в транспортном секторе.<sup>5</sup>

В 2018 г. Международной морской организацией (International Maritime Organization) была сформулирована стратегия, призванная обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов углекислого газа морскими судами на 40% по сравнению с 2008 г. и достичь сокращения на 70% к 2050 г. (примерно до 300 млн т). На первом этапе, в краткосрочной и среднесрочной перспективе, основные усилия будут сосредоточены на реализации комплекса технических и организационных мер, которые должны повысить энергетическую эффективность судов и оптимизировать логистику перевозок. На втором этапе, в долгосрочной перспективе, помимо дальнейшего совершенствования этих мер планируется постепенная замена части сжигаемых углеводородов альтернативными видами топлива, характеризующимися существенно меньшим углеродным следом.<sup>6</sup> В обзоре [64] на основе анализа 150 опубликованных работ оценено потенциальное влияние 22 различных технических и организационных мер на снижение выбросов углекислого газа при эксплуатации морских судов за счет уменьшения удельного расхода топлива. К числу таких мер относится усовершенствование конструкции корпуса судов, улучшающее их гидродинамические характеристики, повышение эффективности силовых установок, в том числе за счет использования дополнительных электродвигателей для работы при малых скоростях движения, уменьшение скорости движения судов и др. Возможное уменьшение выбросов CO<sub>2</sub> при применении рассмотренных мер в большинстве случаев не превосходит 10–20%. Эффективность технических мер существенно повышается при их совместном использовании. В полной мере этот подход может быть реализован при проектировании и строительстве новых судов. Прогнозируют, что к 2040 г. выбросы CO<sub>2</sub> вновь построенными многоцелевыми грузовыми судами (сухогрузами) будут на 40% меньше по сравнению с судами этого типа, эксплуатиру-

<sup>1</sup> RIA Electrification Cost Challenge. 14 March 2019. <https://www.nsar.co.uk/wp-content/uploads/2019/03/RIAECC.pdf>

<sup>2</sup> Review of Maritime Transport 2020. United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD 2020). <https://unctad.org/system/files/official-document/rmt2020-en.pdf>

<sup>3</sup> ITF Transport Outlook 2019, OECD Publishing. [https://www.oecd-ilibrary.org/transport/itf-transport-outlook-2019\\_transp\\_outlook-en-2019-en](https://www.oecd-ilibrary.org/transport/itf-transport-outlook-2019_transp_outlook-en-2019-en)

<sup>4</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>5</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>6</sup> Resolution MEPC.304(72) (Adopted on 13 April 2018): Initial IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships. [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250\\_IMO%20submission\\_Talanoa%20Dialogue\\_April%202018.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf)

Maritime Forecast to 2050 Energy Transition Outlook 2020. DNV GL. [https://www.anave.es/images/documentos/DNVGL\\_2020\\_Maritime\\_Forecast\\_to\\_2050\\_WEB.pdf](https://www.anave.es/images/documentos/DNVGL_2020_Maritime_Forecast_to_2050_WEB.pdf)

емыми в настоящее время. Срок службы различных типов морских судов составляет 20–35 лет. В 2019 г. 75–78% судов, перевозящих наиболее тяжелые грузы и являющихся основными эмитентами углекислого газа (контейнеровозы, танкеры и сухогрузы), имели возраст менее 14 лет.<sup>1</sup> Их вывод из эксплуатации и замена более совершенными новыми судами потребует значительного времени [65] и в значительной степени будет определять темпы декарбонизации морского флота.

МЭА считает необходимым снижение выбросов CO<sub>2</sub> морским транспортом на 6% в год, что позволит довести их к 2050 г. до 120 млн т.<sup>2</sup> Это в 2.5 раза меньше уровня выбросов, планируемых к этому сроку Международной морской организацией. В соответствии с дорожной картой, разработанной экспертами МЭА, уже в 2030 г. 17% энергии, используемой морскими судами, будет получено за счет низкоуглеродных видов топлива: аммиака (8%), водорода (2%) и биотоплива (7%). К 2050 г. их доля в энергопотреблении морского транспорта возрастет до 84%, из которых 46% придется на аммиак, 17% на водород и 21% на биотопливо.<sup>3</sup> Эксперты Организации экономического сотрудничества и развития (Organisation for Economic Cooperation and Development) предполагают, что к 2035 г. реально уменьшить выбросы углекислого газа от морского судоходства на 80% за счет замены 70% ископаемого топлива аммиаком и водородом, 22% — биотопливом.<sup>4</sup>

Во всех сценариях декарбонизации морского транспорта ведущая роль отводится использованию аммиака в качестве судового топлива. В настоящее время аммиак уже является коммерческим товаром, для перевозки которого успешно используют морской транспорт: 120 портов уже имеют необходимую для этого инфраструктуру, 170 судов — соответствующее

оборудование. Прогнозируемый перевод значительной части морских судов на аммиачное топливо потребует существенного увеличения производства аммиака. По оценке,<sup>5</sup> для перевода 30% действующих в настоящее время судов на аммиачное топливо потребуются увеличивать производство низкоуглеродного аммиака («голубого» и «зеленого») на 150 млн т в год. Одновременно необходимо будет создавать дополнительную наземную инфраструктуру транспортировки, хранения и бункеровки аммиака [66]. Организация производства «зеленого» аммиака непосредственно в портах позволит снизить его стоимость для морских судов. Этот подход начали реализовывать в Марокко, где определены порты, перспективные для производства и хранения «зеленого» аммиака. Одним из них является порт Иорф-Лафар, в котором планируют производить 700 т аммиака в сутки, используя возобновляемую электроэнергию от установленных там солнечных панелей мощностью 300 МВт. Для производства «зеленого» аммиака, необходимого для заправки всех крупных судов, проходящих через порты Марокко, потребуется 280 МВт·ч электроэнергии. Это составляет менее 1% от потенциала производства возобновляемой (ветровой и солнечной) электроэнергии страны [67]. Применение аммиака в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания, которые сегодня являются основными двигательными установками на морских судах, требует решения ряда технологических и экологических проблем. Аммиак имеет более высокую температуру самовоспламенения и более низкую ламинарную скорость распространения пламени по сравнению с углеводородным топливом, что может приводить к нестабильной работе дизельного двигателя при низких и высоких оборотах. Этого удастся избежать при добавлении к аммиаку одного из углеводородных топлив либо водорода [68, 69]. При сжигании аммиака в двигателях внутреннего сгорания образуется значительное количество оксидов азота. Для их нейтрализации может быть использована стандартная технология SCR, позволяющая восстанавливать NO<sub>x</sub> до азота и водяного пара [66].

Как следует из прогноза МЭА, можно ожидать, что в период до 2050 г. масштабы использования водорода для декарбонизации морского транспорта будут существенно, в 3–4 раза, меньше по сравнению с ам-

<sup>1</sup> The 2019 World Fleet Report Statistics from Equasi. 20 years Promoting Ship Safety and Environmental Protection. <https://www.equasis.org/Fichiers/Statistique/MOA/Documents%20availables%20on%20statistics%20of%20Equasis/Equasis%20Statistics%20-%20The%20world%20fleet%202019.pdf>

<sup>2</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>3</sup> Там же.

<sup>4</sup> Decarbonizing Maritime Transport. Pathways to zero-carbon shipping by 2035. Case-Specific Policy Analysis. The International Transport Forum. OECD, 2018. <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-maritime-transport.pdf>

<sup>5</sup> Ammonfuel — an industrial view of ammonia as a marine fuel. August 2020. Alfa Laval, Hafnia, Haldor Topsøe, Vestas, Siemens Games. <https://hafniabw.com/wp-content/uploads/2020/08/Ammonfuel-Report-an-industrial-view-of-ammonia-as-a-marine-fuel.pdf>



миаком.<sup>1</sup> Это обусловлено рядом факторов. Объемная плотность энергии жидкого аммиака в 2 раза превосходит ее значение для сжиженного водорода и в 3.5 раза для газообразного водорода при давлении 70 МПа. Это приведет к соответствующему увеличению емкости баков для хранения водорода на борту судна и уменьшению полезного объема, занимаемого перевозимым грузом. Расчеты, выполненные авторами работы [70] на основе анализа энергетических затрат более 100 рейсов танкеров в течение 3 лет, показали, что баки со сжиженным водородом могут занимать 3–5% объема танкера: в 2 раза больше, чем при использовании дизельного топлива. Сжижение водорода является энергоемким и дорогостоящим процессом. Кроме того, криогенное хранение жидкого водорода существенно усложняет его бункеровку [71]. Это послужило основанием экспертам МЭА прогнозировать, что на маршрутах средней дальности между портами, имеющими соответствующую наземную инфраструктуру, судоходные компании в основном будут использовать сжатый водород.<sup>2</sup> Сжиженный водород, по мнению специалистов Международного совета по чистому транспорту (International Council on Clean Transportation), может быть эффективно использован для крупнотоннажных морских перевозок на дальние расстояния. Расчеты, оценивающие количество водородного топлива, необходимого для крупнейших в мире контейнерных судов, перевозящих грузы по трансатлантическому коридору между США и Китаем и сжигающих 100 т и более углеводородного топлива в сутки, позволили сделать следующие выводы:

— около 43% рейсов может быть выполнено без увеличения площади, занимаемой топливными баками, и без дополнительной дозаправки в пути;

— количество рейсов без дозаправки может вырасти до 86% при увеличении площади для хранения водородного топлива на 2%;

— при замене 5% грузового пространства дополнительными топливными баками или при одной дозаправке топливом можно выполнить 99% рейсов.

— контейнеровозы среднего размера могут совершать рейсы без размещения дополнительных топливных баков и без дозаправки [72].

При расчетах принималось, что энергию для силовых установок судов будут получать от водородных топливных элементов, которые рассматриваются многими авторами как наиболее эффективный способ использования безуглеродного топлива на морских судах [73–75].

По данным Global Maritime Forum, в настоящее время выполняется 106 пилотных и демонстрационных проектов, направленных на декарбонизацию мирового морского транспорта,<sup>3</sup> почти в 1.5 раза больше, чем годом ранее. При этом более 2/3 проектов связаны с использованием судового топлива на основе водорода и аммиака. За последний год количество подобных проектов существенно увеличилось. Так, для категории крупных судов этот рост составил 3 и 2.5 раза соответственно. Большинство проектов (71 проект) выполняются в странах ЕС, из них около половины при финансовой поддержке государства. Среди стран Азиатско-Тихоокеанского региона по числу проектов лидируют Япония, Китай и Южная Корея. Декарбонизация мирового морского транспорта требует значительных инвестиций. По оценке специалистов Global Maritime Forum, они могут составить 40–60 млрд \$ в год на протяжении ближайших 30 лет. Основная часть инвестиций (87%) потребуются для производства безуглеродного топлива для морских судов («зеленого» и «голубого» водорода и аммиака) и создания необходимой инфраструктуры для его хранения и бункеровки, 13% будет затрачено на сооружение новых и модернизацию существующих судов [76]. Для стимулирования судоходных компаний использовать безуглеродное топливо необходимы соответствующие меры государственного регулирования на региональном и международном уровне [77]. Европейской комиссией в 2013 г. была утверждена стратегия сокращения выбросов парниковых газов в судоходной отрасли.<sup>4</sup> В сентябре 2020 г. европейский парламент принял поправки, тре-

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>2</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>3</sup> Mapping of zero emission pilots and demonstration projects. Second edition 2021. Getting to Zero Coalition. Global Maritime Forum. 2021. <https://www.globalmaritimeforum.org/news/new-mapping-of-zero-emission-pilots-and-demonstration-projects-shows-an-increasing-focus-on-hydrogen-based-fuels>

<sup>4</sup> Integrating maritime transport emissions in the EU's greenhouse gas reduction policies European Commission Brussels, 28.6.2013 Com (2013) 479 Final. <https://www.iea.org/policies/8790-integrating-maritime-transport-emissions-in-the-eus-greenhouse-gas-reduction-policies>



бующие от судоходных компаний линейно сокращать среднегодовые выбросы CO<sub>2</sub> для всех своих судов, по крайней мере на 40% к 2030 г., со штрафами за их несоблюдение. С 2023 г. Европейская комиссия планирует включить морское судоходство в систему торговли выбросами CO<sub>2</sub> (ETS EC).<sup>1</sup>

*Авиационный транспорт.* Авиационный транспорт относится к секторам мировой экономики, наиболее пострадавшим от пандемии Covid-19: в 2020 г.<sup>2</sup> это привело к снижению выбросов CO<sub>2</sub> от авиационного транспорта с почти 1 млрд т в 2019 г. до 640 млн т в 2020 г. Прогнозируют, что уже к 2025 г. выбросы вновь достигнут уровня 2019 г. (950 млн т).<sup>3</sup> По оценке группы авиационных экспертов Waypoint 2050, ежегодный рост пассажиропотока авиационного транспорта составит в последующие 30 лет в среднем 3% и достигнет к 2050 г. 20 трлн чел. × км, что более чем в 2 раза превысит его значение в 2019 г. При сохранении существующего уровня использования в авиации реактивного керосина, получаемого из ископаемого топлива, это приведет к росту выбросов CO<sub>2</sub> до 1.8 млрд т в год.<sup>4</sup> Международная ассоциация воздушного транспорта (International Air Transport Association) в 2016 г. обязалась к 2050 г. снизить выбросы CO<sub>2</sub> от авиационного транспорта до 325 млн т в год, на 50% по сравнению с 2005 г., и добиться углеродной нейтральности отрасли к 2060–2065 гг.<sup>5</sup> Значительно более жесткие требования к декарбонизации авиации обозначены в дорож-

ной карте МЭА: снизить выбросы CO<sub>2</sub> к 2050 г. до 210 млн т.

Для достижения этого уровня выбросов CO<sub>2</sub> необходимо в 5 раз уменьшить использование традиционного керосина — в 2050 г. он должен обеспечивать лишь 20–23% общего энергопотребления авиационного транспорта. Ведущую роль в топливном балансе авиации МЭА отводит чистому авиационному топливу (SAF): биокеросину (45%) и синтетическому топливу на основе водорода (30%). Предполагается, что вклад электрических батарей, топливных элементов и водородного топлива не превысит 2%, хотя их внедрение начнется еще в 2035 г.<sup>6</sup> Помимо CO<sub>2</sub> при сжигании керосина выделяется водяной пар, оксиды азота, сульфатные аэрозоли, продукты неполного сгорания углеводородов и твердые частицы (сажа). Их присутствие в атмосфере приводит к изменению содержания метана и озона, образованию инверсионных перистых облаков [78]. Эти атмосферные процессы оказывают существенное влияние на изменение климата (глобальное потепление). Их суммарный вклад в изменение климата может в несколько раз превосходить негативное влияние CO<sub>2</sub><sup>7</sup> [79]. Авторами<sup>8</sup> разработана методика, позволяющая количественно оценивать влияние на изменение климата содержания в атмосфере оксидов азота, водяного пара и инверсионных следов, выражая его в эквивалентном количестве углекислого газа — CO<sub>2</sub> экв. Показано, что к 2050 г. общее количество вредных выбросов авиационного транспорта, образующихся при сжигании керосина, может составить 5.7 млрд т CO<sub>2</sub> экв, что более чем в 3 раза превосходит прогнозируемые выбросы CO<sub>2</sub>.<sup>9</sup>

Авиационное топливо на основе водорода, используемого в топливных элементах или сжигаемого в турбинных двигателях, в случае получения его электролизом с использованием «зеленой» электроэнергии характеризуется практически нулевой эмиссией CO<sub>2</sub>. Уровень выбросов CO<sub>2</sub> при сжигании в авиа-

<sup>1</sup> Proposal for a Regulation Amending Regulation (Eu) 2015/757 in Order to Take Appropriate Account of the Global Data Collection System for Ship Fuel Oil Consumption Data Legislative Train 05.2021. A European Green Deal. <https://www.europeansources.info/record/proposal-to-amend-regulation-eu-2015-757-in-order-to-take-appropriate-account-of-the-global-data-collection-system-for-ship-fuel-oil-consumption-data/>

<sup>2</sup> Effects of Novel Coronavirus (COVID-19) on Civil Aviation: Economic Impact Analysis. Montréal, Canada. 17 August 2021. IATA Economic Development — Air Transport Bureau. <https://www.icao.int/sustainability/Pages/Economic-Impacts-of-COVID-19.aspx>

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Waypoint 2050. Balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency. First Ed. September 2020. [https://aviationbenefits.org/media/167187/w2050\\_full.pdf](https://aviationbenefits.org/media/167187/w2050_full.pdf)

<sup>5</sup> IATA. Halving Emissions by 2050—Aviation Brings its Targets to Copenhagen. <https://www.iata.org/en/press-room/2009-releases/2009-12-08-01/>

<sup>6</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>7</sup> Hydrogen-powered aviation A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>8</sup> Там же.

<sup>9</sup> IATA. Halving Emissions by 2050—Aviation Brings its Targets to Copenhagen. <https://www.iata.org/en/press-room/2009-releases/2009-12-08-01/>

ционных двигателях синтетического авиационного топлива определяется величиной углеродного следа синтез-газа, являющегося исходным сырьем для процесса Фишера–Тропша. При получении синтез-газа с использованием «зеленого» водорода и CO<sub>2</sub> из атмосферного воздуха его углеродный след принимают, как и для чистого водородного топлива, близким к нулю [80, 81]. Авторами работы<sup>1</sup> выполнена сравнительная оценка влияния на изменение климата различных видов водородного авиационного топлива по сравнению с керосином, получаемым из нефтяного сырья. Наибольшим потенциалом снижения негативного влияния на изменение климата обладают водородные топливные элементы: оно может быть уменьшено на 90–75%. Для водорода, сжигаемого в авиационных турбинах, это уменьшение составляет 75–50% и для синтетического авиационного топлива — 60–30%. Авторы указывают, что достаточно широкие диапазоны изменения сделанных оценок отражают недостаточную изученность различных факторов влияния авиационного топлива на изменение климата. Результирующие профили выбросов вредных веществ самолетами, использующими авиационный керосин и биотопливо, получаемое из биомассы различного происхождения, очень близки [82]. Это позволяет сделать вывод о существенном влиянии сжигания авиационного биотоплива на изменение климата, превосходящем, в частности, влияние синтетического топлива на основе водорода.<sup>2</sup>

Более масштабное, чем прогнозирует МЭА,<sup>3</sup> использование водородного топлива в авиации позволит к 2050 г. не только достигнуть углеродной нейтральности авиационного транспорта, но и на 40–50% уменьшить его негативное влияние на изменение климата. Для этого необходимо, чтобы к 2050 г. от 40 до 60% самолетов (в зависимости от темпов декарбонизации авиации) использовали сжиженный водород в качестве авиационного топлива, остальные самолеты — синтетическое водородное топливо и биотопливо.<sup>4</sup> Программа (дорожная карта)

<sup>1</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>2</sup> Там же.

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May

декарбонизации авиационного транспорта<sup>5</sup> предусматривает, что в ближайшие 10–15 лет будут разработаны и поступят в продажу самолеты на водородном топливе, совершающие полеты дальностью от 500 до 2000–3000 км (местная, региональная и ближнемагистральная авиация). В настоящее время они составляют 70% всех эксплуатируемых самолетов и на них приходится около 30% выбросов CO<sub>2</sub> авиационного транспорта. Более длительный срок (20–25 лет) потребуется для разработки и вывода на рынок среднемагистральных (7000 км) и дальнемагистральных (10 000 км) самолетов, использующих водородное топливо. Эти категории самолетов создают сегодня 73% выбросов углекислого газа от авиационного транспорта. Предполагают, что самолеты местной и региональной авиации будут использовать электромоторы, работающие от водородных топливных элементов. Самолеты ближнемагистральной авиации на основной части полета будут использовать электромоторы, получающие электроэнергию от водородных топливных элементов, а при взлете и наборе высоты — турбины, работающие на водороде. Полет средне- и дальнемагистральных самолетов будет полностью осуществляться за счет энергии, создаваемой водородными турбинами. Топливные элементы в этом случае целесообразно использовать лишь для питания бортовых электрических систем. Прогнозируя количества водорода, необходимое для реализации разработанной программы декарбонизации авиационного транспорта, ее авторы исходили из двух возможных сценариев: эффективной и максимальной декарбонизации. Первый сценарий предполагал, что к 2040 и 2050 г. потребуется 10 и 40 млн т водорода. По второму сценарию — 40 и 130 млн т.<sup>6</sup> Первый сценарий представляется более реалистичным. Прогнозируемое количество водорода составило бы 2.5 и 7.5% от ожидаемого мирового производства водорода в 2040 и 2050 г.<sup>7</sup>

2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>5</sup> Там же.

<sup>6</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>7</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

Перевод значительной части авиационного транспорта на водородное топливо потребует существенно изменения конструкции самолетов. Это в первую очередь касается выбора оптимальной конструкции, количества и места расположения на борту самолета резервуаров со сжиженным водородом. В настоящее время предложено несколько принципиально различных технологических схем хранения водорода на борту самолета: водородные баки могут устанавливаться внутри самолета либо на его внешней поверхности (на планере или на крыльях самолета). Расположение баков с водородом вне фюзеляжа самолета может ухудшать его аэродинамические характеристики и повышает требования к устойчивости баков к внешним аэродинамическим нагрузкам. Объемная плотность энергии сжиженного водорода в 3.8 раза меньше, чем у авиационного керосина. Это приводит к необходимости соответствующего увеличения общего объема бортовых емкостей для хранения водорода, что может потребовать не только существенной переконфигурации внутреннего пространства самолета, но и изменения его габаритов, в первую очередь длины фюзеляжа<sup>1</sup> [83]. Важной проблемой использования водорода в качестве авиационного топлива является обеспечение надежной тепловой изоляции баков со сжиженным водородом с целью максимального снижения потерь от испарения водорода. Сравнительный анализ различных способов изоляции показал, что наилучшими изолирующими свойствами обладает слой пенопластовой пены, которая вводится между внешней и внутренней стенками бака для хранения водорода [84].

Первые исследования по оценке возможности использования водородного топлива в авиации были проведены в СССР в 1988 г. в Авиационном научно-техническом комплексе (АНТК) им. А. Н. Туполева. На базе самолета Ту-154В была создана испытательная лаборатория, позволившая экспериментально установить принципиальные особенности использования водорода в качестве авиационного топлива.<sup>2</sup> В начале 2000-х годов в рамках международного проекта КРИОПЛАН (CRYOPLANE System Analysis) были сформулированы концептуальные основы и обоснованы средне- и долгосрочные сценарии перехода от керосина к водороду в авиации. По мнению

<sup>1</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>2</sup> Ту-155: начало криогенной авиации. <https://rostec.ru/news/tu-155-nachalo-kriogennoy-aviatsii/>

авторов проекта, это обеспечило прочную основу для начала более масштабных мероприятий по подготовке к разработке и внедрению жидкого водорода в качестве авиационного топлива.<sup>3</sup> В настоящее время один из ведущих производителей авиационной техники Airbus приступил к проектированию нескольких типов коммерческих самолетов, работающих на водороде, выпуск которых планируется к 2035 г.<sup>4</sup>

Использование водородного топлива в авиации потребует существенной модернизации аэропортов, которые должны будут обеспечивать надежные поставки и хранение водорода, заправку им самолетов. Предполагается, что на небольшие аэропорты, обслуживающие местную и региональную авиацию, сжиженный водород будут доставлять специализированным автотранспортом<sup>5</sup> [52]. Для крупных аэропортов, обслуживающих средне- и дальнемагистральные рейсы, с экономической точки зрения предпочтительнее производить его на месте с использованием возобновляемых источников энергии [85]. Но и в этом случае, поскольку в аэропорту постоянно должен находиться запас авиационного топлива на несколько дней работы, потребуются строительство в аэропортах хранилищ для значительного объема сжиженного водорода. Доставка водорода из центрального хранилища водорода к месту заправки самолетов может осуществляться либо специальными грузовиками-заправщиками, либо по криогенным трубопроводам [84, 85]. Одной из наиболее технически сложных проблем модернизации инфраструктуры аэропортов при переходе на водородное топливо является заправка самолетов сжиженным водородом. Создаваемые для этого специальные гидранты должны не только исключать потери водорода за счет испарения, но и обеспечивать высокую производительность, которая должна максимально сократить время заправки самолета, несмотря на почти четырехкратное увеличение объема перекачиваемого водорода по сравнению с

<sup>3</sup> Cryoplane System Analysis. Final Technical Report. Reporting Period: from 1st April, 2000 to 31st May 2002. Date of issue of this report: 24. September 2003. [https://www.fzt.haw-hamburg.de/pers/Scholz/dgldr/hh/text\\_2004\\_02\\_26\\_Cryoplane.pdf](https://www.fzt.haw-hamburg.de/pers/Scholz/dgldr/hh/text_2004_02_26_Cryoplane.pdf)

<sup>4</sup> Airbus reveals new zero-emission concept aircraft. 21 September 2020. <https://www.airbus.com/en/newsroom/press-releases/2020-09-airbus-reveals-new-zero-emission-concept-aircraft>

<sup>5</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)



авиационным керосином<sup>1</sup> [85]. Учитывая сложность задачи подготовки аэропортов к обслуживанию самолетов, использующих водородное топливо, компания Airbus в 2020 г. разработала концепцию «Водородный хаб в аэропортах», целью которой является учет интересов всех участников этого процесса. Эта концепция предусматривает также перевод на водородное топливо всего аэродромного транспорта, на долю которого сегодня приходится 3–5% выбросов углекислого газа, создаваемых авиацией.<sup>2</sup> В 2021 г. на базе аэропорта Гамбурга (Германия) начат двухлетний исследовательский проект по разработке и испытанию процессов технического обслуживания самолетов на водородном топливе [86].

### Использование водорода в энергетике и при эксплуатации зданий

Переход к низкоуглеродной экономике предполагает масштабную электрификацию ее различных секторов. МЭА прогнозирует, что мировой спрос на электроэнергию увеличится с 23 230 ТВт·ч в 2020 г. до 60 тыс. ТВт·ч в 2050 г. При этом доля возобновляемых источников энергии в общем объеме производства электроэнергии возрастет с 29% в 2020 г. до 61% в 2030 г. и 88% в 2050 г. Одновременно будет сокращаться вклад электрогенерации на основе ископаемого топлива. Если в 2020 г. электростанции, использующие уголь и газ, обеспечивали 35 и 23% мирового производства электроэнергии, то уже к 2030 г. их доля уменьшится до 8 и 17% соответственно, к 2050 г. все угольные электростанции будут выведены из эксплуатации, а доля электрогенерации за счет газового топлива сократится до 0.45%. В 2020 г. производство электроэнергии привело к эмиссии 12.3 млрд т CO<sub>2</sub>, 74% из которых приходилось на угольные электростанции. Прогнозируемое изменение структуры производства электроэнергии позволит, по мнению экспертов МЭА, уже к 2040 г. практически до нуля уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> в этом секторе мировой экономики.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. May 2020. [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507\\_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report\\_FINAL%20web%20\(ID%208706035\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20(ID%208706035).pdf)

<sup>2</sup> Tomorrow's airports: future energy ecosystems? — Innovation — Airbus. 21 June 2021. <https://www.airbus.com/en/newsroom/news/2021-06-tomorrows-airports-future-energy-ecosystems-0>

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. <https://iea.blob.core.win->

Одной из тенденций развития мировой энергетики является опережающий рост производства электроэнергии за счет использования солнечной и ветровой энергии по сравнению с другими возобновляемыми источниками энергии. В 2020 г. доля солнечной и ветровой электроэнергии составила 31% от общего количества электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии, к 2030 г. оно может увеличиться до 66%, а к 2050 г. — до 77%.<sup>4</sup> Электроэнергия, получаемая с использованием солнечной и ветровой энергии, характеризуется значительной временной нестабильностью различного масштаба, которая может негативно влиять на надежность работы электросетей. Необходимость учета при проектировании энергетических установок на основе возобновляемых источников энергии сезонных и годовых изменений скорости ветра и солнечной радиации стимулировала появление новой быстро развивающейся научной дисциплины — энергетической климатологии [87]. В настоящее время опубликовано большое число работ, в которых на основе фактических данных и климатических моделей оценивается изменчивость характеристик погодных условий, определяющих производительность солнечных и ветровых энергоустановок [88]. В работе [89] на основе ретроспективного анализа изменения погодных условий в Германии в 1990–2015 гг. показано, что сезонное изменение выработки электроэнергии солнечными фотоэлектрическими установками может достигать 5 раз: от максимального значения в июле (4.4 ТВт·ч) до минимального в декабре (0.8 ТВт·ч). Для ветровой электрогенерации различие между максимальной выработкой электроэнергии в январе (8.7 ТВт·ч) и минимальной в августе (3.8 ТВт·ч) в 2 раза меньше. Примерно такие же значения сезонной изменчивости производства электроэнергии различными возобновляемыми источниками энергии были получены для погодных условий Великобритании [90]. Прогнозируемые величины коэффициента использования установленной мощности для солнечной электрогенерации имели максимальные значения 17–18% в июне-июле и минимальные 2–3% в декабре-январе. Для ветровых энергоустановок величина этого параметра изменяется от 50–60% в декабре-январе до 23–25% в июне-июле. При проектировании энергетических систем, в том числе инфраструктуры для хранения электроэнергии, необходимо учитывать

[dows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://www.iefm.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Там же.

изменение сезонности производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии в течение полного срока эксплуатации солнечных и ветровых энергоустановок. Как показано в [91], на 20-летнем временном интервале (примерный срок службы ветровых электрогенераторов) производство ветровой электроэнергии в зимнее и летнее время может изменяться на 15%. Возможный уровень сезонных колебаний суммарного производства переменной возобновляемой электроэнергии в конкретном регионе наряду с присущими ему климатическими характеристиками зависит от соотношения установленной мощности солнечных и ветровых электростанций. Например, в Германии, где, по данным на 2015 г., установленные мощности солнечных и ветровых электростанций различались лишь на 5%, разница между максимальным и минимальным месячным производством электроэнергии составляла 25% [89]. В настоящее время вклад переменной возобновляемой электроэнергии в мировое производство электроэнергии составляет 9%. МЭА прогнозирует, что к 2030 г. он увеличится до 40%, а к 2050 г. — до 68%.<sup>1</sup> Это неизбежно приведет к существенным колебаниям производства электроэнергии в течение года как в отдельных странах, так и в мировой энергосистеме в целом.

Наиболее эффективным методом обеспечения стабильной работы энергосистем, использующих переменную возобновляемую электроэнергию, является накопление и хранение избыточной электроэнергии и возврат ее в энергосистему, когда спрос на электроэнергию возрастает. Из существующих в настоящее время методов хранения электроэнергии лишь два — гидроаккумулирующие накопители и накопители энергии сжатого воздуха принципиально могут быть использованы для ее крупномасштабного и долговременного хранения. При этом на долю первого из них сегодня приходится 97% (159 ГВт) мирового объема хранения электроэнергии. Наиболее крупные хранилища этого типа расположены в Китае (мощность 32 ГВт), в Японии (28.3 ГВт) и в США (22.6 ГВт) [92, 93]. Сооружение гидроаккумулирующих хранилищ энергии возможно лишь в определенных географических условиях: при необходимом перепаде высот между верхним и нижним водохранилищем, при наличии достаточных водных ресурсов, возможности

<sup>1</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

отчуждения значительных участков земли. Кроме того, оно требует значительного времени и больших капитальных затрат, сопряжено с экологическими рисками.

Основные перспективы крупномасштабного и долговременного хранения электрической энергии связаны с преобразованием ее в водород в результате электролиза воды [92–95]. Технология электролиза и необходимое для этого оборудование постоянно совершенствуются, единичная и суммарная мощности электролизеров возрастают. Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (The International Renewable Energy Agency) прогнозирует, что к 2050 г. основные технологические характеристики наиболее востребованных на рынке щелочных электролизеров и электролизеров на основе полимерных электролитов (PEM) будут существенно улучшены. В частности, энергетические затраты на производство водорода уменьшатся с 47–66 кВт·ч/1 кг H<sub>2</sub> в 2020 г. до менее 42 кВт·ч/1 кг H<sub>2</sub> в 2050 г., срок службы возрастет вдвое — до 100 000—120 000 ч, средняя мощность — с 1 МВт до 10 МВт.<sup>2</sup> Суммарная мощность электролизеров, составлявшая в 2020 г. 0.3 ГВт, при реализации сценария достижения углеродной нейтральности к 2050 г. должна увеличиться к 2030 г. до 850 ГВт, а к 2050 г. — до 3600 ГВт.<sup>3</sup> Прогнозируют, что с ростом производства электролизеров их стоимость значительно снизится и составит в 2050 г. 130–307 \$ США за 1 кВт — в 3–5 раз ниже, чем в 2019 г.<sup>4</sup> Одновременно будет снижаться стоимость ветровой и солнечной электроэнергии. Ожидают, что в 2030 г. она составит 0.03–0.05 для береговых и 0.05–0.08 \$ за кВт для морских ветровых электроустановок, для солнечных фотоэлектрических электроустановок — 0.02–0.08 \$ за кВт, что примерно в 2–3 раза меньше, чем в 2018 г. К 2050 г. стоимость ветровой и солнечной энергии может снизиться еще в 1.5 раза [96]. Все это создает благоприятные условия для масштабного производства «зеленого» водорода. МЭА прогнозирует, что в 2030 г. будет произведено

<sup>2</sup> Green Hydrogen Cost Reduction Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5° C Climate Goal. IRENA, 2020. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Green Hydrogen Cost Reduction Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5° C Climate Goal. IRENA, 2020. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

81 млн т «электролизного» водорода, к 2050 г. оно увеличится в 4 раза и достигнет 322 млн т.<sup>1</sup>

Значительная часть этого водорода будет использоваться в энергетическом секторе, что потребует создания развитой инфраструктуры хранения водорода, позволяющей сглаживать сезонную неравномерность в производстве солнечной и ветровой электроэнергии. В настоящее время в качестве наиболее эффективного способа крупномасштабного (сотни тыс. м<sup>3</sup>) и долгосрочного хранения водорода рассматривают его подземное хранение в различных геологических структурах, в первую очередь в резервуарах, создаваемых в соленосных отложениях (соляных кавернах). Соляные каверны уже в течение многих лет используют для хранения водорода в Великобритании (в Тисайде три каверны по 70 тыс. м<sup>3</sup> эксплуатируются с начала 1970-х годов) и в США (в Клеменс-Доум каверна объемом 580 тыс. м<sup>3</sup> и в Мосс-Блафф каверна объемом 566 тыс. м<sup>3</sup> эксплуатируются с 1983 и 2007 г. соответственно) [97]. Практический опыт их работы показал, что хранение водорода в соляных кавернах обеспечивает высокую степень герметичности резервуара, возможность проведения многократных циклов отбора и заполнения резервуара водородом с высокой скоростью при небольшом объеме (до 30%) остающегося в каверне буферного газа [98–100]. В случае длительного (в течение нескольких лет) хранения в соляных кавернах постоянного объема водорода необходимо учитывать возможность его загрязнения примесями, в первую очередь сероводородом и метаном, которые могут образовываться при взаимодействии с водородом микробных сообществ, присутствующих в остаточном солевом растворе [99]. В настоящее время в США (в Спиндлетор) приступили к строительству крупнейшего на сегодняшний день хранилища водорода в соленосных отложениях объемом более млн м<sup>3</sup> и начато проектирование комплекса соляных каверн для хранения водорода в штате Юта, которые должны аккумулировать 1 ГВт чистой электроэнергии.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>2</sup> Electricity Storage Technology Review. Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy. June 30, 2020. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/10/f79/Electricity%20Storage%20Technologies%20%20Report.pdf>

В различных странах мира соляные каверны успешно используют для хранения метана. Часть из них без существенной модернизации наземного и скважинного оборудования может быть использована для хранения водорода. В странах ЕС доля соляных каверн в общем объеме подземного хранения метана в настоящее время составляет 18%. Энергетический потенциал хранящегося в них метана оценивается в 206 ТВт·ч. При перепрофилировании соляных каверн на хранение водорода их энергетический потенциал из-за существенно меньшей объемной плотности энергии водорода по сравнению с метаном уменьшится до 50 ТВт·ч [101]. Оценки, выполненные в [101], показали, что количество электроэнергии, необходимой странам ЕС для компенсации изменчивости ее производства ветровыми и солнечными электростанциями, может составить 70 ТВт·ч в 2030 г. и 450 ТВт·ч в 2050 г., что превосходит возможности использования существующих газовых хранилищ в соляных кавернах. Это потребует сооружения на территории Европы новых хранилищ водорода в соленосных отложениях. Как показано в [102], прогнозная емкость хранилищ водорода в соляных кавернах в странах ЕС составляет около  $85 \cdot 10^3$  ТВт·ч и многократно превосходит их возможный дефицит. Для подземного хранения водорода помимо соляных каверн могут быть использованы истощенные нефтяные и газовые месторождения, а также водоносные пласты [103, 104]. В странах ЕС суммарный объем хранящегося в них метана примерно в 4 раза превышает объем метана в соляных кавернах [101]. В настоящее время еще нет достаточного практического опыта хранения водорода в этих условиях. Теоретические и экспериментальные оценки показывают, что можно ожидать потери части хранящегося водорода и его загрязнение в результате химического взаимодействия с горными породами и пластовыми водами, диффузионных и микробиологических процессов [103, 105, 106].

При отсутствии в местах производства водорода необходимых для его хранения геологических структур для этой цели могут быть использованы крупногабаритные металлические емкости, расположенные на поверхности земли. Давление водорода в таких резервуарах обычно составляет несколько МПа. Использование более высоких давлений привело бы к существенному увеличению стоимости таких резервуаров за счет необходимости использования дорогостоящих материалов для их изготовления и затрат на компримирование водорода. Перспективным методом хранения сжатого водорода является его хранение в отрезках трубопроводов с герметичными



концами [103, 107]. Общая протяженность таких трубопроводов-хранилищ, которые обычно расположены на небольшой глубине, может достигать нескольких километров. При использовании труб большого диаметра (до 1.4 м) и давлении водорода 10 МПа в трубном хранилище длиной 1 км можно хранить 10–12 тыс. т водорода [107]. Возможные масштабы длительного хранения водорода в сжиженном виде существенно меньше. Например, на космодроме на мысе Канаверал (США) емкость сферических емкостей для хранения сжиженного водорода составляет 265 т [108]. Относительно небольшая емкость резервуаров для хранения сжиженного водорода обусловлена не только большими энергозатратами на его сжижение, но и технологическими сложностями обеспечения низких потерь сжиженного водорода в результате испарения. Наряду с хранением водорода в газообразном и сжиженном состоянии возможно его хранение в составе различных химических соединений (химическое хранение водорода), в первую очередь в аммиаке и метаноле [19, 26]. Объемное содержание водорода в аммиаке и метаноле на 73 и 41% больше, чем в сжиженном водороде. Принципиальным преимуществом аммиака перед метанолом является отсутствие в его составе углерода, что исключает выделение углекислого газа при его разложении с получением водорода. Аммиак может храниться в жидком состоянии в достаточно мягких термобарических условиях: при нормальной температуре и давлении 1 МПа или при нормальном давлении и температуре  $-33^{\circ}\text{C}$  [109]. В качестве перспективных химических соединений для хранения водорода рассматриваются также жидкие органические носители водорода. Они содержат 5–8 мас% водорода, что соответствует нормативным требованиям к системам химического хранения водорода. Важным достоинством этих соединений является возможность использования для их хранения и транспортировки той же инфраструктуры, что и для нефтепродуктов [110].

Различные технологии хранения водорода (в геологических структурах, в наземных резервуарах, в составе химических соединений и др.) существенно различаются по величине необходимых капитальных затрат и стоимости хранения. По оценкам,<sup>1</sup> стоимость подземного хранения 1 кг водорода в истощенных месторождениях углеводородов примерно в 8 раз

<sup>1</sup> Hydrogen Economy Outlook. Key messages. BloombergNEF. March 30, 2020. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

дороже, чем в соляных кавернах. Наиболее дорогим методом наземного хранения водорода является хранение в сжиженном состоянии: его стоимость в 1.6 раза превосходит стоимость хранения аммиака и более чем в 20 раз стоимость хранения 1 кг сжатого водорода.

Для производства электроэнергии с использованием водородного топлива могут применяться поршневые газовые двигатели, газовые турбины и топливные элементы<sup>2</sup> [111, 112]. К настоящему времени накоплен значительный практический опыт выработки электроэнергии на основе сжигания в поршневых газовых двигателях и газовых турбинах метана в смеси с водородом. В мире насчитывается до 200 газовых турбин, использующих в качестве топлива метан-водородные смеси.<sup>3</sup> Компанией GE Global, одним из лидеров мировой энергетики, эксплуатируется 75 таких турбин, из которых 25 уже более миллиона часов работают на метан-водородных смесях, содержащих более 50% (объемных) водорода. Специалистами компании экспериментально подтверждена возможность использования 100% водорода в некоторых типах существующих и разрабатываемых камерах сгорания.<sup>4</sup> В 2018 г. на ТЭС в г. Кобе (Япония) компанией Kawasaki проведены успешные испытания газовой турбины, работающей на чистом водороде. Компания Mitsubishi Power является участником проекта в Нидерландах по переводу к 2025 г. действующего энергоблока 440 МВт на газовой ТЭС на сжигание чистого водорода.<sup>5</sup> Основной экологической проблемой при переводе газовых турбин на водородное топливо является образование значительного количества оксидов азота, что приводит к неэффективности минимизации образования оксидов азота методами, используемыми в газовых турбинах, сжигающих природный газ [113]. В настоящее время ведущие производители газовых турбин разрабатывают но-

<sup>2</sup> Hydrogen for power generation Experience, requirements, and implications for use in gas turbines [https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en\\_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf)

<sup>3</sup> Hydrogen Economy Outlook. Key messages. BloombergNEF. March 30, 2020. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

<sup>4</sup> Hydrogen for power generation Experience, requirements, and implications for use in gas turbines. [https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en\\_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf)

<sup>5</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

вые типы камер сгорания, позволяющих эффективно снижать выбросы оксидов азота при использовании в качестве топлива водорода и обогащенных им смесей с метаном<sup>1</sup> [114].

Эффективность выработки электроэнергии газовыми турбинами существенно зависит от их мощности и величины загрузки. Например, газовая турбина Mitsubishi V501J мощностью 327 МВт имеет эффективность 41 и 61.5% при работе в режиме открытого и комбинированного цикла соответственно, а газовая турбина Hitachi H-25 мощностью 32 МВт для тех же режимов — 34.8 и 50.3%.<sup>2</sup> При снижении загрузки газовой турбины до 50 и 10% их эффективность может уменьшиться на 20 и 60% по сравнению с эффективностью при работе с полной, 100%-ной загрузкой [115]. Топливные элементы лишены этих недостатков. Они одинаково эффективны при эксплуатации в широком диапазоне изменения их мощности — от десятков МВт до единиц кВт. Эффективность топливных элементов достигает 60–65%, что сопоставимо с ее величиной для парогазовых установок мощностью 1.5 ГВт<sup>3</sup> [116]. В отличие от газовых турбин топливные элементы сохраняют высокую эффективность при неполной загрузке, что позволяет использовать их в электросетях с большой долей ветровой и солнечной электроэнергии.

В 2019 г. было произведено 70 900 топливных элементов, из которых основную часть — 51 700 (73%) составляли стационарные топливные элементы. Однако их доля в суммарной электрической мощности произведенных топливных элементов была существенно меньше — 20% (221.2 МВт из 1.13 ГВт). Это объясняется существенным преобладанием среди них топливных элементов относительно небольшой мощности, используемых в микрогенерационных установках (микроТЭЦ).<sup>4</sup> Суммарная мощность стационарных топливных элементов в последние годы быстро росла, достигнув в 2020 г. примерно 2.2 ГВт. При этом водород для получения электроэнергии использовали лишь 7% топливных элементов общей

мощностью 150 МВт.<sup>5</sup> Основными типами производимых сегодня топливных элементов являются топливные элементы с твердым полимерным электролитом (PEMFC) и с твердым оксидным электролитом (SOFC). В 2019 г. было произведено 44.1 тыс. PEMFC (62%) и 22.8 тыс. SOFC (35% от их общего количества) с единичной мощностью от нескольких единиц до нескольких десятков кВт. Наибольшей установленной мощностью — от 100 до 400 кВт обладают топливные элементы с фосфорнокислым электролитом (PAFC). В 2019 г. было произведено всего лишь 300 таких топливных элементов, однако их суммарная мощность более чем на 30% превысила мощность всех произведенных PEMFC.<sup>6</sup>

Сегодня основной областью практического применения стационарных топливных элементов, в первую очередь PEMFC, являются когенерационные установки, используемые для автономного электро- и теплоснабжения зданий. Эффективность использования такими установками энергетического потенциала водорода может превышать 90%. Большинство из этих установок (350 тыс. установок, из которых 85% используют PEMFC и 15% SOFC) эксплуатируют в Японии в рамках программы ENE-FARM [111, 117]. Одним из быстро развивающихся направлений применения стационарных топливных элементов является электропитание потребителей, изолированных от электросетей, например базовых телекоммуникационных станций для передачи сигналов мобильной связи. Количество таких станций составляет сегодня более 7 млн и продолжает расти вместе с развитием телекоммуникационных сетей. Топливные элементы можно также использовать в качестве резервного электропитания различных объектов, требующих непрерывной работы энергосистем, например больниц и центров обработки информации. Сегодня для этих целей используют дизельные электрогенераторы, работающие на ископаемом топливе<sup>7</sup> [118]. Возможности применения топливных элементов в энергетическом секторе существенно расширяются благодаря увеличению их мощности в результате объединения нескольких топливных элементов в батареи

<sup>1</sup> Hydrogen for power generation Experience, requirements, and implications for use in gas turbines. [https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en\\_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf](https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-for-power-gen-gea34805.pdf)

<sup>2</sup> Open Cycle Gas Turbines. IPIECA. 1.02.2014. <https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-solutions/power-and-heat-generation/open-cycle-gas-turbines/>

<sup>3</sup> Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA, 2015. <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells>

<sup>4</sup> Fuel Cell Industry Review 2019. E4tec. <https://www.e4tech.com/news/2018-fuel-cell-industry-review-2019-the-year-of-the-gigawatt.php>

<sup>5</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

<sup>6</sup> Fuel Cell Industry Review 2019. E4tec. <https://www.e4tech.com/news/2018-fuel-cell-industry-review-2019-the-year-of-the-gigawatt.php>

<sup>7</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

(стеки). Это позволяет использовать топливные элементы для производства электроэнергии не только в автономных электрических сетях небольшой мощности [119], но и для балансировки энергопотребления в региональных энергосистемах в период пиковых нагрузок и при снижении поступления электроэнергии от солнечных и ветровых электростанций [111, 112, 116].

Эффективность последовательного превращения электроэнергии в водород, хранения водорода и получения на основе водорода электроэнергии в настоящее время составляет примерно 30%. Прогнозируют, что в результате повышения эффективности электролизеров и топливных элементов суммарная эффективность процесса электроэнергия–водород–электроэнергия увеличится до 42% к 2030 г. и до 44% к 2050 г.<sup>1</sup> Несмотря на значительные энергетические потери при таком преобразовании электроэнергии, оно, по мнению Международного агентства возобновляемых источников энергии, является необходимым условием увеличения производства возобновляемой переменной электроэнергии.<sup>2</sup>

Наряду с водородом значительным потенциалом декарбонизации энергетического сектора обладает аммиак. Исследования, проводившиеся в последние годы в Японии, показали возможность совместного сжигания аммиака и угля без увеличения выбросов оксидов азота [120]. В настоящее время начата реализация демонстрационного проекта по сжиганию угля с добавкой 20% аммиака на установке мощностью 1 ГВт, результаты которого позволят оценить возможность использования этой технологии на действующих угольных ТЭС страны.<sup>3</sup> Как показано в [121], это позволит к 2030 г. уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> на 40 млн т, что сопоставимо с эффектом, который планируют достичь за счет реализации программы строительства новых электростанций, использующих наиболее эффективные системы сжигания угля. По оценке МЭА, совместное сжигание угля и аммиака на всех угольных электростанциях, которые будут действовать в мире в 2030 г., позволит снизить выбросы CO<sub>2</sub> на

1.2 млрд т.<sup>4</sup> Предполагается, что весь аммиак, сжигаемый вместе с углем, будет безуглеродным<sup>5</sup> [121]. Для его производства потребовалось бы 120 млн т «зеленого» водорода.<sup>6</sup>

Одними из основных потребителей электрической и тепловой энергии являются здания различного назначения: жилые дома, офисы, магазины, гостиницы, школы и другие общественные и коммерческие помещения. В настоящее время на них приходится до 30% конечного потребления энергии в мире, включая 55% мирового потребления электроэнергии. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива, используемого для отопления зданий, составляют сегодня 3 млрд т, а при учете углеродного следа от внешних источников энергии, потребляемой системами освещения и кондиционирования, различной бытовой техникой, — 9.8 млрд т.<sup>7</sup> Основные перспективы декарбонизации этого сектора экономики эксперты МЭА связывают с повышением энергоэффективности зданий и применяемых оборудования и приборов, постепенным отказом от использования ископаемого топлива, масштабным внедрением низкоуглеродных технологий для производства тепла и электроэнергии. Прогнозируют, что уже к 2030 г. доля ископаемого топлива в энергетическом обеспечении зданий уменьшится до 30% и до 2% к 2050 г. Одновременно в энергобалансе зданий существенно возрастет доля электроэнергии: она увеличится с 33% в 2020 г. до 50% к 2030 г. и до 66% к 2050 г. Предполагается, что вся электроэнергия, используемая для электрификации зданий, будет иметь минимальный углеродный след: ее будут получать от возобновляемых источников энергии или от электростанций, имеющих системы улавливания углекислого газа.<sup>8</sup> Перспективы применения водорода

<sup>4</sup> Global Report. IEA, 2018. <https://www.iea.org/reports/2018-global-status-report>

<sup>5</sup> Opportunities for Australia from Hydrogen Exports, ACIL Allen Consulting for ARENA, August 2018. <https://acilallen.com.au/projects/energy/opportunities-for-australia-from-hydrogen-exports>

<sup>6</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

<sup>7</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

<sup>8</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>1</sup> Fuel Cell Industry Review 2019. E4tec. <https://www.e4tech.com/news/2018-fuel-cell-industry-review-2019-the-year-of-the-gigawatt.php>

<sup>2</sup> Green Hydrogen Cost Reduction Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5° C Climate Goal. IRENA, 2020. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)

<sup>3</sup> JERA and IHI to Start a Demonstration Project Related to Ammonia Co-firing at a Large-Scale Commercial Coal-Fired Power Plant. [https://www.jera.co.jp/english/information/20210524\\_677](https://www.jera.co.jp/english/information/20210524_677)



да для декарбонизации процессов эксплуатации зданий обусловлены возможностями его эффективного использования в качестве безуглеродного топлива в системах для децентрализованного производства электроэнергии и тепла на основе топливных элементов, в газовых котлах для теплоснабжения зданий, в гибридных тепловых насосах а также в составе метан-водородных смесей в существующих газораспределительных сетях<sup>1</sup> [111, 112, 122]. В настоящее время 30% зданий отапливаются природным газом, поступающим по газораспределительным сетям. В последние годы выполнено несколько проектов, показавших возможность использования для этих целей метан-водородных смесей, содержащих до 20% водорода и не требующих существенной модернизации применяемого оборудования. Это позволяет на 7% уменьшить выбросы CO<sub>2</sub> [122]. Прогнозируют, что к 2050 г. доля газов в производстве тепловой энергии в секторе зданий сохранится примерно на том же уровне, однако природный газ будет практически полностью заменен низкоуглеродными газами (водородом, биогазом и синтетическим метаном).<sup>2</sup> Для эффективного использования водорода в системах центрального отопления зданий необходимы газовые котлы, работающие на 100%-ном водороде. Рядом производителей уже начат выпуск таких котлов<sup>3</sup> [123]. МЭА считает, что для достижения нулевых выбросов CO<sub>2</sub> к 2050 г. необходимо, чтобы уже в 2025 г. все поступающие на рынок газовые котлы допускали использование 100% водорода.<sup>4</sup> Водородные котлы меньшей мощности могут входить в гибридные системы теплоснабжения зданий совместно с тепловыми насосами и топливными элементами, производя

дополнительную тепловую энергию в периоды пиковых отрицательных температур [124].

Масштабы использования водорода будут определяться развитием инфраструктуры, необходимой для его доставки в здания (специальные трубопроводы и автомобильный транспорт), а также ценовой конкуренцией с электроэнергией и другими низкоуглеродными газами, используемыми для отопления зданий. По оценке экспертов МЭА, водород следует рассматривать как важный дополнительный ресурс декарбонизации этого сектора экономики при ведущей роли электроэнергии и повышения энергоэффективности зданий. Прогнозируют, что в 2030 г. потребление водорода для энерго- и теплоснабжения зданий составит 2 млн т, а к 2050 г. увеличится более чем в 10 раз и достигнет 25 млн т — 5% от его мирового производства.<sup>5</sup>

### Заключение

В настоящее время водород используется в нефтеперерабатывающей, химической и сталелитейной промышленности. Декарбонизация мировой экономики потребует существенного расширения областей использования водорода и необходимого для этого увеличения его производства. МЭА прогнозирует, что к 2030 г. производство водорода увеличится более чем в 2 раза по сравнению с 2020 г. и составит 212 млн т, в следующие два десятилетия оно возрастет до 528 млн т. При этом в общем производстве водорода будет расти доля низкоуглеродного («зеленого» и «голубого») водорода: в 2030 г. она составит 70% и увеличится практически до 100% к 2050 г. Постепенно будет изменяться и отраслевая структура потребления водорода. Уже в 2030 г. различные отрасли промышленности суммарно будут использовать только около 50% произведенного водорода. К 2050 г. их доля в общем потреблении водорода уменьшится до 30%. После 2030 г. основную часть произведенного водорода, включая его производные — аммиак, метанол и синтетическое водородное топливо, будут использовать в транспортном и энергетическом секторах экономики. Масштабное использование низко-

<sup>1</sup> Energy Technology Perspectives. IEA, 2020. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy\\_Technology\\_Perspectives\\_2020\\_PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf)

Global Report. IEA, 2018. <https://www.iea.org/reports/2018-global-status-report>

<sup>2</sup> Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019. <https://www.enerjiportali.com/wp-content/uploads/2019/07/The-Future-of-Hydrogen.pdf>

Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. February 2021. Hydrogen Council, McKinsey & Company. <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/>

<sup>3</sup> Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

<sup>4</sup> Там же.

<sup>5</sup> Global Hydrogen Review 2021. IEA, 2021. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA. Special Report. 2021. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

углеродного водорода в различных отраслях экономики позволит снизить выбросы CO<sub>2</sub> за 2020–2050 гг. суммарно на 60 млрд т, что составляет 6% общего прогнозируемого эффекта декарбонизации мировой экономики за этот период.

Возможность достижения прогнозируемых уровней производства и использования низкоуглеродного водорода в различных отраслях мировой экономики определяется комплексом технологических, экономических и регуляторных факторов. Одновременное увеличение производства электроэнергии от возобновляемых источников энергии и рост единичной и суммарной мощности электролизеров позволит довести долю «зеленого» водорода в мировом производстве водорода до 28% к 2030 г. и до 60% к 2050 г. Развитие и усовершенствование технологий улавливания и утилизации углекислого газа приведет к тому, что «голубой» водород к 2030 г. составит 50% от общего количества водорода, получаемого из ископаемого топлива, а к 2050 г. его доля превысит 90%. Увеличение масштаба и эффективности производства «зеленого» и «голубого» водорода будет сопровождаться существенным снижением его стоимости. Прогнозируют, что стоимость «зеленого» водорода снизится с 3.5–7.5 \$ за кг в настоящее время до примерно 1.5–3.5 \$ в 2030 г. и 1.0–2.5 \$ в 2050 г., что будет близко к стоимости «голубого» водорода. Эффективность использования водорода для декарбонизации мировой экономики во многом будет определяться мерами государственной поддержки и регулирования на национальном и межгосударственном уровне. В частности, одной из актуальных задач является разработка стандартов, регламентирующих все основные этапы жизненного цикла производства и использования водорода.

### Финансирование работ

Работа выполнена в рамках государственного задания для Института проблем нефти и газа РАН № FMME-2022-0007.

### Благодарности

Автор выражает благодарность к.х.н. Е. М. Захарян за помощь в техническом оформлении обзора.

### Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

### Информация об авторах

Якубсон Кристоф Израильич, к.т.н., ведущий научный сотрудник ИПНГ РАН,  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4475-3058>

### Список литературы

- [1] Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика — путь к низкоуглеродному развитию. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, июнь 2019. [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Hydrogen-economy\\_Rus.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf)
- [2] Abad A. V., Dodds P. E. Green hydrogen characterization initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges // *Energy Policy*. 2020. V. 138. ID 111300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111300>
- [3] Nuttall W. J., Bakken A. T. Introduction — The Hydrogen Economy Today // *Fossil Fuel Hydrogen*. 2020. Springer, Cham. P. 1–14. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4\\_1](https://doi.org/10.1007/978-3-030-30908-4_1)
- [4] Boretti A., Rosa L. Reassessing the projections of the World Water Development Report // *Clean Water*. 2019. V. 2. ID 15. <https://doi.org/10.1038/s41545-019-0039-9>
- [5] Kuanga Y., Kenneya M. J., Menga Y., Hunga W.-H., Liuf Y., Huanga J. E., Prasannag R., Lib P., Lib Y., Wangh L., Lind M.-Ch., McGeheeg M. D., Sunb X., Daia H. Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels // *PNAS*. 2019. V. 116. N 142. P. 6624–6629. <https://doi.org/10.1073/pnas.1900556116>
- [6] Elgowainy A., Mintz M., Jeongwoo Han (currently with Exxon), Lee U., Stephens Th., Sun P., Vyas A., Zhou Y., Talaber L., Folga S., Mclamor M. Hydrogen and fuel cells program annual merit review. Hydrogen demand analysis for H2@Scale. Argonne National Laboratory April 30. 2019. SA172. [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa172\\_elgowainy\\_2019\\_o.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/sa172_elgowainy_2019_o.pdf)
- [7] Canis B., Lattanzio R.K. U.S. and EU motor vehicle standards: Issues for transatlantic trade negotiations // *Congressional Research Service Policy*. February 18. 2014. R43399. P. 1–32.
- [8] Straelen J., Geuzebroek F., Goodchild N., Protopapas G., Mahony L. CO<sub>2</sub> capture for refineries, a practical approach // *INT J. Greenh. Gas Con.* 2010. V. 4. N 2. P. 316–320. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.09.022>
- [9] Ericson S., Engel-Cox J., Arent D. Approaches for integrating renewable energy technologies in oil and gas operations. The Joint Institute for Strategic Energy Analysis (JISEA). Technical Report NREL/TP-6A50-72842. January 2019. <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72842.pdf>

- [10] *Hooftman N., Messagie M., Van Mierlo J., Coosemans Th.* A review of the European passenger car regulations — Real driving emissions vs local air quality // *Renewable Sustain. Energy Rev.* 2018. V. 86. P. 1–21.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.01.012>
- [11] *Cao P., Lu C., Yu Z.* Historical nitrogen fertilizer use in agricultural ecosystems of the contiguous United States during 1850–2015: Application rate, timing, and fertilizer types // *Earth System Sci. Data.* 2018. V. 10. N 2. P. 969–984.  
<https://doi.org/10.5194/essd-2017-132>
- [12] *Heffer P., Prud'homme M.* Global nitrogen fertilizer demand and supply: Trend, current level and outlook. 2016. IFA. International Nitrogen Initiative Conference «Solution to improve nitrogen use efficiency for the world». 4–8 December 2016. Melbourne, Australia. [https://www.fertilizer.org/images/Library\\_Downloads/2016%20Global%20nitrogen%20fertiliser%20demand%20and%20supply.pdf](https://www.fertilizer.org/images/Library_Downloads/2016%20Global%20nitrogen%20fertiliser%20demand%20and%20supply.pdf)
- [13] *Dobrée J.* How Carbon capture can play a role in urea production Carbon Capture Utilisation and Storage // *SETIS Magazine*, January 2016. [https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC100465/setis\\_magazine\\_carbon\\_capture\\_utilisation\\_and\\_storage\\_online.pdf](https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC100465/setis_magazine_carbon_capture_utilisation_and_storage_online.pdf)
- [14] *Jeenchay J., Siemanond K.* Ammonia/urea production process simulation/optimization with techno-economic analysis // *Comput. Aided Chem. Eng.* 2018. V. 43. P. 385–390. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64235-6.50070-X>
- [15] *Dias V., Pochet M., Contino F., Jeanmart H.* Energy and economic costs of chemical storage // *Front. Mech. Eng.* 2020. V. 6. N 21.  
<https://doi.org/10.3389/fmech.2020.00021>
- [16] *Valera-Medina A., Xiao H., Owen-Jones M., David W. I. F., Bowen P. J.* Ammonia for power // *Prog. Energy Comb. Sci.* 2018. V. 69. P. 63–102.  
<https://doi.org/10.1016/j.peccs.2018.07.001>
- [17] *Cheddie D.* Ammonia as a hydrogen source for fuel cells: A review // *Hydrogen Energy. Challenges and Perspectives.* 2012. <https://doi.org/10.5772/47759>
- [18] *Valera-Medina A., Amer-Hatem F., Azad A. K., Dedoussi I. C., de Joannon M., Fernandes R. X., Glarborg P., Hashemi H., He X., Mashruk S., McGowan J., Mounaim-Rouselle C., Ortiz-Prado A., Ortiz-Valera A., Rossetti I., Shu B., Yehia M., Xiao H., Costa M.* Review on ammonia as a potential fuel: From synthesis to economics // *Energy Fuels.* 2021. V. 35. N 9. P. 6964–7029.  
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03685>
- [19] *Aziz M., Wijayanta A. T., Nandiyanto A. B. D.* Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization // *Energies.* 2020. V. 13. N 12. ID 3062.  
<https://doi.org/10.3390/en13123062>
- [20] *Rehbein M. C., Meier C., Eilts P., Scholl S.* Mixtures of ammonia and organic solvents as alternative fuel for internal combustion engines // *Energy Fuels.* 2019. V. 33. N 10. P. 10331–10342.  
<https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b01450>
- [21] *Giddey S., Badwal S. P. S., Munnings C., Dolan M.* Ammonia as a renewable energy transportation media // *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2017. V. 5. N 11. P. 10231–10239.  
<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b02219>
- [22] *Lee H., Lee M.-J.* Recent advances in ammonia combustion technology in thermal power generation system for carbon emission reduction // *Energies.* 2021. V. 14. N 18. ID 5604.  
<https://doi.org/10.3390/en14185604>
- [23] *Božo M. G., Valera-Medina A.* Prediction of novel humified gas turbine cycle parameters for ammonia/hydrogen fuels // *Energies.* 2020. V. 13. N 21. ID 5749.  
<https://doi.org/10.3390/en13215749>
- [24] *Dalena F., Senatore F., Gordano A., Basile M., Basile A.* Methanol production and applications: An overview // *Methanol Sci. Eng.* 2018. P. 3–28.  
<https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63903-5.00001-7>
- [25] *Schroder J., Winther K., Muller-Langer F., Baumgarten W., Aakko-Saksa P., Lindgren M.* Methanol as motor fuel summary report. Annex 56. A Report from the Advanced Motor Fuels Technology Collaboration. August 2020. [https://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF\\_Annex\\_56.pdf](https://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_56.pdf)
- [26] *Araya S. S., Liso V., Cui X., Li N., Zhu J., Sahlin S. L., Jensen S. H., Nielsen M. P., Kær S. K.* A review of the methanol economy: Fuel cell route // *Energies.* 2020. V. 13. N 3. P. 596. <https://doi.org/10.3390/en13030596>
- [27] *Alvarado M.* The changing face of the global methanol industry; technical report. IHS: London, UK, 2016. N 3. P. 10–11. <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2016/07/IHS-ChemicalBulletin-Issue3-Alvarado-Jun16.pdf>
- [28] *Parkinson B., Balcombe P., Speirs J. F., Hawkes A. D., Hellgardt K.* Levelized cost of CO<sub>2</sub> mitigation from hydrogen production routes // *Energy Environ. Sci.* 2019. V. 12. N 1. P. 19–40.  
<https://doi.org/10.1039/c8ee02079e>
- [29] *Cho W., Yu H., Mo Y.* CO<sub>2</sub> Conversion to chemicals and fuel for carbon utilization. 2016. <https://www.semanticscholar.org/> <https://doi.org/10.5772/67316>
- [30] *Medford A. J., Hatzell M. C.* Photon-driven nitrogen fixation: Current progress, thermodynamic considerations, and future outlook // *ACS Catal.* 2017. V. 7. N 4. P. 2624–2643.  
<https://doi.org/10.1021/acscatal.7b00439>
- [31] *Hong J., Prawer S., Murphy A. B.* Plasma catalysis as an alternative route for ammonia production: Status, mechanisms, and prospects for progress // *ACS Sustain. Chem. Eng.* 2018. V. 6. N 1. P. 15–31.  
<https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.7b02381>



- [32] *Soloveichik G.* Future of ammonia production: Improvement of haber-bosch process or electrochemical synthesis? AIChE Annual Meeting Minneapolis, MN November 1, 2017. <https://nh3fuelassociation.org/2017/10/01/future-of-ammonia-production-improvement-of-haber-bosch-process-or-electrochemical-synthesis/>
- [33] *Guil-López R., Mota N., Lorente J., Millán E., Pawelec B., Fierro J. L. G., Navarro R. M.* Methanol synthesis from CO<sub>2</sub>: A review of the latest developments in heterogeneous catalysis // *Materials*. 2019. V. 12. N 23. ID 3902. <https://doi.org/10.3390/ma12233902>
- [34] *Roode-Gutzmer Q. I., Kaiser D., Bertau M.* Enewable methanol synthesis // *ChemBioEng Rev.* 2019. V. 6. N 6. P. 209–236. <https://doi.org/10.1002/cben.201900012>
- [35] *Hu X.-M., Kim D.* Molecular catalyst converts carbon dioxide to methanol // *Nature*. 2019. V. 575. P. 598–599. <https://doi.org/10.1038/d41586-019-03563-8>
- [36] *Gonzalez-Garay A., Frei M. S., Al-Qahtani A., Mondelli C., Guillén G. G., Pérez-Ramírez J.* Plant-to-planet analysis of CO<sub>2</sub>-based methanol processes // *Energy Environ. Sci.* 2019. N 12. P. 3425–3436. <https://doi.org/10.1039/C9EE01673B>
- [37] *Pardo N., Moya J. A., Vatopoulos K.* Prospective scenarios on energy efficiency and CO<sub>2</sub> emissions in the EU iron and steel industry. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy and Transport. 2012. P. 1–50. <https://doi.org/10.2790/056726>
- [38] *Otto A., Robinius M., Grube Th., Schiebahn S., Praktiknjo A., Stolten D.* Power-to-steel: Reducing CO<sub>2</sub> through the integration of renewable energy and hydrogen into the German steel industry // *Energies*. 2017. V. 10. N 4. ID 451. <https://doi.org/10.3390/en10040451>
- [39] *Toktarova A., Karlsson I., Rootzén J., Göransson L., Odenberger M., Johnsson F.* Pathways for low-carbon transition of the steel industry — A Swedish case // *Energies*. 2020. V. 13. N 15. ID 3840. <https://doi.org/10.3390/en13153840>
- [40] *Bhaskar A., Homam M. A., Somehsaraei N.* Decarbonization of the iron and steel industry with direct reduction of iron ore with green hydrogen // *Energies*. 2020. V. 13. N 3. ID 758. <https://doi.org/10.3390/en13030758>
- [41] *Holappa L.* A general vision for reduction of energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions from the steel industry // *Metals*. 2020. V. 10. N 9. ID 1117. <https://doi.org/10.3390/met10091117>
- [42] *Hoffmann Ch., Van Hoey M., Zeumer B.* Decarbonization challenge for steel. McKinsey & Company. June 2020. <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/decarbonization-challenge-for-steel>
- [43] *Wiencke J., Lavelaine H., Panteix P., Petitjean C., Rapin C.* Electrolysis of iron in a molten oxide electrolyte // *J. Appl. Electrochem.* 2018. V. 48. P. 115–126. <https://doi.org/10.1007/s10800-017-1143-5>
- [44] *Sah R., Dutta S. K.* Direct reduced iron: Production // *Encyclopedia of iron, steel, and their alloys*. 2016. P. 1082–1108. <https://doi.org/10.1081/E-EISA-120050996>
- [45] *Draxler M., Schenk J., Bürgler T., Sormann A.* The steel industry in the European union on the crossroad to carbon lean production — status, initiatives and challenges // *BHM Berg und Hüttenmännische Monatshefte*. 2020. V. 165. P. 221–226. <https://doi.org/10.1007/s00501-020-00975-2>
- [46] *Karen L., Vanderley M., Ellis M.* Eco-efficient cements: Potential economically viable solutions for a low-CO<sub>2</sub> cement-based materials industry // *Cem. Concr. Res.* 2018. V. 114. P. 2–26. <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2018.03.015>
- [47] *Worrell E., Price L., Martin N., Hendriks Ch., Meida L. O.* Carbon dioxide emissions from the global cement industry // *Annu. Rev. Energy Environ.* 2001. V. 26. P. 303–329. <http://dx.doi.org/10.1146/annurev.energy.26.1.303>
- [48] *Worrell E., Galitsky Ch.* Energy efficiency improvement opportunities for the cement industry. Environmental Energy Technologies Division. Lawrence Berkeley National Laboratory. 2008. P. 1–32. <https://doi.org/10.2172/926166>
- [49] *Aurélié F., De Wolf C., Scrivener K.* A sustainable future for the European Cement and concrete industry technology assessment for full decarbonisation of the industry by 2050. 2018. P. 1–96. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000301843>
- [50] *Ellisa L. D., Badela A. F., Chianga M. L., Parka R. J.-Y., Chianga Y.-M.* Toward electrochemical synthesis of cement: An electrolyzer-based process for decarbonating CaCO<sub>3</sub> while producing useful gas streams // *PNAS*. 2019. V. 117. N 23. P. 12584–12591. <https://doi.org/10.1073/pnas.1821673116>
- [51] *Samsun R. C., Laurent A., Rex M., Stolten D.* Deployment status of fuel cells in road transport: 2021 Update. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt /Energy & Environment. 2021. V. 542. P. 1–51. [https://ieafuelcell.com/fileadmin/webfiles/2021-Deployment\\_status\\_of\\_fc\\_in\\_road\\_transport.pdf](https://ieafuelcell.com/fileadmin/webfiles/2021-Deployment_status_of_fc_in_road_transport.pdf)
- [52] *Reuß M., Dimos P., Léon A., Grube T., Robinius M., Stolten D.* Hydrogen road transport analysis in the energy system: A case study for Germany through 2050 // *Energies*. 2021. V. 14. N 11. ID 3166. <https://doi.org/10.3390/en14113166>
- [53] *Du Zh., Liu G., Zhai J., Guo X., Xiong Y., Su W., He G.* A review of hydrogen purification technologies for fuel cell vehicles // *Catalysts*. 2021. V. 11. N 3. ID 393. <https://doi.org/10.3390/catal11030393>

- [54] *Thomas C. E. (Sandy)*. Fuel cell and battery electric vehicles compared // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2009. V. 34. N 15. P. 6005–6020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.06.003>
- [55] *Bethoux O.* Hydrogen fuel cell road vehicles and their infrastructure: An option towards an environmentally friendly energy transition // *Energies*. 2020. V. 13. N 22. ID 6132. <https://doi.org/10.3390/en13226132>
- [56] *Seo J., Park J., Oh J., Park S.* Estimation of total transport CO<sub>2</sub> emissions generated by medium- and heavy-duty vehicles (MHDVs) in a Sector of Korea // *Energies*. 2016. V. 9. N 8. ID 638. <https://doi.org/10.3390/en9080638>
- [57] *Sanguesa J. A., Torres V., Garrido P., Martinez F. J., Marquez-Barja J. M.* A review on electric vehicles: Technologies and challenges // *Smart Cities*. 2021. V. 4. N 1. P. 372–404. <https://doi.org/10.3390/smartcities4010022>
- [58] *Heid B., Martens Ch., Orthofe A.* How hydrogen combustion engines can contribute to zero emissions. McKinsey & Company. June 2021. <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/how-hydrogen-combustion-engines-can-contribute-to-zero-emissions>
- [59] *Verhelsta S., Wallner Th.* Hydrogen-fueled internal combustion engines // *Progr. Energy Comb. Sci.* 2009. V. 35. N 6. P. 490–527. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.08.001>
- [60] *Reitz R. D., Payri R., Kocaeli M. C., Gavaises K.* IJER editorial: The future of the internal combustion engine // *Int. J. Engine Research*. 2019. V. 21. N 1. P. 3–10. <https://doi.org/10.1177/1468087419877990>
- [61] *Ruf Y., Zorn Th., De Neve P. A., Andrae P., Erofeeva S., Garrison F., Schwillingt A.* Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment. Publications Office of the European Union. Luxembourg. April 2019. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/11e91b77-880e-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>
- [62] *Hoffrichter A.* Hydrogen-Rail (hydrail) Development. H<sub>2</sub>@Rail Workshop, Lansing, Michigan State University, March 27, 2019. <https://www.energy.gov; https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/04/f62/fcto-h2-at-rail-workshop-2019-hoffrichter.pdf>
- [63] *Smith M. G., Croy I., Ögren M., Wayne K. P.* On the Influence of freight trains on humans: A laboratory investigation of the impact of nocturnal low frequency vibration and noise on sleep and heart rate. // *PLoS ONE*. 2013. V. 8. N 2. ID e55829. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0055829>
- [64] *Bouman E. A., Lindstad E., Riialand A. I., Strømman A. H.* State-of-the-art technologies, measures and potential GHG emissions from shipping — A review // *Transport. Res. Part D. Transport Environm.* 2017. V. 52. P. 408–421. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.03.022>
- [65] *Hoffmann J.* Decarbonizing maritime transport: Estimating fleet renewal trends based on ship scrapping patterns. UNCTAD Transport and Trade Facilitation Newsletter N°85 — First Quarter. 25 February 2020. <https://unctad.org/news/decarbonizing-maritime-transport-estimating-fleet-renewal-trends-based-ship-scrapping-patterns>
- [66] *Ayvali T., Tsang S. C. E., Van Vrijaldenhoven T.* The position of ammonia in decarbonizing maritime industry: An overview and perspectives. Part II. Costs, safety and environmental performance and the future prospects for ammonia in shipping // *Johnson Matthey Technol. Rev.* 2021. V. 65. N 2. P. 291–300. <https://doi.org/10.1595/205651321X16127941688787>
- [67] *Ash N., Scarbrough T.* Sailing on Solar — Could green ammonia decarbonize international shipping? Environmental Defense Fund Europe Ltd. London, May 2019. P. 1–62. [https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/EDF-and-RICARDO\\_2019\\_Sailing-on-solar-report.pdf](https://sustainableworldports.org/wp-content/uploads/EDF-and-RICARDO_2019_Sailing-on-solar-report.pdf)
- [68] *Mallouppas G., Yfantis E. A.* Decarbonization in shipping industry: A review of research, technology development, and innovation proposals // *J. Mar. Sci. Eng.* 2021. V. 9. N 4. ID 415. <https://doi.org/10.3390/jmse9040415>
- [69] *Kim K., Roh G., Kim W., Chun K.* Preliminary study on an alternative ship propulsion system fueled by ammonia: Environmental and economic assessments // *J. Mar. Sci. Eng.* 2020. V. 8. N 3. ID 183. <https://doi.org/10.3390/jmse8030183>
- [70] *McKinlay C. J., Turnock S. R., Hudson D. A.* A Comparison of hydrogen and ammonia for future long distance shipping fuels. Conference LNG/LPG and Alternative Fuels. 29th–30th January 2020, London. [https://eprints.soton.ac.uk/437555/1/C.McKinlay\\_A\\_Comparison\\_of\\_Hydrogen\\_and\\_Ammonia\\_for\\_Future\\_Long\\_Distance\\_Shipping\\_Fuels.pdf](https://eprints.soton.ac.uk/437555/1/C.McKinlay_A_Comparison_of_Hydrogen_and_Ammonia_for_Future_Long_Distance_Shipping_Fuels.pdf)
- [71] *Van Hoecke L., Laffineur L., Campe R., Perreault P., Verbruggen S. W., Lenaerts S.* Hallenges in the use of hydrogen for maritime applications // *Energy Environ. Sci.* 2021. V. 14. P. 815–843. <https://doi.org/10.1039/D0EE01545H>
- [72] *Mao X., Rutherford D., Osipova L., Comer B.* Refueling assessment of a zero-emission container corridor between China and the United States: Could hydrogen replace fossil fuels?. International Council On Clean Transportation. Working Paper 2020-05. P. 1–13. <https://theicct.org/publication/refueling-assessment-of-a-zero-emission-container-corridor-between-china-and-the-united-states-could-hydrogen-replace-fossil-fuels/>
- [73] *Tronstad T., Høgmoen H., Gerd A., Haugom P., Langfeld L.* Study on the use of fuel cells in shipping. EMSA European Maritime Safety Agency DNV GL. January 2017. P. 1–108. <https://emsa.europa.eu/tags/download/4545/2921/23.html>

- [74] *Xing H., Stuart Ch., Spence S., Chen H.* Fuel cell power systems for maritime applications: Progress and perspectives // *Sustain.* 2021. V. 13. N 3. ID 1213. <https://doi.org/10.3390/su13031213>
- [75] *Van Biert L., Godjevac M., Visser K., Aravind P. V.* A review of fuel cell systems for maritime applications // *J. Power Sourc.* 2016. V. 327. P. 345–364. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2016.07.007>
- [76] *Krantz R., Sogaard K., Smith T.* The scale of investment needed to decarbonize international shipping. *Global Maritime Forum.* January 2020. <https://www.globalmaritimeforum.org/news/the-scale-of-investment-needed-to-decarbonize-international-shipping>
- [77] *Lagouvardou S., Psaraftis H. N., Zis T.* A literature survey on market-based measures for the decarbonization of shipping // *Sustain.* 2020. V. 12. N 10. ID 3953. <https://doi.org/10.3390/su12103953>
- [78] *Lee D. S., Pitari G., Grewe V., Gierens K., Penner J. E., Petzold A., Prather M. J., Schumann U., Bais A., Bernsten T., Iachetti D., Lim L. L., Sausen R.* Transport impacts on atmosphere and climate: Aviation // *Atmosph. Environm.* 2010. V. 44. N 37. P. 4678–4734. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2009.06.005>
- [79] *Grewe V., Rao A. R., Grönstedt T., Xisto C., Linke F., Melkert J., Middel J., Ohlenforst B., Blakey S., Christie S., Matthes S., Dahlmann K.* Evaluating the climate impact of aviation emission scenarios towards the Paris agreement including COVID-19 effects // *Nature Commun.* 2021. V. 12. ID 3841. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-24091-y>
- [80] *Scheelhaase J., Maertens S., Grimme W.* Synthetic fuels in aviation — Current barriers and potential political measures. 8th International Conference on Air Transport — INAIR 2019 // *Transport. Res. Proceed.* 2019. V. 43. P. 21–30. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2019.12.015>
- [81] *Bauen A., Bitossi N., German L., Harris A., Leow Kh.* Sustainable Aviation Fuels: Status, challenges and prospects of drop-in liquid fuels, hydrogen and electrification in aviation // *Johnson Matthey Techn. Rev.* 2020. V. 64. N 3. P. 263–278. <https://doi.org/10.1595/205651320X15816756012040>
- [82] *Doliente S. S., Narayan A., Tapia J. F. D., Samsatli N. J., Zhao Y., Samsatli S.* Bio-aviation fuel: A comprehensive review and analysis of the supply chain components // *Front. Energy Res.* 2020. V. 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00110>
- [83] *Khandelwal B., Karakurt A., Sekaran P. R.* Hydrogen powered aircraft: The future of air transport // *Progr. Aerospace Sci.* 2012. V. 60. P. 45–59. <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2012.12.002>
- [84] *Rondinelli S., Gardi A., Kapoor R., Sabatini R.* Benefits and challenges of liquid hydrogen fuels in commercial aviation // *Int. J. Sustain. Aviation.* 2017. V. 3. N 3. P. 200–216. <https://doi.org/10.1504/IJSA.2017.10007966>
- [85] *Amy C., Kunycky A.* Hydrogen as a renewable energy carrier for commercial aircraft. May 12, 2019. Massachusetts Institute of Technology, Preprint October 2019. <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1910/1910.05632.pdf>
- [86] *Surgenor Ch.* Lufthansa Technik and Hamburg airport start hydrogen-powered aircraft research project. *Green Air News* letter. 9 July 2021. <https://www.greenairnews.com/?p=1310>
- [87] *Reindl T., Walsh W., Yanqin Z., Bieri M.* Energy meteorology for accurate forecasting of PV power output on different time horizons // *Energy Proceed.* 2017. V. 130. P. 130–138. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.415>
- [88] *Van der Wiel K., Bloomfield H. C., Lee R. W., Stoop L. P., Blackport R., Screen J. A., Selten F. M.* The influence of weather regimes on European renewable energy production and demand // *Environ. Res. Lett.* 2019. V. 14. N 9. ID 094010. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab38d3>
- [89] *Drücke J., Borsche M., James P., Kaspar F., Pfeifroth U., Ahrens B., Trentmann J.* Climatological analysis of solar and wind energy in Germany using the Grosswetterlagen classification // *Renew. Energy.* 2021. V. 164. P. 1254–1266. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.102>
- [90] *Staffell I., Pfenninger S.* The increasing impact of weather on electricity supply and demand // *Energy.* 2018. V. 145. P. 65–78. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.051>
- [91] *Wohland J., Omrani N. E., Keenlyside N., Witthaut D.* Significant multidecadal variability in German wind energy generation // *Wind Energ. Sci.* 2019. V. 4. N 3. P. 515–526. <https://doi.org/10.5194/wes-4-515-2019>
- [92] *Widera B.* Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications // *Therm. Sci. Eng. Progr.* 2020. V. 16. ID 100460. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2019.100460>
- [93] *Moore J., Shaban B.* A critical study of stationary energy storage policies in Australia in an international context: The role of hydrogen and battery technologies // *Energies.* 2016. V. 9. N 9. ID 674. <https://doi.org/10.3390/en9090674>
- [94] *Preuster P., Alekseev A., Wasserscheid P.* Hydrogen storage technologies for future energy systems // *Annu. Rev. Chem. Biomol. Eng.* 2017. V. 7. N 8. P. 445–471. <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-060816-101334>
- [95] *Andersson J., Grönkvist S.* Large-scale storage of hydrogen // *Int. J. Hydrogen Energy.* 2019. V. 44. N 23. P. 11901–11919. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063>
- [96] *Asmelash E., Prakash G., Kadir M.* Wind and Solar PV — what we need by 2050. IRENA Webinar Series. 7 January 2020. P. 1–20. <https://www.irena.org/-/>



- media/Files/IRENA/Agency/Webinars/07012020\_INSIGHTS\_webinar\_Wind-and-Solar.pdf?la=en&hash=BC60764A90CC2C4D80B374C1D169A47FB59C3F9D
- [97] *Landinger H., Crotogino F.* The role of large-scale hydrogen storage for future renewable energy utilization in Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II). 2007. [https://juser.fz-juelich.de/record/135539/files/HS1\\_8\\_Crotogino\\_rev0426.pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/135539/files/HS1_8_Crotogino_rev0426.pdf)
- [98] *Ozarlan A.* Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2012. V. 37. N 19. P. 14265–14277. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.111>
- [99] *Gabriell P., Gert A. P., Kramer Jan, Spiers Ch., Mazzotti M., Gazzani M.* Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2020. V. 121. ID 109629. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109629>
- [100] *Bünger U., Michalski J., Crotogino F., Kruck O.* Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications // *Compend. Hydroge Energy*. 2016. V. 4. Hydrogen Use, Safety and the Hydrogen Economy Woodhead Publishing Series in Energy. P. 133–163. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-364-5.00007-5>
- [101] *Cihlar J., Mavins D., Van der Leun K.* Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system. Gas Infrastructure Europe (GIE). Guidehouse, June 2021. P. 1–54. [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system\\_FINAL\\_140621.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system_FINAL_140621.pdf)
- [102] *Caglayan D. G., Weber N., Heinrichs H. U., Linßen J., Robinius M., Kukla P. A., Stolten D.* Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2020. V. 45. N 11. P. 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>
- [103] *Panfilov M.* Underground and pipeline hydrogen storage // *Compend. Hydrogen Energy*. 2016. V. 2. Hydrogen Storage, Distribution and Infrastructure. P. 91–115. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00004-3>
- [104] *Tarkowski R.* Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2019. V. 105. P. 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
- [105] *Hemme Ch., Van Ber W.* Hydrogeochemical modeling to identify potential risks of underground hydrogen storage in depleted gas fields // *Appl. Sci.* 2018. V. 8. N 11. ID 2282. <https://doi.org/10.3390/app8112282>
- [106] *Flesch S., Pudlo D., Albrecht D., Jacob A., Enzmann F.* Hydrogen underground storage — Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2018. V. 43. N 45. P. 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.112>
- [107] *Jagruti Ah. M. E., Annukka Th., Larmi S.-A. M.* Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems // *Int. J. Hydrogen Energy*. 2021. V. 46. N 29. P. 15671–15690. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.080>
- [108] *Sheffield J. W., Folkson R.* 5-Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles // *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*. 2014. P. 117–137. <https://doi.org/10.1533/9780857097422.1.117>
- [109] *Aziz M., Wijayanta T. A., Nandiyanto A. B. D.* Ammonia as effective hydrogen storage: A review on production, storage and utilization // *Energies*. 2020. V. 13. N 12. ID 3062. <https://doi.org/10.3390/en13123062>
- [110] *Ouma C. N. M., Garidzirai R., Wasserscheid P., Bessarabov D.* The prospect of hydrogen storage using liquid organic hydrogen carriers // *Energy Fuels*. 2019. V. 33. N 4. P. 2778–2796. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00296>
- [111] *Staffell I., Scamman D., Abad A. V., Balcombe P., Dodds P. E., Ekins P., Shah N., Ward K. R.* The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system // *Energy Environ. Sci.* 2019. V. 12. P. 463–491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>
- [112] *Popel O. S., Tarasenko A. B., Filippov S. P.* Fuel cell based power generating installations: State of the art and future prospects // *Therm. Eng.* 2018. V. 65. N 12. P. 859–874. <https://doi.org/10.1134/S0040601518120078>
- [113] *Emerson B., Lieuwen T., Noble B., Espinoza N.* Hydrogen substitution for natural gas in turbines: Opportunities, issues, and challenges. 8.06.2021. Power Engineering. <https://www.power-eng.com/gas/hydrogen-substitution-for-natural-gas-in-turbines-opportunities-issues-and-challenges/>
- [114] *Flohr P., Stuttaford P.* Combustors in gas turbine systems // *Modern gas turbine systems. High efficiency, low emission, fuel flexible power generation*. Woodhead Publishing Series in Energy. December 2013. P. 151–191. <https://doi.org/10.1533/9780857096067.2.151>
- [115] *Ebrahimi M., Keshavarz A.* CCHP Technology. Combined cooling, heating and power. Decision-Making, Design and Optimization. 2015. P. 35–91. ID 107667001. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099985-2/00004-4>
- [116] *Филиппов С. П., Голодницкий А. Э., Кашин А. М.* Топливные элементы и водородная энергетика

- // Энергетическая политика. 2020. Т. 11. № 153. С. 28–39.
- [117] *Elmer T., Worall M., Wu S., Riffat S. B.* Fuel cell technology for domestic built environment applications: State-of-the-art review // *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015. V. 42. P. 913–931. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.080>
- [118] *Ma Zh., Eichman J., Kurtz J.* Fuel cell backup power system for grid-service and micro-grid in telecommunication applications. NREL. Power and Energy Conference. Lake Buena Vista, Florida, June 24–28, 2018. P. 1–11. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70990.pdf>
- [119] *Akinyele D., Olabode E., Amole A.* Review of fuel cell technologies and applications for sustainable microgrid systems // *Invent.* 2020. V. 5. N 3. ID 42. <https://doi.org/10.3390/inventions5030042>
- [120] *Nagatani G., Ishi H, Ito T., Ohno E., Okuma Y.* Development of co-firing method of pulverized coal and ammonia to reduce greenhouse gas emissions // *IHI Eng. Rev.* 2020. V. 53. N 1. P. 1–10. [https://www.ihl.co.jp/ihl/technology/review\\_library/review\\_en/2020/\\_cms\\_conf01/\\_icsFiles/afieldfile/2021/01/14/Vol53No1\\_F.pdf](https://www.ihl.co.jp/ihl/technology/review_library/review_en/2020/_cms_conf01/_icsFiles/afieldfile/2021/01/14/Vol53No1_F.pdf)
- [121] *Stocks M., Fazeli R., Hughes L., Beck F.* Global emissions implications from coburning ammonia in coal fired power stations: An analysis of the Japan-Australia supply chain. The Australian National University November 2020. P. 1–30. [https://www.anu.edu.au/files/document-collection/%28ZCWP04-20%29%20Global%20Emissions%20implications%20from%20co-burning%20ammonia%20in%20coal%20fired%20power%20stations%20an%20analysis%20of%20the%20Japan-Australia%20supply%20chain\\_0.pdf](https://www.anu.edu.au/files/document-collection/%28ZCWP04-20%29%20Global%20Emissions%20implications%20from%20co-burning%20ammonia%20in%20coal%20fired%20power%20stations%20an%20analysis%20of%20the%20Japan-Australia%20supply%20chain_0.pdf)
- [122] *Baldino Ch., O'Malley J., Searle S., Christensen A.* Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in Germany in 2050. working paper. International council on clean transportation. March 2021. P. 1–12. <https://theicct.org>; <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Hydrogen-heating-eu-feb2021.pdf>
- [123] *Rongé J., François I.* Use of hydrogen in buildings. BatHyBuild study. Energy and CO<sub>2</sub> Status. 29 April 2021. P. 1–66. [https://www.waterstofnet.eu/\\_asset\\_public/BatHyBuild/Hydrogen-use-in-builings-BatHyBuild-29042021.pdf](https://www.waterstofnet.eu/_asset_public/BatHyBuild/Hydrogen-use-in-builings-BatHyBuild-29042021.pdf)
-