

経済産業省 御中

令和5年度カーボンニュートラル実現シナリオ
構築等に向けた国際連携事業
(ミッション・イノベーションを通じた
欧米等との脱炭素化協力事業)
報告書
(公表版)

令和6年3月

株式会社 テクノバ

TECHNOVA

目 次

1	まえがき	2
2	MISSION INNOVATION の概要	3
2-1	Mission Innovation 1.0 (MI 1.0)	3
2-2	Mission Innovation 2.0 (MI 2.0)	5
3	「ミッション」関連の会合等への対応	7
3-1	関連会合への参加	7
3-2	ミッションから依頼された調査	9
4	ワークショップの開催	10
4-1	ハイブリッドでのワークショップ	10
4-2	オンラインでのワークショップ	10
5	調査分析	11
5-1	Clean Hydrogen Mission に関わる調査	11
5-2	Carbon Dioxide Removal に関わる調査	11
	参考資料	12
6	参考資料 1: ワークショップの開催	13
6-1	ハイブリッドでのワークショップ	13
6-2	オンラインでのワークショップ	55
7	参考資料 2: 調査分析の詳細	116
7-1	Clean Hydrogen Mission に関わる調査	116
7-2	CDR Mission に関わる調査	192

1 まえがき

2020 年 12 月に策定され、関係省庁との連携により 2021 年 6 月に更に具体化された、「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（以下、「グリーン成長戦略」とする）では、分野横断的な主要な政策ツールの一つに「国際連携」が掲げられ、この中で、米国・欧州等との間で、「イノベーション政策における連携、新興国をはじめとする第三国での脱炭素化に向けた取組への支援を含む重点分野等における個別プロジェクトの推進、重点分野の要素技術の標準化、貿易障壁の除去等のルールメイキングに取り組んで行く」こととしている。

2016 年に設立された「ミッション・イノベーション（以下、「MI」とする）」は、有志国によるクリーンエネルギー分野の研究開発についての官民投資拡大及び国際連携を促すイニシアティブであり、米国や欧州が首脳レベルで強いコミットメントを示している他、中国やインドなどの新興国も積極的に参加している。したがって、「グリーン成長戦略」において掲げられた国際連携、とりわけ、米国・欧州等との連携を進めていく上で、MI の場を活用することは効果的と考えられる。

こうした中、2021 年 6 月から開始された MI の第二期の活動として、個別分野における研究開発・技術開発の国際連携を促す「ミッション」が 7 件立ち上げられ、関心国がリソースや知見を持ち寄って協議や連携を進める体制が構築されている。このうち、日本も、我が国にとって利益が大きいと判断される、「クリーン水素」「グリーン電力」「二酸化炭素除去」の 3 分野の「ミッション」に参加している。

本事業は特に個別分野であるミッションに焦点をあてた取組みであり、日本が参加する MI の「ミッション」において、専門家の派遣やワークショップの開催、調査の実施等を行うことを通じ、産官学のネットワークを形成し、個別重点分野における国際共同プロジェクトの形成や、国際的なルールメイキングへの参画について機会を拡大することにより、「グリーン成長戦略」の実現に貢献することを目的とする。

2 Mission Innovation の概要

2-1 Mission Innovation 1.0(MI 1.0)

Mission Innovation (MI) は 2015 年 11~12 月にパリで開催された国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議 (COP21) にて立ち上がった国際イニシアティブで、気候変動対策におけるイノベーションの重要性を踏まえ、有志国のクリーン・エネルギー分野の研究開発についての官民投資拡大及び国際連携を促すことを目的としている (図 2-1)。

MI は 2015 年に立ち上り、2021 年 5 月までを 1 期目とし、合計で 8 つのコラボレーションプロジェクトが立ち上がった (図 2-2、図 2-3、表 2-1)。



図 2-1 Mission Innovation の立ち上げ

出所: Mission Innovation「Mission Innovation celebrates 5 years」(2020 年 11 月 30 日) <http://mission-innovation.net/2020/11/30/mission-innovation-celebrates-5-years/>

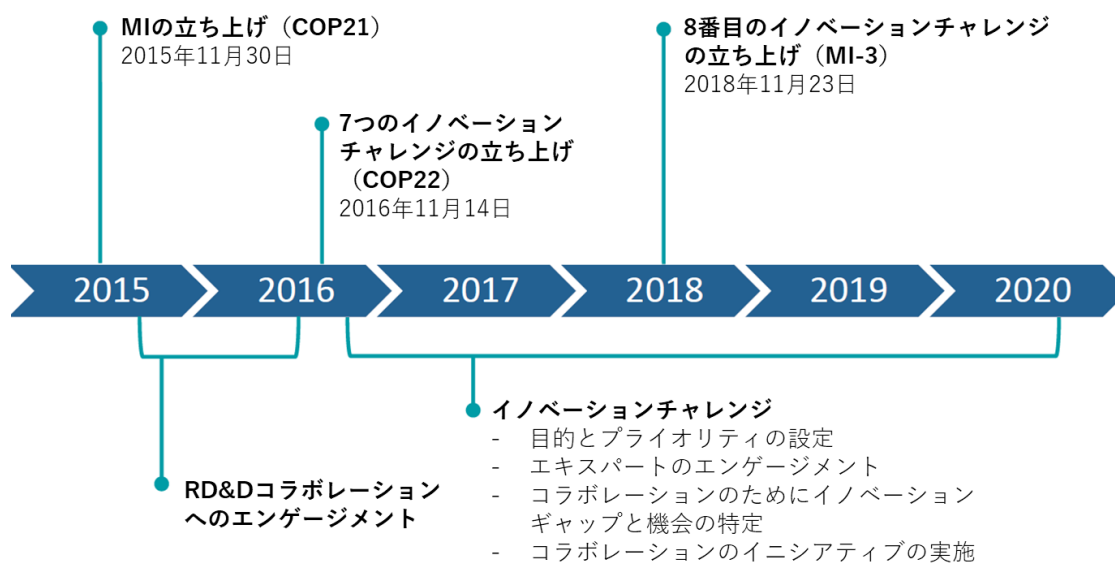


図 2-2 Mission Innovation の進捗

出所: Mission Innovation「MI INNOVATION CHALLENGES Impact Report」(2021 年 9 月) <http://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2020/09/2.-IC-Impact-Report-Final.pdf>

表 2-1 MI 1.0 におけるイノベーションチャレンジ(IC)

IC	テーマ	内容
IC1	Smart Grids	安価で高信頼な分散型再エネ電力システムの発電を取り込んだ将来電力網を可能にする
IC2	Off-grid Access to Electricity	まだ電化されていない住宅・コミュニティに、安価で高信頼な再エネ電力を供給するシステムを開発する
IC3	Carbon Capture	発電所や炭素集約型産業から排出される CO2 をほぼゼロとする
IC4	Sustainable Biofuels	輸送や産業向けに、大規模で安価な次世代バイオ燃料を生産する方法を開発する
IC5	Converting Sunlight	太陽光を、貯蔵可能な燃料に変換する安価な方法を開発する
IC6	Clean Energy Materials	高機能・低コストな新規クリーンエネルギー材料の探索・発見・利用を促進する
IC7	Affordable Heating & Cooling of Buildings	低炭素な冷暖房を普及させる
IC8	Renewable and Clean Hydrogen	ギガワット規模での水素を製造・輸送・貯蔵・利用するための課題と解決策を特定し、世界的な水素市場の発展を促進する

出所: Mission Innovation「MI INNOVATION CHALLENGES Impact Report」(2021 年 9 月)

<http://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2020/09/2.-IC-Impact-Report-Final.pdf>

	Australia	Austria	Brazil	Canada	Chile	China	Denmark	European Union	Finland	France	Germany	India	Indonesia	Italy	Japan	Mexico	Morocco	Netherlands	Norway	Republic of Korea	Saudi Arabia	Sweden	United Arab Emirates	United Kingdom	United States
IC1 Smart Grids																									
IC2 Off-grid Access to Electricity																									
IC3 Carbon Capture																									
IC4 Sustainable Biofuels																									
IC5 Converting Sunlight																									
IC6 Clean Energy Materials																									
IC7 Affordable Heating & Cooling of Buildings																									
IC8 Renewable and Clean Hydrogen																									

図 2-3 イノベーションチャレンジにおけるリードと参加メンバー(■リード、■参加メンバー)

出所: Mission Innovation「MI INNOVATION CHALLENGES Impact Report」(2021 年 9 月)

<http://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2020/09/2.-IC-Impact-Report-Final.pdf>

2-2 Mission Innovation 2.0 (MI 2.0)

Mission Innovation の第二期目 (Mission Innovation 2.0 : MI 2.0) は、2021 年 6 月の第 6 回 Mission Innovation 閣僚会合 (MI-6) にて開始された (図 2-4)。

現在の MI 2.0 のメンバーとコラボレーターを表 2-2 に示す。メンバーは 22 ヶ国と欧州連合である。日本は設立当初からのメンバーである。



図 2-4 Mission Innovation 2.0 の立ち上げ

出所: Mission Innovation「2021 JOINT LAUNCH STATEMENT」

<http://mission-innovation.net/about-mi/overview/2021-joint-launch-statement/>

表 2-2 MI 2.0 のメンバーとコラボレーター

メンバー		コラボレーター
オーストラリア	イタリア	World Bank Group Global Covenant of Mayors for Climate and Energy (GCoM) Breakthrough Energy World Economic Forum International Renewable Energy Agency (IRENA) International Energy Agency (IEA) Mission Possible Partnership
オーストリア	日本	
ブラジル	モロッコ	
カナダ	オランダ	
チリ	ノルウェー	
中国	大韓民国	
デンマーク	サウジアラビア	
欧州連合	スペイン	
フィンランド	スウェーデン	
フランス	アラブ首長国連邦	
ドイツ	イギリス	
インド	米国	

出所: Mission Innovation ホームページ

<http://mission-innovation.net/>

Mission Innovation では、個別分野における研究開発・技術開発の国際連携を促すミッションとして、まず Green Powered Future Mission、Zero-Emission Shipping Mission、Clean Hydrogen Mission の 3 つが立ち上げられた（Wave 1 ミッション）。その後、Carbon Dioxide Removal Mission、Urban Transitions Mission、Net Zero Industries Mission、Integrated Biorefineries Mission が立ち上げられた（Wave 2 ミッション）。各ミッションの目標を表 2-3 に示す。

表 2-3 Mission Innovation 2.0 のミッション

Wave 1 ミッション	目標（2030 年）
Green Powered Future Mission	2030 年までに多様な地域で電力システムが、最大 100% までの変動性再エネを効果的に統合しつつ、コスト効率が高く、安全でフレキシブルな電力システムを実証する
Zero-Emission Shipping Mission	2030 年までに、ゼロエミッション燃料で航行する船舶が国際海運の 5% 以上を占めるように、各国間連携を進める
Clean Hydrogen Mission	2030 年までに利用段階の水素コストを 2 ドル/kg に低減することにより、クリーン水素のコスト競争力を確保する
Wave 2 ミッション	目標（2030 年）
Carbon Dioxide Removal Mission	2030 年までに世界で正味 1 億トン/年の CO ₂ を削減する
Urban Transitions Mission	2030 年までに世界の都市部で 50 以上の大規模・統合型実証を実施し、世界の都市がネットゼロ方策をデフォルトで採用できる道筋を提供する
Net Zero Industries Mission	2030 年までに、世界中のエネルギー集約型産業の効率的な脱炭素化のため、コスト競争力のあるソリューションの開発・実証を促進する。
Integrated Biorefineries Mission	2030 年までに化石燃料、化学物質、材料の 10% をバイオベースの代替品で置き換えることを目的として、統合バイオリファイナリーの商業化の加速のための革新的ソリューションを開発・実証する。

出所: Mission Innovation ホームページ

<http://mission-innovation.net/missions/>

3 「ミッション」関連の会合等への対応

3-1 関連会合への参加

Mission Innovation において、日本が参加する Clean Hydrogen Mission、Green Powered Future Mission、Carbon Dioxide Removal Mission の会合とその関連会合にリアル参加（表 3-1）、あるいはオンライン参加（表 3-2）し、結果概要の取りまとめを行った。

表 3-1 「ミッション」関連の会合等への対応：リアル会合への対応

日時	Clean Hydrogen Mission	場所
2023 年 10 月 25 日 ～26 日	GPFM Intergovernmental Project Launch Meeting 2023 The First Yancheng Renewable Energy Innovation Conference and Green Powered Future Mission International Workshop	中国 江蘇省 塩城市
2024 年 1 月 24 日	CCS テクニカルワークショップ 2024	東京
2024 年 2 月 6 日 ～8 日	5th UK CCUS & Hydrogen Decarbonisation Summit	英国 リーズ市

表 3-2 「ミッション」関連の会合等への対応：オンライン会合への対応

日時（日本時間）	Clean Hydrogen Mission 関連
2023 年 5 月 8 日	Re-launch event of the Hydrogen Valleys Platform 2.0!
2023 年 7 月 6 日	10th Plenary Meeting of Clean Hydrogen Mission
2023 年 8 月 30 日	Storage & Distribution Working Group Blend Hydrogen pipeline distribution Workshop
2023 年 9 月 14 日	11th Plenary Meeting of Clean Hydrogen Mission
2023 年 9 月 27 日	Storage & Distribution Working Group Pure Hydrogen pipeline Distribution Workshop
2023 年 10 月 25 日	Storage & Distribution Working Group Underground Storage Workshop
2023 年 10 月 25 日	Exclusive Hydrogen Valley workshop series Cooperation opportunities
2023 年 10 月 31 日	Workshop: Success factors for complex H2 project development
2023 年 11 月 21 日	Offroad Working Group Hydrogen Team - Cryo-Compression Workshop
2024 年 1 月 17 日	Offroad Working Group Liquid Hydrogen Mobile Fuelers
2024 年 2 月 17 日	Offroad Working Group California Hydrogen Market Development Strategy
2024 年 2 月 21 日	Hydrogen Valley workshop for international policy makers
2024 年 3 月 15 日	Offroad Working Group Meeting
日時（日本時間）	Green Powered Future Mission 関連
2023 年 5 月 24 日	MI2.0 GPFM ExCo 15 meeting

2023 年 7 月 6 日	MI2.0 GPFM ExCo 16 meeting
2023 年 9 月 6 日	MI2.0 GPFM ExCo 17 meeting
2023 年 11 月 24 日	MI2.0 GPFM ExCo 18 meeting
2024 年 1 月 22 日	MI2.0 GPFM ExCo 19 meeting
日時（日本時間）	Carbon Dioxide Removal Mission 関連
2023 年 6 月 1 日	Technical Track Launch: Enhanced Mineralization (EM)
2023 年 6 月 20 日	CDR Mission All Member Call and Stakeholder Engagement Workshop
2023 年 8 月 17 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2023 年 9 月 19 日	LCA/TEA Technical Track Meeting
2023 年 9 月 26 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2023 年 10 月 18 日	LCA/TEA Technical Track Project Meeting (研究機関中心)
2023 年 10 月 19 日	LCA/TEA Technical Track Project Meeting (DAC 事業者中心)
2023 年 11 月 7 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2023 年 12 月 3 日	CEM/MI: Carbon Dioxide Removal: a Key Tool in the Climate Change Toolkit
2023 年 12 月 21 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2024 年 1 月 9 日	CDR LCA/TEA 打ち合わせ
2024 年 1 月 17 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2024 年 1 月 30 日	DAC Technical Track キックオフ会合
2024 年 2 月 22 日	CDR Mission: All-Member Meeting
2024 年 3 月 20 日	CDR Mission: All-Member Meeting
日時（日本時間）	その他
2023 年 9 月 14 日	Breakthrough Agenda Report 2023
2023 年 9 月 21 日	The World Energy Transition Summit 2023
2023 年 10 月 30 日	第 1 回 ムーンショット型研究開発事業 風化促進ワークショップ
2023 年 12 月 7 日	COP28: World Climate Impact Hub Panel Session 1A Utilising Opportunities of Today for the Clean Energy Future
2023 年 12 月 9 日	COP28: TRADE HOUSE PAVILION SESSION DETAILS Launch of IRENA-WTO publication on Trade Policies for Green Hydrogen
2023 年 12 月 12 日	COP28: Highlighting Global Leadership To Catalyze Ocean Based Climate Solutions

3-2 ミッションから依頼された調査

以下のミッションから依頼された調査を行い、回答案を作成した。

- ・ Clean Hydrogen Mission における水素貯蔵・輸送のプロジェクト抽出
- ・ Clean Hydrogen Mission における TAG Mission Review の案の作成支援
- ・ CDR Mission Workplan KPI の案の作成支援
- ・ GPFM Workplan KPI の案の作成支援
- ・ Clean Hydrogen Mission へのイベントレポート作成支援

4 ワークショップの開催

4-1 ハイブリッドでのワークショップ

表 4-1 の通り、ハイブリッドワークショップを 1 回（2 日間連続）開催した。本ワークショップでの現地参加者は約 60 名、オンライン参加者は 150 名である。

詳細な報告は 6 参考資料 1：ワークショップの開催 / 6-1 ハイブリッドでのワークショップ にまとめる。

表 4-1 ハイブリッドワークショップの開催

日時（日本時間）	ワークショップ名
2024 年 3 月 4 日 ～5 日	Mission Innovation Clean Hydrogen Mission Workshop Policy and Technology on Hydrogen Carriers

4-2 オンラインでのワークショップ

表 4-2 の通り、オンラインワークショップを 4 回開催した（うち 2 回分については、同一テーマについて 2 日連続で実施したもの）。各ワークショップでのオンライン参加者は 100 名以上である。

詳細な報告は 6 参考資料 1：ワークショップの開催 / 6-2 オンラインでのワークショップ にまとめる。

表 4-2 オンラインワークショップの開催

日時（日本時間）	ワークショップ名
2023 年 11 月 2 日 21:00～23:15	Carbon Dioxide Removal Mission Webinar BiCRS (Biomass Carbon Dioxide Removal and Storage)
2024 年 3 月 11 日 21:15～23:00	CDR Mission Workshop: LCA/TEA of CDR Technologies
2024 年 3 月 12 日 21:00～23:15	Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability Day1
2024 年 3 月 13 日 21:00～23:45	Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability Day2

5 調査分析

5-1 Clean Hydrogen Mission に関わる調査

Clean Hydrogen Mission に関わる調査として、水素貯蔵・輸送に関する「水素キャリア 技術の現状と将来、国際協力の可能性（英文名：Hydrogen Carriers

Current and Future of technology Status and Opportunities for international Cooperation）」を取りまとめた。

詳細なレポートは 7 参考資料 2：調査分析の詳細 / 7-1 Clean Hydrogen Mission に関わる調査にまとめる。

5-2 Carbon Dioxide Removal に関わる調査

Carbon Dioxide Removal に関わる調査として、CDR（特に LCA/TEA）に関わる文献レビューを行った。

詳細なレポートは 7 参考資料 2：調査分析の詳細 / 7-2 CDR Mission に関わる調査にまとめる。

参考資料

6 参考資料 1: ワークショップの開催

6-1 ハイブリッドでのワークショップ

表 6-1 のとおりハイブリッドでのワークショップを実施した。プログラムとサマリー（和文・英文）を次ページ以降に示す。

表 6-1 ハイブリッドでのワークショップ

日時（日本時間）	ワークショップ名
2024 年 3 月 4 日 ～5 日	Mission Innovation Clean Hydrogen Mission Workshop Policy and Technology on Hydrogen Carriers

(1) プログラム

Mission Innovation Clean Hydrogen Mission Workshop Policy and Technology on Hydrogen Carriers

March 4 (Mon) – 5 (Tue), 2024

Kobe, Japan

Day 1: EST 20:30-1-3:00 / CLST 22:30-1-5:00 / GMT 1:30-8:00 / CET 2:30-9:00 / JST 10:30-17:00 / AEDT 12:30-19:00

Day 2: EST 23:00-1-3:30 / CLST 1:00-1-5:30 / GMT 4:00-8:30 / CET 5:00-9:30 / JST 13:00-17:30 / AEDT 15:00-19:30

Program

The workshop focuses on policy, technology, and future international cooperation on hydrogen carriers (liquefied hydrogen, LOHC, and ammonia) toward a large-scale deployment of hydrogen. The workshop deals with both international supply chains and domestic supply chains. We also discuss the infrastructure transformation, social acceptance, and safety aspects of hydrogen.

Day 1

10:30-11:00 Welcome

Welcome from the Host

Koichi INOUE

Mission Innovation Steering Committee Member
Director, International Affairs Office, Industrial Science and Technology Policy and Environmental Bureau,
Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan)

Welcome from Mission Innovation Clean Hydrogen Mission

Gijs BERENDS

First Counsellor, Head of Science, Innovation,
Digital, and other EU Policies Section,
Delegation of the European Union of Japan (EU)

11:00-11:40 Keynotes

IEA H2 TCP

Paul LUCCHESI

Chair, hydrogen Technology Collaboration Programme,
International Energy Agency (IEA) - Hydrogen Technology Collaboration Programme

UNIDO

Petra SCHWAGER

Chief, Climate and Technology Partnership,
United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)

11:40-12:40 Lunch Break

12:40-14:40 Session 1: Hydrogen Trade Policy of Leading Countries

USA

Benjamin D. GOULD <online>

Technology Manager, Hydrogen & Fuel Cell Technologies Office,
US Department of Energy (DOE)

Australia

Jocelyn TAYLOR <online>

Manager, CCUS & H2 Collaborations,
Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water

Canada

Alexandre CATT

Deputy Director, International Trade Policy,
Natural Resources Canada

Chile

Karla Chace FUENZALIDA

Head of the Hydrocarbons Unit, Fuels and New Energies Division,
Ministry of Energy

Germany
Franz LEHNER
Head of Division International Cooperation,
National Organization Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW)

Japan
Rryosaku TAKAHARA
Assistant Director, Hydrogen and ammonia Division,
Agency for Natural Resources and Energy (ANRE),
Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)

14:40-15:00 Coffee Break

15:00-16:00 The Netherlands
Clair Hooft GRAAFLAND
Senior Advisor Energy,
Netherlands Enterprise Agency (RVO)

Saudi Arabia <online>
Osama M MELEBARI
Consultant
Ministry of Energy

UK
Julie FINKLER
Head of Strategy and Integration, Hydrogen Production Business Model
Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ)

16:00-17:20 Session 2: R&D on Hydrogen Carriers and International Cooperation

Japan
Eiji OHIRA
Strategy Architect, Fuel Cell and Hydrogen Technology Office,
New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO)

Norway
Svein GRANDUM
Counsellor, Head of Trade and Technology Office,
Norwegian Embassy

USA
Abhi J KARKAMKAR
Hydrogen and Fuel Cell Technology Office,
US Department of Energy (DOE)

Europe
Mirela ATANASIU <online>
Executive Director ad interim,
Clean Hydrogen Partnership

17:20-18:00 Networking (for onsite participants)

Day 2

9:30-12:00 Site Visit

13:00-15:00 Session 3: Hydrogen Carriers for International Transport

Hydrogen carrier - Liquid Hydrogen

Kei NOMURA
Deputy General Manager, Hydrogen Strategy Division,
Kawasaki Heavy Industries (Japan)

Baptiste PAGES
Solution Development Manager (Energy Transition, Cryo Technologies) APAC,
Air Liquide E&C Global Solutions (France/Japan)

Hydrogen carrier - LOHC

Yoshimi OKADA
Fellow, Frontier Business Division,
Chiyoda Corporation (Japan)

Daniel TEICHMANN
CEO,
Hydrogenious LOHC Technologies (Germany)

Hydrogen carrier - Ammonia

Isao WATANABE
General Manager, Carbon Power Solutions Unit,
Integrated Wind & Carbon Power Solutions,
Mitsui O.S.K. Lines, Ltd. (Japan)

Zhiping ZHANG
Director, Technology Transfer and Strategic Licensing,
Amogy, Inc (USA)

15:00-15:20 Coffee Break

15:20-16:40 Session 4: Hydrogen Carriers for Domestic Supply Chain

Satoru OTATSUME
Deputy General Manager,
ENEOS Corporation (Japan)

Gregory Richard CALDWELL
Director - Utility Hydrogen Strategy,
ATCO Energy Systems (Canada)

Lars SCHAUMANN
General Manager Business Development Japan,
VOPAK (Netherlands)

Jeffrey POLLACK <online>
Chief Strategy and Sustainability Officer,
Port of Corpus Christi (USA)

16:40-17:20 Session 5: Social Issues / Safety

Social Issue

Ivette Vera PEREZ
President and CEO,
Canadian Hydrogen FC Association (Canada)

Sensors

John MOZLEY
Operations Support Group, Overseas Strategy Department, Overseas Division,
New Cosmos (Japan)

17:20-17:30 Closing

Koichi INOUE
Mission Innovation Steering Committee Member
Director, International Affairs Office, Industrial Science and Technology Policy and Environmental Bureau,
Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan)

17:30-18:30 Networking (for onsite participants)

Host: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

Registration: <https://forms.office.com/r/6jaejYJzb>

Registration close: March 1, 2024, in each time zone (Recording is available for a limited period upon registration)

Language: English (Japanese translation is available for live streaming. Recording is in English only)

Platform: WebEx

Contact: For questions on the webinar program: Technova Inc. technova-sympo@technova.co.jp
For questions on registration and webinar platform: Inter Group Corp. secretariat_2@ig-online.jp

(2) 和文サマリー

ミッションイノベーション
クリーン水素ミッション ワークショップ
水素キャリアの政策と技術
2024 年 3 月 4 日 (月) ～5 日 (火)

<サマリー>

第 1 日目

1) はじめに

丸田 昭輝
テクノバ

本ワークショップは日本の経済産業省が主催するものである。60 名が現地参加し、15 カ国以上から 150 名以上がオンラインで参加している。

2) 歓迎のあいさつ

a) ホストからの挨拶

井上 宏一
ミッション・イノベーション運営委員会委員
経済産業省 産業技術環境局 国際室長

このワークショップは、水素キャリアがエネルギーの貯蔵と輸送をどのように担うかを探るものである。クリーン水素ミッションが掲げるカーボンニュートラルに向けて前進するには、国や地域間で情報交換することが重要である。

経済産業省は昨年、クリーン水素ミッションへの日本の貢献の一環として、「安全のための水素検知技術」をテーマとした 1 日間のワークショップを東京で開催し、同テーマの報告書を作成した。さらに今回のワークショップを補足するために、日本は水素キャリアの現在の動向をテーマとした報告書「現在および将来の技術状況と国際協力の機会」を作成した。

日本は 2017 年に世界初の水素基本戦略を策定し、昨年 6 月には同戦略を改訂し、水素利用を飛躍的に前進させた。新戦略では、2040 年の水素供給量 1200 万トンという新たな目標を掲げ、水素と化石燃料の価格差に着目した支援策を導入する。

b) Mission Innovation Clean Hydrogen Mission の挨拶

*Gijs BERENDS First Counsellor,
Head of Science, Innovation, Digital, and other EU Policies Section,
Delegation of the European Union of Japan (EU)*

欧州委員会から高い政策優先度が与えられていることからわかるように、クリーン水素はカーボンニュートラルへの移行における重要な構成要素である。課題はチェーン全体でコスト削減を達成することであり、ここでクリーン水素ミッション (CHM) が重要となる。このミッションは、最終的には 2030 年までに生産から最終使用まで 2 米ドル/kg を達成することを目指す国際共同イニシアティブである。CHM は、バリューチェーン全体に沿った共同研究開発を促進し、新しい水素技術が大規模に実証し、2030 年までに少なくとも 100 の水素バレーを提供できるように水素バレーを開発している。

2007 年から 2023 年までに、EU は 776 のプロジェクトに資金を提供し、研究開発に約 30 億ユーロを投じ、2023 年だけで約 9 億ユーロを投じた。

3) 基調講演

a) IEA- Hydrogen Technology Collaboration Programme

Paul LUCCHESI

Chair, Hydrogen Technology Collaboration Programme,

International Energy Agency (IEA) - Hydrogen Technology Collaboration Programme

IEA は、政治的役割と分析役割、6000 人の専門家のネットワークの 3 本柱を有する組織であり、39 の技術協力プログラム (TCP) も設置している。

水素 TCP は、水素分野での国際共同研究の推進のために 1977 年に設立され、現在までに 25 の加盟国、欧州委員会、7 つのスポンサー、および専門家のネットワークが含まれている。このプログラムは主に、特定トピック (タスク)、戦略的活動、コミュニケーション・アウトリーチ、研究開発・分析を行っている。現在、国際認証システム、ロードマップ、需要開拓などの Hydrogen Breakthrough Agenda Priorities に関する作業が進行中である。また新しい IEA 水素調整グループの設立作業も行われている。このようにタスクの内容は幅広いポートフォリオから成り立っている。

Q&A

Q: LCA、社会および環境への影響に関する新しいタスクの範囲は何か?

A: まだドラフト段階であるが、既存研究を比較して分析を行い、研究の主な前提を確認し、経済的な観点から様々なサプライチェーンを分析することが目的である。

Q: H2 輸送ロードマップのアイデアはどのようにして決定されたか?

A: メンバーは、水素輸送に関する国際協力の関心分野のアイデアを提出した。必要に応じて新しいタスクを設置する。

Q: 水素 TCP は岩塩洞窟や他の水素キャリア貯蔵にも注目しているのか?

A: 水素 TCP の固体貯蔵タスクには長い歴史があり、また地下貯蔵庫に関するタスクでは報告書を間もなく発表する予定である。現時点では水素キャリアのタスクはないが、立ち上げを期待している。それに関する専門家グループも立ち上がる。

Q: 産業界との連携モデルはあるか?

A: ある国がメンバーになると、その国のすべての企業が参加できるようになる。水素 TCP に所属する 300 人の専門家は産業界または学界の専門家である。TCP のメンバーではない国の企業向けに、スポンサーカテゴリも用意されている。

b) UNIDO

Petra SCHWAGER

Chief, Climate and Technology Partnership,

United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)

UNIDO は 172 の加盟機関からなる国連機関で、貧困削減、包括的グローバリゼーション、持続可能性のための包括的で持続可能な開発を促進している。UNIDO はグローバル・サウスの産業発展と脱炭素化の鍵として水素に取り組んでいる。

2 年前、開発途上国でのクリーンな水素の導入を加速することを目的とした水素産業のためのグローバルプログラムを立ち上げた。このプログラムには、グローバルパートナーシップと技術協力という 2 つの柱がある。

2023 年 11 月に UNIDO は ISO と協力して ISO/TC197 の総会を主催し、水素製造における温室効果ガス排出量の方法論が承認された。

政策ツールキットは 2 月に発表し、UNIDO は水素バレーと同様のグリーン水素産業クラスター (GHIC) の開発にも取り組んでいる。

UNIDO は、2023 年 7 月にインドで発足した国際水素貿易フォーラム (IHTF) をコーディネートしている。また UNIDO は、アルジェリア、エクアドル、エジプト、マレーシア、ナミビア、ナイジェリア、フィリピン、南アフリカの参加国によるグローバルクリーン水素プログラム (GEF-8) の承認を取得したところである。

Q&A

Q: 水素キャリアの側面は UNIDO の議論や活動にどのように関わっているか?

A: これについては、IHTF で具体的に取り上げられる予定である。グローバル・サウスにおける国家的応用に関しては、グリーン肥料生産のためのグリーンアンモニアを検討する予定である。

Q: 発展途上国の研究開発能力とイノベーションを支援するつもりか?

A: UNIDO は技術的な応用に重点を置いているため、それは主な焦点ではない。

Q: IHTF では現在どのような議論が行われており、どのような方向に進んでいるか?

A: 主な目的は貿易の促進である。UNIDO は現在、ロッテルダムでの会議で分析と議論を行うために、既存の貿易ルートを 3 つほど選択することを検討している。また、前回の CEO 閣僚ラウンドテーブルの 3 つのポイント、つまり ISO の方法論、官民のアクションパック、証明書の相互承認についてさらに議論する。

4) Session 1: Hydrogen Trade Policy of Leading Countries

a) USA <online>

Benjamin D. GOULD

Technology Manager, Hydrogen & Fuel Cell Technologies Office, US DOE

堅調な水素経済には貿易が不可欠であり、国際協力とカーボンフリー運送業者が必要であるが、やるべき研究はまだ多くある。水素は経済を脱炭素化し、気候変動問題に対処するためのソリューションのツールキットの一部であり、取引可能なカーボンフリー商品になる可能性もある。

米国は 1,000 万トンの水素を生産しているが、まだ余剰はない。バイデン大統領は 2023 年、貿易上の戦略的拠点の 7 つの地域クリーン水素ハブに 70 億ドルの資金提供を発表した。これにより水素製造・需要が増加する。業界向けの H2 Matchmaker で世論調査を実施したところ、国内では需要の 50 倍の供給が示された。

米国の国家クリーン水素戦略とロードマップの主要なポイントは以下の通り：

1. 2050 年までに年間 5,000 万トンの目標を掲げ、戦略的で影響力の高い最終用途がターゲット（これにより CO2 排出量が 10%削減）
2. クリーンな水素のコストが高いことが導入の最大の障壁
3. クリーン水素ハブを通じた地域ネットワークとインフラの構築

Q&A

Q: 水素キャリア間の優先順位はあるか?

A: 研究はまだ進行中である。優先順位はまだ設定されていないが、アンモニアとメタノールには注視していく。

Q: IRS の水素に関するガイダンスのスケジュールはあるか?

A: ない。

Q: プレゼンテーションでは、オフテイクの欠如に焦点が当てられていた。公共事業と天然ガスシステムについてどう考えるか?

A: 我々は水素・天然ガスパイプラインと純水素パイプラインの両方のアプリケーションに非常に興味を持っており、多角的かつ包括的なアプローチを採用し、より成熟した市場に展開できるかどうかを検討している。

b) Australia <online>

Jocelyn TAYLOR

Manager, CCUS & H2 Collaborations,

Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water

オーストラリアの 2022 年国家決定貢献（NDC）は、2030 年までに排出量を 2005

年レベルより 43%削減し、2050 年までに実質ゼロ排出に到達することを約束し、これらの削減目標を 2022 年の気候変動法案で法制化した。また、電力市場への再生可能エネルギーの投入量を 82%まで引き上げた。

200 億豪ドルの政府投資は、電力網の更新と拡張などに費やされ、またセーフガード機構の導入にも投入されている。業務の一部には、2024 年に予定されている 2019 年国家水素戦略の更新が含まれる。

政府は、国内の脱炭素化を支援し、製造と輸出の機会を創出するための「水素ヘッドスタート」プログラム（20 億豪ドル）と、排出量とエネルギー源について透明性を提供するための原産地保証（GO）スキーム（3,820 万豪ドル）を確立した。

7 つの地域水素ハブに 5 億オーストラリアドル以上が投資されており、100 を超えるクリーン水素および水素派生プロジェクトが発表されており、合計 2,240 億豪ドルの投資パイプラインにつながる。先進的なプロジェクトは、2026 年に再生可能水素を大規模に生産することを目指している。

Q&A

Q: GO スキームは国際的な水素貿易システムや水素キャリアの研究開発にどのように貢献するか？

A: 目的は、消費者へ透明性の提供である。現在「グリーン」とは何かという定義はないため、GO スキームは排出強度のレベルに関するトレーサビリティを提供する。

GO スキームの標準の開発が進行中である。

Q: 輸送コストは下がらない可能性が高いが、輸出目標をどのように見ているか？

A: オーストラリア政府は、風力と太陽光のポテンシャルが豊富で、アジア地域で再生可能エネルギー大国になるという強いビジョンを持っている。ただし、まずは国内のインフラを整備する必要があると考えている。

c) Canada

Alexandre CATTA

Deputy Director, International Trade Policy, Natural Resources Canada

カナダ政府は、水素戦略、クリーンな水素とアンモニアへの投資に対して、今後 10 年間で 600 億カナダドル以上の税額控除、二酸化炭素回収貯蔵、クリーン電力、クリーン技術の導入を含む一連のクリーン経済対策を発表した。公表されたプロジェクトの総額は 360 億カナダドルに達する。

カナダは現在、貿易相手国や業界と協力して、イノベーション、規制組織、投資が必要な水素サプライチェーンの領域を特定している。需要の増大と水素生産と派生品の規模拡大に対応する輸送および物流ソリューションを確実に整備するには、民間部門からの資本と専門知識が必要となる。自由貿易協定と二国間協力がカナダの水素開発の鍵となる。

Q&A

Q: 国境を越えた水素ハブについて教えてほしい。

A: 米国とカナダの市場間の相互接続性、予測可能性、相互運用性を高めて障壁を下げ、規制緩和のために、ハブ構築に関して両国の整合性を確保することについて、国防省および業界と継続的に議論が行われている。

Q: 水素取引を可能にし、安価にする上で最も重要な問題は何か？

A: この分野はまだ初期段階にあり、現在の需要は生産能力をはるかに上回っている。輸出が拡大すると、どのような貿易障壁が商品の自由な流れに影響を与えているかを確認できるようになる。水素は単一の商品ではない。サプライチェーンがより明確になると技術的障壁を判断できるようになる。

Q: 水素に輸入関税や輸出関税を課している国はあるか？

A: サプライチェーンに関税や規制が課される可能性はあるが、水素自体に課される可能性は低い。

d) Chile

Karla Chace FUENZALIDA

***Head of the Hydrocarbons Unit, Fuels and New Energies Division,
Ministry of Energy***

チリのエネルギー政策は 2022 年に更新され、2050 年までに電力部門で 100%のゼロエミッションエネルギー、2050 年までに非電力エネルギー最終用途で 70%のゼロエミッション燃料、2030 年までに電力部門の再生可能エネルギー80%超などの目標が盛り込まれている。チリは、2030 年までにグリーン水素、電力、その他のエネルギーのエネルギー輸出国になることを目指している。

現在策定中の国家 GH2 戦略および行動計画は、今後 10 年間の行動を定義する。異なる組織間の調整の課題に対処するために、グリーン水素産業開発委員会が 2022 年に設立された。戦略の目標を達成するための行動計画では、検討および解決すべき 51 の重要な問題が特定されている。現在、50 以上のプロジェクトが開発中である。

2023 年 12 月、ENAP（チリ国営石油会社）と HIF Global は、国内市場で初のカーボンニュートラルガソリンの商業化を目指す提携について、チリにおける合成燃料の使用を促進する協定に署名した。GH2 の最終バージョンは 2024 年前半に発表される予定である。

Q&A

Q: 地元の需要促進に目を向けると、消費者レベルまたは製造レベルで水素を使用できる分野を特定するという点でどの程度の作業が行われたか?また、これにアプローチする最善の方法は何か?

A: 行動計画を立てる際には、輸出業者と国内産業での水素の利用方法の両方を検討する。様々な業界と既存の事業をクリーン燃料に転換する方法を検討している。

Q: チリは、税制や金融上のインセンティブに関する市場の現実に対応したベストプラクティスやアプローチを特定しているか?

A: 経済省がこれに取り組んでおり、先月、産業界とどのように連携するかについて、様々な補助金やメカニズムを備えた施設を立ち上げた。複数のプロジェクトはその施設を利用して実施している。

e) Germany

Franz LEHNER

***Head of Division International Cooperation,
National Organization Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW)***

NOW は、水素技術に関する国家イノベーションプログラムを実施するために 2008 年に設立された連邦政府所有の企業である。この組織は、欧州情勢、プロジェクト開発、二国間交流、世界的な取り組みを通じて国際協力に参加し、持続可能な燃料に関する欧州連合の政策と規制に関するファクトシートを無料で公開している。

2023 年戦略（改訂）の行動ポイントと目標は、十分な水素の利用可能性の確保、水素インフラの開発、水素アプリケーションの実装、および良好な枠組み条件の作成である。ドイツは 2030 年までに水素技術の主要プロバイダーになることを目指している。

直接的な財政支援はグリーン水素に限定されているが、他の低炭素水素経路の使用が除外されるわけではない。2030 年までに国内の水電解の設置容量 10GW という目標があり、年間最大 1 メガトンとなるが、需要を満たすには 3~4 メガトンが必要で、まだ数トンを入力する必要がある。ドイツにとって輸入は極めて重要であり、専用の

輸入戦略が 2024 年に発表する予定である。ドイツは新たな依存関係を回避するために幅広く多様な輸入チャネルを開拓するつもりであり、この目的のためにグリーン水素およびその派生品の初の国際取引プラットフォームである H2Global イニシアティブを立ち上げた。政府は将来のオークション枠に 44 億ドルの資金を用意した。

Q&A

Q: ドイツの海上輸送政策についてはどうか？

A: H2Global からの最初の入札はジェット燃料、メタノール、アンモニアの製品に特化している。インフラが不十分なため、水素をすぐに輸入することができなかったためである。

Q: 水素とアンモニアの色の基準は何か？

A: 水素の基準は 1kg/H₂ あたり 3kg/CO₂ (25g/MJ) であるが、欧州の再エネ指令 (RED II) では 3.4kg と定義されている。連邦政府は、例えば鉄鋼業界などでは当面ブルー水素を排除しないことが必要と考えており、その場合にはパイプラインインフラを支援するとしているが、長期的な目標は再生可能エネルギーに完全に移行することである。

Q: 水素パイプラインはどうなっているか？

A: 目標は、既存の天然ガスパイプラインの再利用と新しいパイプラインの建設を約 60/40 の割合で、10 年末までに約 1800km を達成することである

f) Japan

高原 亮策

経済産業省資源エネルギー庁

水素・アンモニア課 課長補佐

日本は、2017 年に世界に先駆けて水素基本戦略を策定し、2020 年には 2050 年までにカーボンニュートラルを達成するという目標を設定した。水素とその誘導体はグリーン成長戦略の優先分野として特定され、2012 年には 150 億ドルの資金が投入された。この資金は、グリーンイノベーション基金を通じて割り当てられる。日本は、グリーントランスフォーメーション (GX) 政策を通じて、カーボンニュートラル、エネルギー安全保障、経済成長を同時に達成することを目指している。

2019 年の日本のエネルギー関連の CO₂ 排出量は約 10 億トンで、そのうち電力が 43% を占めている。日本は水素とアンモニアを電力・非電力分野の新たな資源として位置付けている。世界の水素および誘導体の需要は増加すると予想されているが、日本の需要は現在 200 万トンで、2023 年までに 300 万トン、2050 年までに 1,200 万トンと見込まれている。拡大を達成のために日本は、鉄鋼などの Hard-to-abate セクターなどで水素および誘導体の利用を目指している。

2023 年に改定された水素基本戦略は、S+3E (安全性、エネルギー安全保障、経済性、環境適合性) を基本に、供給拡大と需要創出の目標を定めている。政府は水素政策の実施における課題に対処するための法整備に取り組んでおり、サプライヤー支援制度も検討中である。

Q&A

Q: Asia Zero Emission Community (AZEC) についてはどう考えているか？日本がこの地域の他国と協力する機会はあるか？

A: AZEC のそれぞれの国はカーボンニュートラルに向けた独自の戦略を持っている。日本が支援を検討している分野の一つが水素とアンモニアを使った発電である。発電用のアンモニアに懸念を抱いている国もあるが、これは石炭火力発電を支援するためではなく、将来的にはアンモニア発電 100% を達成することで、ゼロエミッション発電を支援するためである。

Q: 日本のグリーン移行債券の発行はどのような状況か?

A: 日本は、グリーントランスフォーメーション (GX) 債を財源として 3 兆円を水素価格と水素インフラ支援に投資する。

g) The Netherlands

Clair Hooft GRAAFLAND

Senior Advisor Energy, Netherlands Enterprise Agency (RVO)

オランダは、水素があらゆる分野の燃料・原料にとって不可欠なエネルギーキャリアであると認識している。欧州で 2 番目の規模のグレー水素利用国であるオランダは、2030 年までに 20GW の容量を持つ大規模な洋上風力発電の運用を開始し、既存のガスインフラと知識、そして岩塩洞窟を用いた大規模貯蔵を実施する可能性がある。2030 年までに岩塩洞窟による水素貯蔵所を 4 箇所設置する計画である。

政府の水素戦略は 2020 年から 2024 年にかけて実施される。水素基幹網の構築のために、政府は既存のパイプラインの改修のための補助金としてガス送配事業者 (TSO) に 5,000 万ユーロを与え、国の水素輸送事業者 (HNS) を指定した。

政府はバリューチェーンの上流、中流、下流の 3 つの領域すべてに焦点を当てており、現時点では予測需要の 50% しか満たせないため、輸入と国内生産の両方で供給を刺激し、需要拡大に向けた市場開発に取り組んでいる。進行中の水素プロジェクトは 313 件あり、2025 年に RVO は最初の輸入プロジェクトから知見を得る予定である。

Q&A

Q: 岩塩洞窟のマッピング/スキャン/分析プロセスはあるか?

A: HyStock と呼ばれるプロジェクトがある。全国の TSO の組織も参加者の 1 つであり、そこから多額の資金を受けている。

Q: オランダは国内市場全体に風力発電を供給できないため、大量の電力を輸入する必要がある。水素の生産に関して、エネルギーを輸入するという同じ経済性をどのように調和させることができるのか? 水素の生産も必要としながら、国内のエネルギー需要をどのように調整するのか? 正しいバランスはどこにあるか?

A: 検討中である。

h) Saudi Arabia <online>

Osama M Melebari,

Consultant, Ministry of Energy

2021 年、サウジアラビアは、4R (Reduce、Reuse、Recycle、Remove) に基づく循環型炭素経済の導入と、様々な技術と取り組みを通じ、2060 年までに実質ゼロ排出を達成するという目標を発表した。国家水素戦略は、クリーンな水素の生産、輸出、国内利用に焦点を当てている。

サウジアラビアは主導的な役割を果たす立場にあり、2030 年までにクリーンな水素の主要な生産国および輸出国になることを目指している。NEOM にある世界最大の再生可能エネルギー水素プラントは、2026 年末までに商業運転を開始する予定である。サウジアラビアはすでには約 65 万トンの認定されたクリーンなアンモニアを生産し、そのうち 25,000 トンが中国に出荷されている。国内では、水素モビリティのパイロットに関する 8 件の覚書が締結されており、そのうち 2 件は完了しており、その中には MENA 初の水素列車のパイロットも含まれている。

Q&A

Q: 水素とアンモニアの国際認証制度に対するサウジアラビアの立場は?

A: 認証の基準について世界的な合意に達したいと考えている。純輸出者として、最終市場の認証要件を満たす必要がある。

Q: コストを抑えるために内燃機関を使用した輸送市場での水素の使用についてはどう考えているか?

A: EV、燃料電池、内燃エンジンなど、あらゆる選択肢がある。サウジアラビアの覚書の大部分は燃料電池技術に関するものであるが、最終的には経済性がエンドユーザーの決定を左右する。

i) UK

Julie FINKLER

Head of Strategy and Integration, Hydrogen Production Business Model

Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ)

低炭素水素は、英国のエネルギー安全保障、経済成長、そして 2050 年までにネットゼロを達成するという政府の公約を満たすために不可欠である。政府は、2030 年までに最大 10GW の低炭素水素生産能力を目標としており、また、中間目標として、様々な技術により、2025 年までに 2GW を稼働させる。当面の優先事項は、脱炭素化目標の達成に役立つ国内の水素経済を構築することであるが、同時に、英国が水素を輸出し、貿易において重要な役割を果たす可能性も認識している。輸入は将来的により大きな役割を果たす可能性があり、英国政府は認証制度、障壁の特定のための規制や枠組みの見直し、国際協力の強化など、貿易促進のための措置を講じている。

英国の水素経済の発展における主な焦点は、生産への投資を奨励し、価格競争力のある脱炭素化オプションとしてユーザーが低炭素水素に切り替えることを奨励するために、水素製造ビジネスモデル (HPBM) を通じて収益向上をサポートすることにある。そのサポートは、オークションを通じた競争プロセスにて実施される。

Q&A

Q: オフテイカーの参加はあるのか?

A: オフテイカーの視点は重要である。需要側の様々なインセンティブが、生産側での取り組みを補完する。HPBM には、水素の価格を安価にし、天然ガスとのコスト競争力を持たせることで、オフテイカーに切り替えを促す商業的インセンティブも含まれている。

Q: 水素とアンモニアの輸入港に関する英国の地域活動についてはどうか?

A: 様々な入国地を検討し、英国への輸入を希望する潜在的な開発者と協力し、資金調達の機会を検討しているチームがある。

5) **Session 2: R&D on Hydrogen Carriers and International Cooperation**

a) **Japan**

大平 英二

新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)

燃料電池・水素技術室 ストラテジーアーキテクト

NEDO の燃料電池・水素技術室の 2024 年度研究開発プログラムには、燃料電池・電気分解、水素サプライチェーン、地域水素モデル、商業規模実証の 4 つのプログラムがある。プロジェクトには、福島で開発・試験中のアルカリ水電解が含まれており、次の段階では水素需要確保のために商用車用にスケールアップする。そのほか、大型・小型トラック 300 台近くが参加したトラック実証プロジェクトなど、船舶用途など様々な燃料電池の応用開発に取り組んでいる。

NEDO は液化水素を含む 2 隻の水素運搬船の開発に取り組んでおり、タンカーの開発に成功し、現在商業規模での開発に向けて動いている。今年建設が始まる。

IEA H2 TCP において、NEDO は 2023 年から 2025 年のタスク 47「水素認証」の共同リードとして関与している。NEDO はまた、H2 輸送船の LCA と経済性に関する新しい課題を提案した。

Q&A

Q: 2024 年のプログラムでアンモニア関連プロジェクトはあるか?

A: アンモニアを石炭で燃焼させて発電するプロジェクトや、アンモニアを工業炉の燃料として利用したり、海洋利用したりするプロジェクトは、NEDO 内の別の部門が担当している。

Q: NEDO の資金提供は日本企業のみに限定されているか、それとも国際企業も参加できるか?

A: 予算は日本の税金から賄われているため、資金は通常、日本を拠点とする産業向けである。

Q: アンモニアを除いて、前述の電気化学変換プロセスに似たプロセスはあるか?

A: 他の部門では、ハーバー・ボッシュ法を使用しないアンモニアの製造に取り組んでいる。

b) Norway

Svein GRANDUM

Counsellor, Head of Trade and Technology Office, Norwegian Embassy

ノルウェーの水素政策は、水素の一貫したバリューチェーンを構築し、ヨーロッパにおける水素市場の発展に貢献し、約 30 年にわたる産業規模の炭素回収を活用することで、経済的に収益性の高いブルー水素生産の確立を促進することを目的としている。短期および中期の生産プロジェクトは、市場拡大のためにブルー水素のパスを描いているが、最終的にはグリーン水素のコスト効率の高い生産、輸送、利用に関連した活動にしていくことを考えている。

Enova は、ノルウェーの海事部門で燃料としての水素とアンモニアの最初の実用的なバリューチェーンを確立し、開発中の技術を多様化することを目的として、海事部門での水素製造のための新しい支援プログラムを導入している。液体水素を燃料とする世界初の旅客フェリーである MF Hydra の進水や、2025 年に予定されている水素燃料ばら積み貨物船プロジェクトである With Orca の進水など、多くの海事プロジェクトが進行中である。

Q&A

Q: MF Hydra による炭素排出量の 5%削減はどの燃料と比較したものか?

A: 天然ガスである。

Q: 改修されたばら積み貨物船についてカナダ東海岸と何か話し合ったことはあるか? また、ニューファンドランド・ラブラドル地域の探索に興味はあるか?

A: 興味深い。

Q: ノルウェーは、電力の 90%以上が水力発電によるものであり、海運部門における多くのイノベーションにより、経済とエネルギー構造を考えると良い立場にある。ノルウェーがこのバリューチェーンにおけるイノベーションを輸出し、大量導入を推進できる方法にはどのようなものがあるか?

A: ノルウェーは経験を活かして貢献できる。ノルウェーでは 100 年にわたり工業用電解プロセスが行われてきたが、ゼロエミッションを重視する政府の政策により、海事産業は変革を迎えている。

c) USA

Abhi J KARKAMKAR

Hydrogen and Fuel Cell Technology Office, US Department of Energy (DOE)

米国政府の目標は、2050 年までに実質ゼロ排出、2030 年までに 50~52%削減することである。DOE の使命は、クリーンエネルギーとセクター全体の排出量削減に重

点を置き、高度なスキルを備えた雇用の創出に重点を置いて、研究、開発、実証を支援することである。プロジェクトに資金を提供のするための主要分野は水素の製造とインフラであり、水素運搬船を含む配送と輸送の理解に焦点を当てている。

HyMARC は、水素と貯蔵材料の相互作用における重大な研究開発のギャップに対処のための国立研究所のコンソーシアムである。これらの研究室は、再生可能な水素キャリアとしての DME の研究など、様々な個別プロジェクトに取り組んでいる。

Q&A

Q: プロジェクトのスケールアップをサポートするために、どのようなことを行っているか?

A: 業界の追加パートナーと協力できるよう、ラボからデモンストレーションまでスケールアップを行っている。

Q: プログラムのどの部分が国際協力に関連すると考えられるか?

A: DOE は IPHE、NEDO、IEA などと連携している。DOE と直接連携することができない場合、国立研究所はパートナーと協力してアイデア、人材、材料を交換し、より高度なコラボレーションを行うことができる。

d) European Union <online>

Mirela ATANASIU

Executive Director ad interim, Clean Hydrogen Partnership

EU は政策だけでなく資金提供や官民パートナーシップなどの取り組みを通じて水素を支援しており、2030 年までに国内での水素の生産と輸入をそれぞれ 1,000 万トンとする目標を設定している。

Clean Hydrogen Partnership は EU の制度的官民パートナーシップ (PPP) であり、R&I 活動の実施に 10 億ユーロ、REPowerEU の下で水素バレーにさらに 2 億ユーロが出資されている。

「戦略的研究およびイノベーションアジェンダ 2021~2027」は、水素製造（主に水電解）、輸送および貯蔵、最終用途、クロスカッティング活動における再生可能水素のあらゆる技術開発をサポートしている。Clean Hydrogen Partnership はこれまでに、製造から最終用途、バレーまでのバリューチェーン全体で 369 件のプロジェクト、合計約 16 億件を支援してきた。貯蔵と輸送に関するプロジェクトは 37 件あり、そのうちの約半数は水素運搬船によるものである。

ヨーロッパの 26 の地域では、プロジェクトのアイデアから具体的な水素計画への移行がすでに支援されており、ヨーロッパ全土で 14 の水素バレープロジェクトが進行中である。水素バレーは今年、1,250 万ユーロの予算で設置される予定である。

Q&A

Q: 水素バレーには 3 つの原型がある。これらを維持するつもりか、それとも、より大きな国際範囲をカバーのために拡張するつもりか?

A: Mission Innovation の目的のため、我々は原型を保持する。すべてのバレーがマップ上に表示されるので、それらがどのように相互作用するかを検討できる。

第 2 日目

6) Session 3: Hydrogen Carriers for International Transport

a) Liquid Hydrogen (Japan)

野村 圭

川崎重工業株式会社 水素戦略本部 副本部長 (日本)

川崎重工業は船舶の建造をはじめ、様々な工業製品を取り扱っている。日本はエネ

ルギー需給の構造的な課題に直面しており、カーボンニュートラルとともにエネルギー安全保障が必要である。再生可能エネルギーはその解決策の1つである。

我々が水素に注目するのは、水素は様々な方法で製造、輸送でき、安定した形で大量に貯蔵できるためである。水素はカーボンニュートラルとエネルギー安全保障の実現のために不可欠である。日本は再生可能エネルギーが安価な海外からグリーン水素を輸送することができる。課題は液化と輸送にかかるコストである。液体水素は毒性のないキャリアであり、受け取り場所での精製プロセスや追加のエネルギーを必要としない。

大規模サプライチェーンにわたる効率的な液化と大量輸送の開発に取り組み、小型、中型、大型までの様々なサイズの水素容器を提供している。川崎重工は、空気・エネルギータンク事業においてもトップメーカーとしての地位を確立しており、大型エネルギータンクの極低温技術の向上にも取り組んでいる。

Q&A

Q: 日本以外では液化水素に対する関心はどの程度あるか?それとも日本が独自に進めているものなのか?

A: 我々の中核施設は日本にあるが、日本のエネルギー安全保障を達成するには国際的なサプライチェーンを構築する必要がある。これは他国への輸出ターミナル設置を意味しており、そのため日本国内に活動を制限しているわけではない。

Q: 国際的な活動は非常に重要である。ヨーロッパやその他の国では何が起きているのか?

A: 現在、オーストラリアと協力している。同国は太陽光発電による水素の潜在的な供給者である。川崎重工業はヨーロッパとも水素輸出について話し合っている。

Q: ポンプをあるタンクから別のタンクに移動するとき、水素の大幅な損失はないか、それともサプライチェーン全体での損失は非常に少ないのか?

A: 水素配管は一体化され真空シェルとなる。これによりボイルオフ速度が低く抑えられるが、場合によっては追加の水素が必要になる。

b) Liquid Hydrogen (France/Japan)

Baptiste PAGES

Solution Development Manager (Energy Transition, Cryo Technologies) APAC,

Air Liquide E&C Global Solutions

エア・リキードは、1902年にフランスで設立された産業ガス会社である。水素では、Air Liquide はプロセス技術からエンジニアリング、建設、あらゆる設備の調達に至るバリューチェーン全体を包括している。

今日のエネルギー輸送の主な輸送手段は LNG である。我々は、水素を再生可能電力の貯蔵手段として捉えており、エネルギーの輸出業者と輸入業者の間の物流チェーンにおいて LNG を補完する方法となる。

大規模な液体 H₂ サプライチェーンを構築する必要がある。TCO の削減にはスケールアップが唯一の方法である。水素液化装置ユニットは重要なコンポーネントであり、複数のトレインを使用して 100 トン/日から 1,000 トン/日にスケールアップし、独自のエコシステム内で効果的に統合する必要がある。主な問題は、断続性の管理とボイルオフガスの管理である。

我々は自社プラントを運営しており、今日の設計は自社での運用経験に基づいている。またパートナーと協力してプロジェクトを実施し、コスト削減に努めている。

Q&A

Q: 柔軟な運用の重要性について言及された。再生可能エネルギー容量と液化装置の統合を必要と考えているのか?

A: 将来の用途は、オーストラリアから日本へ、中東から日本またはヨーロッパへの再生可能電力の輸出である。したがって我々の装置は、再生可能電力の変動に対処できる必要がある。需要スケジュールを考慮し、その都度製造できるように準備することも必要である。

Q: 韓国に工場を持っているが、韓国ではどう認識されているか？

A: H₂ は実際には日本だけでなく、ヨーロッパ、韓国、その他の国々にも向けられている。なぜなら、水素は水素を大量かつ長距離で複数の地点に輸送する方法の1つだからである。

c) LOHC (Japan)

岡田 佳巳

千代田化工建設 フロンティアビジネス本部 フェロー

千代田化工は、水素キャリアとしてトルエン-MCH 法を用いた SPERA 水素システムを提供している。常温で液体であり、化学的に安定であり、リスクが低く安全である。千代田化工建設は、新規脱水素触媒を開発した。

トルエン-MCH は発電だけでなく、水素の国家備蓄にも使用されている。また、小規模利用から大規模利用まで一貫した水素チェーンをサポートする。水素貯蔵の化学的手法として、コストと設置面積の削減が可能である。

水素ガスを発生させずに貯蔵および輸送用の MCH を直接製造する方法により、水素ガスホルダーや水素化プラントの必要性を排除できる。直接生産と直接利用を組み合わせることで、コストを大幅に削減し、設置面積をほぼゼロに減らすことができる。

トルエン-MCH は、水素の大量輸送のための水素キャリアとしてのコスト競争力のある方法である。

Q&A

Q: LOHC にはトルエン-MCH システムを選択された。なぜその選択をしたのか？

A: トルエンは単一の芳香環を持ち、安価であるためである。

Q: MCH 燃料電池の製品は何か？

A: MCH は燃料電池に直接供給され、触媒による脱水素反応に使用される。大気圧下で水素と酸素を生成し、水とトルエンをリサイクルする。

d) LOHC (Germany)

Daniel TEICHMANN

CEO, Hydrogenious LOHC Technologies (Germany)

Hydrogenious には、LOHC 技術開発に注力する約 200 名の従業員がおり、投資をしている 2 社の日本企業と幅広い国際パートナーがいる。我々は水素輸送における世界的な技術リーダーである。

我々の技術により、輸送を安全、効率的かつ柔軟にすることで、エネルギーキャリアとしての水素利用が可能になる。BT-BT-H 技術を採用している。BT を選択する主な理由は、キャリアの安定性が非常に高いことである。高密度貯蔵によりコスト効率が向上し、既存の化石燃料インフラを使用することで柔軟性が高まる。

サイクルおよび反応内での安定性により、サイクルごとのキャリアの劣化は無視でき、数百回の再利用が可能になる。簡単な反応器のセットアップもある。

Hydrogenious は LOHC バリューチェーンを実証しており、現在国際的な大規模な水素ルートプロジェクトを開発中である。太陽エネルギーによる水電解に基づく世界初の水素燃料補給ステーションを納入した。また、統合型 LOHC パワーオンボードドライブトレインの最初の船にも供給されている。

Q&A

Q: 施設の近くに住んでいる人はどのように言っているか?

A: 非常に前向きである。一番の関心事は、そこに貯蔵されている水素について知ることである。一般的に液体を簡単に貯蔵できるこの技術は非常に簡単である。

Q: BT を搭載した船の最終製品は何か? 粘度に大きな変化はあるか?

A: このプロセスからの BT または BT-H である。粘度、密度、その他の物理的特性に多少の変更はあるが、大きな変更はない。しかし、そのような物理的変化は実際には水素化の程度を測定するのに役立つ。

e) Ammonia (Japan)

渡辺 勲

商船三井 電力・風力エネルギー事業群第一ユニット

商船三井は純アンモニアのサプライチェーン構築を計画している。これには、クリーンな水素アンモニアの製造、商船三井が運航する船舶でのアンモニア発電システムの使用、およびそのような船舶へのアンモニア燃料への投資が含まれる。また大型アンモニア FSRU や NH₃ を燃料とするケープサイズばら積み貨物船の開発によるアンモニア利用も推進している。

アンモニアは現実的なゼロエミッション燃料である。燃焼時に炭素を排出せず、少ないエネルギー消費で液化が可能で、同体積の水素より発熱量が高い。アンモニアは、燃料アンモニア産業および海運産業における CO₂ 排出量を削減する。

アンモニアの毒性が問題となっており、既存の石炭施設に隣接する地域でアンモニアを陸揚げするためのガイドラインが必要である。石炭火力発電所でアンモニアの使用を計画しているユーザーもいる。

Q&A

Q: 毒性の懸念にどのように対処するか?

A: 貨物としてのアンモニアは問題ない。ただし、燃料として使用すると船内で漏洩する危険性がある。海洋産業はガイドラインを作成する必要がある。

Q: 交通費の問題はどのように対応しているか?

A: 本問題に対処するために、より大容量のキャリアを構築する予定である。

Q: また、アンモニアの価格は水素と連動している。では、水素の価格が下がれば、アンモニアも安くなるということか?

A: その通りである。天然ガスの価格にも左右される。

f) Ammonia (USA)

Zhiping ZHANG

Director, Technology Transfer and Strategic Licensing, Amogy, Inc

Amogy は、MIT 博士課程の学生によって設立された新興企業で、米国、ノルウェー、シンガポールに拠点を置いている。グリーンな未来に向けて、水素キャリアとしてのアンモニアの力を解き放つことを目指している。

脱炭素化産業の主なターゲットは、海運、定置式電力、大型トラック、航空機である。これらの業界には現在、クリーンなソリューションが不足している。Amogy は、アンモニアから電力を得るソリューションをドローン、トラクター、トラック、タグボートに展開しており、海洋および発電分野もサポートすることを目指している。アンモニア分解は、アンモニアと水素を炭素ゼロの再生可能燃料として使用することにより、水素経済を可能にする。

アンモニアのバリューチェーンの主要な段階は、生産（海外）、輸送（海上）、消費（最終市場）である。2050 年までに生産されるアンモニアの 90% はクリーンになり、60% 近くは燃料として使用される予定である。

さらに、アンモニアは水素キャリアとして重要である。海洋アンモニアインフラは急速に成長している。アンモニアは、インフラの必要性が最も低く、最も成熟しており、コストが最も低い水素キャリアである。

Q&A

Q: ドローンやトラクターなどの日常生活での応用において、毒性は懸念されるか?

A: ない。まずこれらの用途は、アンモニアの実現可能な例として試験したものである。将来的には大規模な電力利用にも我々の技術を適用したいと。

Q: 互換性はどうか? 標準的な水素燃料電池とアンモニア燃料電池の違いは何か?

A: まず Amogy は、標準的な水素燃料電池を使用しており、アンモニア燃料電池ではない。我々のシステムには、アンモニア分解装置、未分解アンモニア吸着装置、標準的な水素燃料電池の 3 つのコンポーネントからなる。水素燃料電池は中核装置の一部である。その部分についてはオープン戦略を採用している。

Q: このシステムにおけるプロセスの有効性は何か?

A: アンモニア分解の場合は 80%。次に燃料電池の効率である。電力効率はこれら 2 つを乗算して計算され、約 40%になる。

Q: アンモニアを燃料として利用するというコンセプトであるが、それぞれの用途でアンモニアを分解し、水素を利用するのか?

A: たとえば、トラックにはアンモニア貯蔵タンクと改質装置が搭載されている。改質器はアンモニアを分解して水素を生成し、その水素は燃料電池を通過して電力を供給する。

Q: Amogy のコンセプトは小規模クラッキングか?

A: そうである。小規模ではアンモニアから電力への変換の概念の実証に焦点を当てていた。船舶の補助動力や小型船舶の推進などの一部の分野では継続する。エンジンやガスタービンに直結してアンモニア分解を単独で行うことも可能である。

Q: アンモニア分解には高温が必要であると理解していた。この問題は克服できたか?

A: 我々の触媒は、現在よりも 100°C 低い温度でクラッキングを可能にする。これによりエネルギーが節約され、その他の利点もある。

7) Session 4: Hydrogen Carriers for Domestic Supply Chain

a) Japan

大立目 悟

ENEOS 水素事業推進部 副部長

ENEOS グループは、2040 年までのカーボンニュートラルの実現を目指し、水素の供給を通じて社会の温室効果ガス排出量削減に貢献する。水素キャリアの MCH (LOHC) と LH2 を促進する。MCH は、初期の大規模 H2SC 開発にとって現実的な選択肢である。

ENEOS は他国でもクリーン水素のサプライチェーンを構築しており、現在東南アジアとオーストラリアで水素アライアンスプロジェクトを進めている。日本では、クリーン水素のサプライチェーンは既存の石油および石油化学のアセットとネットワークを活用している。MCH-H2 の生産コスト削減のために、MCH 製造を簡素化したダイレクト MCH プロセスを有しており、確かな品質でトヨタの FC バスに充填した実績もある。MCH を燃料として利用する場合の最終目標は、MCH からのワンステップ発電である。

ENEOS は、水素による持続可能な未来の目標を追求し、強力な資産とネットワーク、そしてグローバルパートナーシップでサプライチェーン開発をリードする。また DirectMCH および MCH-FC の技術リーダーでもある。政府の支援は不可欠である。ビジネスモデルは将来の価格上昇を前提としている。

Q&A

Q: 既存のガソリンスタンドを転換する際の主な課題は何か?

A: ENEOS は日本ですでに複数のガソリンスタンドと併設した水素ステーションを運営しており、ガソリンスタンドの転換や併設自体はそれほど難しいものではない。本当の問題は需要の確実性である。需要の見通しが信頼できるものであれば、インフラ整備を進めることができる。現在、供給が需要を上回っている。日本の主な課題はこの不均衡である。

Q: 社会的受容性についてはどう考えているか？MCH について心配なことはあるか？

A: MCH は安全であることがすでに証明されている。問題はない。ほぼすべての面で既存の設備を使用できる。

Q: 大規模化は問題ではないのか？

A: 問題ない。既存のガソリン等の設備を MCH 用の設備に切り替える事ができる。現在扱っているガソリンと比較しても量と毒性は同じである。

b) Canada

GREGORY CALDWELL

*Director, Utility Hydrogen Strategy and Decarbonization,
ATCO Energy Systems*

ATCO は世界的な複合企業として運営されており、グループ内にはカナダのエネルギー供給会社 ATCO Gas も含まれている。アルバータ州は、天然ガスが豊富に供給され、最も低コストの水素製造および炭素回収資産を備えた、カナダにおける合理的な水素ハブである。水素は、低炭素で豊かな未来への道を提供する。

ATCO は複数の大規模水素プロジェクトを通じて、カナダの将来エネルギーに貢献し、そのネットゼロ目標を達成することを目的としている。ATCO は、天然ガスと炭素回収を使用して排出量を削減するソリューションを持っている。100%(純粋な)水素プロジェクトに取り組んでいる。

パートナーの Vulcanx は、天然ガスを固体炭素と水素に変換するメタン熱分解を実装している。グリーン電力を利用したゼロエミッション施設である。これは、水素が必要な現場での応用に対する熱分解生成と既存の天然ガスパイプラインインフラの柔軟性を示している。

Aryton Energy は、水素貯蔵用の LOHC ソリューションを備えている。ガソリンと何ら変わりなく水素を供給する。その形式は、水素ガスを容易に吸収および放出することができる。

メタノールは、圧縮水素に勝る水素物流のソリューションを提供する。メタノール改質は経済的である。原料が水と混合されることにより、ほとんどコストをかけずに 50%の水素を添加できるため、効率が高くなる。

ATCO の家庭用水素構想は、家庭から 1km 以内に水素インフラを設置する。純粋な水素パイプラインはすでに存在している。ATCO は 2 つのブルー水素プロジェクトを発表した。

Q&A

Q: 輸送と製造に関する多くのオプションの説明があったが、その技術の中で優先順位はあるか？

A: 我々は技術に依存しないアプローチを採用している。我々が重点を置いているのは、コスト効率が高く拡張性の高い技術である。炭素回収による自動熱改質はうまく機能する。

Q: グラフェンは熱分解プロセスでバッテリーグレードも生成されるか？

A: 場合によってはそうなる。実際、このタイプのグラフェンは高価であるため、サプライヤーは水素を無料で提供して利益を得る可能性もある。ただし、グラフェンの製造には高温が必要なため、効率が低下する。

c) Netherlands / Singapore

Lars SCHAUMANN

General Manager Business Development Japan, VOPAK

VOPAK は、産業クラスターと重要なエネルギーインフラの脱炭素化への道を追求している。同社は、世界中で 18 か所の産業ターミナルと 6 か所のアンモニアインフラを含む、エネルギー移行とエネルギー安全保障をサポートのための十分に多様化したポートフォリオを持っている。

エネルギーの移行は、エネルギーの継続供給と新規開発を同時に行うので、既存のインフラに課題をもたらす。クラスターとポートの変換は、ローカル環境とネットゼロのビジョンに依存する。ネットワークの統合と接続性も非常に重要である。VOPAK は北西ヨーロッパの水素基幹網にも関与する。

ASEAN 諸国でも産業ターミナルや石油化学コンビナートの統合が進んでいる。当局が移行を推進している。

日本は、2050 年までにネットゼロ目標を達成するために、15 年間で 1,000 億ドルを費やして H2 供給に多額の投資を計画している。ただし、国の特性によりネットゼロ変革はさらに複雑になる。

VOPAK は、競争力のある持続可能なソリューションとして効率的で将来性のあるインフラを構築するようクライアントを導く。フローモデリングによるシナリオ分析は、このアクティビティの重要な部分である。VOPAK は世界クラスの安全性と運用基準を提供し、主要なエネルギー商品全体にわたる経験を持っている。2 つの例はタイとマレーシアである。

港湾および産業クラスターをネットゼロに向けて変革していくことは可能である。持続可能で効率的なインフラには、スマートな設計が重要である。

Q&A

Q: テクノロジー中立のアプローチを推進しているか?

A: 化石燃料、石油、化学薬品、LNG、LPG など、あらゆる種類のエネルギーを取り扱っている。我々はアンモニアに関してすでに豊富な経験を持っている。

Q: 港湾が将来の明確なイメージを持っていない場合、どのように支援するか?

A: 我々は既存の製品フローを十分に理解し、モデリングを適用して設備追加や変更のアプローチを決定できる。我々は、施設のバランスが狭すぎて制約が多すぎたり、大きすぎて高価になりすぎたりすることを避けるための支援ができる。

Q: 政府の許可の役割について言及した。それは多くの国での経験的な知見か?

A: 所有者が明確な港湾は、港湾の使用を制御できるため有利である。これにより効率が向上する。

Q: 一部の港湾では段階的なアプローチが採用されているが、他の港湾ではジャンプスタートスタイルが採用されている。どちらが良いと考えているか?

A: 場合による。ただし一部の投資は後から変更できないため、社会的に敏感なクラッカーやパイプラインのインフラを「最初から正しく」行うことが重要である。

d) USA <online>.

Jeffrey POLLACK

Chief Strategy and Sustainability Officer, Port of Corpus Christi

コーパスクリスティ港は米国国内で生産されたエネルギーの主要輸出業者であり、米国産原油の 65～75%を輸送している。国内第 2 位の LNG 輸出国であり、国内のエネルギー経済を支えている。顧客は 2015 年以来 650 億ドルの設備投資を行ってきた。

この港の基盤となる資産により、同港は輸出用のクリーンな水素および水素誘導体の生産における国内有数の拠点となる。ポートフォリオ内の新興プロジェクトの 85%

は、クリーン水素バリューチェーンの範囲内にある。

DOE はこの港を代替クリーン水素ハブの 1 つとして指定した。Horizons Hub は、世界的な競争力を備えた低コスト水素の地域生産が可能性している。水素の主な用途は、モビリティ、化学および産業プロセスの脱炭素化、発電、輸出用の低炭素アンモニアへの変換などである。

この港は、収集、合成施設、輸出ターミナルを備えた完全に統合された水素エコシステムを構築している。LNG と原油の既存の世界貿易の流れは、低炭素アンモニアも扱うことになる。CCUS 港には、仲介と促進の役割もある。本港は 2 つの Carbon Safe II 賞を受賞した。CO₂ 地中貯留には 7 つのリース区域が利用可能である。

Q&A (なし)

8) Session 5: Social Issues / Safety

a) Social Issue (Canada)

Ivette Vera PEREZ

President and CEO, Canadian Hydrogen FC Association

CHCFA は、擁護、教育、ネットワーキングを通じて水素セクターの統一的な意見を表明する。会員数は 200 名を超えている。

カナダでは工業用および化学ガスとして水素が大量に生産されているにもかかわらず、水素に対する国民の理解や水素との直接経験は比較的少ない。

ソーシャルライセンスとは、業界またはプロジェクトに対する社会的受容性とコミュニティのサポートを指す。これは正式な規制や法的許可を超えたものであり、正式な合意や書面による文書ではない。これは主観的な動的な状態であり、時間の経過とともに変化する可能性があり、信頼関係、透明性のある関与を通じて獲得される。「許可」または「撤回」が可能である。

重要ことは透明性、株式共有協定であるが、一般の人々の意識と理解がほとんどないことが指摘される。生産、貯蔵、輸送、持続可能な土地利用、機会と学習経験としての業界の成長と、水素の輸送に特有の規制に関して取り組む必要がある。

Q&A

C: オランダでは、プロジェクトに付随する社会的側面を入札に盛り込んでいる。それは生物多様性、地元の雇用、輸出だけではない地元の利益である。世界銀行には地域社会、社会的受容、持続可能な成長に取り組む水素開発プログラムもある。

Q: 我々は公共コミュニケーションとアウトリーチを重視しており、若者と関わりたいと考えている。メディアやソーシャルメディア、YouTuber を通じてどのようにコミュニケーションを取っているか？ なにか考えはあるか？

A: 我々には、メンバーとのコミュニケーションやソーシャルメディアとの関わりを担当する Z 世代のスタッフがいます。若者が同世代とのコミュニケーションを主導することが重要である。エネルギーや水素業界に若い才能を引き付ける取り組みも行われている。業界は全体的な進歩を必要としており、これには人々が理解できるようにするための教育も含まれる。

b) Sensors (Japan)

John MOZLEY

*Operations Support Group, Overseas Strategy Department,
Overseas Division, New Cosmos*

ガス検知は、水素の安全な生産、輸送、消費において重要である。新コスモス電機はガスセンサーと検知器を製造している。その設立目標は、世界中でガス事故をなくすことである。従来は都市ガス、プロパン、メタンであった。一方、グリーンエネル

ギーの未来においては、水素が主要なプレーヤーである。

独自の熱線半導体センサーは 10 年の寿命を持ち、アンモニアの検出に役立ち、特に船舶、貨物船、メンテナンスが困難な環境に適用できる。

国内の水素ステーションの約 8～9 割がコスモスのセンサーを活用している。水素ステーションにおける水素警報システムの重要な役割は、漏洩の早期発見と拡散の防止である。コスモスは、水素処理装置、圧縮機、高圧ガス貯蔵装置、ポンプまでをカバーするガス安全のトータルソリューションを提供している。従業員向けの個人用ガス検知器も供給している。

トヨタの FCV「MIRAI」には、コスモスの車載水素検知器が採用された。オンボードテストの結果、検出器の優れた耐久性と信頼性が示された。検出器は燃料電池と水素タンクの漏れを監視する。トヨタと本田は、販売店での FCV メンテナンスに携帯型のポータブル検出器を使用している。

家庭用水素検出は、水素を燃料とする家庭やガレージにおける車両の水素検出のための新たな機会である。この製品はメタン検出器の技術に基づいている。

Q&A

Q: アンモニア検出器の利点として、通常 3 年であるのに対し、10 年という長い寿命について言及された。アンモニアキャリアの寿命は 50 年であるが、50 年寿命のセンサーを開発する予定はあるか？

A: ガス検知業界において 10 年はすでに非常に長い年月である。なお、検出器全体ではなく、センサーのみを交換することができる。

Q: 一般消費者の家庭環境における水素に対する懸念は高まっているか？

A: 我々は住宅所有者ではなく、エネルギーを供給するエネルギー会社に販売している。ただし、欧州では水素の採用が増加しており、我々はその動向を注意深く見ている。

9) 最後の挨拶

井上 宏一

ミッション・イノベーション運営委員会委員

経済産業省 産業技術環境局 国際室長

2 日間のワークショップに参加いただいたことを感謝する。基調講演では IEA における水素関連の活動が取り上げられた。

冒頭に、日本が水素戦略を提示した最初の国であると述べた。セッション 1 でのワークショップのプレゼンテーションからも、他の国も戦略を策定していることが明らかである。各国の政策や水素ハブの開発状況、国際協力の可能性などを取り上げられた。

セッション 2 では、真の水素社会の実現に向けた研究開発活動について説明があった。セッション 3 では、水素輸送のオプション（液化水素、LOHC、アンモニア）の概要の説明があった。セッション 4 では、国内の水素サプライチェーン構築に向けた取り組みを紹介され、各国の創意工夫が明らかになった。最終セッションであるセッション 5 では、社会受容と水素の安全性に関するトピックが紹介された。

このワークショップでは、様々な水素のトピックに関する私の知識が更新され、キャリアとしてのアンモニアや LOHC などの新しい開発に焦点が当てられた。

最後に、各講演者、ワークショップの開催に携わっていただいた関係者、参加者の皆様に感謝する。

Site Visit (Day2 9:30～12:00)

川崎重工業のアレンジにて、以下の設備を見学した。

- ・ 川崎重工業 液化水素荷役実証ターミナル「Hy touch 神戸」と「すいそフロンティア」
- ・ 川崎重工業 水素 CGS（コージェネレーションシステム）実証プラント

Networking

Day1 のワークショップ終了後（17:20～18:00）と Day2 のワークショップ終了後（17:30～18:30）に、会場別室にて、登壇者と参加者によるネットワーキングが開催された。水素キャリアの政策や技術に関する意見交換が行われた。

(3) 英文サマリー

Mission Innovation Clean Hydrogen Mission Workshop
Policy and Technology on Hydrogen Carriers
March 4 (Mon) – 5 (Tue), 2024, Kobe Portopia Hotel
Host: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

<Summary>

Day 1

1) Introduction

Akiteru MARUTA
Technova

This 2-day workshop is organized by the Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan. 60 people were attending in-person and over 150 people from over 15 countries are joining online.

2) Welcome

a) Welcome from the Host

Koichi INOUE
Mission Innovation Steering Committee Member
Director, International Affairs Office, Industrial Science,
Technology and Environment Policy Bureau,
Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

The workshop will explore how hydrogen carriers are responsible for energy storage and transportation. It is important to exchange information between countries and regions to move forward towards carbon neutrality as recognized by the Clean Hydrogen Mission.

Last year, as part of Japan's contribution to the Clean Hydrogen Mission, METI organized a one-day workshop focused on "Hydrogen Detection Technologies for Safety" in Tokyo successfully and also created the report on the same theme, which was already posted on the Mission Innovation website. In addition, to supplement this workshop, Japan recently created the report "Current and future technology status and Opportunities for International Cooperation", highlighting the current trends of hydrogen carriers.

Japan formulated the world's first Basic Strategy for Hydrogen in 2017, and Japan revised the Strategy in June last year to make dramatic progress in hydrogen utilisation. The new strategy sets a new target of 12 million tons of hydrogen supply by 2040 and introduces support measures focusing on the price difference between hydrogen and fossil fuels.

b) Welcome from Mission Innovation Clean Hydrogen Mission

Gijs BERENDS First Counsellor,
Head of Science, Innovation, Digital, and other EU Policies Section,
Delegation of the European Union of Japan (EU)

Clean hydrogen is an important building block in the transition to carbon neutrality as evidenced by the high policy priority it has been given in the European Commission and the policy framework that has been set up. The challenge is to achieve cost reductions over the entire chain, and this is where the Clean Hydrogen Mission (CHM) comes in, an international collaborative initiative

that is ultimately trying to achieve a price of US\$2/kg by 2030 from production to end use. CHM is stimulating joint research and development along the entire value chain, demonstrating new hydrogen technologies at scale, and developing hydrogen valleys to deliver at least 100 hydrogen valleys by 2030.

From 2007-2023, the EU has funded 776 projects and devoted almost 3 billion euros to R&D with almost 900 million in 2023 alone.

3) **Keynotes**

a) **IEA- Hydrogen Technology Collaboration Programme**

Paul LUCCHESI

Chair, Hydrogen Technology Collaboration Programme,

International Energy Agency (IEA) - Hydrogen Technology Collaboration Programme

IEA is a three-pillar organization that has a political role, analysis & expert role, and a network of 6000 experts, and also encompasses 39 Technology Collaboration Programmes (TCP).

The Hydrogen TCP was established in 1977 to pursue international collaborative research in the hydrogen field and now includes 25 member countries, the European Commission, 7 sponsors, and a network of experts. The Programme primarily focuses on R&D and analysis through projects focused on specific topics (Tasks), strategic activities, and communication & outreach. Work is currently ongoing on the Hydrogen Breakthrough Agenda Priorities which include an international certification system, a road map, and stimulating demand, as well as work on setting up a new IEA Hydrogen Coordination Group. The Programme has a wide portfolio of Tasks that are delivering reports.

Q&A

Q: What is the scope of the new Task on LCA, societal and environmental impact?

A: It is still in the draft stage, but the idea is to make a critical analysis comparing existing studies to see and clarify the main assumptions of the authors and to analyze different supply chains from an economic point of view.

Q: How were the ideas for H2 Transport Road Map decided?

A: Members submitted their ideas on areas of interest for international collaboration on hydrogen transport. New Tasks can be created if necessary, for example, we are looking to launch a new Task on hydrogen transport.

Q: In terms of storage, does H2 TCP focus on salt caverns or other forms of storage?

A: There is a long history of Tasks on solid storage. There is a Task on underground storage focusing on the main technical issues which will deliver a report soon. There is not currently anything on hydrogen carriers but we hope to launch an expert group on that soon.

Q: Do you have a model for collaborating with industry?

A: Once a country is a member, all companies from that country can participate. The 300 experts at H2 TCP are from industry or academia. The sponsor category is more for companies whose countries are not members of TCP.

b) **UNIDO**

Petra SCHWAGER

Chief, Climate and Technology Partnership,

United Nations Industrial Development Organization (UNIDO)

UNIDO is a UN agency with 172 members that promotes inclusive and sustainable development for poverty reduction, inclusive globalization, and environmental sustainability. The organization is involved in hydrogen as a

gamechanger for industrial development in the Global South and key to decarbonization.

Two years ago it launched the Global Programme for Hydrogen and Industry which aims to accelerate deployment of clean hydrogen in developing countries. The program has two pillars: global partnership and technical cooperation.

In November UNIDO, with ISO, hosted ISO TC 197 Hydrogen Technologies Plenary Week, when the methodology to measure greenhouse gas emissions in hydrogen production was approved.

A policy toolkit was launched in February, and UNIDO is also involved in developing Green Hydrogen Industrial Clusters (GHIC) similar to valleys.

UNIDO coordinates the International Hydrogen Trade Forum (IHTF) launched in July 2023 in India. UNIDO just received approval for the Global Clean Hydrogen Programme (GEF-8), with the Participating countries of Algeria, Ecuador, Egypt, Malaysia, Namibia, Nigeria, Philippines, and South Africa.

Q&A

Q: How is the hydrogen carrier aspect involved in your discussions and activities?

A: This will be specifically addressed in IHTF. When it comes to national application in the Global South, will be looking into green ammonia for green fertilizer production.

Q: Do you intend to support R&D capacity and innovation in developing countries?

A: This will not be the main focus of the organization as it focuses more on technical application.

Q: What is the current discussion of the IHTF and what direction are you going in?

A: The main aim is to facilitate trade. We are now looking at selecting around three existing trade routes to analyze and discuss at the next meeting in Rotterdam. We will also further discuss the three points from the last CEO ministerial roundtable: methodology from ISO, public-private action pack, and mutual recognition of certificates.

4) **Session 1: Hydrogen Trade Policy of Leading Countries**

a) USA <online>

Benjamin D. GOULD

Technology Manager, Hydrogen & Fuel Cell Technologies Office, US DOE

Trade will be essential for a robust hydrogen economy and will require international collaboration and carbon-free carriers, but there is still a lot of research to be done. Hydrogen is one part of a toolkit of solutions to decarbonize the economy and address the climate challenge and could also be a tradable carbon-free commodity.

The U.S. produces 10 million metric tons of hydrogen annually but does not yet have a surplus to trade. In 2023 President Biden announced \$7 billion in funding for 7 regional clean hydrogen hubs in strategic locations for trade. These will raise production and offtake. Ran an H2 Matchmaker poll for industry which showed 50x more supply than demand domestically.

The U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap has three points:

1. Targeting strategic, high-impact end uses with a goal of 50 million metric tons per year by 2050 which would result in a 10% reduction in emissions.
2. Reducing the cost of clean hydrogen as this is the number one reported barrier to adoption.
3. Building regional networks and infrastructure through Clean Hydrogen Hubs.

Q&A

Q: Is there a priority among hydrogen carriers?

A: Research is still ongoing. No priority has been set yet, but we will be keeping an eye on ammonia and methanol.

Q: Is there any timeline for when IRS's hydrogen guidance will be finalized?

A: No.

Q: Your presentation had a focus on the lack of offtake. What are your thoughts on utilities and natural gas systems?

A: We are very interested in applications of both blending and hydrogen pipelines, and are taking a diversified and comprehensive approach and seeing if we can deploy into more mature markets.

b) Australia <online>

Jocelyn TAYLOR

Manager, CCUS & H2 Collaborations,

Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water

Australia's Nationally Determined Contribution (NDC) 2022 committed to reducing emissions by 43% below 2005 levels by 2030 and to reaching net zero emissions by 2050, legislated these reduction targets in the Climate Change Bill 2022. It also lifted renewable energy input into electricity markets to 82%.

AU\$20 billion of government investment has gone into updating and expanding the electricity grid and more, as well as introducing safeguard mechanisms. Part of the work includes leading a review of the 2019 National Hydrogen Strategy to be updated and published in 2024.

The government has established a \$2 billion "Hydrogen Headstart" Program to support domestic decarbonization and create manufacturing and export opportunities as well as a AU\$ 38.2 million Guarantee of Origin (GO) Scheme to provide transparency to industry on emissions and energy sources used.

More than AU\$500 million is being invested into seven Regional Hydrogen Hubs, and over 100 clean hydrogen and hydrogen derivative projects have been announced leading to AU\$224 billion combined investment pipeline. Advanced projects aim to have industrial-scale production of renewable hydrogen commence in 2026.

Q&A

Q: How does the GO scheme contribute to the international hydrogen trade system and hydrogen carrier R&D?

A: The purpose is to provide transparency for consumers. There is currently no definition for what "green" is, so GO scheme will provide traceability about the level of emission intensity. Developing standards for GO scheme is underway.

Q: Shipping costs are unlikely to go down, and how do you see that reconciling it with export targets?

A: The Australian government has a strong vision of becoming a renewable energy superpower for the region given access to wind and solar, but it needs to set up domestic infrastructure first.

c) Canada

Alexandre CATTA

Deputy Director, International Trade Policy, Natural Resources Canada

The Canadian government has announced a series of clean economy measures including the Hydrogen Strategy, over CA\$60 billion of refundable tax credits over the next ten years for investments in clean hydrogen and ammonia, carbon capture realization storage, clean electricity, and clean tech adoption and manufacturing. Publicly announced projects have a total value of CA\$36 billion.

Canada is currently working with its trading partners and industry to identify areas of the hydrogen supply chain that need innovation, regulatory organization, and investment. Capital and expertise from the private sector will be necessary to ensure transportation and logistics solutions are in place to meet growing demand and scaling-up of hydrogen production and derivatives. Free trade agreements and bilateral collaboration is the key to the hydrogen development for Canada.

Q&A

Q: Could you elaborate on the cross-border hydrogen hubs?

A: There are ongoing discussions with the DoE and industry on making sure there is alignment between what both economies are doing in terms of building up these hubs so there is more interconnectivity and predictability and interoperability between US and Canadian markets to limit barriers and ensure regulatory transparency and predictability.

Q: What is the most crucial issue in making hydrogen trade possible and affordable?

A: The sector is still nascent and the current demand far exceeds the production capacity. Once export has scaled up it will be possible to see what trade barriers are impacting the free flow of goods. Hydrogen is not single commodity; once the supply chain is clearer we can determine the technical barriers, such as standards, that need addressing.

Q: Are there any countries imposing import tariffs or export duties on hydrogen?

A: Unlikely to be imposed on hydrogen itself although tariffs and regulations can be imposed on the supply chain.

d) Chile

Karla Chace FUENZALIDA

***Head of the Hydrocarbons Unit, Fuels and New Energies Division,
Ministry of Energy***

Chile's Energy Policy was updated in 2022 including goals such as 100% zero emission energy in the electrical sector by 2050, 70% zero emission fuels in non-electric energy end-uses by 2050, +80% renewable energies in the electrical sector by 2030, and +2 GW on storage projects by 2023. Chile aims to be an energy exporter by 2030 in the form of green hydrogen, electrical power, or other energy sources.

The National GH2 Strategy and Action Plan currently under development will define actions for the coming decade. A Green Hydrogen Industry Development Committee was formed in 2022 to deal with the challenges of coordination between different organizations. 51 critical issues have been identified to be considered and solved in the Action Plan for the achievement of the Strategy's goals. There are currently over 50 projects under development.

In December 2023 ENAP (Oil National Company Chile) and HIF Global signed an agreement to advance the use of synthetic fuels in Chile, an alliance seeking to commercialize the first carbon-neutral gasolines in the domestic market. The final version of GH2 will be presented in the first half of 2024.

Q&A

Q: Looking at promoting local demand, how much work was done in terms of identifying areas where hydrogen could be used on a consumer or manufacturing level and what is the best way to approach this?

A: In constructing action plans we look at both sides, exporter and how we can use the hydrogen in our domestic industry. Look at different industries and how to convert existing operations to clean fuels.

Q: Has Chile identified best practices or approaches adapted to its market realities

of tax and financial incentives?

A: The Ministry of Economy is working on this and last month launched a facility with different subsidies and mechanisms for how to work together with industry, some projects are using the facility to implement.

e) Germany

Franz LEHNER

Head of Division International Cooperation,

National Organization Hydrogen and Fuel Cell Technology (NOW)

NOW is a federally-owned company founded in 2008 to implement a national innovation program for hydrogen technologies. The organization participates in international cooperation through European affairs, project development, bilateral exchange, and global initiatives and publishes free factsheets on European Union policy and regulations on sustainable fuels.

The action points and objectives of the 2023 Strategy update are ensuring the availability of sufficient hydrogen, developing a hydrogen infrastructure, implementing hydrogen applications, and creating good framework conditions. Germany aims to become a leading provider of hydrogen technologies by 2030.

Although direct financial support is limited to green hydrogen, other low-carbon hydrogen pathways are not excluded from being used. There is a target of 10 GW of domestic electrolyser capacity installed for 2030 which will lead to a maximum of 1 megaton per year, but 3 to 4 megatons are needed to meet demand, requiring several tons still to be imported. Imports will be crucial for Germany and a dedicated import strategy is set to be released in 2024. Germany intends to open up broadly diversified import channels to avoid new dependencies, and to this end launched the H2Global initiative, the first international trading platform for green hydrogen and its derivatives. The government has made available 4.4 billion in funding for future auction windows.

Q&A

Q: How about German policy on maritime transportation?

A: The first tenders from H2Global were product-specific for jet fuel, methanol, and ammonia because importing molecule hydrogen right away was not possible due to insufficient infrastructure.

Q: What are your criteria for colors of hydrogen and ammonia?

A: Hydrogen criteria is 3kg/CO₂ per 1kg/H₂ (25g/MJ) while European RED II defines 3.4kg. The federal government deems it necessary not to exclude blue hydrogen for the time being, for example in the steel industry and would support pipeline infrastructure in those cases, but the long-term goal is to transition fully to renewable.

Q: What is the current status of the hydrogen pipeline?

A: The goal is around 1800km by the end of the decade through a mix of repurposing existing natural gas pipelines and building new ones at a split of around 60/40.

f) Japan

Ryosaku TAKAHARA

Assistant Director, Hydrogen and ammonia Division,

Agency for Natural Resources and Energy (ANRE),

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)

Japan was the first country in world to formulate a basic hydrogen strategy in 2017 and in 2020 a target was set of achieving carbon neutrality by 2050. Hydrogen

and its derivatives were identified as priority areas in the Green Growth Strategy, and in 2012 \$15 billion was allocated through the Green Innovation Fund. Through the Green Transformation (GX) Policy the country aims to simultaneously achieve carbon neutrality, energy security, and economic growth.

In 2019 Japan's energy-related CO2 emissions totaled around 1 billion tons of which electricity accounted for 43%. Japan has positioned hydrogen and ammonia as new resources in both electricity and non-electricity sectors. Global demand for hydrogen and derivatives is expected to increase, and Japan currently has demand for 2 million tons and expects 3 million by 2023 and 12 million by 2050. To achieve expansion Japan aims to utilize hydrogen and derivatives in various sectors including "hard to abate" sectors such as steel.

The Basic Hydrogen Strategy, revised in 2023, is based on S+3E (Safety, Energy security, Economic efficiency, Environmental compatibility) and sets targets in expanding supply and creating demand. The government is working on legislation to deal with the challenges to implementing hydrogen policy and a supplier support scheme is under consideration.

Q&A

Q: What are your views on the Asia Zero Emission Community (AZEC)? Are there opportunities for Japan to work with other countries in this region?

A: Each country in AZEC has its own strategy for carbon-neutrality. One area that Japan is considering supporting is generation, using hydrogen and ammonia. Some countries have concern on ammonia for generation, but it is not for the support for coal-fired plants, but for zero emission plants in the future, by achieving 100% ammonia power generation.

Q: Has Japan had success in issuing green transition bonds?

A: Japan will support hydrogen price and hydrogen infrastructure by investing 3 trillion JPY, which is financed by Green Transformation (GX) Bond.

g) The Netherlands

Clair Hooft GRAAFLAND

Senior Advisor Energy, Netherlands Enterprise Agency (RVO)

The Netherlands has recognized hydrogen as an essential energy carrier for fuel and feedstock across all sectors. As the 2nd largest user of grey hydrogen in Europe, the Netherlands has large existing demand, large offshore wind potential with a capacity for 20 GW by 2030, existing gas infrastructure and knowledge, and potential for large-scale storage in salt caverns, with a plan to have four ready for hydrogen storage by 2030.

The government's H2 Strategy is being implemented during 2020-2024. To create a hydrogen backbone, the government has given the national TSO 50 million EURO in subsidies to retrofit an existing pipeline and has assigned a national hydrogen transport operator (HNS).

The government is focusing on all three areas of the value chain, upstream, midstream, and downstream, and is stimulating supply, both import and domestic production as can currently only meet 50% of projected demand, and working on market development to ramp up demand. There are 313 ongoing hydrogen projects, and in 2025 the Agency will do extensive learning from first import projects.

Q&A

Q: For salt caverns is there a mapping/scanning/analyzing process?

A: There is a project called HyStock and the national TSO gas union is one of the participants and has received extensive funding from it.

Q: As the Netherlands cannot feed the entire domestic market with wind power

they must import a lot of electricity; How can you reconcile the same economics of importing energy when it comes to the production of hydrogen? How will you reconcile domestic needs for energy while also needing to produce hydrogen? Where is the right balance?

A: This is still under consideration.

h) Saudi Arabia <online>

Osama M MELEBARI,

Consultant, Ministry of Energy

In 2021 Saudi Arabia announced its goal to achieve net zero emissions by 2060 through the adoption of a circular carbon economy based on the 4Rs of Reduce, Reuse, Recycle, Remove and covering a range of technologies and initiatives. The National Hydrogen Strategy focuses on the production, export, and domestic uses of clean hydrogen.

Being well positioned to play a leading role, Saudi Arabia aims to become a key producer and exporter of clean hydrogen by 2030. The world's largest RE-based H₂ plant at NEOM is due to start commercial operation by the end of 2026. Saudi Arabia already produces around 650,000 tons of certified clean ammonia, 25,000 tonnes of which is shipped to China. Domestically, eight MoUs have been signed on to hydrogen mobility pilots, two of which are completed, including the first hydrogen train pilot in MENA.

Q&A

Q: What Saudi Arabia's position on international certification schemes for hydrogen and ammonia?

A: The country would like to reach global agreement on standards for certification. As a net exporter is to meet end markets certification requirements.

Q: What is your opinion on hydrogen's use in the transportation market using an internal combustion engine to keep costs down?

A: This race will be seen among all the alternatives, whether EV, fuel cells, or combustion engines. Most of our MoUs are for fuel cell technologies, but ultimately it is the economics that will drive the decision of the end users.

i) UK

Julie FINKLER

Head of Strategy and Integration, Hydrogen Production Business Model

Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ)

Low carbon hydrogen will be vital for UK energy security, economic growth and to meet the government's commitment to achieve net zero by 2050. The government has an objective of up to 10GW of low carbon hydrogen production capacity by 2030 as well as an interim target of 2GW in production or operation by 2025 from a range of technologies. The immediate priority is to build a domestic hydrogen economy that will help achieve decarbonization targets but also recognizes the UK's potential to export hydrogen and play a key role in trade. Imports could play a greater role in the future, and the UK government is taking steps to facilitate trade such as the launch of a certification scheme, reviewing regulations and frameworks to identify barriers, and increasing international cooperation.

In developing the UK's hydrogen economy, the key focus is on providing revenue support through the Hydrogen Production Business Model (HPBM) to incentivize investment in production and encourage users to switch to low carbon hydrogen as a price competitive decarbonization option. Support is allocated in a competitive process of allocation rounds.

Q&A

Q: How will you get offtakers on board to meet 10GW hydrogen production?

A: This is a key challenge we are trying to address by looking at offtakers from different perspectives. A range of demand-side incentives complement what we are doing on the production side. The HPBM also includes commercial incentives for offtakers to switch by making price of hydrogen affordable and cost competitive with natural gas.

Q: What about the UK's regional activities regarding ports importing hydrogen and ammonia?

A: There are teams looking at different ports of entry and working with potential developers who want to import into the UK and looking at funding opportunities.

5) Session 2: R&D on Hydrogen Carriers and International Cooperation

a) Japan

Eiji OHIRA

Strategy Architect, Fuel Cell and Hydrogen Technology Office,

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO)

Established in 1980, NEDO is a funding entity under METI to promote renewable energies with a \$1 billion budget in 2023 to promote R&D.

There are four programs in NEDO's Fuel Cell and Hydrogen Technology Office for 2024 R&D program: fuel cell and electrolysis, hydrogen supply chain, regional hydrogen model, commercial scale demonstration. Projects include alkaline electrolysis being developed and tested in Fukushima where the next stage is scaling up and expanding the application in commercial vehicles to enhance hydrogen demand and provide capacity. Other examples are a truck demonstration project in which nearly 300 heavy and light duty trucks participated and work on various fuel cell application developments such as maritime applications.

NEDO is working on two hydrogen carriers including liquified hydrogen, and successfully developed a tanker which is now moving to develop at commercial scale; construction will start this year.

At IEA H2TCP, NEDO is involved as a co-lead of Task 47 "Hydrogen Certification" in 2023-2025. NEDO also proposed new task on H2 carrier LCA and economics.

Q&A

Q: Could you highlight any ammonia-related projects in your 2024 program?

A: Ammonia projects, such as power generation combustion with coal as well as ammonia as a fuel for industry furnaces and maritime application, are handled by another department within NEDO.

Q: Is NEDO funding exclusive to Japanese companies or can international companies get involved too?

A: Funding is generally for Japan-based industry as the budget comes from Japanese taxes.

Q: Is there something similar to the process for electrochemical conversion mentioned but for ammonia?

A: Other departments are working on ammonia production without the Haber-Bosch process.

b) Norway

Svein GRANDUM

Counsellor, Head of Trade and Technology Office, Norwegian Embassy

The Norwegian Hydrogen Policy aims to build up a coherent value chain for hydrogen, contribute to the development of a market for hydrogen in Europe, and facilitate the establishment of economically profitable production of blue hydrogen by capitalizing on almost 30 years of industrial-scale carbon capture experience. Production projects in the short and medium term are following a blue hydrogen track to scale the market, but ultimately would like to see long-term activities related to cost efficient production, transport, and utilization of green hydrogen.

Enova is introducing a new support program for the production of hydrogen in the maritime sector with the objective of establishing the first working value chains for hydrogen and ammonia as fuel in the Norwegian maritime sector and diversifying the technologies that are under development. Many maritime projects are in progress such as the launch of MF Hydra, the world's first passenger ferry fueled by liquid hydrogen and the upcoming launch in 2025 of With Orca, a hydrogen-fueled bulk carrier project.

Q&A

Q: The 5% reduction of carbon emissions due to the MF Hydra is in comparison to which fuel?

A: Natural gas.

Q: Have you had any conversations with the east coast of Canada about the retrofitted bulk carrier and would you be interested in exploring the Newfoundland and Labrador area?

A: It could be of interest.

Q: Norway is in a good position given its economy and energy structure with more than 90% of power coming from hydro, lots of innovation in shipping sector. What are some ways where Norway can export innovation in this value chain and drive toward mass adoption?

A: Norway can contribute with its experience. Norway has had industrial electrolysis processes for 100 years, and the maritime industry is going through a shift due to government policy emphasis on zero emissions.

c) USA

Abhi J KARKAMKAR

Hydrogen and Fuel Cell Technology Office, US Department of Energy (DOE)

The US administration's goals include net zero emissions by 2050 and 50-52% reduction by 2030. HFTO's mission is to support research, development, and demonstration with an emphasis on clean energy and emissions reduction across sectors as well as creating highly skilled jobs. Key areas for funding projects are hydrogen production and infrastructure, with a focus on understanding the delivery and transportation which includes hydrogen carriers.

HyMARC is a consortium of national labs organized to address critical R&D gaps in the interaction of hydrogen with storage materials. These labs are working on a variety of individual projects such as investigating DME as a renewable hydrogen carrier.

Q&A

Q: What are you doing to support the scaling up of projects?

A: Working to scale up from labs to a demonstration so can work with additional partners from industry.

Q: What parts of your program could be relevant for international collaboration?

A: The DoE has partnerships with IPHE, NEDO, IEA, and so on. When it is not

possible directly with DoE, national labs can work with partners to exchange ideas, people, materials and have more advanced collaboration.

d) European Union <online>

Mirela ATANASIU

Executive Director ad interim, Clean Hydrogen Partnership

The EU is supporting hydrogen through not only policy but also funding and initiatives such as public-private partnerships and has set a target of 10 million tonnes each of domestic production and imports of hydrogen by 2030.

The Clean Hydrogen Partnership is an EU institutional Public-Private Partnership (PPP) with 1 billion euros to implement R&I activities and an additional 200 million for hydrogen valleys under REPowerEU.

The Strategic Research and Innovation Agenda 2021-2027 supports all types of technological development of renewable hydrogen in production (mainly electrolysis), distribution and storage, end use, and horizontal activities. The partnership has supported 369 projects so far across the value chain from production to end use and valleys for a total of almost 1.6 billion. There are 37 projects in storage and distribution, about half of which are on hydrogen carriers.

26 regions in Europe have already been supported to move from project ideas to concrete hydrogen plans, and there are 14 ongoing hydrogen valley projects across Europe. A hydrogen valleys facility will be put in place this year with a budget of EU 12.5 million.

Q&A

Q: There are three archetypes for hydrogen valleys: are you going to keep these or expand upon them to cover a larger international scope?

A: For the purpose of the Mission Innovation we will keep the archetypes. All valleys will be on the maps so we can consider how they can interact.

Day 2

6) Session 3: Hydrogen Carriers for International Transport

a) Liquid Hydrogen (Japan)

Kei NOMURA

Deputy General Manager, Hydrogen Strategy Division,

Kawasaki Heavy Industries (Japan)

Kawasaki Industries builds ships and has a wide range of other industrial products. Japan faces structural issues regarding the energy supply and demand and needs energy security together with carbon neutrality. Renewable energy is one of the solution.

We focus on hydrogen because it can be produced and transported various ways and stored in large quantities in a stable form. Hydrogen is essential for obtaining carbon neutrality and energy security. Japan can transport green hydrogen from overseas where renewable energy is cheap and transport. The challenge is cost for the liquefaction and transportation. Liquid hydrogen is a carrier that is nontoxic and does not require a purification process nor additional energy at the receiving site.

Kawasaki is developing efficient liquefaction and mass transportation over a large scale supply chain, an essential solution for the current challenges. It offers hydrogen vessels that range from small, medium to large sizes. Kawasaki has also established itself as one of the leading manufacturers in the air and energy tank business and is improving cryogenic technology for large energy tanks.

Q&A

Q: How much appetite is there for liquefied hydrogen outside of Japan? Or is Japan pushing ahead independently?

A: Our core facility is in Japan, but we need to build an international supply chain to achieve the energy security of Japan. This means export terminals in other countries. So we don't limit of activity inside Japan.

Q: International activity is quite important. What is happening with other countries in Europe and elsewhere?

A: We currently are cooperating with Australia. It is a potential supplier for hydrogen from solar power. We are also discussing other export facilities in Europe.

Q: When you in your pump from one tank to the other, is there a huge loss of hydrogen or is the loss extremely low over the whole chain?

A: Hydrogen piping will be integrated and have a vacuum shell. This keeps the boil-off rate low, though sometimes additional hydrogen is needed.

b) Liquid Hydrogen (France/Japan)

Baptiste PAGES

***Solution Development Manager (Energy Transition, Cryo Technologies) APAC,
Air Liquide E&C Global Solutions***

Air Liquide is an industrial gas company founded in 1902 in France. Hydrogen power is a good fit, and we handle the full value chain from the process technology to engineering, construction and procurement of all equipment.

The main vector of energy transportation today is LNG. We look at hydrogen as a vector to store and support renewable power and offers a good way to complement LNG in this logistic chain between exporters and importers of energies.

It is necessary to build a large-scale liquid H₂ supply chain. Scaling up is the only way to lower TCO. The H₂ liquefier unit is an important component and needs to scale up from 100tpd to 1,000tpd with multiple trains and integrate effectively within its own ecosystem. Key issues are intermittency management and boil-off gas management.

We operate our own plants and today's design is based on the region of our experience of our own operators. We also work with partners to try to develop projects and lower costs.

Q&A

Q: You mentioned the importance of flexible operation. Is that necessary to integrate the liquefier with renewable energy capacity?

A: The future application is for export of renewable power from Australia to Japan, from Middle East to Japan or to Europe. So we need to be able to cope with the fluctuation of this renewable power. It is also necessary to consider ship schedules and be ready for filling each time.

Q: You have a plant in South Korea. What is the perception in South Korea?

A: H₂ is really not only for Japan, but for Europe, South Korea, and elsewhere because H₂ is one way to transport hydrogen in large quantities and long distances to multiple points.

c) LOHC (Japan)

Yoshimi OKADA

Fellow, Frontier Business Division, Chiyoda Corporation

Chiyoda offers the SPERA Hydrogen System using toluene-MCH method as a hydrogen carrier. It is liquid under ambient conditions, chemically stable, and has low risk and is safe. Chiyoda developed a novel dehydrogenation catalyst.

Toluene-MCH is used not only in power generation but also in national stockpiling of hydrogen. It also supports an integrated hydrogen chain from small-scale to large-scale utilization. It reduces costs and footprint as a chemical method.

Direct production of MCH for storage and transportation without generating hydrogen gas can eliminate the need for hydrogen gas holders and hydrogenation plants. The combination of direct production and direct utilization can dramatically lower costs and reduce the footprint to almost zero.

toluene-MCH is the cost competitive method as a hydrogen carrier for mass transportation of H₂.

Q&A

Q: You selected the toluene-MCH system for LOHC. Why did you make that choice?

A: Toluene has a single aromatic ring and is less expensive.

Q: What are the products of the MCH fuel cell?

A: MCH is supplied directly into the fuel cell and for dehydrogenation by the catalyst. It generates hydrogen and oxygen in the air and water and toluene that is recycled.

d) LOHC (Germany)

Daniel TEICHMANN

CEO, Hydrogenious LOHC Technologies (Germany)

Hydrogenious has roughly 200 employees focusing on LOHC technology development and two Japanese investors and broad set of international partners. We are a global tech leader in hydrogen transportation.

Our technology enables H₂ as an energy carrier by making transportation safe, efficient and flexible. It uses BT-BT-H technology. A key reason for selection BT is the very high stability of the carrier. It is cost efficient with density storage and flexible by using existing fossil-fuel infrastructure.

Stability within cycles and reactions results in negligible degradation of the carrier per cycle and enables reuse hundreds of times. There is also a simple reactor set-up.

Hydrogenious has proven the LOHC value chain and is currently developing projects for international large-scale hydrogen routes. It delivered the world's first hydrogen refueling station based on electrolysis via solar energy. It also supplies the first ships for integrated LOHC-power onboard drivetrain.

Q&A

Q: What are your experiences with people living close to your facilities?

A: Actually very positively. I think the main concern is learning about hydrogen being stored there. But generally we feel that this concept of having an oil that you can easily store is quite straightforward.

Q: What is the end product of the BT-powered ship? Is there a significant change in viscosity?

A: It's BT or BT-H from this process. Change is not significant, though there is some revision to viscosity, density, and other physical properties. Such physical changes, however, actually help in measuring the degree of hydrogenation.

e) Ammonia (Japan)

Isao WATANABE

General Manager, Carbon Power Solutions Unit,

Integrated Wind & Carbon Power Solutions, Mitsui O.S.K. Lines, Ltd.

Mitsui O.S.K. Lines plans to build a pure ammonia supply chain. This includes

investing in clean hydrogen-ammonia production and use of an ammonia-to-power system on MOL-operated vessels and supply of ammonia fuel to such vessels. We are also promoting ammonia utilization with large-scale ammonia FSRU and development of NH₃-powered Capesize bulk carriers.

Ammonia is a realistic zero emission fuel. It does not emit carbon during combustion, liquefaction is possible with low energy consumption, and it has higher calorific than hydrogen of the same volume. Ammonia reduces CO₂ emissions in the fuel ammonia industry and shipping industry.

Ammonia toxicity is an issue, and it is necessary to have guidelines for unloading ammonia in areas next to the existing coal facilities. Some users are planning to use ammonia in coal-fired plants.

Q&A

Q: How do you cope with toxicity concerns?

A: Ammonia as a cargo is not an issue. Use as a fuel, however, has the risk of leakage in the ship. The marine industry needs to develop guidelines.

Q: How are you handling transportation cost issues?

A: We plan to build a larger-capacity carrier to address this.

Q: Also, the price of ammonia is linked to hydrogen. So if the hydrogen price declines, ammonia becomes cheaper too?

A: Yes, that's right. It also depends on the price of natural gas.

f) Ammonia (USA)

Zhiping ZHANG

Director, Technology Transfer and Strategic Licensing, Amogy, Inc

Amogy is a technology start-up founded by MIT PhD students and has a presence in the US, Norway, and Singapore. It aims to unlock ammonia's power as a hydrogen carrier for the green future.

Main decarbonization industry targets are maritime shipping, stationary power, heavy-duty trucks, and airplanes. These industries currently lack clean solutions. Amogy is rolling out ammonia-to-power solutions to drones, tractors, trucks, and tugboats and aims to support maritime and power generation areas too. Ammonia cracking can enable a hydrogen economy through use of ammonia and hydrogen as zero-carbon renewable fuels.

Key stages in the ammonia value chain are production (overseas), transportation (sea), and consumption (end market). 90% of ammonia production will be clean by 2050, and nearly 60% will be used as a fuel.

Additionally, ammonia is important as a hydrogen carrier. Maritime ammonia infrastructure is growing rapidly. Ammonia is the most mature and lowest cost H₂ carrier with the lowest infrastructure needs.

Q&A

Q: Is toxicity a concern for daily life application, such as drones or tractors?

A: No. We present those as examples of what is doable and want to apply our technology to larger-scale power use in the future.

Q: How is compatibility? What are differences between a standard hydrogen fuel cell and an ammonia fuel cell?

A: We are using conventional hydrogen fuel cell, not ammonia fuel cell. Our system has three components – the ammonia cracker, an absorber (for uncracked ammonia), and a conventional hydrogen fuel cell. The hydrogen fuel cell is part of the core equipment. We use an open strategy for that portion.

Q: What is the efficacy of the process in your system?

A: 80% for ammonia cracking. Then there's fuel cell efficiency. Power efficiency is

calculated by multiplying these two and works out to roughly 40%.

Q: Your concept is use of ammonia as a fuel. Does each application crack ammonia and utilize hydrogen?

A: Yes. In a truck, for example, there is an ammonia storage tank and our reformer. The reformer cracks ammonia to create hydrogen, and the hydrogen goes through the fuel cell to provide power.

Q: We have been discussing ammonia as a hydrogen carrier. Your concept seems to be smaller-scale cracking. Is that correct?

A: The smaller examples focused on proving the concept of ammonia-to-power. We will continue in some areas such as auxiliary power for ships or propulsion of small ships. We can also provide ammonia cracking on its own with direct connection to an engine or gas turbine.

Q: My understanding was that ammonia cracking requires high temperature. Have you overcome this problem?

A: Our catalyst enables cracking at 100-degrees Celsius less than today. This saves energy and has other benefits.

7) Session 4: Hydrogen Carriers for Domestic Supply Chain

a) Japan

Satoru OTATSUME

Deputy General Manager, ENEOS Corporation

ENEOS Group aims to realize carbon neutrality in its emissions by 2040 and contribute to reduction of society's greenhouse gas emissions by supplying hydrogen. It promotes MCH (LOHC) and LH2 for hydrogen carriers. MCH is a realistic option for early large-scale H2 SC development.

ENEOS is building a clean hydrogen supply chain in other countries and currently has H2 alliance projects in Southeast Asia and Australia. In Japan, its clean hydrogen supply chain leverages existing petroleum and petrochemical assets and networks. It has a simplified direct MCH process to reduce MCH-H2 production costs and such MCH has supplied to Toyota FC buses with proven H2 quality. One-step electricity generation from MCH is the ultimate goal for use of MCH as a fuel.

Pursuing the goal of a sustainable future with hydrogen, ENEOS leads in supply chain development with strong assets and networks and global partnerships. It is also a technology leader with Direct MCH and MCH-FC. Government support is vital. The business model assumes higher pricing in the future.

Q&A

Q: What is the main challenge to convert your existing gas stations?

A: ENEOS already has been operating hydrogen stations alongside existing gasoline stations in Japan, and facility expansion or conversion is not that difficult. The real issue is certainty of demand. If the demand outlook is reliable, we can proceed with the infrastructure. Currently supply is ahead of demand. Japan's main challenge is this imbalance.

Q: What are your thoughts on social acceptance? Is there any concern about MCH?

A: MCH is already proven to be safe. We do not see any issue. We can use our existing facilities for almost all aspects.

Q: Larger scale is not an issue?

A: Not the issue. We're just switching from existing gasoline facilities to MCH facilities. When compared to the gasoline, MCH amount and toxicity are the almost same.

b) Canada

GREGORY CALDWELL

*Director, Utility Hydrogen Strategy and Decarbonization,
ATCO Energy Systems*

ATCO operates as a global conglomerate, and within the group is ATCO Gas, an energy supplier in Canada. Alberta is a logical hydrogen hub in Canada with abundant supply of natural gas and lowest cost hydrogen production and carbon capture assets. Hydrogen provides a pathway to a prosperous low-carbon future.

There are multiple utility hydrogen projects aimed at making ATCO part of the energy future and to achieve net zero goals in Canada. ATCO has a solution for reducing emissions using natural gas and carbon capture. It is involved in 100% (pure) hydrogen projects.

Partner Vulcanx implements methane pyrolysis that goes from natural gas to solid carbon and hydrogen. This is a zero emission facility via use of green electricity. It demonstrates the flexibility of pyrolysis production and existing natural gas pipeline infrastructure for application at sites where hydrogen is needed.

Aryton Energy has an LOHC solution for H₂ storage. It delivers hydrogen no differential than gasoline. Its format can easily absorb and release hydrogen gas.

Methanol offers a solution to H₂ logistics, beating compressed hydrogen. Methanol reforming is economical. It is highly efficiency because the feedstock is mixed with water and hence adds 50% hydrogen at almost no cost.

ATCO's home hydrogen initiative brings hydrogen infrastructure to within a kilometer of homes. Pure hydrogen pipelines already exist. ATCO has announced two blue hydrogen projects.

Q&A

Q: You covered many options for distribution and production. Do you have any priorities among these technologies?

A: We take a technology-neutral approach. Our emphasis is cost-effective and scalable technology. Autothermal reforming with carbon capture works well.

Q: Is the graphene produced in the pyrolysis process of battery grade?

A: Yes, it is in some cases. In fact, the supplier could even give us the hydrogen for free and still make money because this type of graphene is expensive. The graphene production, however, requires a higher temperature, and this makes it less efficient.

c) Netherlands / Singapore

Lars SCHAUMANN

General Manager Business Development Japan, VOPAK

VOPAK is pursuing pathways to decarbonizing industrial clusters and critical energy infrastructure. It has a well-diversified portfolio to support the energy transition and energy security, including 18 industrial terminals globally and NH₃ infrastructure in six locations.

Energy transition will challenge existing infrastructure due to simultaneous flows and developments. Transformation of clusters and ports will depend on the local environment and net-zero visions. Network integration and connectivity are very important too. VOPAK works on an H₂ backbone in North-West Europe.

ASEAN countries are also progressing with integration of industrial terminals and petrochemical complexes. Authorities are driving the transition.

Japan plans to invest heavily in H₂ supply by spending 100 billion dollars over 15 years to reach the net-zero target by 2050. Country specifics, however, add to

complexity of the net-zero transformation.

VOPAX guides clients in building efficient, future-proof infrastructure as competitive and sustainable solutions. Scenario analysis via flow modeling is an important part of this activity. VOPAK delivers world-class safety and operating standards and has experience across key energy commodities. Two examples are Thailand and Malaysia.

Successful transformation of port and industry clusters towards NetZero is possible. Smart design is important for sustainable and efficient infrastructure.

Q&A

Q: Are you promoting technology-neutral approach?

A: Yes, we handle all kinds of energy – fossil fuel, oil, chemicals, LNG, LPG and others. We already have extensive experience with ammonia.

Q: How do you help ports when they do not have a clear image of the future?

A: We get a good understanding of existing flows of products and then apply flow modeling to determine potential approaches to handling additions or changes. We help in balancing facilities to avoid being too tight and restrictive or alternatively too large and expensive.

Q: You mentioned the role of government permits. Is that an important driving force in your experiences in many countries?

A: Ports that have just a single owner are ahead of the game because of control over port usage. This improves efficiency.

Q: Some ports take a step-by-step approach, while others use a jump-start style. Which is better in your opinion?

A: It depends on the case. However, some investments cannot be changed later on, and it is important to be “right the first time” with cracker and pipeline infrastructure that are socially sensitive.

d) USA <online>.

Jeffrey POLLACK

Chief Strategy and Sustainability Officer, Port of Corpus Christi

Port of Corpus Christi is the leading exporter of domestically produced energy in the US and moves 65-75% of US-produced crude oil. It is the second largest exporter of domestic LNG and anchors the domestic energy economy. Its customers invested 65 billion dollars in capital investment since 2015.

The Port's cornerstone assets position it to be the leading domestic hub for the production of clean hydrogen and hydrogen derivatives for export. Eighty-five percent of emerging projects in the portfolio are within the scope of the clean hydrogen value chain.

The DOE designated the Port as one of the three clean hydrogen hub alternates. Horizons Hub offers significant regional production potential at an attractive levelized cost that has global competitiveness. Main hydrogen uses are mobility, decarbonizing chemical and industrial process, power generation, and conversion to low-carbon ammonia for export.

The Port is building a fully integrated hydrogen ecosystem with gathering and synthesis facilities and export terminals. Existing global trade flows for LNG and crude oil will handle low-carbon ammonia too. There is also a role for the Port in CCUS as a messenger and facilitator. The Port received two CarbonSafe II awards. Seven lease tracts are available for CO₂ geologic storage.

Q&A (none)

8) **Session 5: Social Issues / Safety**

a) Social Issue (Canada)

Ivette Vera PEREZ

President and CEO, Canadian Hydrogen FC Association

CHCFA is a unified voice for the hydrogen sector with advocacy, education, and networking. It has over 200 members.

Despite large-quantity production of hydrogen in Canada as an industrial and chemical gas, public understanding of, and exposure to, hydrogen is relatively low.

Social license refers to social acceptability and community support for an industry or project. It goes beyond formal regulatory or legal permission and is not a formal agreement or written document. It is a subjective dynamic condition that can change over time and is earned through trust, credible relationships, and transparent engagement. It can be “granted” or “withdrawn.”

Overarching themes are that transparency is vital, equity sharing agreements are crucial, and the public has little awareness and understanding. Regarding production, storage and transportation, sustainable land use, industry growth as an opportunity and learning experience, and regulations specific to transportation of hydrogen needs to be addressed.

Q&A

Comment: In the Netherlands, we put social aspects accompanying projects into tenders. Topics are biodiversity, local jobs, and local benefits (not just exporting).

The World Bank has a hydrogen for development program too that addresses local communities, social acceptance, and sustainable growth.

Q: We emphasize public communication and outreach and want to engage with young people. How do you communicate through the media or social media and YouTubers? Do you have any ideas?

A: We have a Gen Z staff who handles member communications and social media engagements. It is important to have young people leading communication with their generation. There's also an effort to attract tradespeople and other young talent to the energy and hydrogen industry. The industry needs overall advancement, and this involves education so that people understand

b) Sensors (Japan)

John MOZLEY

***Operations Support Group, Overseas Strategy Department,
Overseas Division, New Cosmos***

Gas detection is important in safe production, distribution and consumption of hydrogen. New Cosmos Japan produces gas sensors and detectors. Its founding goal is eliminating gas accidents around the world. Traditionally, this was city gas, propane, and methane. In the green energy future, meanwhile, hydrogen is a major player.

The proprietary hot-wire semiconductor sensor is useful for ammonia detection with a lifespan of 10 years and is particularly applicable to ships, freighters, and environments with maintenance challenges.

Roughly 80-90% of domestic hydrogen stations utilize Cosmos sensors. An important role of hydrogen alarm systems at hydrogen stations is early detection of leaks and prevention of spread. Cosmos offers a total solution for gas safety that covers hydrogen processors, compressors, high-pressure gaseous storage, and pumps. It also supplies personal gas detectors for workers.

The Toyota Mirai FCV adopted an onboard hydrogen detector from Cosmos. Onboard test results show excellent durability and reliability of the detector. Detectors monitor for leaks on the fuel cell and hydrogen tanks. Toyota and Honda

use handheld portable detectors for FCV maintenance at dealerships.

Residential hydrogen detection is a new opportunity for hydrogen powered homes and in garages for vehicle hydrogen detection. This product is based on the company's popular methane detector format.

Q&A

Q: You mentioned longer lifespan of 10 years, versus three years normally, as an advantage for your ammonia detector. Since ammonia carriers have a lifespan of 50 years, do you have plans to develop a sensor with a 50-year lifespan?

A: Ten years is already extremely long in the gas detection industry. Nevertheless, we can replace just the sensor rather than the entire detector.

Q: Is there growing concern among normal consumers about hydrogen in home settings?

A: We sell to energy companies who supply energy rather than homeowners. However, adoption of hydrogen is rising in Europe, and we are closely monitoring trends.

9) Closing

Koichi INOUE

Mission Innovation Steering Committee Member

Director, International Affairs Office,

Industrial Science and Technology Policy and Environmental Bureau,

Ministry of Economy, Trade and Industry

Thank you for participating in the two-day workshop. The keynote speech covered hydrogen-related activities at the IEA, and this reminded me of my involvement with hydrogen in the early 2000s.

I mentioned in my opening remarks that Japan was the first country to present a hydrogen strategy. It is also clear from the workshop presentations in Session 1 that other countries have developed strategies too. They covered policies in the countries and the state of development of hydrogen hubs and the potential for international cooperation.

Session 2 looked at R&D activities targeted at creating a true hydrogen society. Session 3 provided an overview of the options for transporting hydrogen – liquefied hydrogen, LOHC, and ammonia. Session 4 introduced efforts to build the domestic hydrogen supply chain and clarified the ingenuity of each country. Session 5, the final session, presented social acceptance and hydrogen safety topics.

This workshop updated my knowledge of various hydrogen topics and highlighted newer developments, such as ammonia and LOHC as carriers.

Finally, I would like to thank all of the speakers for their work and others involved in putting together the workshop and the participants as well.

Site Visit (Day2 9:30~12:00)

The group visited Kawasaki Heavy Industries' hydrogen demonstration sites.

- Liquide Hydrogen Terminal “Hy touch Kobe” and Suiso Frontier”
- Hydrogen Co-Generation System Demonstration Plant

Networking

Networking between the speakers and participants was held on Day 1 (17:20-18:00) and Day 2 (17:30-18:30) at the venue.

6-2 オンラインでのワークショップ

表 6-2 のとおりオンラインでのワークショップを実施した。プログラムとサマリー（和文・英文）を次ページ以降に示す。

表 6-2 オンラインでのワークショップ

日時（日本時間）	ワークショップ名
2023 年 11 月 2 日 21:00～23:15	Carbon Dioxide Removal Mission Webinar BiCRS (Biomass Carbon Dioxide Removal and Storage)
2024 年 3 月 11 日 21:15～23:00	CDR Mission Workshop: LCA/TEA of CDR Technologies
2024 年 3 月 12 日 21:00～23:15	Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability Day1
2024 年 3 月 13 日 21:00～23:45	Green Powered Future Mission Workshop Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability Day2

6-2-1 Carbon Dioxide Removal Mission Webinar BiCRS (Biomass Carbon Dioxide Removal and Storage)

(1) プログラム

Mission Innovation Carbon Dioxide Removal Mission Webinar BiCRS (Biomass Carbon Dioxide Removal and Storage) - Presentation of international BiCRS projects: Potentials, diversity, and gaps for common goals - November 2, 2023 (Thursday) 8:00-10:15 EDT / 9:00-11:15 BRT / 12:00-14:15 UTC / 13:00-15:15 CET / 21:00-23:15 JST / 23:00-01:15 AEDT	
Program	
13:00-13:02 Introduction	Akiteru MARUTA, Technova Inc.
13:02-13:05 Host's Welcome	Koichi INOUE Mission Innovation Steering Committee Member Director, International Affairs Office, Industrial Science, Technology and Environment Policy Bureau, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
13:05-13:10 Opening Statement	Kate POWE Policy Analyst, Mission Innovation Strategic Collaboration and Engagement Division, Office of Energy Research and Development, Energy Efficiency and Technology Sector, Natural Resources Canada, Canada (CDR Mission Co-leads)
13:10-15:05 Presentations	Moderator: Atul SHARMA National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Japan (BiCRS Co-leads) Australia Cameron BELL CEO, Pyrochar, Australia Australia's CSIRO developed technology deployed in a project to convert over 1.5m tonnes per annum of agriculture & farming residues into biochar and biocarbon for sequestration coal displacement purposes. Brazil Daniel LOPES Exec VP Sustainability & Business Development, FS Fueling Sustainability, Brazil FS, second-crop corn ethanol producer in Brazil, is developing the first BECCS project in Latin America and expect to achieve carbon negative CI in its ethanol. Canada Brett JACKSON President, Hydrogen Naturally, Canada Hydrogen Naturally is proposing to build gasification hubs to convert forestry residues into hydrogen while sequestering carbon dioxide underground. Notionally, each hub would process 2.4 million tonnes/year of biomass pellets, sequester 4 million tonnes CO2/year, and produce 160 thousand tonnes/year of hydrogen. Japan Shigeto SUDO Group Leader, Mitigation System Group, Division of Climate Change Mitigation Research, Institute for Agro-Environmental Sciences, National Agriculture and Food Research Organization (NARO), Japan This presentation introduces the ongoing "Green Japan, Green Innovation" project, which aims to develop technologies for the effective utilization of high-functional biochar and other materials. These technologies are designed to increase crop yields by around 20% while enabling the sustainable capture and storage of CO2 in croplands. The project's goal is to achieve a 2030 CO2 reduction of 500,000 tons/year, with an economic impact of 51 billion yen through pilot activities initiated in ten municipalities. Norway Jannicke Gerner BJERKÅS Director CCS and Carbon Markets, Celsio, Norway World's first full-scale CCS on Waste-to-Energy; the project has suffered setbacks and has been put on hold. How will Celsio overcome the financial and technical obstacles and find a viable way forward for their trailblazing CDR project? Learnings from the first 9 months of constructions in a complex global situation, and the importance of a regulated CDR market to make a business model. Sweden Erik RYLANDER Head of Carbon Dioxide Removal, Stockholm Exergi, Sweden BECCS Stockholm will capture 800k biogenic CO2 p.a. Retrofit on existing bio-CHP with sustainable biomass sourcing. Final investment decision in 2024, in operation from 2027. UK Jonathan SCOTT Commercial and Fuel Director, Lynemouth Power Limited, UK Overview of the project to retrofit Carbon Capture to the 420MW Lynemouth Power Station, a plant which converted from coal to biomass in 2018 under the UK Contracts for Difference Scheme. The presentation will also put the project in the context of the UK's Cluster Sequencing process and Power BECCS Business Models, and potential interface with international carbon markets. USA Jim PIROLLO Chief Commercial Officer, Summit Carbon Solution, USA Overview of Summit Carbon Solution's large-scale BiCRS project in the Midwestern United States. The presentation will present a hybrid approach to CDR using nature-based and engineered methods with geological storage of carbon dioxide.
15:05-15:15 Closing	Jørild SVALESTUEN Gassnova SF, Norway (BiCRS Co-leads)
Registration:	https://forms.office.com/r/mhCFaWcEgB Registration close: 31st October, 2023 of each time zone (Archive is available for limited period upon the registration)
Language:	English (Japanese translation is available for live streaming. Archive is in English only)
Platform:	WebEx
Host:	Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan
Contact:	For questions on webinar program: Technova Inc. technova-sympo@technova.co.jp For questions on registration and webinar: Inter Group Corp. secretariat_2@ig-online.jp

(2) 和文サマリー

ミッションイノベーション
二酸化炭素除去ミッション ウェビナー
BiCRS (バイオマス二酸化炭素除去・貯留)
・国際 BiCRS プロジェクトのプレゼンテーション: 共通目標の可能性、多様性、ギャップ・

2023 年 11 月 2 日 (木)
8:00-10:15 EDT / 9:00-11:15 BRT / 12:00-14:15 UTC / 13:00-15:15 CET /
21:00-23:15 JST / 23:00-01:15 AEDT
<概要>

1) イントロダクション

丸田昭輝
テクノバ

本ウェビナーは、CDR (二酸化炭素除去) Mission の BiCRS テクニカルトラックの活動の一環であり、経済産業省が主催する。登録総数は 25 か国から 250 名である。

2) ホストの歓迎挨拶

井上 宏一
ミッション・イノベーション運営委員会委員
経済産業省 産業技術環境局 国際室長

2050 年までに排出量ネット・ゼロを達成するためには、CDR 技術が不可欠である。このウェビナーでは、BiCRS に焦点を当て、CDR ミッションのマッピング・イニシアティブに関連する 8 カ国の実証プロジェクトについて議論し、BiCRS の様々な技術的アプローチとその地理的側面を探ることを目的とする。

2023 年 10 月に開催された Innovation for Cool Earth Forum (ICEF) では、CDR の取り組みとネット・ゼロに向けた協力のもと、早期の市場・需要の拡大が議論された。このウェビナーで知見を共有することで、将来的な協力促進の可能性を考える。

3) イントロダクション

Kate POWE
Policy Analyst,
Mission Innovation Strategic Collaboration and Engagement Div.,
Office of Energy Research and Development,
Energy Efficiency and Technology Sector,
Natural Resources Canada, Canada (CDR Mission Co-leads)

CDR ミッションは空気直接回収、風化促進、BiCRS を中心に、2030 年までに 1 億トン/年の CO₂ を除去することを目指している。当面の目標は CDR の可能性の理解を深めること、研究開発を進めること、世界的な実証を実施することである。

CDR ミッションの使命は、様々なワークショップやプロジェクトを通じて知識の交換を促進することである。また BiCRS テクニカルトラックは、持続可能な CO₂ 除去とバイオマス原料の利用可能性のマッピングのためのバイオマス利用に焦点を当てており、ライフサイクル評価と重要な研究も行う。

4) BiCRS プレゼンテーション

モデレーター: アトウル・シャーマ
産業技術総合研究所 (AIST)、日本

現在、CDR マッピングプロジェクトには 8 か国 29 のプロジェクトが含まれている。本プロジェクトは、2025～2030 年の Mission Innovation の CDR 目標をターゲットにしている

a) Pyrochar と CSIRO (オーストラリア)

Cameron BELL

Pyrochar CEO, Australia

Pyrochar は冶金産業の排出量を削減することに重点を置いている。我々の技術は、自己持続的な熱分解により、バイオマス合成ガス、バイオオイル、木酢液、バイオ炭などの様々な製品に変換する。バイオ炭は冶金産業での石炭の代替品として使用可能である。最初は反応装置の加熱に外部エネルギーが必要だが、プロセスは約 500 度で発熱し、バイオマス燃焼がそれ自体のエネルギーを提供する。

Pyrochar はオーストラリアでバイオマスの熱分解を通じて CO₂ 隔離プロジェクトを展開しており、約 150 万トンの CO₂ 隔離のためにバイオマスを育成している。このプロジェクトは大手鉄鋼メーカーと農業団体と協力して実施しており、年間 28 万トンのバイオマス量から始め、徐々に規模を拡大していく段階的アプローチをとっている。

Q&A

Q: Pyrochar が使用している作物の種類は何か?

A: 成長が早く大量の炭素を隔離するものであり、主に竹とソルガムである。

Q: プロジェクトの経済性はどうか?

A: コストはバイオマスを栽培する際の農業経営に関連しており、収益源は化石燃料の代替または炭素クレジット獲得から得られる。

Q: バイオ炭生産に対するオーストラリア政府の奨励金はあるか?

A: 助成金は利用可能だが、バイオ炭はバイオ燃料ほど注目されていない。しかし政府の資金は技術開発に投資されている。

Q: オーストラリアの CDR の法的枠組みと将来のバイオ炭 CDR 市場はどうか?

A: 法的枠組みは開発中。バイオ炭の価値は、炭素クレジットに依存せずに化石燃料を直接置き換えることができることにある。

b) FS Fueling Sustainability (ブラジル)

Daniel LOPES

Executive VP of Sustainability & Business Development,

FS Fueling Sustainability, Brazil

新興企業 FS Fueling Sustainability はブラジルで 4 番目のエタノール生産会社となった。

BECCS プロジェクトは、2 年以内にカーボンネガティブを達成することを目指す重要な取り組みである。このプロジェクトでは、地震調査と地質学的評価を含む広範な評価を通じて、工場の地下に炭素を貯蔵できる条件を特定した。このプロジェクトは、ブラジルの州レベルでの許認可プロセスや貯蔵に関する規制などの課題に直面している。プロジェクトの収益化には、RenovaBio プログラムの活用と、米国での持続可能な航空燃料 (SAF) 需要の特定が含まれる。

FS Fueling Sustainability は CCS+イニシアティブの一部であり、自主的な炭素クレジットのプロトコルの開発に貢献している。

Q&A

Q: 電気自動車 (EV) の普及に伴い、エタノール事業はどうか?

A: ブラジルではエタノールは EV よりも環境に優しいソリューションである。エタ

ノールは EV を補完するものとなる。

Q: RenovaBio クレジットと CDR クレジットを同時に使用できるか?

A: できない。

Q: 炭素基準についてさらに詳しく教えてほしい?

A: その情報は <https://carboncapturecoalition.org/> から入手可能。

Q: 地域コミュニティとの連携はどのように行っているか?

A: FS は、購入するトウモロコシとバイオマスが保全地域由来でないことを保証している。サステナビリティレポート参照 (<https://www.fs.agr.br/>)。

c) カーボンネガティブ ブライト グリーン TM 水素 (カナダ)

Brett JACKSON

President, Hydrogen Naturally, Canada

Hydrogen Naturally は、森林からの CO₂ 排出を対象に、カーボン・マイナス・エネルギー産業の創出と真のネット・ゼロを目指している。この計画では、森林の残材や火災残渣をペレットに変換し、ガス化して水素と CO₂ を分離することで、CO₂ が大気中に放出されないようにする。同社は、複数のユニットを持つハブを建設し、製品を「Bright Green Hydrogen」として商標登録する予定。また価値の低い木くずの新たな市場を創出する上で、先住民コミュニティと提携する。

目標は、100 ドル/トンで CDR を達成し、2035 年までに CO₂ 隔離 1,600 万トン/年とカーボン・マイナス水素 64 万トン/年にスケールアップすることである。本プロジェクトは、製油所と発電の既存インフラを活用し、様々な産業の脱炭素化に貢献することを目指している。市場には再生可能ガスや燃料市場があり、ディーゼルや航空燃料製造に使用される化石由来水素を代替することを目指す。

Q&A

Q: ガス化技術の主な問題は何か?どのように克服しているか?

A: 原料特性の変動は、ガス化で定常運転に到達する際の重大な課題である。林業残材は構成や特性にほとんど変化がないため、Hydrogen Naturally は特にこの材料に焦点を当てている。

Q: カナダ東部のどこに拠点を計画しているか?

A: カナダ東部の特定の場所は選択していない。CO₂ 隔離が確立される場所と水素が大規模に消費される場所を考慮して決定する。ペレット工場から Hydrogen Naturally ハブまでの距離も要素になるが、ペレットは東部州から水素ユーザー/CCS 拠点のハブまで移動できるため、それほど重要ではない。

Q: CO₂ 除去認証のための「Puro Standard Geologically Stored Carbon」方法論についてはどうか?

A: Hydrogen Naturally は Puro Standard に従っている。主にクレジット収益のコンプライアンス市場に焦点を当てており、これをボランタリーに販売する場合には純削除量が 80%を超えるため、本基準は重要な認証である。

Q: 水素に加えて、電気などの複数生産 (ポリジェネレーション) は可能か?

A: 複数生産は可能である。大規模水素ユーザーの近くに Hydrogen Naturally ハブを配置するため、電力や熱のニーズを満たすために水素以外の他の需要を喚起できる可能性がある。

d) 高機能バイオ炭等の有効活用技術の開発(日本)

須藤 茂人

国立研究開発法人農業・食品産業技術総合研究機構 農業環境研究部門

気候変動緩和策研究領域 緩和技術体系化グループ長

日本は CO₂ 排出量削減と大気中の CO₂ 除去によってパリ協定達成を目指してお

り、2050 年までにバイオ炭による 1,400 万トンの CO₂ 削減を目標としている。

バイオ炭普及の障壁は、認識の欠如、農業上の利点の不明瞭性、高コストである。

グリーンイノベーション基金は 2 兆円の予算で脱炭素化プロジェクトを支援しているが、バイオ炭研究・開発・実施の 10 か年計画を含んでいる。

バイオ炭プロジェクトは、高機能バイオ炭を開発し、農作物収量を 20%増加させ、1 ヘクタールあたり 3 トンの CO₂ を貯留することを目指している。目標は、新たなサプライチェーンの構築、ICT の活用、食品サプライチェーンでの環境価値教育のほか、高い生産性や 2050 年までの 4,000 万トンの CO₂ 隔離計画への対処が含まれる。

Q&A

Q: 高機能バイオ炭は、通常のバイオ炭と比較して CDR の可能性は高いか？

A: GHG 排出可能性は微生物による土壌炭素分解も評価する必要があるが、大きな差はないと考えられる。

Q: 熱分解における揮発性成分の課題は何か？

A: 揮発性成分の排出係数を測定・評価する必要があり、現在検討中である。

e) Hafslund Oslo Celsio CCS プロジェクト(ノルウェー)

Jannicke Gerner BJERKÅS

Director CCS and Carbon Markets, Celsio, Norway

Hafslund Oslo Celsio CCS プロジェクトはノルウェーの CCS バリューチェーンの一部であり、廃棄物発電プラント向けの世界初の本格的 CCS プロジェクトである。課題としては、コスト高、システムの複雑さ、プロジェクトの場所の特定の難しさなどが挙げられる。目標は 350,000 トン/年の CO₂ 回収であり、このプロジェクトには CO₂ の港までのトラック輸送が含まれており、パイロットプラントでテストされている。資金源には州と市が支援しており、CO₂ 税回避と炭素除去市場からの収入が期待される。

ネット・ゼロ目標を達成するには市場の成長が不可欠とみなされており、技術的なソリューションも登場しつつある。

本プロジェクトは現在中断されているが、2024 年夏に投資の再決定を通じて再開される予定である。廃棄物エネルギーと CCS を統合するアプローチは、排出量を削減し、カーボンフリーの廃棄物処理を提供する循環経済として注目されている。

Q&A

Q: CCS 導入を計画している他国の廃棄物発電プロジェクトへの知見はあるか？

A: Celsio プロジェクトは、技術的な部分とビジネス的な部分の両方を推進するため、その知見共有にはオープンである。これはノルウェー政府との協定の一部である。

f) BECCS ストックホルム (スウェーデン)

Erik RYLANDER

Head of Carbon Dioxide Removal, Stockholm Exergi, Sweden

ストックホルムの地域暖房システムは 3,000km 以上をカバーしており、99%が回収、再利用、または再生可能燃料化されている。

Stockholm Exergi は、既存のバイオエネルギー熱電併給プラントに BECCS を導入する計画である。BECCS プロジェクトは年間 80 万トンの生物起源 CO₂ を回収し、CDR に貢献する。マイルドな高温炭酸カリウム (HPC) と排煙中の高濃度 CO₂ を利用できるので、既存インフラにエネルギー損失なく効率的に統合することが可能である。

プロジェクトスケジュールは、スクリーニング調査、パイロット実証 (2020 年)、

2021 年からの FEED (Front End Engineering and Design) 調査、検証、詳細設計、調達が含まれる。最終的な投資決定は 2024 年半ばに予定されており、ネガティブエミッションは 2027 年に開始される。

資金は欧州イノベーション基金と炭素市場から得られる。Stockholm Exergi は大企業と CO₂ の固定量・価格で 10 年契約を結ぶことを目指しており、バリューチェーンには回収プラント、液化、貯蔵、輸送への投資も含まれる。

g) Lynemouth Power BECCS プロジェクト(英国)

Jonathan SCOTT

Commercial and Fuel Director, Lynemouth Power Limited, UK

Lynemouth 発電所は 2018 年に石炭から 100%バイオマスに転換した。CCS にとって理想的であり、2030 年までに 275 万トンの生物起源炭素の回収を目標としている。

Lynemouth Power は BECCS プロジェクトを検討しており、海岸沿いの立地と既存インフラの点で 2030 年までに CCS に改修する最有力候補地となっており、エンジニアリング研究、英国政府との協議、ライセンスとの関与も行っている。

英国の BECCS 政策は Lynemouth の考えと一致しており、政府は電力・炭素での差額契約 (CfD) などのビジネスモデルを通じてプロジェクトを支援している。英国政府の最近のバイオマス戦略により、BECCS 開発に対する信頼が増えている。Lynemouth は東海岸クラスターへの接続を想定しており、英国のネット・ゼロ目標、特に 2035 年までにマイナス排出を達成する上で、重要な役割を果たす。BECCS ビジネスモデル開発により、投資と市場開発を優先し、低炭素経済への移行をサポートする。

Q&A

Q: Lynemouth の CCS 運用では、電力の何パーセントが必要になるか?

A: 設計上の検討課題である。現在のプロセスからの電力と蒸気を使用し、CO₂ 回収装置を運転し、年間 275 万トンの回収が可能と予想している。これにより電力出力は約 20%減じる可能性がある。

Q: 英国では CDR に対して、IRA (米国インフレ削減法) のような措置はあるか?

A: Power BECCS ビジネスモデルは、長期的な投資の確実性を提供することを目指している。しかし英国の展開と政策策定の遅れにより、IRA が提供する簡素な確実性は英国の BECCS にとって主要なリスクとなっており、バイオマスと CCS 業者は競争環境にある。

h) Summit Carbon Solutions (米国)

Jim PIROLI

Chief Commercial Officer, Summit Carbon Solutions, USA

Summit Carbon Solutions (SCS) は、脱炭素化に向けて自然とテクノロジーを活用した農業サプライチェーンの変革を目指している。このプロジェクトでは、バイオエタノール工場での CO₂ 回収施設、CO₂ 輸送パイプライン (2,000 マイル)、10 億トン超の CO₂ 隔離貯蔵ハブ (ノースダコタ州) が含まれる。このプロジェクトは、エタノール生産から生物起源 CO₂ を回収することに焦点を当てており、税額控除と環境特性による二重の収入源を想定している。30 を超えるバイオエタノール工場と連携し、収益分配モデルと環境性を収益化するための 2 つの経路 (コンプライアンス市場と自主的な CDR 市場) を重視している。

SCS は、Gold Standard for the Global Goals と協力して CCS 併用バイオマス発酵の方法論を開発した。また NextGen CDR Facility (South Pole と三菱商事の合弁) に CDR クレジットを供給しており、最初の契約 (20 万トンの CDR クレジット) を

発表した。

このプロジェクトは国際基準に準拠しており、安全性、持続性、独立した検証を優先している。SCS の品質への取り組みは CDR 市場での認知度を高め、プロジェクトファイナンスに貢献している。

Q&A

Q: 2030 年以降、バイオベースのエタノールの成長が期待できる市場セグメントはどこか?

A: 主なセグメントは SAF であり、1,000 億ガロンの世界市場になると予測している。その需要は現在の世界のエタノール生産量を上回っており、化石燃料ベースの製品の代替品アルコールを適用できる分野は他にもある。

5) クロージングリマークス

Jørild SVALESTUEN

Gassnova SF, Norway (BiCRS Co-leads)

講演者と本ウェビナーを主催した経済産業省に感謝する。さらに革新的なデモ・プロジェクトに関する知見を共有してくださったプロジェクト発表者にも感謝する。

IPCC（気候変動に関する政府間パネル）は、2030 年以降、CDR の重要性はさらに高まるとしている。したがって今日発表されたような様々なタイプの CDR のデモ・プロジェクトで経験を積み、LCA 分析の観点から調和のとれた炭素排出量測定方法を確立することが極めて重要である。

あらゆる可能性を模索し、国境を越えて協力し、学び合うことが不可欠である。

(3) 英文サマリー

Mission Innovation
Carbon Dioxide Removal Mission Webinar
BiCRS (Biomass Carbon Dioxide Removal and Storage)

- Presentation of international BiCRS projects: Potentials, diversity, and gaps for common goals

November 2, 2023 (Thursday)
8:00-10:15 EDT / 9:00-11:15 BRT / 12:00-14:15 UTC / 13:00-15:15 CET /
21:00-23:15 JST / 23:00-01:15 AEDT
< Summary >

1) **Introduction**

Akiteru MARUTA
Technova

This webinar is organized as a part of the activities of BiCRS Technical Track, Carbon Dioxide Removal (CDR) Mission, and hosted by the Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan. The total registration was 250 from 25 countries.

2) **Host's Welcome**

Koichi INOUE
Mission Innovation Steering Committee Member
Director, International Affairs Office, Industrial Science,
Technology and Environment Policy Bureau,
Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

CDR technologies are essential to achieve net zero emissions by 2050. This webinar focuses on BiCRS, with speakers discussing demonstration projects in eight countries linked to the CDR mission's mapping initiatives and aims to explore various BiCRS technical approaches and their geographical implications.

During the Innovation for Cool Earth Forum (ICEF) in October 2023, early market expansion and demand were discussed, with the significance of CDR efforts and its collaboration towards net zero. Sharing knowledge in this webinar could lead to our future collaboration.

3) **Opening Statement**

Kate POWE
Policy Analyst, Mission Innovation Strategic Collaboration and Engagement Div.,
Office of Energy Research and Development, Energy Efficiency and Technology
Sector,
Natural Resources Canada, Canada (CDR Mission Co-leads)

CDR mission is aiming to achieve the net removal of 100 million metric tons of CO₂ annually by 2030, focusing on direct air capture, enhanced mineralization, and BiCRS. Immediate goals include enhancing understanding of CDR potential, advancing R&D, and conducting global demonstrations.

The CDR mission has facilitated knowledge exchange through various workshops and projects. The BiCRS technical track focuses on industrial biomass use for sustainable CO₂ removal and mapping biomass feedstock availability and will progress to lifecycle assessment and critical research.

4) **BiCRS Presentations**

Moderator: Atul SHARMA
National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Japan

Currently, CDR mapping project carries 29 selected projects from eight countries, and all target the Mission Innovation CDR goals for 2025 and 2030.

i) Pyrochar and CSIRO (Australia)

Cameron BELL

CEO of Pyrochar, Australia

Pyrochar is focus on reducing emissions through metal production. The technology involves self-sustaining pyrolysis, converting biomass into various products such as syngas, bio-oil, wood vinegar, and biochar. Biochar is the primary focus for use as a coal replacement in the metallurgic industry. While external energy is initially required to heat the reactor, the process becomes exothermic around 500 degrees, and biomass combustion provides its own energy.

Pyrochar is deploying a project in Australia to sequester CO₂ through biomass and pyrolysis, growing biomass for some 1.5 million tons of CO₂ sequestration. The project is being carried out in collaboration with a large steelmaker and a farming organization, and its staged approach is starting with 280,000 tons of biomass per year and scaling up.

Q&A

Q: What are the species of crops Pyrochar is using?

A: It is primarily bamboo and sorghum since they are fast-growing and sequester large amounts of carbon.

Q: What is the economics of the project?

A: The costs are associated with the farming operations in growing biomass, and revenue streams come from selling byproducts directly to clients for fossil fuel displacement or sequestering CO₂ to earn carbon credits.

Q: Are there any Australian government incentives for biochar production?

A: Grants are available, but biochar receives less attention than biofuels. However, government funding has invested in the technology's development.

Q: What is the legal framework for carbon removal in Australia and the market for biochar CDR in the future?

A: A legal framework is under development, and biochar's value lies in being able to displace fossil fuels directly, without reliance on carbon credits.

j) FS Fueling Sustainability (Brazil)

Daniel LOPES

Executive VP of Sustainability & Business Development,

FS Fueling Sustainability, Brazil

FS Fueling Sustainability has rapidly grown to become the fourth-largest ethanol producer in Brazil.

BECCS Project is a pivotal initiative, aiming to achieve carbon negativity within two years. Through extensive evaluation involving seismic studies and geological assessments, the project identifies favorable conditions for carbon storage beneath the plant. The project faces several challenges including ongoing permitting processes at the state level in Brazil and evolving regulations on storage rights. Monetization strategies for the project include leveraging the RenovaBio program and exploring opportunities in the USA for sustainable aviation fuel (SAF) production.

Additionally, FS Fueling Sustainability is part of the CCS+ Initiative, contributing to the development of a protocol for voluntary carbon credits.

Q&A

- Q: What would happen to the ethanol business with the proliferation of electric vehicles (EVs)?
- A: In Brazil, ethanol is currently a greener solution than EVs. Ethanol will be complementary to EVs.
- Q: Can you simultaneously use RenovaBio and CDR credits?
- A: No.
- Q: Could you provide more details about the Carbon Standard you mentioned?
- A: Information is available from <https://carboncapturecoalition.org/>
- Q: How are you working with local communities?
- A: FS ensures no use of protected lands in all corn and biomass we buy. Please refer to our Sustainability Report (<https://www.fs.agr.br/>).

k) Carbon-Negative Bright Green™ Hydrogen (Canada)

Brett JACKSON

President, Hydrogen Naturally, Canada

Hydrogen Naturally aims for true net zero by creating a carbon-negative energy industry, targeting forest CO₂ emissions. The plan involves converting forest residuals and fire kill into pellets to be gasified and separated into hydrogen and permanently sequestered CO₂ to avoid the release of CO₂ back into the air when the fibre rots or burns. The company plans to build hubs with multiple units, trademarking their product as Bright Green Hydrogen. Also, it is an important opportunity to partner with indigenous communities in creating a new market for low-value wood waste.

The goal is to achieve carbon removal at \$100 per tonne and scale up to 16 million tonnes of CO₂ sequestration and 640,000 tonnes of carbon-negative hydrogen per year by 2035. The project aims to leverage existing infrastructure for refining and power generation, contributing to the decarbonization of various industries. Pathways to market include the renewable gas and fuel markets, with a focus on displacing fossil-based hydrogen used in diesel and aviation fuel production.

Q&A

- Q: What are the main issues with gasification technology and how are you overcoming these?
- A: Variation in feedstock properties is a significant challenge in starting up and reaching steady operation using gasification. Forestry residuals have little variation in makeup and properties so H₂N is focusing on this feed specifically.
- Q: Where are you planning your hub in Eastern Canada?
- A: We haven't selected a specific location in Eastern Canada. We'll factor this decision on where CO₂ sequestration will be established and where the H₂ can be used at scale. The distance from the pellet mills to the H₂N hub will be the third factor but less so as we can move pelletized fiber from most of the eastern provinces to a hub near the H₂ users/CCS services.
- Q: Have you seen the Puro Standard Geologically Stored Carbon methodology for CO₂ Removal Certification generation?
- A: We have followed the Puro Standard development. We are focused mainly on the compliance market for credit revenue and if we do sell into the voluntary side the Puro Standard is an important certification as it focuses on net removals and our processes exceed 80% net.
- Q: Is it possible to provide poly-generation opportunities like electricity in addition to H₂ (H₂N Canada)?
- A: Poly-generation is possible and we are locating the H₂N hubs near existing and future large H₂ users, so we can potentially create other offtakes beyond H₂ to help fill their power or heat needs.

l) Development technologies for the effective utilization of high-functional biochar and other materials (Japan)

Shigeto SUDO

***Group Leader, Mitigation System Group, Division of Climate Change Mitigation Research, Institute for Agro-Environmental Sciences,
National Agriculture and Food Research Organization (NARO), Japan***

Japan aims to meet Paris Agreement targets by reducing CO₂ emissions and removing atmospheric CO₂, targeting a 14 million-ton CO₂ reduction through biochar by 2050.

Barriers to biochar dissemination include lack of awareness, unclear agricultural benefits, and high costs.

The Green Innovation Fund, with a 2-trillion-yen budget, supports decarbonization projects including a ten-year plan for biochar research, development, and implementation.

The biochar project aims to develop high-functional biochar, increase agricultural yields by 20%, and store 3 tons of CO₂ equivalent per hectare. Goals include creating a new supply chain, utilizing ICT, and educating the food supply chain on environmental values, as well as addressing challenges like high production costs and plans to sequester 40 million tons of CO₂ by 2050.

Q&A

Q: Does the high functional biochar change its CDR potential compared to normal biochar?

A: GHG emission possibility must evaluate soil carbon decomposition by microorganisms, but it may not be a large difference.

Q: What is the fate of volatile components in pyrolysis?

A: It is necessary to evaluate emission factors of volatile components by direct measurement, and these studies are ongoing.

m) Hafslund Oslo Celsio CCS project (Norway)

Jannicke Gerner BJERKÅS

Director CCS and Carbon Markets, Celsio, Norway

Hafslund Oslo Celsio CCS project is part of the Norwegian CCS value chain and aims to be the world's first full-scale CCS project on a waste-to-energy plant. Challenges include increased costs, organizational complexities, and changes in project location. The goal is to capture 350,000 tons of CO₂ per year, and the project involves emission-free truck transport of CO₂ to port, tested with a pilot plant. Funding sources include partial state and city support, with potential revenue from avoided CO₂ taxes and a new market for carbon removals.

The market's growth is seen as crucial for achieving net-zero goals, and technological solutions are emerging.

The project, currently on pause, plans to restart with a revised investment decision in the summer of 2024. The integrated waste-to-energy and CCS approach is highlighted for its role in the circular economy, reducing emissions and providing carbon-free waste handling.

Q&A

Q: Are there any insights and inspiration for other waste-to-energy projects internationally planning to implement CCS?

A: Celsio is open to sharing its experience and learnings to develop both technical and business parts. This is part of the agreement with the Norwegian state.

n) BECCS Stockholm (Sweden)

Erik RYLANDER

Head of Carbon Dioxide Removal, Stockholm Exergi, Sweden

The district heating system in Stockholm, covering over 3,000 kilometers of pipes, is 99% based on recovered, reused, or renewable fuels.

Stockholm Exergi plans to implement BECCS on its existing bioenergy combined heat and power plant. The BECCS project will capture 800,000 tons of biogenic CO₂ annually, contributing to carbon removal. The existing infrastructure allows for efficient integration without energy loss, utilizing hot potassium carbonate (HPC) due to its mild nature and high carbon dioxide concentrations in stack gases.

The project timeline involves a screening study, a pilot installation since 2020, a FEED study in 2021, verification, and detailed design and procurement. The final investment decision is expected in mid-2024, with negative emission products beginning in 2027.

Funding comes from the European Innovation Fund and engagement with the voluntary carbon market. The company aims to secure 10-year contracts with fixed volumes and prices with large corporations, and the value chain includes investing in the capture plant, liquefaction, storage, and transportation.

o) Lynemouth Power BECCS Project (UK)

Jonathan SCOTT

Commercial and Fuel Director, Lynemouth Power Limited, UK

Lynemouth Power has operated 100% on biomass since converting from coal in 2018. It is the ideal site for CCS and is targeting capture of 2.75 million tons of biogenic carbon by 2030.

The company is exploring a BECCS project, and Lynemouth's coastal location and infrastructure make it a prime candidate for retrofitting CCS by 2030, focusing on key engineering studies, discussions with the UK government, and engagement with licensors.

The UK's BECCS policy aligns with Lynemouth's ambitions, with the government supporting projects through business models like Contracts for Difference (CfD) for both power and carbon. The UK government's recent Biomass Strategy further bolsters confidence in BECCS development. Lynemouth anticipates connecting to the East Coast cluster and is positioned to play a crucial role in achieving the UK's net-zero targets, especially in providing negative emissions by 2035. The development of the BECCS business model prioritizes investability and market development while supporting the transition to a low-carbon economy.

Q&A

Q: What percent of the power do you expect to need for the CCS operation in Lynemouth?

A: This is still subject to design decisions. We expect we will use both power and steam from the current process to operate the carbon capture plant and to produce 2.75mt/year of negative emissions. This could reduce power export by around 20%.

Q: Are there any IRA (Inflation Reduction Act, USA) comparative measures in the UK for the CDR?

A: The Power BECCS Business Model is the most comparable measure as it seeks to provide long-term investment certainty. However, with the delay in UK deployment and policy development, the simplicity and certainty offered by IRA is a key risk for UK BECCS, providing competition for both biomass and

CCS contractors.

p) Summit Carbon Solutions (USA)

Jim PIROLI

Chief Commercial Officer, Summit Carbon Solutions, USA

Summit Carbon Solutions (SCS) aims to transform the agricultural supply chain leveraging nature and technology for decarbonization. The project includes capture facilities at bioethanol plants, a 2000-mile carbon transport pipeline, and a storage hub in North Dakota with the capacity to sequester over 1 billion metric tons of CO₂. The project focuses on capturing biogenic CO₂ from ethanol production, offering a dual revenue stream through tax credits and environmental attributes. Engagement with over 30 bioethanol plants emphasizes a revenue-sharing model and two paths for monetizing environmental attributes: compliance markets and voluntary carbon removal markets.

SCS collaborates with the Gold Standard for the Global Goals and has developed a methodology for biomass fermentation with CCS. Also, the company supplies CDR credits for NextGen CDR Facility, a joint venture between South Pole and Mitsubishi Corporation, which announced its first contracts for 200,000 tonnes of CDR credits.

The project aligns with international standards, prioritizing safety, permanence, and independent verification. Summit's commitment to quality has led to recognition in the CDR market, contributing to project financing.

Q&A

Q: What are the market segments that can be expected to grow for bio-based ethanol beyond 2030?

A: The primary segment is SAF, projected to be a global 100-billion-gallon market. The demand surpasses current global ethanol production, and there are other areas where alcohol can be utilized as a building block molecule for creating alternatives to fossil fuel-based products.

5) Closing Remarks

Jørild SVALESTUEN

Gassnova SF, Norway (BiCRS Co-leads)

I would like to express our gratitude to all the speakers and to METI for hosting this webinar. Additionally, I extend our appreciation to the project presenters for sharing insights on their innovative demo projects.

According to the IPCC, Carbon Dioxide Removal (CDR) will become increasingly important after 2030. Therefore, it is crucial that gain experience with various types of CDR demo projects, such as the ones presented today, and establish harmonized carbon counting methods from a life-cycle analysis perspective.

It's essential to explore all possibilities, collaborate across borders, and learn from one another.

6-2-2 Carbon Dioxide Removal Mission Webinar
LCA/TEA of CDR Technology

(1) プログラム



Mission Innovation

CDR Mission Workshop: LCA/TEA of CDR Technologies

LCA/TEA 2023 progress and 2024 action plan
- Technology and Business Perspectives –
Webinar - March 11, 2024

EST 8:00-10:00 / BST 12:00-14:00 / CET 13:00-15:00 / JST 21:00-23:00 / AEDT 23:00-1:00^{*1}

This Webinar is to enhance understanding of the LCA/TEA of CDR approaches through knowledge sharing to support Mission Innovation CDR mission
Host: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

Program

The progress of the LCA/TEA technical track in 2023 will be introduced and plans for 2024 will be presented for each activity (project). Confirm the requests and questions from the general audience and discuss the technical track's future activities.

(CET)

13:00-13:05	Host's Welcome Koichi INOUE Mission Innovation Steering Committee Member Director, International Affairs Office, Industrial Science, Technology and Environment Policy Bureau, Ministry of Economy, Trade and Industry (Japan)
13:05-13:10	Introductory remarks - Overview of Mission Innovation: Carbon Dioxide Removal Faisal Al QUROONI CCE Manager Ministry of Energy (Saudi Arabia)
13:10-13:20	Keynote Speech: Target of this webinar and LCA/TEA Technical Track 2024 Action Plan Dr. Saviz MORTAZAVI Deputy Director, Office of Energy R&D, Natural Resources Canada (Canada)
13:20-13:30	Presentation 1: U.S. DOE Office of Carbon Management Best Practices for LCA of DACS Dr. Greg COONEY Senior Engineer, Office of Carbon Management Systems, Economics and Environmental Analysis, U.S. Department of Energy (USA) Dr. Shinichirou MORIMOTO Team Leader, Environmental and Social Impact Assessment Team, Global Zero Emission Research Center, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (Japan)
13:30-13:40	Presentation 2: LCA/TEA Project of Direct Air Capture and Enhanced Mineralization Dr. Shinichirou MORIMOTO Team Leader, Environmental and Social Impact Assessment Team, Global Zero Emission Research Center, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (Japan)

13:40-13:50	Presentation 3: Data Hub for CDR sustainability assessment Dr. F. BENSEBAA, J. SHADBAHR, M. KANNANGARA, G. GONZALES-CALIENES Energy, Mining & Environment (EME) Research Centre, Nation Research Council of Canada (Canada)
13 50-14:00	Presentation 4: LCA/TEA for Biomass with Carbon Removal and Storage Dr. Marc DUCHESNE Researcher, Natural Resources Canada (Canada) Dr Hanne RAADAL (PhD) Head of Research Norwegian Institute for Sustainability Research (NORSUS)
14:00-14:10	Presentation 5: Integrated Assessment of CDR Technologies Md. Mashum BILLAL / Fahim KHAN University of Alberta (Canada)
14:10-14:20	Presentation 6: Life cycle and techno-economic assessment for CDR applications in Canada Sean McCOY Assistant professor, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary (Canada)
14:20-14:50	Request, question, and discussion for future
14:50-15:00	Closing remarks Dr. Saviz MORTAZAVI Deputy Director, Office of Energy R&D, Natural Resources Canada (Canada)

Host:	Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan
Registration:	https://online-convention.webex.com/webappng/sites/online-convention/webinar/webinarSeries/register/d57474d5d9234bb2a77ab733acdd29dc Registration close: March 7, 2024 of each time zone (Recording is available for a limited period upon registration)
Language:	English (Japanese translation is available for live streaming. Archive is in English only)
Platform:	WebEx
Contact:	For questions on the webinar program: Technova Inc. technova-sympo@technova.co.jp For questions on registration and webinar: Inter Group Corp. secretariat_2@ig-online.jp

(2) 和文サマリー

ミッションイノベーション
二酸化炭素除去ミッション ウェビナー
CDR 技術の LCA/TEA
LCA/TEA の 2023 年進捗と 2024 年アクションプラン
- 技術とビジネスの視点 -

2024 年 3 月 11 日 (月)
8:00-10:00 EST / 12:00-14:00 BST / 13:00-15:00 CET / 21:00-23:00 JST / 23:00-01:00+1 AEDT

<サマリー>

1) ホストの挨拶

井上宏一

Mission Innovation 運営委員会委員
経済産業省 産業技術環境局 国際室長

CDR 技術は、2050 年までにネットゼロを達成するために、完全な脱炭素化が難しいセクターの残留排出量をオフセットするために不可欠である。しかし、CDR の具体的な範囲や技術は十分に理解されておらず、LCA/TEA 手法に関連する共同ガイドラインやベストプラクティスは現在のところ存在しない。

日本では直接空気回収 (DAC) に関する文献調査が行なっており、CO₂ 鉱物化 (EM) については後日紹介する。

経済産業省は 2023 年 3 月、国内技術の評価、ビジネス上の強みの特定、各技術の開発と社会実装を加速する方法について議論する研究会を設置した。また、DAC 市場の成長を踏まえ、MRV (測定・報告・検証) に関する対応を戦略的に検討するため、DAC ワーキンググループを設置した。

過去数年間、LCA/TEA 技術トラックはガイドラインをさらに発展させるために様々な活動を実施してきた。*Mission Innovation* は、多国間の議論を強化し、イノベーション技術とルール作りのスケールアップを加速させることができる優れたイニシアティブである。

2) イントロダクション Overview of Mission Innovation CDR の概要

Faisal Al Qurooni

CCE Manager

Ministry of Energy (Saudi Arabia)

本ミッションの主たる目的は CDR 技術であり、その目標は 2030 年までに年間 1 億トンの CO₂ 純削減を達成することである。

このミッションには、1) DAC、2) EM、3) BiCRS という 3 つの主要技術が含まれる。各技術には、専用の技術トラックに加えて、LCA/TEA を促進および拡張する横断的なトラックがある。多くの国がこの使命に協力しており、今後複数の会合や閣僚級の会合が予定されている。

重点分野の主な成果は 3 つある：1) 地域および世界規模の CDR の可能性の理解促進、2) CDR 技術の研究開発の推進、3) 世界的なデモンストレーションとパイロット実証。

各重点分野には、対応するイニシアティブがある。

1) CDR プロジェクトマップ (世界の CDR 技術をマッピングし、四半期毎に更新)

2) CDR コンテスト (あらゆる国籍の学生にオープン)

3) CDRLaunchpad (メンバーは 2025 年までに少なくとも 1,000 トンの CDR を支援することを約束)

3) 基調講演:LCA/TEA Technical Track 2024 Action Plan

Dr. Saviz MORTAZAVI

***Deputy Director, Office of Energy R&D,
Natural Resources Canada (Canada)***

ミッションの全体的な目標を達成するために、LCA/TEA 作業トラックは LCA/TEA の方法論を検討し、データギャップに対処するための研究開発を促進し、第一世代 CDR プロジェクトから学んだ教訓を分析することを目標にしている。

複数のプロジェクトが、LCA/TEA 作業トラックで特定されたデータギャップに対処しており、多様なパートナー国と協力して多くのケーススタディが進行中である。さらに LCA/TEA に関する多数のパブリケーションやワークショップが開催されており、National Research Council Canada によって開発されたデータ共有プラットフォームが採用されている。経済産業省は、この研究に関する文献レビューを実施し関係者に展開している。

2024 年の活動には、LCA 手法の進歩、TEA 活動の開始、進捗確認のためのワークショップ開催、各国の CDR スケールアップの適切な評価が含まれている。

4) Best Practices for LCA of DACs

Dr. Greg COONEY

Senior Engineer

***Office of Carbon Management Systems, Economics and Environmental Analysis
U.S. Department of Energy (USA)***

CDR の除去量、必要規模、アプローチ間の潜在的なトレードオフ、ネット除去量の不確実性と感度分析のため、LCA が必要である。

LCA を適用する際には、次の 6 つの領域を考慮する必要がある：1) 機能単位、2) システムバウンダリ、3) 副生物、4) 時間的ダイナミクス、5) 技術成熟度、6) マイナス排出。

DOE のベストプラクティスは ISO などの標準に代わるものではなく、これを補完するものである。これらは幅広い人を対象としており、将来の発展を説明できるリビングドキュメントとして作成された。これらのベストプラクティスの目標には、CDR の LCA の一貫性の促進、結果の感度分析・不確実性の評価、潜在的なトレードオフと利益の理解、LCA 研究からのベストプラクティスの活用が含まれる。LCA の各段階では、主要な決定に関する背景の議論、CDR への LCA 適用性の評価、およびベストプラクティス活用が推奨されている。

これらのベストプラクティスは、DACs、BiCRS、EM、海洋 CDR が含まれる。各カテゴリにはそれぞれのベストプラクティスのリストがある。各カテゴリには、機能単位とシステムバウンダリ、ライフサイクルインベントリ (LCI) データ収集、マイナス排出の解釈、感度分析と不確実性の分析が含まれる。また LCI カテゴリの潜在的なデータソースもリスト化している。

5) LCA/TEA Project of Direct Air Capture and Enhanced Mineralization

Dr. Shinichirou MORIMOTO

Team Leader, Environmental and Social Impact Assessment Team

Global Zero Emission Research Center

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (Japan)

このプロジェクトの目的は、LCA の影響を深く理解することである。これまでの研究では、システムバウンダリ、手法、機能単位、規模などがすべて異なっていたため、すべての LCA 条件を参加国間で統一することを目指している。より詳細な評価では、オーストラリア、日本などの複数の場所の地域的要因が考慮する。

文献レビューでは DAC の過去 28 タイトルと EM の 20 タイトルが含まれている。DAC では、CarbonEngineering と ClimeWorks のプロセスを念頭に置いて可能性を評価したいと考えている。我々のケーススタディでは、空気からの直接の CO₂ 回収量と CO₂ 回収コストの 2 つの関数を使用されている。

EM に関しては、これまでの文献をもとに、作物収量の変化を含むシステムバウンダリ 3 についての LCA/TEA 検討を開始したいと考えている。データを収集し、調整し、ギャップを考慮して調和させる。分子量を用いて CO₂ 隔離量を推定する簡易機能があるが、岩石の溶解の計算には複数の方法がある。我々は、将来の LCA/TEA ケーススタディのために 1 つの統一モデルを選択し、地域要因がそれにどのような影響を与えるかを確認したい。

6) Data Hub for CDR Sustainability Assessment

Dr. Farid BENSEBAA

***Energy, Mining & Environment (EME) Research Centre,
Nation Research Council of Canada (Canada)***

データハブにより、研究者間のコラボレーション、アクセシビリティ、およびデータセットの継続的な品質向上が可能になる。それにより DAC コストに関する論争を減らすことにもなる。

我々のチームは、データと LCA/TEA レポートを作成するための 9 ステップのワークフローを開発した：1) 範囲とシステムバウンダリの定義、2) 方法とガイドラインの特定、3) プロセスフロー図の構築、4) プロセスモデリングの実行、5) マスバランスとエネルギーバランスの検討、6) NRC データテンプレート作成、7) LCI と LCCI の構築、8) コストと GHG 分析の実施、9) 調査結果の報告。ここで、ステップ 2)、6)、9) は特に重要である。ただし、プロセスは直線的である必要はなく、デジタル化によって更新ができる。全体的に一貫したシステムバウンダリを持つ統合された持続可能性レポートが必要である。

本センターは、パートナーと頻繁に使用するオープン LCA コラボレーションサーバーを開発した。このサーバーを通じて、バッテリー、デジタル MRV、水素炭素フットプリントの認証などを開発した。また多様な水素製造経路のプラットフォームを検証した。我々は企業と協力して、CC-U と DAC-U という 2 つの経路の炭素削減コストを開発・評価した。さらに、EM における 4 つの主要な経路、つまり蛇紋石尾鉱（人為起源）と珪灰石岩（地質起源）、直接炭酸塩化と間接炭酸塩化を特定した。この目的を達成するために、我々はラボベースの集中テストのための別のプラットフォームとして材料科学データウェアハウスを開発した。

結論として、データハブは現在 3 つの CDR グループすべてに使用できる。我々は LCA 以外の専門家向けの UI ツールを追加し、LCI データのギャップに対処することに取り組んでいる。より多くのパートナーとのコラボレーションを拡大したい。

CDR を評価する際には、除去、必要な規模、アプローチ間の潜在的なトレードオフ、および純除去と貯蔵の不確実性分析と感度分析を考慮する必要があるため、LCA が必要である。

7) LCA/TEA for Biomass with Carbon Removal and Storage

Dr. Marc DUCHESNE

Researcher,

Natural Resources Canada (Canada)

BiCRS と DAC はどちらも下流の CO₂ 輸送と貯蔵を必要とし、インフラを共有する可能性がある。EM は、CO₂ を大気から取り出す場合は DAC プロセスになる可能性があるが、バイオマスから取り出す場合は BiCRS プロセスになる。

BiCRS にとって複雑な上流の炭素動態は重要であり、バイオマス生産の詳細な分析

が必要である。さらにバイオマスの成長は CDR を達成するが、CCS はそれを維持するものである。

カナダで行われた以前の分析では、今後はマイナス排出が重要であるため、CCS の可能性のある用途では残留バイオマスの利用を優先すべきであると結論付けた。資源が限られているため、バイオマスも電化プロセスのみに使用すべきではない。

我々のケーススタディはこれらの基準を満たしている。ペレットを使用したガス化プロセスにより、高純度水素と CO₂ (CCS 向け) が得られる。カナダの企業は、このタイプのプラントを複数建設する予定である。

コスト計算には Aspen Hysys を用いており、独自の Python コードとベンダーデータが含まれている。LCI は ecoinvent を使用しているが、LCA コモンズや文献なども活用し、カナダ森林局と協力してカナダ森林内の炭素循環を研究している。LCA には、openLCA のほか、TRACI および ReCiPe 手法を使用している。機械学習を適用して Hysys 計算と LCA 計算を自動化する。

新しい機械学習モデルにより、非常に詳細な不確実性分析、感度分析、最適化が可能である。また迅速な結果の把握のために関係者が使用できるモデルも作成する。

CDR を評価する場合、除去、必要な規模、アプローチ間の潜在的なトレードオフ、および純除去と貯蔵の不確実性と感度を考慮する必要があるため、LCA が必要である。

8) LCA for CCUS Value Chains

Dr. Hanne Raadal (PhD)

Senior Research Scientist

Norwegian Institute for Sustainability Research (NORSUS)

このプロジェクトには主に 3 つの目標がある：1) BiCRS のマイナス排出量の計算に対する LCA 手法適用性の検討、2) マイナス排出量およびその他の影響カテゴリを計算するための LCA 方法の開発、3) 関連するフォーラムでの提案の作成。

我々の文献レビューにより、LCA 手法と認証要件の潜在的な違いが特定されている。さらに、関連する 2 つのケースの LCA を実行し、CCS および CCU バリューチェーンとして分析する。システムバウンダリや機能単位などを定義し、データを収集した後、異なる LCA ベースのアプローチを使用して同じシステムを分析する。我々は、気候変動を超えて、選択された環境影響カテゴリの結果を得るものである。システムの拡張やアクター間の割り当てをシステムバウンダリに使用できる。

課題としては、システムバウンダリを定義する方法や実施する比較の決定などがある。我々は、廃棄物投入量の生物起源の割合を規定する要件を守り、CO₂ の吸収を対象としている。

我々は、CCUS バリューチェーンにおける LCA ベースの手法の調和に貢献することを目指している。目標は、外部の LCA 専門家をレビューに参加させ、最終的には作業を規定し、結果を提示することを目指す。我々のプロジェクトは始まったばかりであるが、1 年以内に完了する予定である。

9) Integrated Assessment of CDR Technologies

Md. Mashum BILLAL / Fahim KHAN

University of Alberta (Canada)

LEAP-Canada モデルを使用して、BiCRS に関連する CDR 技術の統合評価を実施した。この分析には、資源の採掘から変換処理、輸送段階、最終消費までであるすべてのエネルギー排出のモデル化が含まれる。我々のフレームワークはシステムベースであり、それによりカナダのエネルギーフローの 90% をボトムアップレベルで賄うことができる。詳細な CDR 技術は開発中であり、最終的には LEAP-Canada モデルに統合される予定である。

バイオエネルギーにはリグノセルロース系バイオマスの変換が伴い、多くのバイオエネルギー生産経路は炭素の回収と貯蔵と統合可能である。バイオマス原料に関しては、まず森林残材、農業残材、都市固形廃棄物（MSW）などのメソ原料を目標にしている。多様なバイオマス変換プロセスが検討中である。

我々はカナダの各州のボトムアップの包括的なバイオマスインベントリを作成し、GIS を通じてバイオマス資源の空間分布を特定し、カナダのパルプ工場からの生物起源の排出量の推定値を確立した。

農業残留物のポテンシャルは、カナダの 5 つの主要作物におけるわらと穀物の比率、およびその結果として得られる乾燥バイオマスの利用可能性を考慮して推定されている。この計算に基づくと、カナダの潜在的な総農産物残留物は 1,882 万 ODT（Oven Dry Ton）/年となる。森林伐採残渣は伐採された木材で構成されており、カナダには伐採に利用できるインベントリ的に豊富な森林がある。カナダの総森林残留可能量は年間 2,100 万 ODT である。

我々の研究では、埋め立て地からの MSW のみを考慮した。カナダで利用可能な MSW の総量は、2021 年に 2,600 万トンとなる。

10) Overview of Biogenic Emissions from Pulp & Paper Sector

Fahim KHAN

University of Alberta (Canada)

我々は物質収支分析を実施し、カナダのパルプ工場部門の生物起源 CO₂ 強度を計算した。カナダのクラフトパルプ工場からの CO₂ 排出量は年間 2,400 万トンである。さらに、この計算を各州に基づいて行い、工場からの CO₂ 排出量を視覚的に表すマップを作成した。生物起源 CO₂ を回収してバイオ燃料に利用することで、CO₂ 削減の取り組みがより経済的に有利になる可能性がある。最後に CDR 技術の詳細なエネルギーモデリングを進めている。これにより、LEAP モデルに統合するためのパラメーターを特定できるようになる。

11) Life Cycle and Techno-economic Assessment for CDR Applications in Canada

Sean McCoy

*Assistant Professor, Department of Chemical and Petroleum Engineering,
University of Calgary (Canada)*

CanCO₂Re イニシアティブは、法的、社会的、政策的背景を考慮して、CDR 技術を活用してカナダのネットゼロ目標を達成することを目指している。我々のプロジェクトの範囲は、DAC、EM、骨材およびコンクリート製品などの人工除去経路に関連している。また、CCS を使用したバイオエネルギーなどのハイブリッドソリューションにも取り組んでいる。

DAC に関しては、DAC、特に固体吸着剤システムに関するデータとパフォーマンスに主なギャップがあることを確認した。我々はアルバータ大学のラジェンドラン教授と協力して、現実的な条件下で吸着剤のサイクル性能を測定した。次にこれらの数値を簡略化された動的モデルに入力し、温度真空スイング吸着（TVSA）および上記熱利用 TVSA（s-TVSA）の生産性とエネルギー消費量を予測できるようにする。短期的な成果には、市販の吸着剤の吸着剤性能データの公開、現実的なカナダの気候条件下での吸着剤選択の影響の調査、その情報を基礎として DAC のより広範なシステムモデルを開発が含まれる。

例として、湿度と温度の 36 時間サイクルを考えてみる。日中と夜間の温度と相対湿度の最高値と最低値に基づいて、CO₂ 負荷の観点からサイクルがどのように機能するかを予測する。サイクル内の相対湿度が低い場合、負荷される二酸化炭素がわずかに多くなり、大気中から捕捉して除去することができる。興味深いことに、相対湿度の変化には吸着剤に負荷される水の量の変化も伴い、これらのシステムに必要な再生

エネルギーも増加する。最終的にサイクル中の相対湿度が低いことは、水分負荷が低いことと対応する。これは、サイクルを最適化する必要があることを示唆している。したがって気候に対応した現実的なシステムインベントリを作成することを考えたい。

BiCRS に関しては、カナダ向けの非残留バイオマス原料データベースの構築とスケールアップのシナリオの検討に取り組んできた。これには生物変換プロセスに利用可能なバイオマスの調査、技術の特性評価とそれらが原料の選択にどのようにマッピングされるか、将来の LCA のための技術の選択が含まれる。EM については、代替鉱物を検討し、現在の研究をセメントに拡張し、鉱物の農業応用を検討した。ただし、この取り組みはまだあまり進んでいない。

最後に、CDR 導入におけるトレードオフについて検討する。排出量を可能な限り低く抑えたいが、オーバーシュートと残留排出量に対処するには、CDR を使用する必要がある。これらの目標にはトレードオフの検討が必要であり、我々は既存のエネルギーモデルと統合評価モデルを検討して、どこでトレードオフが発生するかを確認する。また、これらのトレードオフが気候以外の環境への影響に何を意味するのかも理解したい。

CDR を評価する場合、除去、必要な規模、アプローチ間の潜在的なトレードオフ、および純除去と貯蔵の不確実性分析と感度分析を考慮する必要があるため、LCA が必要である。

12) Closing Remarks

Dr. Saviz MORTAZAVI

Deputy Director, Office of Energy R&D,

Natural Resources Canada (Canada)

ご参加いただいた講演者に感謝する。また、LCA/TEA 作業トラックの下の作業をここに共有して方々にも感謝したい。

前述したように、CDR 技術分野は初期段階にある。したがってデータの入手可能性は、LCA活動を理解する上で非常に重要である。我々のプロジェクトのほとんどはこれに対処することを目指している。データハブが効果的なツールになることが期待されている。

特に LCA ワークストリームへの参加に興味のある方からの情報をお待ちしている。

(3) 英文サマリー

Mission Innovation
Carbon Dioxide Removal Mission Webinar
LCA/TEA of CDR Technology
LCA/TEA 2023 Progress and 2024 Action Plan
- Technology and Business Perspectives -

March 11, 2023 (Monday)

8:00-10:00 EST / 12:00-14:00 BST / 13:00-15:00 CET / 21:00-23:00 JST / 23:00-01:00+1 AEDT

< Summary >

1) Host's Welcome

Koichi INOUE

Mission Innovation Steering Committee Member

Director, International Affairs Office, Industrial Science,

Technology and Environment Policy Bureau,

Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

CDR technology is essential for offsetting residual emissions in sectors that are hard to fully decarbonizing in order to achieve net zero by 2050. However, the specific scope and technologies of CDR are not fully understood, and there are no currently existing collaborative guidelines or best practices related to LCA/TEA methodologies.

In recent years, Japan has been conducting a literature review on direct air capture (DAC) and enhanced mineralization (EM) will be introduced in a later session.

In March 2023, METI set up the study group to evaluate domestic technologies, identify business strengths, and discuss how to accelerate the development and social implementation of each technology. This group also formed the DAC Working Group to strategically consider actions related to measurement, reporting, and methodologies in light of the growth of the DAC market.

In the past years, the LCA/TEA technical track has implemented various activities to further develop guidelines. To this end, Mission Innovation is an excellent initiative that enhances multilateral discussion and seeks to accelerate the scale-up of innovation technologies and rulemaking.

2) Introductory Remarks — Overview of Mission Innovation CDR

Faisal Al Qurooni

CCE Manager

Ministry of Energy (Saudi Arabia)

The mission's overall focus is CDR technologies, and its goal is achieving a net reduction of 100 million tons of CO₂ per year by 2030.

The mission encompasses three main technologies: 1) DAC, 2) EM, and 3) BiCRS. Each technology has a dedicated technical track, as well as a cross-cutting track that promotes and scales LCA/TEA. Many countries collaborate in this mission, and we have several upcoming gatherings and ministerial meetings.

There are three main outcomes for focus areas: 1) enhanced understanding of local and global CDR potential; 2) focus on the advancement of R&D for CDR technologies; and 3) global demonstrations and pilot-scale tests.

Each focus area has a corresponding initiative: 1) the CDR project map, which maps CDR technologies across the world and is updated quarterly; 2) the SMART CDR competition, open to students of all nationalities; and 3) the CDR Launchpad,

whose members commit to supporting at least 1,000 tons of CDR by 2025.

3) Keynote Speech: LCA/TEA Technical Track 2024 Action Plan

Dr. Saviz MORTAZAVI

Deputy Director, Office of Energy R&D,

Natural Resources Canada (Canada)

To achieve the mission's overall goal, we are focusing on advancing methodologies for LCA/TEA, promoting R&D to address data gaps, and analyze lessons learned from first-generation CDR projects,

Several projects seek to address data gaps identified under the LCA/TEA work stream, and a number of case studies are underway in collaboration with various partner countries. Additionally, there have been numerous publications and workshops held about LCA/TEA, and a data-sharing platform developed by NRCC-Canada has been adopted by the work stream. METI Japan has conducted and circulated literature review about this work.

Future 2024 activities include advancing LCA methodologies, kickstarting TEAs activities, holding workshops for progress recording, and better assessment of CDR scale-up across countries.

4) Best Practices for LCA of DACs

Dr. Greg COONEY

Senior Engineer

Office of Carbon Management Systems, Economics and Environmental Analysis

U.S. Department of Energy (USA)

LCA is necessary when evaluating CDR due to removals, scale required, potential trade-offs across approaches, and the uncertainty and sensitivity on net removal and storage.

There are six areas of consideration when applying LCA: 1) function of the system; 2) system boundary; 3) co-products yielded; 4) temporal dynamics; 5) earliness in technological readiness level; and 6) accounting for negative emissions.

Our suggested best practices are not a replacement for ISO standards, but a companion. They target a wide audience and are written as living documents that can account for future developments. The goals of these best practices include fostering consistency of LCA of CDR, assessing sensitivity and uncertainty in results, understanding potential tradeoffs and co-benefits, and leveraging best practices from LCA research. Within each LCA stage, there is background discussion on key decisions, assessment of relevance to the application of LCA to CDR, and a recommendation of best practices.

These best practices relate to DAC with storage, BiCRS, enhanced mineralization, and ocean-based carbon dioxide removal. Each category has its own list of best practices, which can be read on presentation slides. These categories include functional unit and system boundary, lifecycle inventory data collection, interpretation of negative emissions, and interpretation of sensitivity and uncertainty. We've also listed potential data sources for LCI categories.

5) LCA/TEA Project of Direct Air Capture and Enhanced Mineralization

Dr. Shinichirou MORIMOTO

Team Leader, Environmental and Social Impact Assessment Team

Global Zero Emission Research Center

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (Japan)

The aim of this project is to better understand the impact of LCA conditions. Boundaries, methods, function units, scale, etc. in previous studies have all

differed, so we seek to unify all these LCA conditions among participant countries. Our more detailed evaluation will account for regional factors in multiple locations such as Australia, Japan, etc.

The literature review includes 28 previous titles on DAC and 20 on EM. Concerning DAC, data indicates that system boundary 7 is the most applicable for our own case studies. We would also like to evaluate the potential of the DAC with Carbon Engineering process or ClimeWorks process in mind. Our case studies use two functions: CO₂ capture amount directly from the air, and CO₂ capture cost.

Concerning EM, based on previous literature, we would like to start the LCA/TEA study for system boundary 3, which includes changes in crop yield. We collect data, adjust it, account for gaps, and harmonize it. There is a simple function to estimate CO₂ sequestration amounts using the molecule masses of the oxide. However, the calculation of dissolution of rocks has several methods. We are attempting to select one unified model for future LCA/TEA case studies and see how regional factors affect it.

6) Data Hub for CDR Sustainability Assessment

Dr. Farid BENSEBAA

***Energy, Mining & Environment (EME) Research Centre,
Nation Research Council of Canada (Canada)***

A data hub will enable collaboration, accessibility, and continuous quality improvements of datasets among researchers. This harmonization can even help reduce controversy surrounding the specifics of DAC costs.

Our team developed a nine-step workflow for developing data and LCA/TEA reporting: 1) define scope and system boundary; 2) identify methods and guidelines; 3) build process flow diagram; 4) perform process modeling; 5) obtain mass and energy balance; 6) fill out NRC data template; 7) build LCI and LCCI; 8) perform cost and GHG analysis; and 9) report findings. Steps 2), 6), and 9) are particularly important. However, the process doesn't have to be linear and can be updated with digitalization. There is an overall need for integrated sustainability reporting with a consistent system boundary.

We have developed an open LCA collaboration server that we use heavily with partners. Through this server, we've begun developing batteries, digital MRV, certification for hydrogen-carbon footprint, etc. We've also validated the platform for various hydrogen production pathways. In collaboration with others, we've developed and assessed the carbon reduction cost for two pathways: CC-U and DAC-U. Additionally, we identified four key pathways in EM: serpentine tailings (anthropogenic) versus wollastonite rocks (geogenic), and direct versus indirect carbonation. To this end, we've developed a materials science data warehouse as another platform for centralized lab-based testing.

In conclusion, the data hub is currently being used for all 3 CDR groups. We are working on adding more UI tools for non-LCA experts and addressing LCI data gaps. We are open to expanding collaboration with more partners.

LCA is necessary when evaluating CDR because of the need to account for removals, the scale required, potential trade-offs across approaches, and the uncertainty and sensitivity of net removal and storage.

7) LCA/TEA for Biomass with Carbon Removal and Storage

Dr. Marc DUCHESNE

Researcher,

Natural Resources Canada (Canada)

BiCRS and DAC both require downstream CO₂ transport and storage,

potentially sharing infrastructure. EM can become a DAC process when CO₂ is pulled from the atmosphere, but a BiCRS process when pulled from biomass.

Complex upstream carbon dynamics are important to BiCRS, and a detailed analysis of biomass production is necessary. Further, biomass growth achieves CDR, while CCS maintains it.

A previous analysis in Canada concluded that residual biomass utilization should be prioritized for applications with CCS potential, as negative emissions are important moving forward. Due to limited resources, biomass also should not go to processes that can be efficiently electrified.

Our own case study met these criteria. The gasification process using pellets yields high-purity hydrogen for use and CO₂ for underground storage. A Canadian company plans to build multiple plants of this type.

We will utilize Aspen Hysys for process simulation. Costing will involve in-house Python code and vendor data. For LCI, we will rely heavily on ecoinvent, but also make use of LCA Commons, literature, etc. and collaborate with the Canadian Forestry Service to examine carbon cycles within Canadian forests. For LCA, we are using openLCA, as well as TRACI and ReCiPe methods. We will apply machine learning to automate Hysys calculations and LCA.

New machine learning models will allow for highly detailed uncertainty analysis, sensitivity analysis, and optimization. They will also create models that can be transferred to stakeholders to produce fast results.

LCA is necessary when evaluating CDR because of the need to account for removals, scale required, potential trade-offs across approaches, and the uncertainty and sensitivity on net removal and storage.

8) LCA for CCUS Value Chains

Dr. Hanne Raadal (PhD)

Senior Research Scientist

Norwegian Institute for Sustainability Research (NORSUS)

The project has three main goals: 1) enhance understanding of LCA methodology's applications to calculations of BiCRS negative emissions; 2) development of a harmonized LCA-based method for calculating negative emissions and other impact categories; and 3) present proposals at relevant forums.

Our literature review will identify potential differences in LCA methodologies and certification requirements. Further on, we will perform the LCA of two relevant cases, analyzed as CCS and CCU value chains. After defining system boundaries, functional units, etc., and collecting data, we will analyze the same systems using different LCA-based approaches. We will document results for selected environmental impact categories beyond climate change. System expansion or allocation between actors can be used for system boundaries.

Challenges include how to define system boundaries and how to decide which comparisons to document. We will focus on the uptake of CO₂, adhering to requirements to document biogenic share of waste input.

We aim to contribute to harmonized LCA-based methods for CCUS value chains. The goal is to include external LCA experts for review. Ultimately, we will document work and present results. Our project has just started, and our plan is to finish within a year.

9) Best Practices for LCA of DACs

Dr. Greg COONEY

Senior Engineer

Office of Carbon Management Systems, Economics and Environmental Analysis

U.S. Department of Energy (USA)

Using the LEAP-Canada model, we conducted an integrated assessment of CDR technologies related to BiCRS. This analysis involves modeling all energy emissions, from the extraction of resources to processing conversions, transport stages, and ultimate consumptions. Our framework is system-based, and it allows us to account for 90% of Canada's energy flow at a bottom-up level. Detailed CDR technologies are under development and will eventually be integrated into the LEAP-Canada model.

Bioenergy entails conversion of lignocellulosic biomass, and numerous bioenergy production pathways can be integrated with carbon capture and storage. In terms of biomass feedstocks, our initial focus is on meso-feedstocks such as forest residues, agricultural residues, and municipal solid waste (MSW). Different biomass conversion processes are under consideration.

We developed a bottom-up comprehensive biomass inventory for Canadian provinces, identified the spatial distribution of biomass resources through GIS, and established an estimate for biogenic emissions from Canadian pulp mills.

Agricultural residue potential is estimated by consideration of Canada's five major crops, the straw-to-grain ratio, and the resulting dry biomass availability. Based on this calculation, Canada's total agricultural residue potential is 18.82 million ODT/year. Forest harvest residue comprises the limbs and tops from harvested logs, and Canada has significant inventoried forest available for harvesting. Canada's total forest residue potential is 21 million ODT/year. We only considered MSW from landfills in our study. The total amount of MSW availability in Canada was 26 million tons in 2021.

10) Overview of Biogenic Emissions from Pulp & Paper Sector

Fahim KHAN

University of Alberta (Canada)

We conducted a mass balance analysis, calculating the biogenic CO₂ intensity of Canada's pulp mill sector. The collective CO₂ emissions from Canada's craft pulp mills amounted to 24 million tons per year. Additionally, we made these calculations based on each province and created a map to visually represent CO₂ emission from mills. Capture and valorization of biogenic CO₂ to biofuels can make CO₂ mitigation initiatives more economically enticing. Lastly, detailed energy modeling of CDR technologies is in progress, which will allow us to develop parameters for integration into the LEAP model.

11) Life Cycle and Techno-economic Assessment for CDR Applications in Canada

Sean McCoy

***Assistant Professor, Department of Chemical and Petroleum Engineering,
University of Calgary (Canada)***

The CanCO₂Re initiative seeks to utilize CDR technologies to meet Canada's net-zero goal and our net zero targets, considering legal, social, and policy contexts. The scope of our project relates to engineered removal pathways: DAC, EM, in-situ mineralization, aggregates and concrete products, etc. We're also working on hybrid solutions, such as bioenergy with CCS.

Concerning DAC, we've observed the main gap in terms of data and performance around DAC technologies — particularly solid-sorbent systems. We collaborate with Professor Rajendran at the University of Alberta to measure cyclic performance of sorbents under realistic conditions. We then input these figures into a simplified dynamic model that allows us to predict productivity and energy consumption of Temperature-Vacuum Swing Adsorption (TVSA) and steam-

assisted TVSA (s-TVSA). Near-term outcomes include publishing sorbent performance data for commercially available sorbents, exploring the impact of sorbent choice under realistic Canadian climate conditions, and using that information as a basis to develop a broader system model for DAC.

As an example, consider a 36-hour cycle of humidity or temperature. Based on the highs and lows of temperature and relative humidity during the day and at night, we try to predict how the cycle performs in terms of CO₂ loading. When the relative humidity in the cycle is lower, there's slightly more carbon dioxide that's loaded up and can be captured and removed from the atmosphere. But interestingly, a change in relative humidity is also accompanied by a change in the amount of water loaded on sorbents, increasing the regeneration energy requirement for these systems. Ultimately, a low in relative humidity in the cycle corresponds to a low in water loading. This suggests to us that there's a way to optimize cycles. Consequently, we want to think about how to create inventories for systems that are both responsive to climate and realistic.

Concerning BiCRS, we have worked on building non-residual biomass feedstock databases for Canada and looking at scenarios for scale-up. This involves examining available biomass for bioconversion processes, characterizations of technologies and how they map to feedstock choices, and selection of technologies for future LCAs. For EM, we have looked at alternate minerals, extended current work to cement, and looked at agricultural applications of minerals in planning. However, we haven't made too much progress on this initiative yet.

Lastly, we're considering trade-offs in CDR deployment. Although we would like to drive emissions as low as possible, we'll need to use some CDR to address overshoots and deal with residual emissions. These goals necessitate a trade-off, and we're looking at existing energy models and integrated assessment models to see where trade-offs happen. We would also like to understand what these trade-offs means for environment impacts beyond just the climate.

LCA is necessary when evaluating CDR because of the need to account for removals, scale required, potential trade-offs across approaches, and the uncertainty and sensitivity on net removal and storage.

12) Closing Remarks

Dr. Saviz MORTAZAVI

*Deputy Director, Office of Energy R&D,
Natural Resources Canada (Canada)*

I would like to thank everyone for taking the time to attend. I would also like to thank our presenters for sharing work that has been conducted under the LCA/TEA work stream.

As mentioned, some areas of technology are in the early stages. Consequently, the availability of data is very important to understanding LCA activities. Most of our projects seek to address this. The data hub will hopefully become an effective tool. We welcome your information, especially from those interested in joining the LCA work stream.

6-2-3 Green Powered Future Mission Workshop
Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability

(1) プログラム



Mission Innovation
Green Powered Future Mission Workshop
Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability
March 12 (Tue.) – 13 (Wed.), 2024

Day 1 – March 12 (Tuesday)

8:00–10:00 US (EDT) / 12:00–14:00 UK / 13:00–15:00 Europe (CET) / 17:30–19:30 India
/ 20:00–22:00 China / 21:00–23:00 Japan / 23:00–01:00(+1) Australia (AEDT)

Program (time: CET)

13:00–13:03 Host's Welcome

Koichi INOUE

Mission Innovation Steering Committee Member
Director, International Affairs Office
Industrial Science, Technology and Environment Policy Bureau
Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

13:03–13:13 Opening Statement

Luciano MARTINI

Director, Mission Innovation “Green Powered Future Mission”
Director, Transmission and Distribution Technology Department
Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy

13:13–13:15 Meeting Protocol

Akiteru MARUTA – Moderator

13:15–13:45 Global View

What grid flexibility needs are for tripling renewable energy capacity?

Paolo FRANKL

Pablo HEVIA-KOCH

Head of the Renewable Energy Division
International Energy Agency (IEA)

Tripling Renewables: Powering the Future with Grid Modernization Solutions for Reliability and Stability

Simon BENMARRAZE

Team Lead Technology and Infrastructure
International Renewable Energy Agency (IRENA)

13:45–15:00 Country Perspectives and Related Policy

Australian perspectives and policy

Peta OLESEN

Director, Net Zero Innovation
Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEEW), Australia

Challenges for Brazilian Grid Flexibility due Increased VRE Share

Diego PINHEIRO DE ALMEIDA

Energy Research Analyst
EPE, Brazil

Technological demonstration on utilization of DER for flexibility in Japan

Kotaro SASAKI

Deputy Director, Advanced Energy Systems and Structure Division
Agency for Natural Resources and Energy
Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

Draft update of NECP 2023–2030: The challenge of electrification of final demand

Jesús PULIDO

Deputy Directorate-General for Energy Foresight, Strategy and Regulation
Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge, Spain

UK leadership in domestic Demand Side Response standardisation and grid flexibility innovation

Laura SCHADE

Senior Energy Engineer

Department for Energy Security and Net Zero, UK

15:00

End of Day 1

Day 2 – March 13 (Wednesday)

8:00–10:15 US (EDT) / 12:00–14:15 UK / 13:00–15:15 Europe (CET) / 17:30–19:45 India
/ 20:00–22:15 China / 21:00–23:15 Japan / 23:00–01:15(+1) Australia (AEDT)

Program (time: CET)

13:00 **Meeting Protocol**

13:00–13:50 **Technology Session 1: Electricity Storage**

Lithium-Ion batteries for Energy Storage

Hong LI

Researcher

Institute of Physics, Chinese Academy of Sciences (IP CAS)

Large Scale Sodium-Sulfur Battery (NAS®) and its application

Kenshin KITOU

Senior Manager, Global Business Creation, Corporate NV Creation

NGK Insulators, LTD., Japan

Energy Storage Systems (Flow Battery Systems) for Expanding the Renewable Energy Implementation

Arata DOI

Manager, Strategic Business Planning Group,

Flow Battery Systems Business Planning Department, Energy Systems Division

Sumitomo Electric Industries, Japan

Research Progress of Advanced Compressed Air Energy Storage System

Haisheng CHEN

Director

Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences (IET CAS)

13:50–14:40 **Technology Session 2: Flexibility Sources and Solutions**

Value chain mapping of Energy Storage technologies and solutions for flexibility in Spain

Luis Manuel SANTOS MORO

Director of Innovation

EDP, Spain

Dynamic Operating Envelopes: An Australian gateway to DER flexibility markets

Julio BRASLAVSKY

Principal Research Scientist

CSIRO, Australia

Power System Flexibility to Enable the Energy Transition

Nicola ROSSI

Head of Innovation

Enel Group, Italy

Connect and Manage Projects in Japan

Yuka OGASAWARA

Project Manager, Chief Officer

Smart Community and Energy Systems Department

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan

- 14:40–15:05 Technology Session 3: Grid Stability
(Inertia Management, Smart Inverters, Grid forming converters)**
Full-DC-link integration of VRE: A novel solution for improving grid stability
Yibo WANG
 Researcher
Institute of Electrical Engineering, Chinese Academy of Sciences (IEE CAS)
Grid Forming Converters: Advanced capabilities for grid stability with high penetration of Renewable Energy
Jun HASHIMOTO
 Senior research scientist
National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Japan
- 15:05–15:15 Future Perspectives – GPFM**
Luciano MARTINI
 Director, **Mission Innovation “Green Powered Future Mission”**
 Director, Transmission and Distribution Technology Department
Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy
- 15:15 Closing**

Registration: <https://online-convention.webex.com/webappng/sites/online-convention/webinar/webinarSeries/register/7b61733f10f04f44b8c903a4f02eddf0>
 Registration close: March 8 of each time zone (Recording is available for a limited period upon registration)

Language: English (Japanese translation is available for live streaming. Recording is in English only)

Platform: WebEx

Host: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

Contact: For questions on webinar program: Technova Inc. technova-sympo@technova.co.jp
 For questions on registration and webinar: Inter Group Corp. secretariat_2@ig-online.jp



(2) 和文サマリー

ミッションイノベーション
グリーン電力将来ミッション ワークショップ
系統フレキシブル化・安定化の政策と技術
2024 年 3 月 12 日（火）～13 日（水）

1 日目

8:00-10:00 US (EDT) / 12:00-14:00 UK / 13:00-15:00 Europe (CET) / 17:30-19:30 India
/ 20:00-22:00 China / 21:00-23:00 Japan / 23:00-01:00(+1) Australia (AEDT)

2 日目

8:00-10:45 US (EDT) / 12:00-14:45 UK / 13:00-15:45 Europe (CET) / 17:30-20:15 India
/ 20:00-22:45 China / 21:00-23:45 Japan / 23:00-01:45(+1) Australia (AEDT)

<サマリー>

1) ホストの挨拶

井上 宏一

ミッション・イノベーション運営委員会委員

経済産業省 産業技術環境局 国際室長

経済産業省は昨年、新規太陽光発電の政策と技術に関する 2 日間のオンライン・ワークショップを開催した。

今回は、「システムの柔軟性と安定性のための政策と技術」をテーマとする 2 回目のオンライン・ワークショップである。我々は、電力系統に組み込まれる変動性再生エネルギー（VRE）の割合を増加させるには、柔軟性と安定性のための技術が必要であることを認識している。本日は、様々な分野からスピーカーをお招きした。このワークショップを形成するために適切な講演者を特定し、手配してくれた共同代表、特に Luciano MARTINI と彼のチームに感謝する。Mission Innovation は、革新的技術のスケールアップを加速させるための多国間議論を強化する優れた枠組みである。

2) オープニングステートメント

Luciano MARTINI

Director, Mission Innovation “Green Powered Future Mission”

Director, Transmission and Distribution Technology Department

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy

Mission Innovation は、COP21（パリ）で立ち上った再生可能なクリーンエネルギーの開発と普及を加速させるための世界的なイニシアティブである。Green Powered Future Mission (GPFM) は、ゼロ海運エミッション、クリーン水素ミッションとともに 2021 年 6 月に発足し、その後さらに 4 つのミッションが加わり、合計 7 つのミッションとなった。

GPFM の主な目標は、2030 年までに、様々な地域や気候の電力系統が、コスト効率に優れ、安全で弾力性のあるシステムを維持しながら、発電ミックスに最大 100% の変動性再生可能エネルギー（VRE）を効果的に統合することを実証することである。GPFM は官民パートナーシップであり、MI 加盟国、国際機関、主要民間企業からなる強力な国際連合に依存している。

GPFM は、手頃な価格で信頼性の高い VRE、システムの柔軟性と市場設計、システム統合のためのデータとデジタル化という 3 つの R&I の柱を中心に構成されている。我々のシステムには、多様な状況に対応できる柔軟性が必要である。2050 年までにネットゼロという目標を達成するために、より多くの再生可能エネルギーを導入し、必要に応じて完全に脱炭素化する。IEA と IRENA の戦略レポートでは、適切な

システムの安定性を保証するために電力システムの柔軟性を高める重要性を強調し、対処すべき重要な課題を指摘している。

3) 世界の視点

a) Grid Flexibility Needs for Tripling Renewable Energy Capacity by 2023

Paolo FRANKL

Head of the Renewable Energy Division

International Energy Agency (IEA)

Pablo HEVIA-KOCH

Head of Renewable Integration and Secure Electricity

International Energy Agency (IEA)

COP28 では、IEA のネットゼロシナリオと IRENA の世界エネルギー転換見通しに沿って、2030 年までに再生可能エネルギーの容量を 3 倍の 11,000 GW 以上に増やすことで合意に達した。

世界は今後 5 年間で、過去 100 年間よりも多くの再生可能エネルギー（主に太陽光と風力）を導入する。これにより、システム統合に課題が生じる。IEA は、世界中のシステムがより多くの VRE を統合する際に経験する主な課題と解決策を説明する枠組みを持っている。この状況が起こるスピードは加速しており、系統に柔軟性を提供するには、短期および長期の両方で多様なソリューションと技術を実装することが必要になる。これにより電力システムに VRE を統合することができる。

IEA は、季節変動に注目した、VRE 統合における火力発電所の役割とサービスに関する分析を発表した。主要な技術の 1 つは系統インフラ自体であり、IEA はこれに重点を置いている。電力網の脱炭素化を可能にするには、技術開発や電力貯蔵、電力網デジタル化のような柔軟性技術と並行して、電力網開発を加速する必要がある。

各国が気候変動目標を達成するには、世界の送電網の総延長を今後 20 年間で 2 倍の 5,000 万 km に拡大する必要がある、さらに 3,000 万 km の交換・改修が必要となる。よって合計 8,000 万 km の送配電網の拡張・交換が必要になる。過去 10 年間で再生可能エネルギーへの投資が倍増したにもかかわらず、送電網への投資は拡大していない。2030 年までに気候変動目標を達成するには、送電網への投資を年間最大 6,000 億ドルまでに増加させる必要がある。

IEA は 6 つのアクションを提案し、送電網の可能性を拡大し、送電網を再生可能エネルギー統合における主要な柔軟性の提供システムに移行させることを目指す。IEA は、約 60 か国をカバーする再生可能エネルギー進捗トラッカーをオンラインで開始し、年末までに世界のベストプラクティスと今後の VRE 統合を考察した報告書を発行し、政策提言する予定である。

Q&A

Q:送電網の安定性と柔軟性への投資に投資家を惹きつけるにはどうすればよいのか?

A:地域によって異なる。資金調達に問題を抱えている新興国では、こうした投資のリスク軽減をサポートする提携や政策を構築し、必要に応じて民間資金を導入し、透明性がありコストを反映した送電会社の枠組みを構築することが考えられる。先進国では、セクター横断的な計画、規制の枠組み、行政手続きの合理化などが課題である。

b) Tripling Renewables: Powering the Future with Grid Modernization Solutions for Reliability and Stability

Simon BENMARRAZE

Team Lead Technology and Infrastructure

International Renewable Energy Agency (IRENA)

クリーンエネルギーへの移行には送電網の近代化が不可欠である。重要な気候目標

を達成しながら、VRE をシームレスに統合し、信頼性が高く手頃なエネルギーを確保するには、送電網をアップグレードする必要がある。これを行うためには主に 3 つの目標がある。第 1 に再生可能エネルギーのポテンシャルが高い地域に送電網を拡大すること、第 2 に長期貯蔵技術を統合して VRE のバランスをとること、第 3 に効率性と信頼性を確保するために電力システム全体を最適化し、高い割合の VRE に対応するためのスマートグリッド技術を導入することである。COP28 で行われた再生可能エネルギーとエネルギー効率の世界的誓約（GREEEP）は、この移行を加速するという世界的な取り組みを示している。

再生可能エネルギーは、排出量を削減しながら、大きな経済的および社会的利益をもたらす、最も簡単に導入できるソリューションである。しかし従来の送電網は、予測可能な一方通行のエネルギーフローの大規模集中型発電所向けに設計されており、我々の将来を支える柔軟で多方向のエネルギー源とは互換性がない。従来の送電網モデルは、再生可能エネルギーから得られる経済的価値を完全に最適化するには限界がある。

送電網の近代化ソリューションへの投資は、再生可能エネルギーを活用した強靱で競争力のあるエネルギーシステムを構築するための鍵であり、技術革新と政策革新の両方が必要であり、送電網の近代化プロセスを合理化するために政府、業界、部門を超えた関係者による積極的な行動が必要である。

多額の投資が必要であるが、絶好の経済チャンスでもある。公的投資と民間投資の組み合わせが不可欠であり、規制当局、政策立案者、電力会社、技術プロバイダー、業界を結びつける協力的で統一されたアプローチも不可欠である。送電網の近代化は、GREEEP の文脈において、クリーンエネルギーの未来を築く基礎となる。

Q&A

Q:再生可能エネルギーの統合において長期エネルギー貯蔵はどのような役割を果たすことができるか?

A:太陽光発電と風力発電は変動が大きいいため、発電量が需要を上回った場合に長期貯蔵することで余剰分を吸収し、一方、再生可能エネルギーの出力が低い場合にエネルギーを提供することで安定した電力供給を確保できる。長期貯蔵は、電力供給と異常気象に対する回復力を維持するための重要な予備力であるだけでなく、予期せぬ発電所の故障や突然の需要急増の場合に停電を防ぐための緩衝力として認識される必要がある。

4) **Country Perspectives and Related Policy**

a) Australian perspectives and policy

Peta OLESEN

Director, Net Zero Innovation

*Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEEW),
Australia*

オーストラリアでは、政府は気候変動エネルギー省を通じて政策と計画を策定する責任を負っている。パリ協定と同様に、オーストラリアも 2030 年までに 2005 年比で 43% の排出削減目標を法制化している。これを達成するための中心政策は、国の再生可能エネルギーの可能性を活用し、2030 年までに 82% という再生可能エネルギー目標を達成することである。そのためには政府投資を活用し、民間部門の支出を活用し、再生可能エネルギーの可能性を活用するために、システム全体を通じた調整的な取り組みが必要となる。

重要な主要政策は **Powering Australia** である。これは、排出量削減を加速し、信頼性があり手頃な価格のエネルギーを供給するために、電力網の拡大と近代化に 230 億ドルを投資する広範な計画である。その他の政策には、国家エネルギー変革パートナーシップ、重要な市場改革の実現、電力・エネルギー部門の脱炭素化計画などがあ

る。

オーストラリアの発電量のほぼ 36%が再生可能エネルギーによって供給され、2023 年には 39%に増加すると推定されている。オーストラリアのエネルギー市場運営会社（AEMO）は、全国の電力市場を監督し、最も低コストで最も安全で信頼性の高いエネルギーシステムを提供する発電、貯蔵、送電、およびシステムサービスへの最適な投資を特定する統合システム計画を開発している。

100%再生可能エネルギーを達成するために、オーストラリアの短期的な優先事項は、発電、送電、および貯蔵である。家庭、職場の電化により、2050 年までに電力需要がほぼ 2 倍になるが、これは再生可能エネルギーの発電容量が 10 年ごとに 2 倍となることを意味する。オーストラリアにとって最も差し迫ったニーズは、大容量の電力貯蔵容量を確保することである。石炭火力発電が完全に廃止されるならば、送電網の回復力と信頼性を向上させなければならない。

電力網構築の促進のための重要なプログラムである **Rewiring the Nation** が進行中であり、電力網を近代化し、送電インフラのアップグレードのために 200 億ドルを投資した。大規模な再生可能エネルギープロジェクトのクラスターを開発できる再生可能エネルギーゾーンが特定されている。容量投資スキームは、風力や太陽光などの再生可能容量や蓄電池などのクリーンな供給可能な容量への新たな投資を促進する国家的枠組みとして、2023 年末に発表された。

南オーストラリア州は世界のエネルギー転換の最前線にあり、世界で最も脱炭素化された送電網の一つとなっており、この地域は 2030 年から 2027 年までに再生可能エネルギーの普及率 100%を達成するという目標を前倒ししている。我々はこれらの動向を今後も追跡していく予定である。数年後にはこれを GPFM にフィードバックする。

Q&A

Q: 送電網を強化するために必要な蓄電容量の大幅な増加をどのようにして実現するのか?

A: 電池導入を含めた投資を引き受ける容量投資スキームがある。ロケーションも考慮した大規模バッテリーに頼ることになる。

b) Challenges for Brazilian Grid Flexibility due to Increased VRE Share

Diego PINHEIRO DE ALMEIDA

Energy Research Analyst

EPE, Brazil

ブラジルの電力は主に再生可能エネルギーで構成されている。国の設備容量の 80%は再生可能エネルギーで、特に風力と太陽光による。これにより需要プロファイルが変化しており、すべての電力システムの正味負荷プロファイルは VRE の影響を受けている。よってシステム要件とそれに対処する方法を見出す必要がある。

ブラジルは非常に広大な熱帯の国であり、季節によって異なる影響を受ける。必要な柔軟性を提供できるリソースには、水力発電所や火力発電所のほか、小水力、バイオマス、分散型資源、バッテリー、揚水発電などの追加のリソースが含まれる。現在直面している問題の 1 つは、これらの技術を吸収して開発するために規制の枠組みを最新化する必要があることである。

柔軟性の要件とリソースを評価するために提案されている方法論は、議論に基づき、定性的な評価から定量的な評価にステップアップすることを目指している。既存の柔軟なリソースの可能性を引き出すことが重要である。負荷がネガティブの瞬間を調査し、正味負荷に見合った余剰発電の削減量を評価する必要がある。送電網の柔軟性を監視し、魅力的なビジネス見通しにするためにインセンティブと規制を導入する必要がある。

Q&A

Q: この検討はブラジル全土を対象とするのだろうか、それともブラジルの特定地域のみを目標にしているのか?

A: ブラジルは現在統合電力システムとなっているため、本演習はブラジル全土を対象としている。該当地域にリソースがない場合は、別地域から輸入する。

Q: ブラジルは現在、再生可能エネルギーの割合が高いが、2030 年と 2050 年の国家目標は何か?また、これらはどのように達成されているか?ブラジルの将来のエネルギーポートフォリオは何であるか?

A: ブラジルは、太陽光発電と風力発電の成長により、再生可能エネルギーの基盤を強化し続ける。我々は、電力システムにどのような種類の要件があるかを監視し、評価している。

Q: IRRE (insufficient ramping resources expectation) と EFS (expected flexibility short haul)について教えてほしい。

A: これらは、電力システムの柔軟性を評価するための NREL の 2 つの尺度である。IRRE は頻度と柔軟性の有無を、EFS は、柔軟性が達成できなかった場合にどれだけの電力が失われたかを測定する。これらは電力システムで何が起きているかについての優れた洞察を与えることができる 2 つの定量的な尺度である。

c) Technological demonstration on utilization of DER for flexibility in Japan

佐々木 光太郎

経済産業省 資源エネルギー庁 新エネルギーシステム課 課長補佐

日本のエネルギーシステムは、集中型から分散型への変革を迎えている。電力システム改革に伴い、分散型エネルギー資源 (DER) の活用など、エネルギーシステムの構造変化が起きている。DER を確保・活用し、多様なビジネスモデルを創出し、エネルギー需給を安定化させることが重要である。

現在、日本の系統アクセスシステムは、コストの最適化と制約の最小化を目指して見直しが進められている。グリッドアクセスは、接続契約の申し込みによって容量を確保するファームアクセス接続方式が採用されてきた。系統容量の制約による混雑を緩和するため、空き容量を活用し、混雑時には必要に応じて出力を制御するなどして多くの電気を流す取り組みが行われている。

配電システムは、混雑を緩和するために DER の柔軟性を利用することが期待されているが、それを利用するスキームはまだない。送電網の混雑は、非固定アクセス接続を使用せずに配電システムで送電網を強化することで回避されている。DER を活用することで、実際の潮流が送電容量を超えると予想される場合に、蓄電池の充電によって送電容量の超過を回避することができ、系統増強を回避しながら、低コストかつ早期に系統混雑の緩和や再生可能エネルギーの拡大することが可能となる。

DER の柔軟性を活用する際の課題は、TSO/DSO とアグリゲーターの間のシステムの開発である。現在、アグリゲーターは DERMS と呼ばれる独自の分散型リソース管理および制御システムを運用しており、DER を制御して電力市場に調整力を提供している。しかし DERMS システムには系統の混雑状況を取得して予測する機能はない。DER を利用する際にグリッドの混雑を回避するには、新しいローカルフレキシブルシステムを構築する電源電流に応じた制御が必要である。

経済産業省と NEDO は現在、技術実証のための DERs フレキシブルシステムの開発を進めている。さらに、新しい DER の柔軟的利用のため、TSO/DSO とアグリゲーターの制御システムを接続するプラットフォームが開発されている。TSO/DSO 向けの DER 機能を備えたプラットフォームと、アグリゲーター向けの DER 入札が導入された。2024 年に本格的なフィールド実証を予定しており、成果を有効活用したいアグリゲーターなどが DER 柔軟性システムに接続できるようにすることで、DER の効率を向上させる計画である。

Q&A

Q：人々の行動や需要の変容のために電力供給をダイナミックに変える方法はあるか？

A：人々の行動やその他の社会システムを変えることは難しい。日本は島国であり、送電網を安定させることが非常に重要である。我々は地方におけるマイクログリッドの実証プロジェクトも支援している。再生可能エネルギーの導入が拡大する中、デマンドレスポンス（需要応答）を含めた DER の活用が不可欠である。我々はこうした実証プロジェクトに取り組み、DER の利用を推進していきたい。

d) Draft update of NECP 2023-2030: The challenge of electrification of final demand

Jesús PULIDO

Deputy Directorate-General for Energy Foresight, Strategy and Regulation

Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge, Spain

スペインの 2023 年国家エネルギー・気候変動計画（NECP）の最終版は 2024 年 6 月までに公開される予定で、これには経済や機会の近代化などの変更が含まれる。スペインの NECP（更新）は、以前の NECP に含まれていた対策を強化しながら、2020 年以降のエネルギーシステムの変革に適応した、より野心的で社会的責任のあるエネルギーおよび国家エネルギー気候計画である。

NECP は、欧州の脱炭素化の状況に基づいて起草された。主な新たな目標は、1990 年比較で、温室効果ガス排出量を 32%削減、エネルギー効率を最大 44%改善する。発電における再生可能エネルギーは 81%（NECP2020 の 74%から増加）、最終エネルギーにおける再生可能エネルギーは 48%（NECP2020 の 42%から増加）である。NECP は、再生可能エネルギー発電の割合が 2019 年の 37%から 2030 年までに 81%に増加すると予測している。主な発電技術は風力発電と太陽光発電である。

NECP には電力網に関する 16 の対策が挙げられている。具体的には、新たな発電設備の開発、再生可能エネルギー容量の増加、電力網管理に資するエネルギー貯蔵、電気エネルギー輸送ネットワークの開発である。エネルギー貯蔵はこの移行の鍵であり、エネルギー貯蔵戦略における 2030 年の 20GW という目標は、22GW に引き上げられた。産業分野も重要で、産業の脱炭素化 PERTE として知られる戦略計画では、総投資額 115 億ユーロが想定されている。

Q&A

Q:22GW の電力貯蔵を実現するための技術ポートフォリオはあるか?どのような技術を使用する予定か?

A:水力発電や太陽熱エネルギーのほか、溶融塩蓄熱も検討している。我々はスマートメーター技術に関するプログラムを立ち上げており、バッテリーについても検討している。電力貯蔵に利用できるすべての技術をカバーするよう努めている。

e) UK leadership in domestic Demand Side Response standardization and grid flexibility innovation

Laura SCHADE

Senior Energy Engineer

Department for Energy Security and Net Zero, UK

GPFM の第 3 の柱は、システム統合のためのデータとデジタル化であり、相互運用可能なデータ交換と効果的なエネルギーシステム統合の開発を通じて、エネルギーシステムのデジタル化を加速することを目的としている。イノベーションの 2 つの主な優先事項は、国際標準への準拠の確保（相互運用性とデータ共有）と系統全体にわたる連携と応答速度の向上である。

2050 年までに実質ゼロ排出という目標を達成するには、英国は化石燃料から離

れ、柔軟性を高めて低炭素エネルギー源に移行しなければならない。低炭素エネルギーは、特に断続的で柔軟性に欠ける。再エネ（風力や太陽光）に加えて、輸送部門や熱部門の電化に伴う電力需要の増加も影響する。

低炭素エネルギー源は、データとデジタル化によってより賢明な方法で使えるようになる。標準化はコスト削減に大きく役立ち、技術革新を促進するとともに、安全で相互運用可能なスマート製品とサービスの普及も促進する。

英国規格協会（British Standards Institute）は、エネルギースマートアプライアンス（ESA）の仕様である PAS（Publicly Available Specification）1878 と、エンティティレベルの PAS である PAS 1879 を発表した。この 2 つを統合することで、家庭用 DSR のエンドツーエンドの技術的枠組みを提供することができる。これらの規格の開発は業界主導で行われ、英国政府が後援した。2021 年に発表されたスマートシステム柔軟性計画では、政府は産業界と協力し、エネルギー・スマート家電向けの PAS 1878 および 1879 の普及を支援するとしている。

この規格は、相互運用性、データプライバシー、送電網の安定性、サイバーセキュリティという 4 つの重要な政策原則に支えられている。この規格は、DSR のフレームワークを規定し、コールレスポンスサービス（DSR サービスプロバイダーが周波数応答を要求するなど）の詳細を提供するだけでなく、他の種類の日常的な DSR サービスをその上に構築することも可能にしている。DSR サービスにはルーチンとレスポンスの 2 つのタイプがある。

国内の DSR を奨励する規制措置に関しては、スマートチャージポイント規制が 2021 年に発行され、PAS1878 と完全に互換性がある。スマートで安全なエネルギーシステムは 2022 年に発表され、技術的枠組みのセクションの下で、PAS に基づく規格 1878 への準拠のため、政府はスマート家電が規制要件を満たすことを提案した。

PAS は最小要件のみを標準化している。国内 DSR は、他の国際規格と完全に互換性がある。英国規格協会は PAS1878 をいかに国際標準化するかを検討している。国際互換性は非常に重要であり、この PAS は共通のデータおよび情報モデルを定義し、OpenADR の使用を通じて DSR サービスプロバイダーとの相互運用性を可能にする。

Q&A

Q: サイバーセキュリティと安全性について言及した。送電網を保護するためにどのような対策を講じる予定か?

A: PAS1878 には、暗号化や PKI 証明書などのセキュリティにおける重要な要素が含まれている。ここには、料金リスクを軽減するための遅延や、ネットワーク上のスマート家電の普及によって発生する送電網の安定性の問題も含まれる。

5) Technology Session 1: Electricity Storage

a) Large Scale Sodium-Sulfur Batter (NAS®) and its application

鬼頭 賢信

日本ガイシ株式会社 NV 推進本部 専門部長

日本ガイシは、大容量蓄電を実現し、電力負荷を平滑化することで省エネや電力ピークの低減を実現し、システムの安定性と安全性に貢献する大型ナトリウム・硫黄電池「NAS」を開発した。

NAS 電池は発電状況に応じて充放電を行い、再生可能エネルギーの出力を安定させる。山岳地帯や島嶼部などの脆弱な電力インフラを補完し、これらの僻地で自給自足のエネルギーを安定供給するためのマイクログリッドの有効な一部となることができる。また、スマートシティ内で電力を融通するスマートグリッドの運用をサポートするほか、自然災害による供給停止時に 3 日間通常の約 60% を供給できる。

このバッテリーは、負極にナトリウム、正極に硫黄を使用し、Na/S 電極間の化学反応による充放電で動作する。重要なコンポーネントは、ベータアルミナ（固体電解質）セラミックチューブである。その結果、化学反応がスムーズに行われ、希少な材

料は使用していない。このバッテリーは、高いエネルギー密度で放電持続時間が長く、20 年または 7,300 サイクルの長寿命を備えている。

日本ガイシは 1984 年に東京電力と NAS 電池の研究開発を開始し、当初から系統利用を前提とした NAS 電池を 2002 年に製品化した。2015 年にリリースされた 20ft コンテナタイプのプラグアンドプレイモデルは、コンテナ内に 6 つのモジュールを搭載している。安全性に関しては、セル、モジュール、設置レベルで UL9540A が取得されている。NAS 電池システムは大容量のため、発電、送配電、保有、エンドユーザーなど多目的な用途に適している。

NAS 電池は、風力発電の平滑化、九州で見られる過剰発電の吸収、イタリアで見られる送電混雑の緩和など、再生可能エネルギー用途に応用されている。NAS 電池は、アブダビでも系統規模の負荷平準化と需要管理に使用されている。高い周囲温度でも劣化しないため、砂漠や寒冷地での使用に適している。

2019 年 6 月以来、NGK はグローバルパートナーとして独 BASF と提携している。

b) Energy Storage Systems (Flow Battery Systems) for Expanding the Renewable Energy Implementation

土井 新

**住友電気工業株式会社 エネルギーシステム事業開発部 RF 電池企画部 事業戦略グループ
グループ長**

住友電工は 1897 年に大阪で設立され、現在では世界 40 カ国で事業を展開し、エネルギー分野のコア技術に取り組んでいる。同社は最近、ニーズの高まりに応えるバッテリーシステムの開発を行っている。

レドックスフローバッテリーシステム (RFB) は、レドックス (還元・酸化) とフロー (活物質の流動) の原理で動作する。反応はイオンの交換のみで行われ、電解質の劣化がないため、半永久的に使用可能な不燃性の電解液 (亜硫酸バナジウム) を使用しており、正負液を混合しても発火しない。安全性が高い難燃性材料を使用しており、米国の安全規格 UL1973 認証を取得した蓄電池システムは、地下を含むどこにでも設置可能である。RFB は劣化がなく 20 年以上の長期保存が可能で、充放電サイクルも無制限である。システムを廃止しても電解液は再利用できるので環境に優しい。

RFB は単一のタンクから各セルスタックに電解液を供給する。つまり、充電状態がすべてのセルで同じになり、残存充電量を正確に測定することが容易になる。電力 (MW) と容量 (MWh) を分離した柔軟な設計により、セルスタックの量を増やしたり、電解液タンクを拡大して電解液を増やしたりして、独立して容量を増やすことができる。これによりライフサイクルコストが低くなり、長期的な容量が得られる。

住友電工は、世界中の 6 カ国、合計 47MW、162MWh の 36 プロジェクトに RFB を供給した。

Q&A

Q: フロー電池には多様な種類がある。住友の RFB の利点は何か？

A: 電解液は劣化していないため、再利用可能である。長期間のエネルギー貯蔵使用が可能である。

c) Lithium-Ion batteries for Energy Storage

Hong Li

Researcher, the Institute of Physics

Chinese Academy of Sciences, China

リチウム電池は、交通、再生可能エネルギー、産業など多様な分野の発展を支える非常に重要な技術である。中国は、エネルギー貯蔵用のリチウム電池のコストを削減し、耐用年数とサイクル寿命を延長し、スケールアップと安全性向上を同時に達成し、インテリジェントな制御・テストとスマートセンサーを実施するという 5 年間の

国家目標を掲げている。これを実現するために、中国科学院は他のパートナーと協力して、多くの主要な材料と技術を開発した。これには、安全性とサイクル寿命を向上のため、固体電解質でコートしたセパレーター、金属可塑化集電体（MPCC）などの新素材、新しいサーマルブロック層素材の採用などがある。

その他に行われた研究開発には次のようなものがある。

- 補助電力ゼロの太陽エネルギー貯蔵 DC カップリングシステム
- より高いエネルギー密度とより低いコストを備えたブレードバッテリーの革新
- 機械学習と AI を使用した安全な電解質の開発
- 内部信号をリアルタイムに監視できる内蔵ワイヤレスセンサー（リチウム電池向けの製品化）
- スマートセンサーに基づく停電検出
- IOP-CAS/WeLion のハイブリッド固体液体電池（固体・固体界面接触の重要な問題を解決し、複数の要素のバランスをとることが可能で、電力網とユーザー側のエネルギー貯蔵システムに適用）
- 新規酸化物系固体電解質、金属塩化物固体電解質、粘弾性無機ガラス電解質 VIGLAS の開発
- エネルギー貯蔵のための世界初の Na イオン電池システム HiNa の発売（電力網、太陽光発電、充電設備と組み合わせてマイクログリッドを形成可能で、システムのエネルギー効率率は 86.8% に達する可能性あり）

Q&A

Q: 電解質のデータベースはパブリックドメインにあるのか。現在も作業を続けているのか？

A: すでに 1 件の論文が発表されており、中国科学院は公的機関であるため、データベースも公開される予定である。これは非常に大きなデータベースとなり、国際的な協力者に公開される予定である。

d) Research Progress in Advanced Compressed Air Energy Storage System

Haisheng CHEN

Director, Researcher

Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, China

エネルギー貯蔵は、媒体やデバイスを通じてエネルギーを特定の形式で保存し、必要に応じて放出するプロセスである。大きく分けて電力貯蔵と熱エネルギー貯蔵の 2 つの形式がある。電力貯蔵には、電気の物理的貯蔵と化学的電力貯蔵が含まれる。

圧縮空気電力貯蔵（CAES）は、物理電力貯蔵ソリューションの主な有望な技術の 1 つである。オフピーク時には空気が圧縮されて地下洞窟に貯蔵され、ピーク時には圧縮空気が放出されてタービンを駆動し、生成された電気が送電網に供給されている。利点は、高出力定格（100MW）、低コスト、長寿命（30～50 年）、および無制限の貯蔵期間である。IEA と DOE の報告書によると、CAES は最も低い資本設置コストと貯蔵コストを提供できるとしている。現在ドイツと米国で 2 つの最先端の従来型 CAES プラントが稼働している。しかし従来の CAES の主な欠点は、地下洞窟と化石燃料に依存していることと、電池に比べて効率が低いことである。

全体的な戦略は、高効率な圧縮と膨張、超臨界状態での熱伝達と貯蔵を使用し、システム効率を向上させ、液体/高圧貯蔵によって地下貯蔵を避け、圧縮熱のリサイクルを利用する、高度な CAES 技術を開発することである。

ここで 3 つの主要な課題がある。第 1 に、システムの主要プロセスとエネルギー伝達メカニズムが複雑なことである。圧縮空気エネルギー貯蔵システムのための対応点法と呼ばれる新しい方法論が考案されている。第 2 に、幅広い使用条件と圧縮・膨張時の高圧条件下でいかに高効率を実現するかである。体系的な研究により、高負荷カスケードにおける流れ損失の渦力学メカニズムが明らかになっている。第 3 に、高圧

流体の流れと熱伝達/貯蔵特性は複雑であるが、解明のための体系的な研究が実施されている。これらの発見に応じて、主要な技術が開発され、テストされている。

技術統合と実証が急速に進んでおり、中国初の商業用 CAES プラントが 2021 年に 60.7%の効率で稼働している。世界初の 100M CAES プラントは 2022 年に商業運転を開始し、70.2%の効率である。これまで 5 つのプロジェクト（合計 123MW 規模）があり、さらに建設中または承認されたプロジェクトが合計 4200MW ある。

6) Technology Session 2: Flexibility Sources and Solutions

a) Value chain mapping of Energy Storage technologies and solutions for flexibility in Spain

Luis Manuel SANTOS MORO

Director of Innovation, EDP, Spain

EDP はエネルギー分野の世界的企業であり、電力バリューチェーン全体にわたって活動し、4 つの地域に拠点を置いている。GPFM は 50 のイノベーション優先事項を特定しており、そのうち 29 件はシステムの柔軟性と市場設計を目標にしている。

未来の電力網を構築するスペインの技術プラットフォーム「FutuRed」は 2005 年に設立された。2021 年に、スペインの DSO 向けの柔軟性サービスと技術ソリューションに関するレポートを発行した。バッテリーは重要な技術的ソリューションの 1 つとして認識されている。2023 年に FutuRed は、エネルギー貯蔵の柔軟性の問題に対処する 7 つのユースケースと 11 のプロジェクトの評価を発表した。

もう 1 つのスペインのエネルギー貯蔵技術プラットフォームは BatteryPlat で、約 100 のメンバーを擁する。バッテリーだけでなくエネルギー貯蔵技術全体を扱っている。プロジェクトの 75%が電気化学エネルギー貯蔵に充てられ、そのうちの 32%がリチウムイオンである。

スペインのテクノロジープラットフォームは、GPFM との強力な連携をしており、系統柔軟性に関するイノベーション優先事項を共有している。スペインのいくつかのプロジェクトはバッテリーを使用してこれらの問題に取り組んでいる。柔軟性市場への進化により、プロジェクトの実行可能性が高まり、スペインのエネルギー貯蔵のバリューチェーンはイノベーションに向けて開かれている。

Q&A

Q: 化学品貯蔵技術の完全なサプライチェーンを確保するためにスペイン政府は、クリティカル材料に関して方針があるか？

A: クリティカル材料に関する専門知識が不足している。技術政策の問題に加え、スペインであらゆる能力を備えたメーカーを構築するか、それともバリューチェーン統合（リサイクル含む）に焦点を当てるのか、という問題がある。バリューチェーンは現在直線的であるが、材料をリサイクルできるように循環型に改善する必要がある。ヨーロッパはリサイクルと再利用における技術向上を目指している。

b) Dynamic Operating Envelopes: An Australian gateway to DER flexibility markets

Julio BRASLAVSKY

Principal Research Scientist

CSIRO, Australia

オーストラリアでは、過去 5 年間、太陽光発電が年間約 12%という大幅な成長を遂げており、主に屋上のソーラーパネルなどの小型システムがその中心となっている。2023 年 12 月の時点で、太陽光発電は 360 万件以上設置され、合計容量は 34.4GW 以上となっている。2023 年末までに、オーストラリアの電力の 72.1%が再生可能エネルギーとなり、2025 年までに 100%になると予想されている。統合システム計画における AEMO の現在の将来予測では、風力と太陽光の大幅成長が示されている。課題

は、これらの資源の統合と、これまで主流だった石炭発電とガス発電の廃止である。

Consumer Distributed Energy Resources (CER または DER) は、エネルギーを使用、制御、生成、または貯蔵できる技術とサービスであり、配電ネットワークに接続されている。これらには、屋上の太陽光発電パネル、家庭用エネルギー貯蔵システム、電気自動車、およびエアコンや給湯システムなどのその他の柔軟な負荷も含まれる。これらのシステムは電気システムに統合する必要がある。

DER は電力システムの脱炭素化とエネルギーコストの低減を推進するが、系統資産と家庭の消費者資産との相互作用が適切に管理されない場合、電力品質の問題、電力損失の増加、運用における配電変圧器の老朽化の促進など、ネットワーク運用上の課題もある。これらの課題の多くは、送電系統運用者、配電系統運用者、**DER** アグリゲータや仮想発電所、市場運用者間の調整に基づく「**DER** 統合戦略」によって効率的に対処することができる。オーストラリアの **OpEN** プロジェクトで特定されたアクションでは、配電系統運用者がネットワークの可視性要件、ネットワーク容量制約、オペレーティング・エンベロープのコミュニケーション要件、容量制限に関する業界ガイドラインの確立などが含まれる。

ダイナミックオペレーティングエンベロープ (DOE) は、オーストラリアの **DER** 統合戦略の中心である。**DOE** は、顧客がある時点で配電網との間で入放出できる電力量の制限を定義し、**DOE** の制限内で **DER** の運用を管理するための柔軟な契約を通じて実装されている。これらの制限は動的であり、ローカル送電網の状況に応じて変化する可能性がある。**DOE** をネットワークオペレータが使用すると、ネットワークの制約をさらに考慮することなく、放出可能な **DER** キャパシティをアグリゲータまたは消費者に伝達できる。

エネルギー需要と発電の試験であるプロジェクト **EDGE** が終了したが、**DER** 統合の価値ある機会と顧客中心の役割の必要性を示している。

c) Power System Flexibility to Enable the Energy Transition

Nicola ROSSI

Head of Innovation

Enel Group, Italy

Enel Group は 29 か国に 6,200 万人の顧客を抱える世界的エネルギー企業である。

エネルギー移行は直線的ではなく、マクロ経済状況の変化により、**GDP** 成長の鈍化による電力需要の抑制、地政学的な不確実性が電力価格に反映されるガス価格の変動に拍車をかけ、インフレ圧力などにより、短期的には再エネ統合のトレンドが一時的に後退する結果となっている。しかし、これは中期的な方向性には影響を与えておらず、家庭のエネルギー消費行動の変化が電力需要の増加を促す一方、クリーンエネルギーの必要性と規制が、再生可能エネルギーの普及を加速すると考えられる。

再エネ貯蔵 (**Renewable Energy Storage : RSE**) は、再生可能エネルギーへの移行を可能にし、政策目標を達成する上で戦略的な役割を果たす。2024 年から 2026 年にかけて、**Enel** の **RES** への総投資の 13%は、貯蔵容量 (2GW) に投資される予定である。水電解・FC やレドックスフロー電池のほか、重力貯蔵や液化 CO₂ 貯蔵など、長期貯蔵のための新しい化学技術が登場している。これらは日中のエネルギーシフトに適しており、コスト、安全性、持続可能性、重要な原材料からの独立性により競争力を推進する。**Enel** 初の 1.1MW/5.5MWh のバナジウムフロー電池の運用が 2024 年 2 月にバレーレスで始まった。

電力システムの柔軟性はバリューチェーン全体に関係する。**Enel** は発電において、グリッドに優しいインバーター、高度なプロセス制御、ハイブリッド化、および電力コンバーターを利用している。既存資産の柔軟性は、水力発電所における水力パス回路技術や可変速発電機の実装などの新しい技術によって改善できる。

Enel は、流通業者、アグリゲーター、顧客と協力して、複数の国でパイロットプロジェクトを実施し、**DER** を柔軟に管理して送電網の運用を最適化し、それによっ

て電力混雑を回避し、効率を向上させる可能性を実証している。デマンドサイドの柔軟性に関しては、Enelは75以上のアクティブなプログラムを運営し、世界中で9GW以上の柔軟性を管理している。プロジェクトには、住宅用アグリゲーション、DSOレベルでの柔軟性サービス、Inter Store Horizon EUプロジェクトが含まれる。

d) Connect and Manage Projects in Japan

小笠原 有香

NEDO スマートコミュニティ・エネルギーシステム部

プロジェクトマネージャー

日本では、2020年には自然エネルギーが発電量の19.8%を占め、2030年には36～38%に達すると予想されている。しかし、これらを送電網に組み込むには多くの課題があり、その一つが送電網の容量制約である。

安定的な運用を可能にするために、あらかじめ運用容量が決められており、追加連系できる容量は年間の最大電力流量によって決定される。電力容量は自然エネルギーの普及に伴って増加するが、利用可能な容量がない場合は、新しい発電容量を相互接続するためにネットワークの補強が必要になる。しかし送電網の増強にはコストと時間がかかる。

送電網を最大限に活用しながら、経済的かつ迅速に自然エネルギーの追加連系を加速させるための解決策のひとつがノンファーム接続である。これは、通常の運転時間中に運転容量が超過することが予想される場合、出力抑制を前提に、利用可能な容量の範囲内で新たな発電事業者の接続を可能にする取り組みである。ノンファーム接続制度は2021年に導入されたが、ノンファーム接続・管理システムはなかった。そこで、NEDOは80億円をかけたプロジェクトで、ノンファーム接続・管理システムを開発し、フィールドテストで実証した。システム機能は確認されており、2024年に運用が開始される予定である。

ノンファーム接続により、自然エネルギーの連系量は更に増加すると予想される。しかし自然エネルギーの出力抑制量も更に大きくなる。次の方策は、自然エネルギーのさらに有効活用することである。NEDOはシステムを最大限活用するためのソリューションとして、DERの稼働状況を監視し、DERを制御することで、自然エネルギーの出力抑制に頼らずに需要シフトを行い、配電システムの混雑を緩和するDERフレキシビリティシステムの開発を進めている。実証試験は2024年から実施される。

さらにNEDOのConnect and Manage 2.0プロジェクトが2024年から2038年にかけて約241億円の予算で予定されており、電力網の柔軟性を確保・最適化し、統合コストを削減し、自然エネルギーの相互接続を促進するための技術開発を実施する。

NEDOは2050年に向けて、大量の自然エネルギー接続に対応できる電力システムの計画・設計を通じて、変動性自然エネルギーを高い比率で系統に統合する研究開発活動や系統形成インバータ開発など「GPFMパイロットプロジェクト」を推進している。

7) Technology Session 3: Grid Stability

(Inertia Management, Smart Inverters, Grid forming converters)

a) Full-DC-link integration of VRE: A novel solution for improving grid stability

Yibo WANG

Researcher, Institute of Electrical Engineering

Chinese Academy of Sciences, China, Director of Innovation, China

中国は風力発電と太陽光発電を大規模に設置しており、2030年には1.2TW以上、カーボンニュートラル時には4～6TWを目指している。ゴビ砂漠に巨大な再エネ基地を、また中国東部に洋上再エネ基地を開発する計画があるが、それらを脆弱な電力網に統合するには課題がある。技術的な課題は、安定性、効率性、コストの3つに分類できる。提案されたソリューションは、フルDCリンク統合型再生可能電力システム

である。このシステムは、DC-DC コンバータコアを備えた完全な DC リンクを通じて電力を収集および伝送し、PV アレイまたは風力タービンから生成された LVDC 電力を中電圧 DC または高電圧 DC に昇圧して系統に供給する。通常の AC 統合ソリューションと比較して、接続機器が 50%削減され、電源ケーブルが 3 分の 1 削減され、電圧問題のリスクが低くなり、安定性が向上し、太陽光発電と風力発電用の統合コンバータによる運用・保守費用の削減につながる。

RD&D アプローチはモジュール化アプローチに基づいており、集中ソリューションと直列ソリューションの両方が調査され、大容量電力、高電圧、高比率、高効率、高信頼性、高電力密度の 6 つの主要な技術的課題が強調されている。

重要な DC/DC 変換モジュールの設計は繰り返し行われ、最新バージョンは、100kW の電力、99.3%の効率、0.65W/cm³ の電力密度を達成した。現在も改良が続けられている。高効率、絶縁、電圧レベル、電力密度を達成するために、フルブリッジ絶縁変換 (BFBIC) 回路、広範囲の「ソフトスイッチ」、絶縁および冷却を備えたブースターが開発された。

システムレベルでは、集中型と直列型の 2 つのシステム構造が研究開発中である。直列/並列の複数のコンバータの複雑な動作条件に合わせて、システムの信頼性と効率を達成するためにマルチモード調整制御戦略が開発されている。2020 年に雲南省大理市で行われたものを含め、いくつかのデモンストレーションが構築され、50 日間の動作検証が行われた。確実に動作し、典型的な出力性能指標も良好であった。

広範な研究開発作業を通じて、FDC ソリューションは実験段階から実証まで進み、簡潔さ、信頼性、安定性、効率の点でその利点が示されている。

b) Grid Forming Converters: Advanced capabilities for grid stability with high penetration of Renewable Energy

橋本 潤

国立研究開発法人産業技術総合研究所

再生可能エネルギー研究センター

エネルギーネットワークチーム 主任研究員

再生可能エネルギーはインバーターを使用して電力網に接続されている。再生可能エネルギーのさらなる拡大により、蓄電池を含むインバータベースのリソース (IBR) が増加する。IBR が電力供給を支配すると、電力システムはシステム安定性の最低レベルを下回り、最悪の場合には停電につながる可能性がある。再生可能エネルギーの高度な普及には、同期発電機と同等の機能を備えた系統形成 (GFM) インバータが必要となる。世界中でルールや要件、仕様の議論が行われ、実証から運用まで実装が進んでいる。英国の National Grid ESO は 2022 年にグリッドフォームインバータ導入に向けた世界初のグリッドコードを発行しており、欧州では ACER がグリッドコードを通じて GFM を義務化することを検討している。

日本政府は、再生可能エネルギー導入の障壁となっている送電網の制約を解決するための技術開発を推進している。この政策は、2030 年代に電力網コードを改定することを目的としている。このため、NEDO では STREAM プロジェクトにおいて、再生可能エネルギーの主力電源化に向けた次世代電力網安定化技術開発に重点を置き、グリッド型インバータの実用化に向けた研究開発を進めている。プロジェクトの 1 つは、3 つのワークパッケージ (WP) で構成され、WP1 は要件と仕様の策定とプロトタイプの開発、WP2 はプロトタイプの実験室テストとフィールドテストによる評価とテスト方法の開発・標準化、WP3 はシミュレーションによる影響評価の実施である。この目的は、規格の提案とデータを提供し、グリッドコードの改訂に向けたエビデンスとレポートを提供することである。

その草案は 2024 年の公開を目指して進行中であり、その後、これらの仕様に基づいてプロトタイプがテストされる予定である。このプロジェクトは、配電システムの GFM を研究する世界初のプロジェクトである。性能テストにより詳細な要求仕様が

決定され、ドラフト改訂にフィードバックされている。

ラボ試験設備は、グリッドシミュレータを備えた世界最大級の試験施設として FREA スマートシステム研究施設に 2016 年に開設され、現在、経済産業省のカーボンニュートラル推進のための国際標準認証センター整備事業の下で拡張が進められている。

8) Future Perspectives – GPFM

Luciano MARTINI

Director, Mission Innovation “Green Powered Future Mission”

Director, Transmission and Distribution Technology Department

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy

GPFM は 2023 年に多忙な年を過ごした。2023 年 7 月にインドのゴアで開催された CEM14/MI-8 に積極的に参加し、フラッグシッププロジェクト 1「5 大陸 5 デモ」に向けた重要なマイルストーンであるナショナルパイロットレポートを発表した。このレポートは世界中で進行中および計画されている 80 件のパイロット情報をまとめており、そのうち 56 件は柔軟性と安定性のテーマに取り組んでいる。

GPFM はドバイで開催された COP28 でも活発に活動し、インターネットベースの知識共有プラットフォームである GPFM ツールボックスのデモ版と、2023 年のミッションの主な成果を要約した年次報告書 2023 をリリースした。行動計画は、グローバルパートナーとプロジェクトが野心的な目標の達成に向けて順調に進んでいることを示すものである。

中国塩城で開催された第 1 回国際ワークショップは、GPFM 加盟国の政府高官や省庁代表から支持を得た。

2024 年は、GPFM は知識と情報の監視と共有を進め、多国間研究プログラムに取り組み、2024 年年次報告書と 2025 年から 2027 年の行動計画を発表することにより、「5 大陸 5 デモ」プロジェクトを推進する。知識共有するための一連のオンラインセミナーを主催し、第 2 回塩城国際ワークショップ「MI グリーンパワーイノベーションカンファレンス」を開催する。

CETPartnership の間で組織された最初の公募は、イノベーションの優先事項に沿った重要な側面をカバーする 22 件の応募があった。第 2 回応募は、安定性や柔軟性などの主要な R&I テーマをカバーし、2024 年 9 月までに開始される予定である。

(3) 英文サマリー

**Mission Innovation
Green Powered Future Mission Workshop
Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability
March 12 (Tue.) – 13 (Wed.), 2024**

Day 1

8:00-10:00 US (EDT) / 12:00-14:00 UK / 13:00-15:00 Europe (CET) / 17:30-19:30 India
/ 20:00-22:00 China / 21:00-23:00 Japan / 23:00-01:00(+1) Australia (AEDT)

Day 2

8:00-10:45 US (EDT) / 12:00-14:45 UK / 13:00-15:45 Europe (CET) / 17:30-20:15 India
/ 20:00-22:45 China / 21:00-23:45 Japan / 23:00-01:45(+1) Australia (AEDT)

<Summary>

1) Host's Welcome

Koichi INOUE

Mission Innovation Steering Committee Member

Director, International Affairs Office, Industrial Science,

Technology and Environment Policy Bureau,

Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

METI hosted the 2-day online workshop on Novel Photovoltaics focused on policy and technology last year.

This is the second online workshop focusing on “the Policy and Technology for Grid Flexibility and Stability”. We acknowledge that increasing the proportion of VRE integrated into the power system requires flexibility and stability technologies. Today, we will be inviting various speakers from several sectors. We very much appreciate the co-leads, in particular Luciano and his team, for identifying and arranging appropriate speakers to shape up this workshop. Mission Innovation is an excellent framework that enhances multilateral discussion to accelerate the scaling up of innovative technologies.

2) Opening Statement

Luciano MARTINI

Director, Mission Innovation “Green Powered Future Mission”

Director, Transmission and Distribution Technology Department

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy

Mission Innovation is a global initiative launched in Paris at COP21 to accelerate the development and deployment of renewable and clean energy sources. The Green Powered Future Mission (GPFM) was launched in June 2021 along with the Zero Emission Shipping and the Clean Hydrogen Missions, followed by four more for a total of seven missions.

The main goal of the Green Powered Future Mission is to demonstrate that by 2030 power systems in different geographies and climates are able to effectively integrate up to 100% Variable Renewable Energy (VRE) in their generation mix while maintaining a cost-efficient, secure and resilient system. GPFM is a public-private partnership and relies on a strong international coalition composed of MI member countries, international organizations and key private sector companies.

GPFM is organized around three R&I pillars: affordable and reliable VRE, system flexibility and market design, and data and digitalization for system integration. Our systems must have flexibility to be able to accommodate a larger amount of renewables and fully decarbonize as needed to reach targets for net zero

by 2050. Strategy reports from IEA and IRENA stress the importance of power systems becoming more flexible to guarantee adequate system stability and point out the critical challenges that must be addressed.

3) Global View

a) Grid Flexibility Needs for Tripling Renewable Energy Capacity by 2023

Paolo FRANKL

Head of the Renewable Energy Division

International Energy Agency (IEA)

Pablo HEVIA-KOCH

Head of Renewable Integration and Secure Electricity

International Energy Agency (IEA)

At COP28, an agreement was reached to triple renewables capacity by 2030 to more than 11,000 gigawatts, in line with the IEA net zero scenario and the IRENA world energy transition outlook.

The world will install more renewables in the next five years than in the last 100 years, mainly driven by solar and wind. This creates challenges for system integration. The IEA has a framework to explain the main challenges and solutions that systems around the world are going to experience as they integrate more VRE. The speed at which this is happening is accelerating, bringing new challenges that will require different solutions and technologies that need to be implemented both in the short and long-term to provide the flexibility that allows the system to integrate these renewables.

The IEA has published an analysis on seasonal variability looking at the role of thermal power plants in systems at high levels of VRE and the kind of services that can be provided. One of the key technologies is the grid infrastructure itself, which is a key focus for the IEA. For electricity grids to become an enabling factor for the electricity decarbonization transition, the development of power grids must be accelerated hand in hand with the development of other technologies and product flexibility such as storage and digitalization.

For countries to meet their climate targets, the length of the world's electricity grids need to be doubled in the coming two decades to 50 million kilometers. Additionally, roughly 30 million kilometers will need to be replaced or refurbished, for a total of 80 million kilometers of grids of transmission and distribution that need to be either expanded or replaced. Despite a doubling in renewables investment over the last decade, investment in grids has remained relatively stable. To reach climate targets by 2030, we need to see the investment in grids reach up to \$600 billion per year.

The IEA issues a call to action across six pillars, including planning, digitalization, regulatory frameworks, and workforce development, to unlock the potential of grids, shifting them towards being a key flexibility provider for the integration of renewables. The IEA has launched the Renewable Energy Progress Tracker online covering around 60 countries, and by the end of the year the RISE unit will publish a new publication on renewables integration, looking at best practices around the world and at the frontiers of renewables integration going forward politically.

Q&A

Q: How can we attract investors to invest in grid stability and flexibility?

A: It depends on the region. In emerging economies that have problems accessing financing, creating alliances and policies that can support the de-risking of these investments, bringing in private money where necessary, and creating frameworks for the remuneration of grid companies that are transparent and

cost-reflective can help. In advanced economies, the challenges include cross-sector planning, regulatory frameworks, and streamlining administrative procedures.

b) Tripling Renewables: Powering the Future with Grid Modernization Solutions for Reliability and Stability

Simon BENMARRAZE

Team Lead Technology and Infrastructure

International Renewable Energy Agency (IRENA)

Grid modernization is essential to the transition to clean energy. Grids must be upgraded in order to seamlessly integrate variable power sources and ensure reliable, affordable energy while achieving crucial climate goals. There are three main goals to do this. Firstly, expanding the grid to reach areas with high renewable energy potential. Secondly, integrating long-duration storage solutions to balance out the variability of renewables. Thirdly, implementing smart grid technology to optimize the entire power system for efficiency, reliability and to accommodate a high share of variable renewables. The Global Renewable Energy and Energy Efficiency Pledge (GREEEP) made at COP28 demonstrates a global commitment to accelerating this transition.

Renewables are the most easily deployable solutions to cut emissions while also providing significant economic and social benefits. However, traditional grids were designed for large, centralized power plants with predictable one-way energy flows and aren't compatible with the flexible and the multi-directional energy sources powering our future. This model presents limitations in fully optimizing the economic value derived from renewables.

Investing in grid modernization solutions is key to building a resilient, competitive energy system powered by renewables, requiring both technical and policy innovation, and proactive action from government, industry and stakeholders across sectors to streamline the grid modernization process.

Significant investment is required, which can also be a golden economic opportunity. A mix of public and private investment is essential, as well as a collaborative and unified approach bringing together regulators and policymakers, utilities, technology providers, and industry. Grid modernization, in the context of the tripling pledge, is the cornerstone on which we build our clean energy future.

Q&A

Q: What role does long-term energy storage play in renewable energy integration?

A: Solar and wind generation can be highly variable, and long-term storage can absorb the surplus when generation exceeds demand as well as ensure a stable power supply by dispatching energy when renewable output is low. Long-term storage needs to be better recognized as a buffer to prevent blackouts in the case of an unexpected power plant failure or sudden demand surge, as well as being a crucial reserve to maintain power supply and resilience against extreme weather.

4) Country Perspectives and Related Policy

a) Australian perspectives and policy

Peta OLESEN

Director, Net Zero Innovation

***Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEEW),
Australia***

In Australia, the government is responsible for establishing policies and plans through the Department of Climate Change and Energy. As well as the Paris

Agreement, Australia has also legislated an emissions reductions target of 43% on 2005 levels by 2030. Central to achieving this is capitalizing on the country's potential for renewable energy and reaching a national renewable energy target of 82% by 2030. This will require a coordinated whole-of-system effort to realize government investment, leverage private sector spending, and capitalize on renewable energy potential.

The key major policy is Powering Australia, a broad plan investing \$23 billion in growing and modernizing the electricity grid to accelerate emissions reductions and deliver reliable and affordable energy. Other policies include the National Energy Transformation Partnerships, Delivering Critical Market Reforms, and the Electricity and Energy Sector Decarbonization Plan.

In 2022 renewables provided almost 36% of Australia's electricity generation and this is estimated to have increased to 39% in 2023. Australia's energy market operator (AEMO) oversees the national electricity market and develops the integrated system plan, identifying the optimal investment in generation, storage, transmission, and system services that would deliver the lowest cost, most secure and reliable energy system.

To reach 100% renewables, key priorities for Australia in the near term are to deliver on generation, transmission, and storage. Electrification of transport industries, homes, and workplaces will almost double electricity demand by 2050, meaning that renewable generation capacity needs to double every decade. The most pressing need for Australia is deep storage capacity to ensure resilience and reliability in the grids as coal powered generation is completely phased out.

Rewiring the Nation, a key program to facilitate the building out of the grid, is already underway, investing \$20 billion to modernize the electricity grid and deliver new and upgraded transmission infrastructure. Renewable Energy Zones are being identified where clusters of large-scale renewable energy projects can be developed. The Capacity Investment Scheme was released at the end of 2023 to provide a national framework to encourage new investment in renewable capacity, such as wind and solar, as well as clean dispatchable capacity such as battery storage.

South Australia is at the forefront of the global energy transition, having become one of the world's most decarbonized grids, and the region has brought forward its goal of reaching 100% renewable energy penetration from 2030 to 2027. We plan to track these developments over the next few years and feed this back into the GPFM.

Q&A

Q: How did you achieve the big jump in storage capacity needed to reinforce the grid?

A: The mechanism is the capacity investment scheme that will underwrite investment, including in battery deployment. We are going to be relying on location-based large-scale batteries.

b) Challenges for Brazilian Grid Flexibility due to Increased VRE Share

Diego PINHEIRO DE ALMEIDA

Energy Research Analyst

EPE, Brazil

The Brazilian electricity matrix has always been predominantly renewable. 80% of the country's installed capacity is from renewable energy, particularly wind and solar. This is changing the load profile, and every power system's net load profile has been affected by the new variable renewables. It is now necessary to discover the requirements of the system and how to deal with these.

Brazil is a very large and tropical country, and the load centers are affected differently depending on the season. Resources that can provide the needed flexibility include hydro and thermal power plants as well as additional resources such as small hydro, biomass, distributed resources, batteries, and Pumped Storage Hydropower (PSH). One issue now being faced is that the regulatory framework needs to be modernized to absorb and develop these technologies.

The proposed methodology for assessing flexibility requirements and resources seeks to broaden the discussion, to step up from a qualitative talk to a quantitative talk. It is important to unlock the potential of existing flexible resources. Negative ramps should be investigated to assess the ability to decrease overgeneration to match net load reduction. Grid flexibility must be monitored, and remuneration and regulation implemented to make it an attractive business prospect.

Q&A

Q: Does the exercise cover the whole nation or are you just focusing on certain parts of Brazil?

A: The exercise covers all of Brazil as it is now an integrated power system. When a region doesn't have the resources, it can be exported from another.

Q: Brazil currently has a high percentage of renewables, so what is the national target for 2030 and 2050, and how will these be achieved? What is the future energy portfolio of Brazil?

A: Brazil will continue its pace on the renewable matrix with growth in solar and wind generation. We are monitoring and assessing what kinds of requirements our power system has.

Q: Could you tell us a little about insufficient ramping resources expectation (IRRE) and expected flexibility short haul (EFS)?

A: These are two measures in the NREL that was made to assess the flexibility of a power system. The IRRE is measuring the frequency and the existence or absence of flexibility. EFS measures how much power was lost when flexibility could not be achieved. These are two quantitative measures that can give a good insight into what is happening in a power system.

c) Technological demonstration on utilization of DER for flexibility in Japan

Kotaro SASAKI

Deputy Director, Advanced Energy Systems and Structure Division

Agency for Natural Resources and Energy

Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan

Japan's energy system is undergoing a transformation from centralized to decentralized. Structural changes in the energy system are taking place following the power system reform, including the use of Distributed Energy Resources (DERs). It is important to secure and utilize DERs, create various business models, and stabilize energy supply and demand.

Currently, Japan's grid access system is undergoing a review to optimize costs and minimize constraints. Grid access has been based on a firm-access connection scheme, in which capacity is secured by application for connection contracts. Efforts are being made to enable the flow of more electricity by making use of available capacity to mitigate congestion due to system capacity constraints, by making it possible to connect new power sources to the grid and control its output when there is congestion from other power sources in operation.

Distribution systems are expected to utilize DERs flexibility to mitigate congestion, but there are no schemes to utilize it yet. Grid congestion has been avoided by performing grid reinforcement on distribution systems without non-firm access connections. DERs can be used to avoid exceeding transmission

capacity by recharging batteries when the actual power flow is expected to exceed the transmission capacity, and this can enable low-cost and early grid congestion mitigation and expansion of renewable energy while avoiding grid reinforcement.

The challenge in utilizing DERs flexibility is that they require the development of a system between TSO/DSO and aggregators. Currently, aggregators develop and operate their own distributed resource management and control systems, called DERMS, which control and aggregate DERs to provide supply and coordination power to the electricity market. However, the DERMS system does not have the capability to acquire and forecast the status of grid congestion. To avoid grid congestion when utilizing DERs, it is necessary to build a new local flexibility system to enable control according to the power current.

METI and NEDO are currently developing a DERs flexibility system for technical demonstration. In addition, a new DERs flexibility utilization platform is being developed to connect the TSO/DSO control system and the aggregator's system. A platform that has a DER solicitation function for TSO/DSO and a bidding function for aggregators to determine the approximate quantity of DER in the market has also been introduced. A full-scale field demonstration is planned for 2024, with the goal of linking results to the effective utilization of DERs through enabling aggregators and others to connect to the DERs flexibility system.

Q&A

Q: Do you have any dynamic measures for changing electric supplies so we can change people's behavior or demand?

A: It would be a challenging to change people's behaviors or other social systems. Japan is an island, and it is very important to stabilize the grid. We are also supporting some microgrid demonstration projects in regional areas. As the introduction of renewable energy expands, it is essential to use of DER's including use of demand response. We would like to work on these demonstrations and continue to promote the use of DER's.

d) Draft update of NECP 2023-2030: The challenge of electrification of final demand

Jesús PULIDO

Deputy Directorate-General for Energy Foresight, Strategy and Regulation

Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge, Spain

The final version of Spain's 2023 National Energy and Climate Plan (NECP) will be sent before June 2024, which will include changes such as the modernization of the economy and opportunities in the modeling process. The updated Spanish NECP is a more ambitious and socially responsible energy and national energy climate plan that is adapted to the transformation of the energy system since 2020 while strengthening the measures included in the previous NECP.

The NECP has been drafted under a changing European decarbonization context. The main new objectives are a 32% reduction in greenhouse gas emissions compared to 1990, an improvement of energy efficiency up to 44%, 81% renewables in electricity generation (up from 74% in NECP 2020) and 48% renewables in final energy use (up from 42% in NECP 2020). The NECP predicts that the percentage of renewable energy generation will increase from 37% in 2019 to 81% by 2030. The main technologies considered for this electricity generation are wind and solar PVs.

There are 16 measures in the NECP connected to electricity grids. The main ones include the development of new electricity generation facilities with renewables, energy storage that contributes to the management of electricity grids, and a plan for development of the electrical energy transport network. Energy storage is key

for this transition, and the Energy Storage Strategy forecast of 20 GW by 2030 has been upgraded to 22 GW. Industry will also be very important, and the industrial decarbonization strategic plan, known as PERTE, envisions a total investment of 11.5 billion euros.

Q&A

Q: Do you have any technology portfolio for achieving the 22 GW storage? What kind of technology are you going to use?

A: Spain has hydropower and solar thermal energy, and we are also considering thermal storage in molten salts. We are launching several programs around meter technology, and we are also considering batteries. We will try to cover all the technologies available for storage.

e) UK leadership in domestic Demand Side Response standardization and grid flexibility innovation

Laura SCHADE

Senior Energy Engineer

Department for Energy Security and Net Zero, UK

Pillar three of the GPFM, on data and digitalization for system integration, intends to accelerate the digitalization of energy systems through the development of interoperable data exchange and effective energy system integration. The two main innovation priorities are ensuring compliance with international standards to enable interoperability and data sharing and increasing coordination and speed of responsiveness across flexible assets. To meet the target of net zero emissions by 2050, the UK must shift away from fossil fuels and use low carbon sources of energy for flexibility. This means more intermittent and inflexible generation, particularly from wind and solar, as well as increased electricity demand as we electrify transport and heat.

Low carbon sources will be used in a smart way, enabled by data and digitalization. Standards can really help lower the cost and promote innovation in technologies as well as help to accelerate the uptake of safe and interoperable smart products and services.

The British Standards Institute has published two standards; Publicly Available Specification (PAS) 1878, a specification for energy smart appliances (ESAs), and PAS 1879, an entity-level PAS. The two can integrate together and provide an end-to-end technical framework for domestic DSR. The development of these standards was industry-led and sponsored by the UK government. Published in 2021, the Smart System Flexibility Plan states that the government will work with industry to support the uptake of PAS 1878 and 1879 for energy smart appliances.

The standards are underpinned by four key policy principles: interoperability, data privacy, grid stability, and cybersecurity. The standards specify a DSR framework and provide details for called-response services (such as a DSR Service Provider asking for a Frequency Response), but also allow for other types of routine DSR services to be built on top. There are two key DSR service types: Routine and Response.

In terms of regulatory actions to incentivize domestic DSR, the Smart Charge Point Regulations were published in 2021 and are fully compatible with PAS 1878. A consultation on delivering a smart and secure energy system was published in 2022, and under the technical framework section the government proposed for smart appliances to meet regulatory requirements to a standard based on PAS 1878.

The PAS only standardizes minimum requirements to enable domestic DSR and is fully compatible with other international standards. The British Standard

Institution is exploring how PAS 1878 can be internationalized. International compatibility is very important and this PAS defines a common data and information model and enables interoperability with DSR service providers through the use of OpenADR.

Q&A

Q: You mentioned cyber security and safety. What measures are you going to have for the protection of the grid?

A: PAS 1878 includes key elements of cyber security such as encryption and PKI certificates. There are also key elements that try to tackle some of the grid stability issues that may arise because of the proliferation of smart appliances on the network such as randomized delay to mitigate the risks of a set tariff.

Day 2 – March 13 (Wednesday)

8:00-10:15 US (EDT) / 12:00-14:15 UK / 13:00-15:15 Europe (CET) / 17:30-19:45 India / 20:00-22:15 China / 21:00-23:15 Japan / 23:00-01:15(+1) Australia (AEDT)

5) Technology Session 1: Electricity Storage

a) Large Scale Sodium-Sulfur Batter (NAS®) and its application

Kenshin KITO

Senior Manager, Global Business Creation, Corporate NV Creation

NGK Insulators, LTD, Japan

NGK Insulators have developed a large-scale sodium-sulfur battery, NAS, which realizes large-capacity storage and can smooth the power load resulting in energy conservation and reduction of power peaks, thereby contributing to grid stability and safety.

NAS Batteries charge and discharge in response to power generation conditions, stabilizing the output of renewable energy. They can provide supplementation for vulnerable power infrastructure such as in mountain regions and islands and be an effective part of micro-grids for the stable supply of self-sufficient energy in these remote areas. They can also support the operation of smart grids for the interchange of power within smart cities as well as being able to supply around 60% of normal amount for three days when supply is disrupted due to natural disaster.

The battery operates on a charge and discharge by chemical reaction between Na/S electrodes, using sodium for negative and sulfur for positive. The key component is the Beta Alumina (solid electrolyte) ceramics tube. This results in a smooth chemical reaction, and no rare materials are used. The batteries have a long discharge duration with high energy density and a long life of 20 years or 7,300 cycles.

NGK started R&D of NAS battery with TEPCO in 1984 and commercialized it in 2002, designed for grid usage from the beginning. The 20ft container type Plug and Play battery was released in 2015 with 6 modules inside the container. In terms of safety, UL9540A test reports have been obtained at the cell, module, and installation level. Due to the large capacity, the NAS battery system is suitable for multi-purpose use: generation, transmission/distribution, retain, and end-user.

The NAS battery has applications for renewable energy applications, such as smoothing for wind power, absorbing over-generation of power as seen in Kyushu, and mitigating transmission congestion as seen in Italy. NAS batteries have also been used in Abu Dhabi for grid-scaled load leveling and demand management. They experience no degradation in high ambient temperatures, so they are suitable

for use in the desert as well as in cold regions.

Since June 2019 NGK has partnered with BASF in Germany as their global sales partner.

b) Energy Storage Systems (Flow Battery Systems) for Expanding the Renewable Energy Implementation

Arata DOI

Manager, Strategic Business Planning Group,

Flow Battery Systems Business Planning Department, Energy Systems Division

Sumitomo Electric Industries, Japan

Sumitomo Electric was established in 1897 in Osaka and now has business operations in 40 countries around the world, working on core technologies for the energy sector. Recently the company has been developing battery systems to meet growing need.

The Redox Flow Battery System, or RFB, operates on the principles of redox (reduction/oxidation and flow (flowing active materials). The reactions are carried out only with the exchange of ions, and because this does not deteriorate the electrolyte, it can be used semi-permanently. The battery is highly safe as it uses non-flammable electrolytes (vanadium sulfite), and even if positive and negative liquids are mixed, they will not ignite. It also uses flame-retardant materials and is US safety standard UL1973 certified. The battery systems can be installed anywhere, including underground. The RFB has a long shelf life of over 20 years with no degradation and an unlimited charging/discharging cycle. The electrolyte can be reused after decommissioning, making it eco-friendly.

The RFB supplies electrolyte to each cell stack from a single tank, meaning that the state of charge is the same for all cells and it is easy to accurately measure the remaining charge. The flexible design separates power (MW) and capacity (MWh), making it possible to increase capacity independently, either increasing the amount of cell stacks or increasing electrolyte by enlarging electrolyte tank. This results in a low life-cycle cost with long-term capacity.

Sumitomo Electric has supplied RFB to 36 projects worldwide across 6 countries with a total of 47MW and 162MWh.

Q&A

Q: There are many types of flow batteries; what is the advantage of Sumitomo's RFB?

A: The electrolyte is reusable as there is no deterioration. It is capable of long-duration energy-storage usage.

c) Lithium-Ion batteries for Energy Storage

Hong LI

Researcher, the Institute of Physics

Chinese Academy of Sciences, China

Lithium batteries are a very important technology that will support the development of many fields including transportation, renewable energy, and industry. China has a national five-year target to reduce the cost of lithium battery for energy storage, extend the service life and cycle life, scale up single stations, and improve safety while also improving intelligent control and testing and smart sensors. To do this, the Chinese Academy of Science in collaboration with other partners have developed many key materials and technologies. Examples of these include:

a solid electrolyte coated separator that can improve safety and cycle life; new materials like metal plasticized current collector (MPCC) which can improve safety;

new thermal block layer materials.

Other research and development that has taken place includes:

- Pioneering the zero auxiliary power solar energy storage DC coupling system.
- Innovations on blade batteries with higher energy density and lower cost.
- Developing safe electrolytes for lithium batteries using machine learning and AI.
- Internal wireless sensors that allow real-time monitoring of internal signals, which is in the process of being commercialized for lithium batteries.
- Power failure detection based on smart sensors.
- IOP-CAS/WeLion developed hybrid solid-liquid batteries; in-situ solidification can solve the key issues of solid-solid interface contact and balance multiple factors. These have been demonstrated and applied to energy storage systems on the power grid and user sides.
- Developed a novel oxide-type solid electrolyte, metal chloride solid electrolyte, and VIGLAS viscoelastic inorganic glass electrolyte.
- Launched the world's first Na-ion battery system for energy storage from IOP-CAS/HiNa, which combined with municipal electricity, photovoltaic and charging facilities to form a micro-grid. The energy efficiency of the system could reach 86.8%.

Q&A

Q: Will the database of electrolytes be in the public domain, are you still working on it

A: One paper has already been published and the database will be open as the Chinese Academy of Sciences is a public institute. It's become a very big database and will be open to international collaborators.

d) Research Progress in Advanced Compressed Air Energy Storage System

Haisheng CHEN

Director, Researcher

Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, China

Energy storage is the process of storing energy in a certain form through a medium or device and releasing it in a specific form when needed. Broadly, there are two forms: electricity storage and thermal energy storage. Electricity storage encompasses physical storage of electricity and chemical power storage.

Compressed air is one of the main promising technologies of physical storage solutions. During off-peak time air is compressed and stored in a cavern, in peak times compressed air is released to drive a turbine and electricity produced is delivered to the grid. The advantages are high power rating (100MW) low cost, long lifetime (30-50 years) and unlimited storage duration. According to reports by the IEA and DOE, CAES can offer the lowest capital installation cost and leveled storage cost. There are currently two state-of-the art conventional CAES plants in operation in Germany and the USA. However, the main disadvantages of conventional CAES are that it relies on bulk cavern and fossil fuels, and the low efficiency compared to batteries.

The overall strategy is to develop a new form called Advanced CAES that uses high efficiency compression and expansion, heat transfer and storage at supercritical state to improve system efficiency, liquid/high pressure storage to avoid bulk storage cavern, and recycling of compression heat to avoid fossil fuel.

There are three major challenges to study and come up with solutions to. First is the complex coupling of key processes and energy transmission mechanism of the system. Researchers have come up with a new methodology called the corresponding-point methodology for compressed air energy storage systems.

Secondly is how to achieve high efficiency under wide working conditions and high-pressure conditions during compression and expansion. A systematic study uncovered the vortex dynamics mechanism for flow loss in high-loaded cascade. Thirdly, the flow and heat transfer/storage characteristics of high-pressure fluids are complex and unclear. Systematic studies have been conducted and obtained results. Key technologies have been developed and tested in response to these findings.

Integration and demonstration are proceeding apace with China's first commercial CAES plant going into operation in 2021 with an efficiency of 60.7%. The world's first 100MC ACAES plant went into commercial operation in 2022 with an efficiency of 70.2%. 5 projects have been completed at a scale of 123MW with more under construction or approved with a total of 4200MW.

6) Technology Session 2: Flexibility Sources and Solutions

a) Value chain mapping of Energy Storage technologies and solutions for flexibility in Spain

Luis Manuel SANTOS MORO

Director of Innovation

EDP, Spain

EDP is a global player in the energy sector with activities across the full electricity value chain and present in four regions. GPFM has identified 50 urgent innovation priorities, 29 of which are focused on system flexibility and market design.

The Spanish Technological Platform for future grids, FutuRed, was founded in 2005. In 2021 it published a report on flexibility services and technical solutions for DSOs in Spain. Batteries were identified as one important technical solution. In 2023 FutuRed published an assessment of seven use cases and eleven projects addressing flexibility issues of energy storage.

Another Spanish technological platform in energy storage with almost 100 members is BatteryPlat, which deals not only with batteries but the entire spectrum of energy storage technologies. Several studies have been conducted, showing that 75% of projects are devoted to electrochemical energy storage with 32% of these on lithium ion.

Technology platforms in Spain provide robust engagement with GPFM and its urgent innovation priority of flexibility, and several projects in Spain address these issues using batteries. Evolution towards flexibility markets will increase the viability of projects, and the value chain of energy storage in Spain is open for niche innovation.

Q&A

Q: What is the Spanish government going to do next to ensure full supply chain for chemical storage technology?

A: There is a lack of academic and industry expertise in raw materials. There is a question of technical policy and whether Spain wants manufacturers with a full range of capabilities or to focus only on upper side of the value chain, i.e. on system integration, decommissioning, and recycling. The value chain is currently linear but should be improved to be circular so materials can be recycled. This is a potential path for Europe to increase science and technology in the recycling and reuse of second life materials.

b) Dynamic Operating Envelopes: An Australian gateway to DER flexibility markets

Julio BRASLAVSKY

***Principal Research Scientist
CSIRO, Australia***

Australia has seen strong growth in solar photovoltaic generation of about 12% per year over the past 5 years, predominantly in small systems such as rooftop solar panels. As of December 2023, there were over 3.6 million PV installations with a combined capacity of over 34.4 gigawatts. By the end of 2023, 72.1% of Australia's power came from renewable energy, and 100% is expected by 2025. The current future projection from AEMO in the Integrated System Plan shows huge growth in wind and solar. The challenges are the integration of these resources and the decommissioning of the previously predominant sources of electricity coal and gas.

Consumer Distributed Energy Resources (CER or DER) are technologies and services that can either use, control, generate or store energy and are connected to the electricity distribution network. They include rooftop solar PV panels, home energy storage systems, electric vehicles, and other flexible loads such as air conditioners and hot water systems. These systems must be integrated into the electric system.

DER drive power system decarbonization and lower energy costs but can also introduce network operation challenges such as power quality issues, increased power losses, and accelerated ageing of distribution transformers due to the tension between if the interactions between grid assets and the home consumer assets is not adequately managed. Many of these challenges can be efficiently addressed through DER integration strategies based on careful coordination between transmission system operators, distribution system operators, DER aggregators and Virtual Power Plants, and market operators. Actions identified by the Australian OpEN Project include DSOs defining network visibility requirements and network export constraints, defined communication requirements for operating envelopes, and establishing an industry guideline for operating envelopes for export limits.

Dynamic Operating Envelopes (DOEs) are central to the Australian strategy for DER integration. DOEs define the limits on the amount of electric power a consumer can import from and export to the distribution grid at a point in time and are implemented via flexible connection agreements to manage DER operation within the DOE limits. These limits are dynamic and can vary according to local grid conditions. DOEs can be used by network operators to communicate dispatchable DER capacity to aggregators or consumers without further consideration of network constraints. Project EDGE, an Energy Demand and Generation Exchange pilot, has just concluded and showed the value opportunities of DER integration and the necessity of a customer-centered role.

c) Power System Flexibility to Enable the Energy Transition

***Nicola ROSSI
Head of Innovation
Enel Group, Italy***

Enel Group is a global energy player present in 29 countries with 62 million customers. Energy transition is not a linear, and a changing macroeconomic context has resulted in a temporary setback in some trends in the short term, with GDP growth slowdown curbing power demand, geopolitical uncertainties spurring gas price volatility reflected in power prices, and inflationary pressures and higher interest rates causing an increase in the costs of supply and financing. However, this has not impacted the medium-term direction, changes in household energy consumption behaviors will drive an increase in power demand while the need for clean energy independence and regulatory pressure will accelerate renewables

penetration.

Energy storage plays a strategic role in enabling the transition to renewables and achieving policy goals. From 2024-26, 13% of Enel's total investments in RES will be in new storage capacity with 2GW of additional batteries. New chemical technologies for long-duration storage are emerging such as aqueous electrolyte batteries and Redox-Flow batteries, as well as other kinds such as gravitational storage and liquefied CO2 storage. These are suitable for intra-day energy shifting and will drive competitiveness due to their cost, safety, sustainability, and independence from critical raw materials. Operation of Enel's first vanadium flow battery with 1.1 MW/ 5.5 MWh began in February 2024 in Baleares.

Flexibility of the power system concerns the entire value chain. In generation, Enel is making use of grid-friendly inverters, advanced process control, hybridization, and power converters. The flexibility of existing assets can be improved with new technologies, such as implementing hydraulic short circuits and variable speed generators in hydro plants. Enel is carrying out pilot projects in several countries collaborating with distributors, aggregators, and customers to demonstrate the possibility of flexibly managing DERs to optimize the operation of the grid, thereby avoiding congestion and increasing efficiency. When it comes to demand-side flexibility, Enel operates over 75 active programs and manages over 9 GW of flexibility worldwide. Projects include residential aggregation, flexibility services at DSO level, and the InterStore Horizon EU project.

d) Connect and Manage Projects in Japan

Yuka OGASAWARA

Project Manager, Chief Officer

Smart Community and Energy Systems Department

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan

In Japan, renewables accounted for 19.8% of power generation in 2020 and are expected to reach 36~38% by 2030 with wind and PV accounting for the majority. However, there are many challenges with implanting these into the power grid, one being grid capacity constraint.

Operating capacity is determined in advance to enable stable operation, and the amount of capacity that can be additionally interconnected is determined by annual maximum power flow. Power flow will increase in line with renewables penetration, but if there is no available capacity then the network will require reinforcement to interconnect new generators. However, reinforcement of transmission networks will be cost and time intensive.

One of the solutions for economically and quickly accelerating additional interconnection of renewables with maximum utilization of the grid is non-firm connection. This is an initiative to enable new generators to come online and operate within the scope of available capacity on the assumption that output will be curtailed if operational capacity is expected to be exceeded during normal operating times. The non-firm connection scheme was introduced in 2021, but there was no non-firm connections and management system. So, NEDO undertook an 8-billion-yen project to develop a system for non-firm connection and management and demonstrated it through field tests. System functionality has been verified and operation will start in 2024.

Interconnections of renewables are expected to further increase due to non-farm connections. However, the amount of output curtailment for renewables will be even greater. Therefore, the next step to do is to make even more effective utilization of renewables. As a solution for maximum utilization of the grid, NEDO is developing a DER flexibility system to mitigate congestion in distribution systems caused by renewables by monitoring the operational status of DERs and

controlling them to shift demand without resorting to curtailment of RE output. A field demonstration test will be conducted in 2024. Moreover, NEDO's Connect and Manage 2.0 Project is scheduled for 2024-38 with a budget of around 24.1 billion yen to carry out technological developments to ensure and optimize the flexibility of power grids, reduce integration costs, and promote the interconnection of renewables.

Looking toward 2050, NEDO is conducting R&D activities to integrate a high ratio of variable renewables to the grid and promoting the GPFM pilot project such as the development of grid forming inverters, through planning and designing electric power systems that can accommodate large amounts of renewables.

7) Technology Session 3: Grid Stability

(Inertia Management, Smart Inverters, Grid forming converters)

a) Full-DC-link integration of VRE: A novel solution for improving grid stability

Yibo WANG

Researcher, Institute of Electrical Engineering

Chinese Academy of Sciences, China, Director of Innovation, China

China has a huge installation of wind and solar PV and is aiming for over 1.2TW in 2030 and 4~6TW when carbon neutral. There is a plan to develop giant renewable bases in the Gobi Desert as well as offshore bases in eastern China, however there is a challenge with integrating them into weak power grids. The technical challenges can be divided into three types: stability, efficiency, and cost. The proposed solution is a full-dc-link integrated renewable power system. This system collects and transmits electricity through full DC-link with a DC-DC converter core to boost the LVDC power generated from PV arrays or wind turbines to medium voltage-DC or high voltage-DC feeding into the grid side. Compared to regular AC integration solutions, this would result in a 50% reduction in connection equipment, a one third reduction in power cables, leading to better stability with a low risk of voltage issues and less O&M due to the unified converter for PV and wind.

The RD&D approach is based on the modularized approach where both centralized and series solutions are investigated, and six key technical issues of bulk power, high voltage, high ratio, high efficiency, high reliability, and high-power density are highlighted

The design of the crucial DC to DC conversion module has gone through several iterations. The latest version has 100kW of power, 99.3% efficiency, and 0.65W/cm³ power density. It is still being improved upon A booster with full bridge isolation conversion (BFBIC) circuit, wide range “soft switches” and insulation and cooling were developed to achieve high efficiency, insulation, voltage level, and power density.

At the system level, two system structures, centralized and series, are under R&D. In line with the complex operating conditions of multiple converters in series/parallel, a multi-mode coordinated control strategy is being developed to achieve system reliability and efficiency. Several demonstrations have been built including one in Dali, Yunnan in 2020 with operating verification for 50 days. It operated reliably and with good typical output performance indicators.

Through extensive R&D work, the FDC solution has gone from experiment stage to demonstration and shown its advantages in terms of conciseness, reliability, stability, and efficiency.

b) Grid Forming Converters: Advanced capabilities for grid stability with high penetration of Renewable Energy

Jun HASHIMOTO

Senior research scientist

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Japan

Renewables are connected to the power grid using inverters. Further expansion of renewable energy will increase the number of inverter-based resources (IBR), including storage batteries. When IBRs dominate the power supply, the power system can fall below the minimum level of system stability and in the worst case even lead to blackouts. Grid-forming (GFM) inverters with functions equivalent to synchronous generators will be needed for a high penetration of renewable energy. Discussions on rules, requirements, and specifications are underway worldwide and the implementation is progressing from demonstration to operation. The UK's National Grid ESO issued the world's first grid code for introducing grid form inverter in 2022, and in Europe, ACER is considering making GFM mandatory through the Grid Code.

The Japanese government is promoting technological development to resolve grid constraints that are barriers to introducing renewables. The policies are aimed at revising the grid code in the 2030s. To this end, NEDO is conducting R&D for the practical application of grid-form inverters under the NEDO STREAM project, focusing on future-generation power network stabilization technology development for utilization of renewable energy as the major power source. One project is the development of grid form inverters which consists of three major Work Packages. WP1 focuses on formulating requirements and specifications and developing prototypes. WP2 involves developing and standardizing test methods by evaluating and testing the developed prototypes through both laboratory and demo field testing. WP3 is concerned with conducting impact assessments through simulations. The aim is to provide a proposal and data for the standard and provide evidence and a report for revision of the Grid Code.

A working draft of requirements and specifications is in progress with projected publication in 2024, after which prototypes will be tested based on these specifications. The project is the first in the world to study GFM for distribution systems. Performance tests will determine the detailed required specifications and will be fed back into revisions of the draft.

Lab tests were conducted at FREA Smart Systems Research Facility, which opened in 2016 as one of the world's largest test facilities with a grid simulator and is currently being expanded under the International Standard and Certification Center Development Project for Promoting Carbon Neutrality of METI.

8) Future Perspectives – GPFM

Luciano MARTINI

Director, Mission Innovation “Green Powered Future Mission”

Director, Transmission and Distribution Technology Department

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE), Italy

GPFM had a busy year in 2023, actively participating at CEM14/MI-8 in Goa, India in July 2023 and successfully releasing the National Pilots Report, a key milestone toward the Flagship Project 1 “5 Demos in Five Continents”. The Report collated information on 80 ongoing and planned pilots from around the world, with 56 of them addressing topics of flexibility and stability.

The Mission was also active at COP28 in Dubai, releasing a demo version of the GPFM Toolbox, an internet-based knowledge-sharing platform, and the Annual Report 2023 summarizing the main achievements of the Mission in 2023 and presenting the progress made in comparison to the Action Plan to show that global partners and projects are on track to meet ambitious targets.

The first International Workshop, held in Yancheng China, resulted in

endorsement by high-level government and ministry representatives from GPFM coalition member's countries.

In terms of plans for 2024, GPFM intends to advance the “5 Demos in Five Continents” project by progressing with monitoring and sharing knowledge and information, engaging in a multilateral research program, releasing the Annual Report 2024 and the Action Plan 2025-2027, host a series of online seminars to share knowledge and run the second Yancheng International Workshop “MI Green Power Innovation Conference”.

The first Joint Call Module organized between GPFM and CETPartnership has been successful with 22 applications covering important aspects in line with innovation priorities. The second Joint Call Module will be launched by September 2024 covering the main R&I themes such as stability and flexibility.

7 参考資料 2: 調査分析の詳細

7-1 Clean Hydrogen Mission に関わる調査

Clean Hydrogen Mission に関わる調査として、「水素キャリア: 技術の現状と将来、国際協力の可能性」(英文名: Hydrogen Carriers: Current and Future of technology Status and Opportunities for international Cooperation) というレポート (和文、英文) を作成した。レポートの詳細を次ページ以降に示す。

7-1-1 和文レポート:

水素キャリア技術の現状と将来、国際協力の可能性

(1) 水素キャリアの特徴と最新動向

水素は化石燃料と同様に空気中の酸素と反応（燃焼）させることでエネルギーを取り出すことができる燃料であり、燃焼時には水（水蒸気）のみを排出することから、地球温暖化の原因である温室効果ガスを排出する化石燃料に替わる理想的な次世代のゼロエミッション燃料として期待されている。

しかしながら、地下に埋蔵された石炭、石油、天然ガスを採掘して、貯蔵、輸送、利用にわたるサプライチェーンが構築されている化石燃料と比べて、水素は自然界に単体ではほとんど存在していない。

このため、水素を化石燃料に替わるエネルギー源として利用するためには、安定的に大量に供給できるサプライチェーンを新たに構築する必要があり、水や化石燃料などの水素化合物からエネルギーを用いて水素を製造し、貯蔵、輸送、利用するための技術開発や実証事業などが世界各国で進められている。

水素製造については、現在は化石燃料からの水素製造が主流であるため、水素を製造する際に排出される CO₂ を分離・回収して地中貯留する技術（Carbon Capture and Storage : CCS）と組み合わせることでカーボンニュートラルな水素とするための取り組みが行われている。また、再生可能エネルギー（風力発電、太陽光発電など）の導入加速に伴い、余剰電力等によって水を電気分解してクリーン水素を安定的に製造するための技術開発が行われている。

一方、水素の貯蔵、輸送については、体積当りのエネルギー量が少ないという水素の特性から、需要先に大量に供給することは容易ではない。このため、貯蔵・輸送時の効率を改善するために、水素を気体のまま圧縮する方式、-253℃まで冷却して液化する方式、さらには化学的なプロセスによって水素化合物とする方式、などに関する様々な技術開発や実証事業が行われている。

本レポートは、エネルギーキャリアとしての水素（水素キャリア）の船舶による長距離国際輸送に着目し、主要な「水素キャリア」の特徴や技術開発の状況について、世界の最新動向、新興国等における新たな水素キャリア形成に向けた動き、形成にあたっての課題点、国際協力の可能性について情報収集・分析を実施する。

1) 水素の特性

水素の特徴は以下のとおりである。水素は常温常圧では天然ガスと同様に気体（ガス状）であり、無色・無臭で水にはほとんど溶けない。気体水素は最も分子量が小さく（2.0159 g/mol）、密度が小さい（70g/m³、0℃、1bar）ため、わずかな隙間からでも漏洩しやすく、拡散性が高い。燃焼特性は、可燃性が高く、空気中の水素濃度が 4～75 Vol%の範囲で引火し、着火エネルギーも小さい。また、火炎は無職透明で人間が目視することができない。このため、適切な漏洩、火災検知システムなどの安全対策が不可欠である。また、一部の金属材料中に侵入して強度を低下させる水素脆化（ぜいか）を引き起こすため、高圧水素を取り扱う設備には特殊なステンレス合金などを用いる必要

がある。

水素の質量当りのエネルギーは大きい (39.4kWh/kg) が、体積当りのエネルギーが小さいため、水素の貯蔵、輸送には、圧縮することや -253°C まで冷却して液化水素とすることで効率化を図っている。しかしながら、圧縮や液化にはエネルギーが必要であり、液化しても水素の密度は低く、70.8g/L (-253°C) である¹。

水素の化学的、物理的な特性を以下に示す。

- ・ 加熱すると、激しく燃焼、または爆発することがある
- ・ ハロゲン、酸化剤およびグリースと 激しく反応する
- ・ 火災や爆発の危険を生じる。白金、ニッケルなどの金属触媒は、反応を著しく促進する
- ・ 水には非常に溶けにくい (溶解度 1.62 mg/l、(21°C))
- ・ 常温常圧では気体 (ガス状) で最も軽い (比重 0.07)
- ・ 無色・透明
- ・ 可燃性を有し、爆発限界は空気中で 4~75 Vol%、着火温度は 560°C

エネルギー利用における水素の優れた特徴を以下に示す。

- ・ 利用時に CO_2 が発生しない
 - 燃焼時には水 (水蒸気) のみを排出するため、クリーンなエネルギー (但し、燃料条件によっては NO_x が発生)
- ・ 様々な資源から製造可能
 - 水電解、石油・天然ガスの改質、メタノールやエタノール、下水汚泥、廃プラスチックなどから製造可能で、製鉄や化学プロセスの副生物としても発生 (但し、製造方法によっては CO_2 も発生)
- ・ 高いエネルギー効率
 - 質量当りのエネルギーが大きく、同一質量でガソリンの約 3 倍
- ・ エネルギーを長期に貯蔵可能
 - 電力の貯蔵に比べて水素エネルギーの貯蔵は比較的容易

2) 水素キャリアの特徴

水素は、前述のように常温常圧では体積当りの質量が小さいため、そのまま貯蔵・輸送することは効率的ではない。このため、水素を高圧で圧縮することや、冷却、もしくは化合物として液体とすることで体積当りの質量を増やして効率化を図っている。

代表的な水素キャリアとしては、以下のものがあり、その特徴を表 1 に示す。

- ・ 圧縮水素：
水素を高圧に圧縮してタンク等に充填する。
- ・ 液化水素：
水素を極低温 (-253°C) に冷却して液化の上、タンク等に充填する。

¹ 水素の物性、阿部勲夫、水素エネルギーシステム Vol.27, No. I (2002)

- ・ 水素化合物：

水素を窒素と化学反応させて製造するアンモニア、また水素を吸放出できる有機化合物に変換した MCH (methylcyclohexane)、メタノール、ギ酸などがある。

なお、有機化合物を液体有機水素キャリア (Liquid organic hydrogen carriers : LOHC) と称する。適用可能な LOHC 候補は多数あり、キャリアとして望まれる特性を以下に示す。

- ・ 水素密度が高いこと (輸送するキャリア体積を削減できる)
- ・ 反応エンタルピーが低いこと (脱水素時のエネルギー消費を削減できる)
- ・ 劣化が少ないこと (副生成物の発生を防ぎ、ロスを削減できる)
- ・ 無毒であること (取扱いが安全)
- ・ 安価であること (運転費用等を削減できる)
- ・ 融点が高く、寒冷地でも液状を保つこと (取り扱いが容易になる)
- ・ 沸点が高いこと (加熱時の相変化を防止できる)
- ・ 安価な触媒材料を使用し、適度な条件で変換反応が起こること (資本コストを削減できる)

水素キャリアの輸送効率を評価するための指標には「質量輸送効率」と「体積輸送効率」があり、この 2 つの指標が大きいほど輸送や貯蔵の効率が良いと判断できる。質量輸送効率は 1.0kg の水素キャリアを運んだ際に水素を何 kg 輸送できるかを示す。圧縮水素、液化水素は純粋な水素を運ぶので、質量輸送効率は 1.0kg-H₂/kg となるが、アンモニアや LOHC は水素と窒素や炭素などが化合した分子を運ぶため質量輸送効率は低下する。また、体積輸送効率は 1m³ の水素キャリアを運んだ際に水素を何 kg 輸送できるかを示す。常温常圧の水素の体積輸送効率は 0.090 kg/m³ に相当するため、水素キャリアはいずれも常温常圧の水素の数倍以上の輸送効率を持つといえる。但し、夫々の水素キャリアを適切に評価するためには、水素キャリアの製造段階から、貯蔵、輸送、利用にわたるサプライチェーン全体での技術的成熟度、経済性、環境性などに関する分析が必要である。

水素キャリアの輸送関連の特徴を表 2 に示す。

国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency : IRENA) では、各種の水素キャリアを検討しており、2022 年には圧縮水素としてのパイプラインによる水素ガス輸送を、アンモニア、液体水素、液体有機水素キャリア (LOHC) の 3 つの液体での輸送方式と比較している²。検討範囲として、輸送と貯蔵に適した形態への気体水素からの変換、輸送段階での使用、およびキャリアから純粋な水素への再変換 (必要な場合)、とし、現在の各水素キャリアの技術レベルに基づいて 2050 年において最も費用対効果の高い水素キャリアを輸送距離とプロジェクト規模で区分している。図 1 の実線は、基本ケースとして 2050 年時点で各キャリアが効果的に適用される範囲として、輸送距離が 2,000km 程度まではパイプライン、それ以上にな

² Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part II, Technology review of hydrogen carriers, IRENA, 2022

るとアンモニアの船舶輸送が効果的であり、液化水素及び LOHC は、比較的限定された範囲での適用となることが示されている。点線は、既存のネットワークを活用して水素に適用することを考慮した場合であり、既存のインフラを活用できるパイプラインの範囲が大幅に拡大している。

表 1 水素キャリアの特徴³

水素 キャリア	貯蔵条件	水素密度 (kgH ₂ /m ³)	水素放出 条件	爆発限界(空気 中の vol%)	PEL* (ppmv)	蒸気圧 (MPa@298K)
圧縮水素	70MPa	42	圧力解放	4～75	該当なし	－
液化水素	20.28K	70	蒸発	4～75	該当なし	－
液体 NH ₃	239.81K (0.1MPa) 1 MPa (298 K)	121 107	触媒温度 > 400 °C	15～28	50	1.1
MCH (トルエン)	常温	47	触媒温度 > 300 °C	1.2～6.7 (1.2～7.1)	500 (200)	0.006
メタノール	常温	100	触媒温度 > 200 °C	6.7～36	200	0.017
ギ酸	常温	53	触媒温度 > 50 °C	18～34	5	0.006

* : Permissible Exposure Limit ; 許容暴露限度

表 2 水素キャリアの輸送関連の特徴

水素 キャリア	輸送形態の 密度 (kg/m ³)	質量輸送効率 (kg-H ₂ /kg)	体積輸送効率 (kg-H ₂ /m ³)	危険性	輸送方法
圧縮水素	14.0 (20MPa) 23.5 (35MPa) 40.0 (70MPa)	1.0	14.0 (20MPa) 23.5 (35MPa) 40.0 (70MPa)	高压ガス	高压水素レーラーなど による陸上輸送、海上 輸送は開発段階
液化水素	70.8	1.0	70.8	極低温 物質	液化水素トレーラー、 ローリーなどによる陸 上輸送、長距離の海上 輸送は実証段階
アンモニア (液体)	603	0.178	107.1	毒劇物、 高压ガス	液体アンモニアトレー ラーによる陸上輸送、 長距離の海上輸送は実 用化済
MCH (トルエン)	770	0.062	47.4	第 1 石油類	石油タンクローリーに よる陸上輸送、長距離 の海上輸送 (実証段 階)
メタノール	792	0.126	99.7	第 4 類引火 性液体、ア ルコール類	ケミカルトレーラーに よる陸上輸送
ギ酸	1220	0.044	53.4	劇物、第 2 石油類	ケミカルトレーラーに よる陸上輸送

出所：エネルギー総合工学研究所/テクノバ

³ Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: Recent progress, Joshua W. Makepeace, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 15, 22 March 2019, Pages 7746-7767

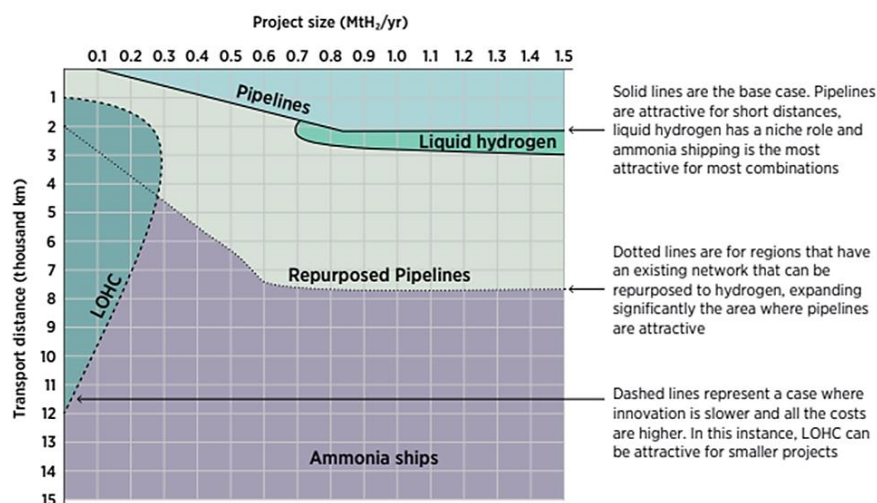


図 1 2050 年における最も費用対効果の高い水素輸送経路
出所: IRENA, Global hydrogen trade to meet the 1.5° C climate goal, Part II)

グリーン水素の輸出については、国際エネルギー機関（IEA, International Energy Agency）の報告では、開発中のプロジェクトに基づいて 2030 年までに 1,200 万トンに達すること、アンモニアを水素キャリアとする水電解水素製造が輸出の焦点であること、開発中のプロジェクトは、水素と水素由来燃料の輸出を計画していること、水素のキャリアを特定したプロジェクトのほとんどはアンモニアを選択しているが、合成液体燃料、LOHC、液化水素、船舶による圧縮水素の計画量ははるかに少ないこと、2030 年までに計画されている輸出量の 40%を占めるプロジェクトは、まだキャリアを特定していないこと、などを示している⁴。

水素キャリアの船舶輸送は、キャリアへの変換と再変換のためのエネルギーを考慮すると、サプライチェーン全体では大きなエネルギーが必要となる。このため、輸送効率を改善することは、コスト削減効果と合わせて環境への影響を最小限に抑えることとなるため、重要な技術開発課題となっている。EU の SRIA（Strategic Research and Innovation Agenda）は、2030 年までに水素輸送の総合効率を約 74%（12 kWh/kg H₂）にすることを目指している⁵。

本レポートでは、水素を船舶で長距離輸送することを前提として、水素をエネルギー密度の高い形態に変換した以下の水素キャリアについて、それぞれの特徴や技術開発動向などについて整理する。

- ・ 圧縮水素
- ・ 液化水素
- ・ アンモニア（液体）
- ・ MCH（methylcyclohexane）
- ・ メタノール
- ・ ギ酸

⁴ IEA Global Hydrogen Review 2022

⁵ Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022

a) 圧縮水素の特徴

圧縮水素（Compressed hydrogen : CH₂）は、水素を供給するための一般的な方法として広く普及している。既に化石燃料を原料として水素を製造し、20～50 MPa まで圧縮して容器（タンク、シリンダー）に充填して貯蔵・輸送するサプライチェーンが整備されており、今後は、再生可能エネルギー由来の水素への移行が求められている。

CH₂ の容器は、圧力条件や充填量に応じて、材質、形状、製造方法などが異なる多種多様な容器が開発、実用化されている。主な需要家は産業部門（半導体、金属、化学、ガラスなど）であり、近年は、水素ステーションへの水素供給に利用されている。

しかしながら、他の水素キャリアよりもエネルギー密度が低く輸送量に制限があるため、大量の水素を長距離輸送することが前提であるエネルギーキャリアとしては、一部で実用化を目指した取り組みが行われているのみである。

水素は圧縮することで密度が上昇する。水素輸送に用いられる圧力条件では、35 MPa で約 23 kg/m³、70 MPa で約 38 kg/m³ となる。これにより、エネルギー密度は 767 kWh/m³ (27℃、35 MPa) となる。

b) 液化水素の特徴

液化水素（Liquid Hydrogen : LH₂）は、水素を -253℃まで冷却して液化することで体積を標準状態の約 1/800 にして輸送効率を上げる方法である。アンモニアのような毒物や劇物ではなく、LOHC などの特殊な有機化合物を必要としない利点がある。

LH₂ サプライチェーンは既に商用化されており、主に天然ガス由来の水素を液化し、高断熱仕様様の容器に充填して貯蔵・輸送する方法が化学原料や半導体産業、ロケット燃料などに利用されており、小規模な市場といえる。

LH₂ を充填する容器は、2 重殻構造として内槽と外槽との間に断熱材を設置することや真空状態にすることで、外部からの入熱を防いで断熱性能を高め、貯蔵や輸送時の蒸発率（Boil off Rate : BOR）を低減化している。

水素キャリアとしての LH₂ は、エネルギー密度を高めて輸送効率を上げ、さらに液化プロセスで不純物を除去しているため、高純度水素を需要地に供給できる。LH₂ の海上輸送については、まだ実証段階であり、商用化に向けた取組が進められている。

LH₂ の化学的、物理的な特徴は前章の「水素の特性」に示した通りであり、-253℃という極低温で液化する。液化水素は非常に軽い液体であり、密度は 70.8kg/m³ (-253℃) で重量エネルギー密度はガソリンよりも大きい液体(水素:142MJ/kg、ガソリン:49MJ/kg)である。

c) アンモニアの特徴

水素化合物であるアンモニアは主に肥料や工業原料用として大規模生産されており、世界市場が形成されて貯蔵・輸送関連のインフラを含むサプライチェーンが整備されている。世界のアンモニア生産量は、2020 年に約 183 Mt であり、ほとんどは化石燃料由来のため製造時に CO₂ を発生しており、再生可能エネルギー由来は 1%未満である。

なお、183 Mt のアンモニア生産には、約 32.4Mt の水素が必要であり、生産時に約

570 Mt の CO₂ が発生する。(生産工程に必要な化石燃料から 300 MtCO₂ 発生し、原料からは 270 MtCO₂ が発生するが、140 MtCO₂ は回収して尿素製造に使用され、尿素が農業肥料として使用されることで大気中に放出される)。また、生産量の約 10% が世界的に取引されており、海上輸送には貨物容量 2,500 t から 40,000 t までの 70 隻以上の LPG タンカーが使用されている⁶。

近年、2050 年のカーボンニュートラル達成に向けて、アンモニアを発電用や船舶用の燃料として、また分解して水素を供給できる水素キャリアとして利用するための技術開発や実証プロジェクトが行われており、新たな需要増への対応が必要となっている。

アンモニア (NH₃) は水素と窒素で構成される化合物 (分子量 17.03g/mol) であり、その化学的、物理的な特徴は以下の通りである。

- ・ アンモニア単体では比較的安定であるが、酸やハロゲンと容易に反応する
- ・ ハロゲン、強酸類と接触すると爆発性化合物を生成する
- ・ 銅、銅合金を腐食させる (材料の選択に注意する必要がある)
- ・ 鉄、ニッケル等の触媒の元では約 300℃ で水素と窒素に分解する
- ・ 水に溶けるとアルカリ性を示す (アンモニア水)
- ・ 常温常圧では気体 (ガス状) で空気より軽い (比重 0.60)
- ・ 無色・透明で水やエタノールに溶けやすい
- ・ 可燃性を有し、爆発限界は空気中で 15~28 Vol%、着火温度は 651℃
- ・ 強い刺激臭や腐食性、発熱性などがあるため法律で「劇物」に指定されている

アンモニアは液化しやすく、20℃ では、0.857 MPa (8.46bar) で液化するため、液体アンモニアとして比較的容易に貯蔵することができる。また沸点が -33℃ であるため、寒冷地では冬季に自然に液化することもある。

d) MCH の特徴

MCH (Methylcyclohexane) は、液体有機水素キャリア (LOHC) の一種であり、有機物であるトルエンに水素を触媒反応させて製造される化合物である。水素キャリアとして輸送された後、脱水素プロセスを経て水素及びトルエンが再生される。再生されたトルエンは逆送されて MCH 製造に再利用される。

MCH は水素ガスと比較して体積が約 1/500 になること、常温常圧で安定した液体であること、輸送・貯蔵に特殊な容器を必要としないこと、既存の石油インフラを用いて貯蔵・輸送できること、などの輸送に適した特徴がある。但し、製造時のトルエンとの水素化プロセスや水素を分離するための脱水素化プロセスにおいてエネルギーが必要となること、再生された水素に微量の不純物が残留すること、トルエンを循環利用する際にロスが生じること、などの課題もある。また、水素キャリアとしては小規模なパイロット実証が行われている段階であり、世界市場を形成していくためには、水素化及び脱水素化プロセスの大幅なスケールアップが必要である。

MCH (C₇H₁₄ / C₆H₁₁CH₃) は、水素とトルエンで構成される化合物 (分子量 :

⁶ Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers, IRENA, 2022 年 4 月

98.21 g/mol) であり、その化学的、物理的な特徴は以下の通りである⁷。

- ・ 通常は安定であるが、強酸化剤と激しく反応し、火災や爆発の危険をもたらす
- ・ 特徴的な臭気のある、無色透明の液体
- ・ 水より密度が低く（比重：0.8(水=1))、空気より重い（相対蒸気密度：3.4（空気=1））
- ・ 沸点：101℃
- ・ 融点：-126.7℃
- ・ 蒸気圧：5.73 kPa (25℃)
- ・ 水には溶けない
- ・ 可燃性を有し、爆発限界は空気中で 1.2-6.7 vol%、発火温度は 258℃
- ・ 流動、攪拌などにより静電気が発生することがある

e) メタノールの特徴

メタノール（methanol）は、有機溶媒などとして用いられるアルコール類の中では最も単純な分子構造であり、水素の体積輸送効率が MCH の 2 倍以上あることから液体有機水素キャリア（LOHC）としての可能性を有する。

常温常圧では液体であり、既に整備されたインフラを活用することで、容易に貯蔵、輸送が可能である。また、メタノール改質装置は、使用時にオンデマンドで水素を生成できるため、燃料としての水素の貯蔵、輸送に伴う複雑さと高コストを回避できるが、CO₂ 発生を伴う。

メタノールは、天然ガスの部分酸化によって製造した CO に触媒を用いて 50～100bar、240～260℃で水素を反応させて製造され、主に、化学原料や化学反応の溶媒として、様々な産業で利用されており、石油代替自動車燃料、水素燃料電池の燃料としても利用できる。また、再生可能エネルギー由来の水素からも製造でき、クリーン水素のキャリアとなることができる。

ただしサプライチェーン全体では、原料として必要な水素と CO₂ の製造、メタノール合成、海上輸送、利用先での水素への再変換とそれに伴って発生する CO₂ の回収・リサイクル等のプロセスにエネルギーを必要とするため、全体での効率は 1/3 程度になる可能性があり、経済的なメリットが十分ではないとの報告もある⁸。

メタノール（CH₄O）は、水素と炭素及び酸素で構成される化合物（分子量：32.0 g/mol）であり、その化学的、物理的な特徴は以下の通りである⁹。

- ・ 強酸化剤、酸および還元剤と激しく反応する。火災や爆発の危険を生じる。
- ・ 特徴的な臭気のある、無色透明の液体
- ・ 水より密度が低く（比重：0.79(水=1))、空気より重い（相対蒸気密度：1.1(空気=1)）

⁷ https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0923&p_version=2

⁸ Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part I, Outlook for 2050 and way forward, IRENA, 2022

⁹ https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0057&p_version=2

- ・ 沸点：65℃
- ・ 融点：-98℃
- ・ 蒸気圧：12.9 kPa (20℃)
- ・ 水への溶解度：混和する
- ・ 可燃性を有し、爆発限界は空気中で 6-50 vol%、発火温度は 440℃
- ・ 蒸気は空気とよく混合し、爆発性混合物を生成しやすい。

f) ギ酸の特徴

ギ酸 (FA, Formic Acid) は、水素の体積輸送効率が 53 gH₂/L であり、MCH よりも大きく、大気条件下での毒性や引火性が低いいため、液体有機水素キャリア (LOHC) の候補となる可能性がある。現在は、天然ガスや石炭から工業的に生産されており、世界の 2022 年の市場規模としては約 90 万トンある¹⁰。

今後は、グリーン水素や DAC など回収した CO₂ を原料として合成する可能性はあるが、その技術成熟度レベル (TRL, Technology Readiness Level) は 3~5 と低く、エネルギーキャリアとして適用するには多くの課題がある¹¹。

ギ酸 (HCOOH) は、水素と炭素及び酸素で構成される化合物 (分子量 46.025 g/mol) であり、その化学的、物理的な特徴は以下の通りである¹²。

- ・ カルボキシ基(-COOH)以外にホルミル基(-CHO)があり、性質上、還元性を示す
- ・ 中程度の強酸
- ・ 加熱や強酸との接触により分解する。一酸化炭素を生じる
- ・ 酸化剤及び強塩基と激しく反応する。火災や爆発の危険を生じる
- ・ 多くのプラスチックおよび金属類を侵す
- ・ 刺激臭のある、無色・透明の発煙性の液体
- ・ 水より高密度が高く (比重：1.2(水=1))、空気より重い (相対蒸気密度：1.6(空気=1))
- ・ 沸点：100.8 °C
- ・ 融点：8.4 °C
- ・ 蒸気圧：4.6 kPa (20℃)
- ・ 水や多くの極性溶媒、炭化水素に溶解する
- ・ 可燃性を有し、爆発限界は空気中で 18~51 Vol%、発火温度は 520 °C
- ・ 強い刺激臭や腐食性がある (液体のギ酸溶液や蒸気は皮膚や目に対して有害)

3) 水素キャリアの技術開発動向

a) 圧縮水素関連の技術開発動向

圧縮水素 (CH₂) の輸送効率を改善するためには、容器の軽量化と充填圧力の高圧化

¹⁰ Imarc Market report, formic-acid-market

¹¹ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC99380>

¹² https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0485&p_version=2

を両立させ、さらに、高圧水素による水素脆化のリスクを回避する必要がある。

容器の軽量化については、容器材質を従来のステンレス鋼から、アルミニウム合金やプラスチックに替え、容器の外周に炭素繊維を巻き付けて強度化した複合容器が使われている。圧力条件や貯蔵量に応じて多種多様な容器（タンク、シリンダー）が用いられており、一般的には圧力が 15～20MPa のシリンダーやそれを束ねたカードルで貯蔵・輸送されている。工場や水素ステーションなどに輸送する場合には、複数の大型シリンダー（6～16m 長）を束ねたトレーラー（Tube trailer¹³）で搬送し、トレーラー部分を構内に設置して供給することや水素ホルダー（貯槽）に移し替えている。

水素を圧縮する際には、流量が少なく圧力比が非常に高い場合（燃料電池車や水素トラックの充填ステーションで必要な場合など）には、レシプロ（またはダイヤフラム）コンプレッサーが用いられている。燃料電池自動車などの車載用としては 350～700 bar に加圧しており、潤滑剤等の混入による燃料電池の汚染を防止するため、潤滑材を用いないダイヤフラム式または油圧増圧器が使用されている。

また、パイプラインなどの大流量・高出力の用途では、高い出力密度が期待できる遠心式コンプレッサーが用いられている（図 2）。

水素を圧縮する際には、以下のような特性を考慮する必要がある。

- ・ 分子量が低い (2.0159 g/mol)
- ・ 音速が速い (1,270 m/s、20℃、1 気圧)¹⁴
- ・ 粘度が低い
- ・ 熱容量が大きい

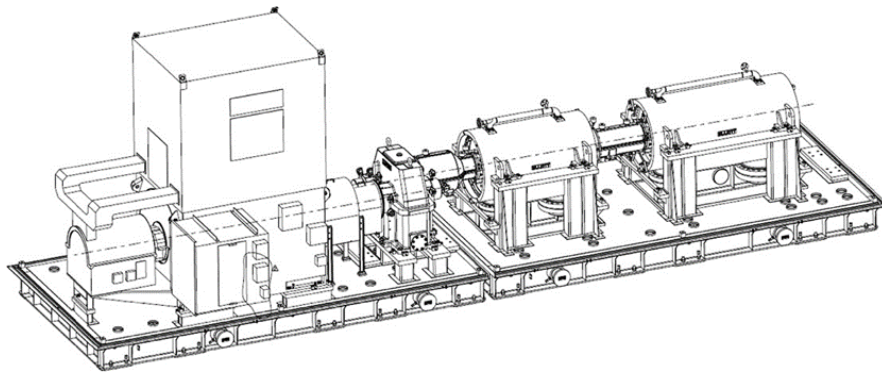


図 2 遠心式水素圧縮トレイン

出所：エリオット社

水素の音速が速いことは、ある速度で運転するコンプレッサーが水素を圧縮する際の機械マッハ数が他の気体よりも低くなることを意味しており、通常、低いマッハ数はコンプレッサーの効率と運転範囲にとって有益である。

一方、水素の分子量が低く熱容量が大きいことは、一定の等エントロピーの仕事量に対して、圧力比が低くなること、あるいは一定の圧力比に対して等エントロピーの仕事

¹³ <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>

¹⁴ Handbook of the Speed of Sound in Real Gases, A.J.Zuckerwar, Academic Press, 2002

量が増加することを意味する。このことは、例えば、天然ガスパラントや石油化学などで広く用いられている中～大流量用の遠心式コンプレッサーで水素を圧縮する場合に、遠心段あたりの圧力上昇が低くなることを意味する。このため、高い圧力を得るためには、段数を増やす必要がある。また、遠心式コンプレッサーで水素の圧縮に必要な圧力比を得るために設置するインペラの数コンプレッサーの回転数に応じて最適化する必要がある。

水素を圧縮する際の課題としては、金属材料に対して水素脆化（HE、Hydrogen Embrittlement）または水素支援亀裂（HAC, Hydrogen Assisted Cracking）とも呼ばれる水素誘起割れ（HIC, Hydrogen Induced Cracking）を引き起こすことが知られている。このため、水素の圧力、温度、純度、応力状態、他のガスの存在、材料組成、強度、構造、などを踏まえて適切な金属材料を用いる必要があり、その選択基準として以下のような基準がある。

- ・ API 941 :
石油精製所および石油化学プラントにおける高温・高圧の水素サービス用鋼、第 8 版、米国石油協会、2016 年
- ・ ISO 11114-4 :
輸送用ガス容器-シリンダーおよびバルブ材料とガス内容物との適合性-第 4 部 :
水素脆化に耐性のある鋼材を選択するための試験方法、第 2 版、2018 年
- ・ ISO/TR 15916 :
水素システムの安全性に関する基本的考察、第 2 版、2015 年

一般に圧力が高いほど水素脆化の可能性が高くなることが知られている。また、材料については、高強度鋼、チタン合金、および一部のニッケル基合金が水素脆化の影響を受けやすいことが知られている。水素脆化用途に適した鋼としては、降伏強度の上限が 827 MPa (120,000 psi)、または硬度の上限がロックウェル C 34 の鋼が含まれる。これらの材料は、204°C (400° F) 以下の温度では水素脆化に対して耐性があり、高圧用や回転用を使用する際に十分な靱性を維持することが示されている。一般的には、水素濃度が高い場合はステンレス鋼、高温高圧の場合は特殊な材料を選定している。

b) 液化水素関連の技術開発動向

液化水素（LH2）サプライチェーンの商用化には、液化設備、LH2 貯蔵タンク、LH2 運搬船の大型化や高性能化に向けた技術開発が必要である。

商用規模の LH2 プラントとして、仮に現在の LNG プラント（20,000 t/d）と同様の規模とするためには、液化設備などは 200 倍以上のスケールアップが必要である。また、LH2 貯蔵タンクについても、定置用として 50,000m³/基、LH2 運搬船用として 40,000m³/基の開発が計画されている。

LH2 運搬船については、貯蔵タンク容量の拡大（輸送中の揺動に耐える強度と高断熱性）、輸送中の BOG の燃料利用や再液化、大容量液化水素ポンプ、計量装置、安全保護装置（ESDS, Emergency Shut Down System）などの開発が必要である。

また、LH2 用荷役設備としてのローディングアームの大型化も課題である。

LH2 サプライチェーンの主な課題は、液化に必要な低温（ -253°C ）であり、高い断熱性能を維持して熱損失を低減するとともに、極低温流体を扱うために、より高価な機器類が必要となる。また、極低温状態に到達・維持するためのエネルギー消費量も多くなる。LNG と液化水素の沸点の違い（ -253°C 対 -160°C ）により、液化水素は BOG 量が多くなり、全体的な効率に影響を与えることが想定される。

c) アンモニア関連の技術開発動向

アンモニアを水素キャリアとして海上輸送することについては、既に産業用途で市場が形成され、サプライチェーンも整備されている。アンモニアは、年間約 20 Mt が国際的に取引されており、大型 LPG タンカー（VLGC）が用いられている。アンモニアの沸点（ -33°C ）は液化水素よりもはるかに高く、取り扱いが容易である。

アンモニアに関する技術開発は、サプライチェーン全体での効率改善や脱炭素化に向けた取組を継続的に実施しており、水素製造技術、アンモニア合成技術、アンモニア貯蔵・輸送技術、アンモニア利用技術及び再変換して水素を利用するためのアンモニア分解技術などが実施項目となっている。

一方、エネルギーキャリアとしての技術開発としては、輸送後にアンモニア分解装置で再び水素に変換するための分解技術、発電用及び船舶用の燃料としての直接利用技術について実施されている。

アンモニアの分解技術は、既に金属の表面処理を行う際に必要となる雰囲気ガスを得るために実用化されている。但し、分解設備は小規模（1～2 t/d）で、分解温度が高温（ $600\sim 900^{\circ}\text{C}$ ）のため、エネルギー消費量はアンモニアのエネルギー含有量の約 30% を占め、その際には水素の精製は行っていない。

一般的には、アンモニアを分解して水素を取り出す反応は吸熱反応であるため、反応温度を高温にすることで分解性能を向上できるが、エネルギー消費量も増加する。分解反応を促進する触媒としては従来からルテニウム（Ru）を酸化物などの担体に固定したものが用いられているが、 600°C 以上の高温が必要となるため、分解反応温度の低温化、高価な貴金属である Ru の使用量の削減、触媒寿命の改善など、触媒の高性能化が求められている。

分解反応温度の低温化については、貴金属触媒を利用することで 450°C 以下でのアンモニア分解が可能となりエネルギー消費量を低減できるが、材料コストがアップする。貴金属の代わりに安価なニッケル（Ni）を酸化物担体に固定した Ni 系触媒もあるが、高い分解性能を得るためには 800°C 以上とする必要があり、低温化に向けた開発が進められている。このように貴金属を用いない触媒や限定的に用いた触媒など、低温でアンモニアを分解できる触媒の商用化に向けて、技術開発が進められている¹⁵。

なお、燃料電池自動車で利用できる水素の条件は、最低純度が 99.97%、アンモニアの最大濃度は 0.1ppmv、不活性ガス（窒素とアルゴン）の最大濃度は 100 ppm である。このため、アンモニアの分解技術開発は、効率改善、コストダウン、高純度化、規模拡大などに関する課題に取り組む必要がある。

¹⁵ <https://www.titech.ac.jp/news/pdf/tokyotechpr20230728-kitano.pdf>

欧州でのアンモニア関連の技術開発

英国では、2022年5月に Tyseley Ammonia to Green Hydrogen Project ¹⁶が、バーミンガムの既存の水素ステーションに水素を供給するための 0.2 t/d のアンモニア分解実証装置を建設するため、670 万 GBR の公的資金を獲得した。これは、スペインの新興企業である H2SITE 社が開発したパラジウムベースの膜反応器を使用し、アンモニアから純度要件に適合した水素を製造するもので、中小規模でのコスト範囲は 0.8～1.5 USD/kg である。

ドイツでは、TransHyDE プロジェクト¹⁷において、アンモレフ（AmmoRef）を含む複数の研究ネットワークの支援を受けながら、高压コンテナでの水素輸送、ガスパイプライン輸送、アンモニア、LOHC などの水素キャリアを検討している。特に Campfire プロジェクトでは、水素キャリアとしてのアンモニアの可能性と、輸送とその後の再抽出のために、アンモニア中の水素を結合させる研究インターフェースとしての可能性の検討や、アンモニアの集中的および分散的使用のデモンストレーターと、アンモニアの輸入と流通のための物流構造を検討している¹⁸。

また、AmmoRef では、2021 年にドイツ政府から約 1,400 万ユーロの資金提供を受け、技術基盤の研究開発として、貴金属を使用せずに安定してコスト効率よく機能する高活性触媒の開発、さらに、持続可能なエネルギー供給、高度な材料と熱の統合、高い比変換率を備えた堅牢な反応器を備えた排出のないプロセスの開発を推進している。

改良型触媒を開発するクラリアント社やティッセンクルップ（Thyssenkrupp）などの企業が AmmoRef プロジェクト ¹⁹に参加している。ティッセンクルップ ウーデ

（Thyssenkrupp Uhde）は 2021 年に、同社独自のアンモニア分解技術の大規模での効率は 78%、水素純度は～99.96%になると報告している。触媒とプロセス技術を専門とするデンマークのハルドー・トプソーは、さまざまなアンモニア分解触媒を提供しており、燃料電池用の水素品質となる 5～500 t/d の水素プラントの設計に取り組んでいる。

発電用燃料としてのアンモニア利用技術開発

発電用燃料としてのアンモニア利用技術については、日本が先行してアンモニアを直接燃焼させる基盤技術を開発しており ²⁰、2014 年に世界で初めてアンモニア燃料のガスタービン発電を実証し、2018 年にはメタンに 20 Vol%のアンモニアを混ぜた燃料で 2MW 級のガスタービン発電に成功 ²¹し、2022 年には 100%アンモニアの直接使用に成功している（図 3）。また、純粋なアンモニアを使用する 40MW のガスタービン（図 4）の開発を推進している ²²。

¹⁶ <https://www.tyseleyenergy.co.uk/ammonia/>

¹⁷ <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/projects/transhyde>

¹⁸ <https://wir-campfire.de/en/campfire-in-transhyde-en/>

¹⁹ <https://www.cec.mpg.de/en/detail-view/ammoref-reformierung-von-ammoniak>

²⁰ <https://www.jst.go.jp/seika/bt111-112.html>

²¹ https://www.ihl.co.jp/all_news/2022/resources_energy_environment/1197937_3473.html

²² <https://power.mhi.com/news/20210301.html>



図 3 2MW 級ガスタービン（液体アンモニア燃焼）

出所: IHI



図 4 H-25 シリーズガスタービン（出力 40MW 級）

出所: MHI

また、石炭火力においては、将来の専焼技術を目指してアンモニアバーナーの導入による石炭との混焼技術の開発、アンモニア混焼バーナーによる 100 万 kW 級商用石炭火力発電設備（図 5）でのアンモニア 20% 混焼の実証運転を推進している²³。

発電用燃料としてのアンモニア利用は、CO₂ 排出を削減できる一方で、窒素酸化物（NO_x）の排出を伴うため、アンモニア燃焼時の主な課題は、NO_x 発生量（サーマル (Thermal) NO_x 及びフューエル (Fuel) NO_x）の低減である。アンモニアからの NO_x 排出は、選択的触媒還元などの排ガス処理技術が利用可能であり、石炭火力発電所ではすでに確立されている。



図 5 JERA 碧南火力発電所

出所: JERA

²³ <https://www.jera.co.jp/action/discover/025>

船舶用燃料としてのアンモニア利用技術開発

船舶用燃料としてのアンモニア利用技術については、国際海事機関（IMO, the International Maritime Organization）が掲げる国際海運での GHG 排出削減目標の「2050 年ごろまでに GHG 排出ゼロ」に対応するために内外で開発が進んでいる²⁴。

日本では、以下の 2 件のプロジェクトが実施されている。

- ・ 内航船としてアンモニア燃料タグボートの開発・運航²⁵：
エンジン開発、安全性・実用性に配慮したアンモニア燃料船の設計、運航・メンテナンス手法の確立などに取り組み、2024 年の竣工を目指している（図 6）。
- ・ 外航船としてアンモニア燃料アンモニア輸送船の開発・運航²⁶：
エンジンやアンモニア燃料・荷役配管システム等の開発、運航・メンテナンス手法の確立などに取り組み、2026 年の竣工を目指している（図 7）。

船舶燃料としてのアンモニアの課題は、アンモニアの燃焼特性（着火し難く、火炎が不安定）への対応である。アンモニア単独では着火できないため、着火源として別の補助燃料を利用し、着火後も火炎が不安定で NO_x 等が発生するため、燃焼後段でも補助燃料を燃焼することで排ガス中の NO_x 等を削減している。



図 6 アンモニア燃料タグボート
出所: 日本郵船



図 7 40,000m³ 型アンモニア燃料アンモニア輸送船
出所: 日本郵船

d) MCH 関連の技術開発動向

LOHC の一種である MCH／トルエンを水素キャリアとして海上輸送することは、既に産業用途で世界市場が形成され、サプライチェーンも整備されている。

²⁴ https://www.mlit.go.jp/report/press/kaiji07_hh_000289.html

²⁵ https://www.nyk.com/news/2023/20231031_01.html

²⁶ https://www.nyk.com/news/2024/20240125_02.html

MCH は、常温常圧で安定した液体であり、輸送・貯蔵には特殊な容器を必要とせず、一般のケミカルタンカーやケミカルトレーラーを用いており、海上輸送関連での技術開発要素はほとんどない。

しかし、アンモニアと同様に、MCH に関する技術開発は、サプライチェーン全体を構成する、水素製造技術、MCH 合成技術、MCH 貯蔵・輸送技術、MCH 利用技術及び再変換して水素を利用するための MCH の脱水素技術などについて実施されている。

前述のように MCH 市場はすでに構築されおり、主にサプライチェーンの効率改善や脱炭素化に向けた取組が継続的に実施されている。

一方、輸送後に水素を再利用するためには脱水素化工程が必要があり、その際のエネルギー消費量（水素に含まれるエネルギーの 25～35%）の削減が大きな課題である。このためより効率的な脱水素触媒の開発を進めるとともに、大規模需要や分散型発電向けの水素供給プロジェクトの具体化を実施している²⁷。

e) メタノール関連の技術開発動向

前述のようにメタノール市場はすでに化学産業向けに構築されおり、水素キャリアとしての貯蔵、輸送に関する技術開発の必要性はほとんどないと考えられる。

近年では、従来からの産業用途に加えて、海上輸送の環境規制の強化及び GHG 削減のためにメタノールを代替船舶燃料として利用する取り組みが拡大している（図 8）。

燃料としてメチルまたはエチル アルコールを使用する船舶に関する IMO 暫定ガイドライン (MSC.1/Circ.1621) は、メタノール燃料船舶を発注する船主にとって後押しとなっている。低引火点燃料を使用する船舶に関する IMO の IGF コードと、メタノール燃料を使用する船舶に対する DNV の必須クラス規則、特に LFL FUELED およびメタノール レディのクラス表記と併せて、船舶燃料としてメタノールを使用するための包括的な規制枠組みが利用可能になっている²⁸。



図 8 世界初の二元燃料、メタノール対応タンカー
出所: DNV

既に多くの中型タンカー（Medium Range tanker）がメタノールを燃料として運航

²⁷ https://www.kanto.meti.go.jp/seisaku/ene_koho/ondanka/data/2_cn.pdf

²⁸ <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Methanol-as-fuel-heads-for-the-mainstream-in-shipping.html>

しており、コンテナ船、ばら積み貨物船、クルーズ船などもメタノール燃料船として改装、建造されており、メタノール燃料は海運業界の主流になりつつある。今後は、グリーンメタノールに移行していくものと推察される。

メタノールに関する技術課題は製造技術に関するものが多く、反応低温化のための触媒開発（転換率の向上、生成の制御）、反応時に発生する水の分離・除去などがある。

f) ギ酸関連の技術開発動向

水素キャリアとしてのギ酸（FA）利用は実施例はなく、要素技術の開発と水素ステーションへの供給手段としての適用（トラック輸送とオンサイトでの水素製造）が検討されている状況である。水素キャリアとしての FA 利用イメージを図 9 に示す²⁹。

技術開発は、主に FA 製造時の CO₂ 水素化（CDH、Carbon Dioxide Hydrogenation）プロセス、及び、FA から選択的に水素を発生させるための FA 脱水素化（FADH: Formic Acid DeHydrogenation）プロセスに関するもので、エネルギー消費量を低減するための触媒開発が行われている。

特に、脱水素化用の触媒は、 $\text{HCO}_2\text{H} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$ の際に CO を副生すること、200℃ 以上の過熱が必要であること、有機溶媒や添加物が必要であること、耐久性が劣ること、などの課題解決を目指している。

国立研究開発法人 産業技術総合研究所（National Institute of Advanced Industrial Science and Technology : AIST）では、比較的低温で FA を加熱するだけで、水素と CO₂ の抽出を可能にする、世界的に未知の高性能触媒を開発している。このプロセスでは高圧の水素と二酸化炭素が発生するため、2つのガスを簡単に分離することができる。この研究は、将来の水素ステーションへの応用に大きな可能性を示している³⁰。

現時点では、触媒開発を中心とした基礎的な技術開発段階であることから、水素キャリアとしての利用には、今後、多くの課題をクリアしていく必要があると考えられる。

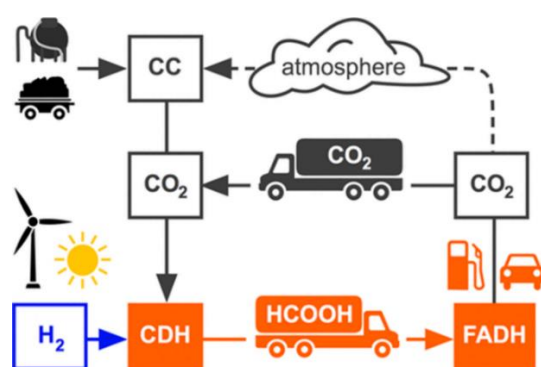


図 9 水素キャリアとしての FA 利用のイメージ

出所: Formic Acid as a Hydrogen Energy Carrier, Jörg Eppinger and Kuo-Wei Huang, ACS Energy Letters. 2017, 2, 1, 188–195

²⁹ Formic Acid as a Hydrogen Energy Carrier, ACS Energy Lett. 2017, 2, 1, 188–195

³⁰ https://www.gzr.aist.go.jp/wp-content/uploads/2022/11/AIST-LINK202208_Himeda_Kawanami.pdf

(2) 世界の「水素キャリア」プロジェクト

世界的な地球温暖化対策の取り組みの中で、様々な水素キャリアについて、長距離国際輸送に関する技術開発や実証事業が計画され、一部は実証プロジェクトとして実施されている。しかしながら、エネルギー用途としての水素市場の形成には、多くの課題があり、その解決に向けた取組が行われている。

1) 圧縮水素関連の水素キャリアプロジェクト

水素キャリアとしての圧縮水素（CH₂）に関して実施されているプロジェクトとしては、地下の岩塩洞窟や枯渇ガス田を利用した貯蔵技術に関する検討、CH₂ 運搬船の開発、などのプロジェクトがある。

岩塩洞窟や枯渇ガス田への貯蔵方式は、天然ガスの貯蔵用に欧米で運用されており、地下の岩塩洞窟に高圧で充填する方法である。岩塩は水素とは反応せず、密度が高いため水素の漏洩を防ぐことができることから、水素貯蔵設備としても利用可能である。現在、世界には 5 ケ所の地下水素貯蔵（Underground Hydrogen Storage : UHS）施設があり、そのうち米国メキシコ湾岸（テキサス州）に 3 ケ所、英国（Teesside）、ドイツ（Kiel）に 1 カ所ずつある。米国の施設は、石油化学工場や産業ガス会社のパイプライン顧客向けのバックアップ水素源として使用されている。英国やドイツの施設では、貯蔵された水素を電力需要のピーク時の発電用タービン燃料として使用している³¹。なお、UHS の運転条件は、水素の供給源、水素の用途、洞窟の寸法（深さ、岩塩層の厚さなど）によって異なる。米国の UHS 施設の圧力範囲は、70～>135 bar である。英国の施設は約 45 bar である。地下の水素貯蔵のイメージを図 10 に示す。

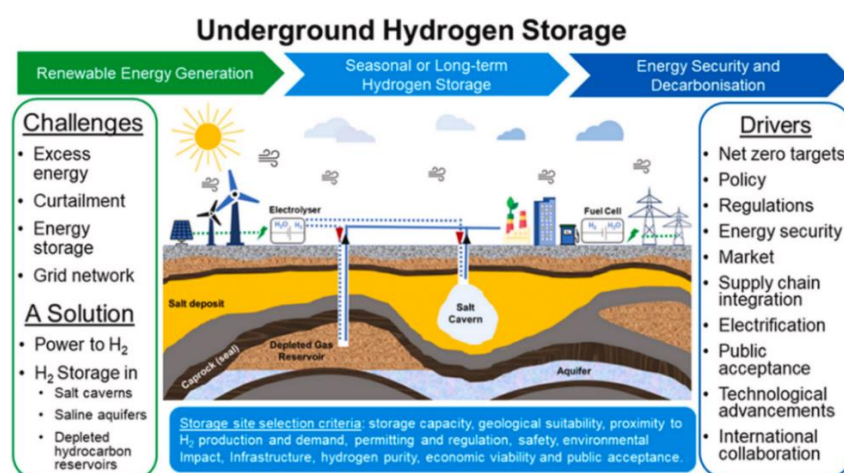


図 10 地下の水素貯蔵のイメージ

出所: Underground hydrogen storage: A UK perspective

CH₂ の船舶輸送については、オーストラリアの Provaris Energy 社（旧 Global

³¹ Underground hydrogen storage: A UK perspective, Amir Jahanbakhsh, Renewable and Sustainable Energy Reviews 189 巻 B 部、2024 年 1 月

Energy Ventures) が CH₂ 運搬船を開発中であり、2021 年に H2Neo と称する 26,000m³ の運搬船と、H2Max と呼ばれるより大型の 120,000m³ の運搬船について船級協会であるアメリカ海運局 (ABS) から設計承認を得ている³²。

この承認によって CH₂ 運搬船は、水素を 250 bar のバルクスケールで輸送できることが確認された。今後、2026 年に大規模水素輸送を開始することを目標に H2Neo 建造に向けた準備を進めており、さらに、H2Max の設計承認に向けた取組を進めている。

図 11 に H2Neo 430t 運搬船と H2Leo 浮体式保管設備のイメージを示す。



図 11 圧縮水素運搬船 (H2Neo) 及び浮体式保管庫 (H2Leo)
出所 : Provaris Energy

同社は、2023 年 5 月に将来の海上水素輸送について、再生可能エネルギー由来のグリーン水素キャリアとしての CH₂ の輸送コストを液化水素及びアンモニアと比較評価して、その優位性を示している。年間 10 万トンのグリーン水素を輸送する場合の輸送距離と輸送コストの関係を図 12 に示す³³。

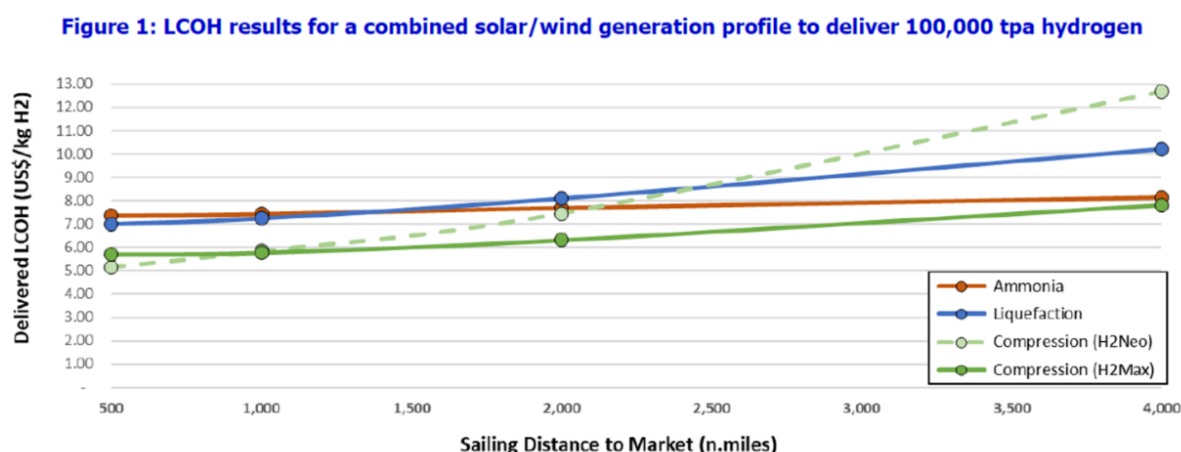


図 12 10 万トン/年のグリーン水素輸送での輸送距離と輸送コストの関係
出所 : Provaris Energy

³² <https://www.provaris.energy/>

³³ <https://www.provaris.energy/supply-chain>

しかしながら、CH₂による海上輸送は、他の水素キャリアと比較してエネルギー密度が最も低く、水素の質量も最も小さくなる。このため、水素を船の燃料として使用する場合には、輸送距離に応じて消費量も増えるため、長距離輸送時には目的地に搬入できる水素はほとんど残らない。水素を 275 bar（CNG 船と同程度の圧力）まで圧縮した場合、最大輸送距離は 2,600 km という報告がある（船の大きさを 2,700 m³ または約 50 tH₂ と仮定）（d'Amore-Domenech、Leo and Pollet、2021 年）。これは、輸送距離が長くなるにつれて燃料消費量が増加し、配送される水素が少なくなるため、配送される水素の単位当りのコストが大幅に増加することを意味する。さらに、一般的な海上輸送距離のほとんどは 5,000 km 以上である。この 2 つの要因を考慮すると、CH₂ 運搬船は大規模な長距離輸送には魅力的ではないと考えられる。

2) 液化水素関連の水素キャリアプロジェクト

水素キャリアとしての液化水素（LH₂）を実際に海上輸送しているプロジェクトは、日本と豪州間の「HESC, Hydrogen Energy Supply Chain プロジェクト」³⁴のみであるが、他にも計画中のプロジェクトが複数ある。

日本は、技術研究組合 CO₂ フリー水素サプライチェーン推進機構（CO₂-free Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association : HYSTRA）が、新エネルギー・産業技術総合開発機構（New Energy and Industrial technology Development Organization : NEDO）の助成事業として世界初の液化水素運搬船（すいそ ふろんていあ、図 13）及び水素荷役実証ターミナル（Hy touch 神戸、図 14）を整備し、2021 年 12 月から 2 年間、豪州で製造した LH₂ を日本に輸送するパイロット実証を実施している。成果として、海上輸送中及び陸上貯蔵中の LH₂ の BOR について、「すいそ ふろんていあ」の LH₂ 貯蔵タンクが 0.3%/d、「Hy touch 神戸」の LH₂ 貯蔵タンクが 0.06%/d と計画値を上回る性能を発揮し、高い断熱性能を証明した。将来の水素社会の実現には LH₂ サプライチェーンの規模拡大による商用化が不可欠であり、関連するインフラ設備の大型化や高効率化に関する技術開発、実証試験を継続して推進している³⁵。

HESC プロジェクトは、2015 年に日豪両政府の支援の下に開始され、2020 年にはパイロットスケール（1,250 m³ 船）の運行を開始している。実際の運航で得られた知見をもとに、2020 年代半ばまでに商業規模にスケールアップし、2030 年までに完全商業スケール（2 x 160,000 m³）を実現することを目指している。プロジェクトの実施内容は LH₂ サプライチェーン全体にわたっており、ビクトリア州ラトロブバレーで産出する褐炭をガス化して水素を製造し、出荷基地のあるヘイスティングス港まで陸上輸送（約 150 km）し、液化して運搬船に積載する。約 9,000 km を海上輸送して日本の神戸空港島に設置された荷揚基地の貯蔵タンク（2,500 m³）に移送する。水素は空港の運営とガスタービン発電の実証試験に利用される³⁶。

³⁴ <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/>

³⁵ https://www.khi.co.jp/news/detail/20231211_1.htm

³⁶ <https://www.hystra.or.jp/en/project/>



図 13 液化水素運搬船（すいそ ふろんていあ）

出所:HySTRA



図 14 液化水素ターミナル（Hy touch 神戸）

出所:HySTRA

豪州では、他にも LH2 の海上輸送に関するプロジェクトが計画されており、準州ノーザンテリトリーでは、韓国の LATTICE Technology 社と豪州の LH2 Energy 社が「Darwin Green Liquid Hydrogen Export Project」を計画している。このプロジェクトは、「全て海上」で行う「浮体式 LH2 サプライチェーン」の商用化を目指すものであり、標準化された可搬型グリーン水素用 75,000m³ LH2 輸出入ターミナル、韓国の 50,000m³ の大型 LH2 タンカーで構成される。なお、輸出バージターミナルは上部に電気分解設備および液化設備を設置し、船体内に LH2 を貯蔵する（図 15 参照）。プロジェクトのフェーズ 1 では、2030 年までに年間 42,000 トンのグリーン LH2 を韓国の輸送部門に輸出することを目指している³⁷。

更に 2030 年までに再生可能エネルギー由来の LH2 を日本の運輸部門に年間 21,000 トン輸出することを目指す国際共同開発プロジェクト（JDP）も推進している³⁸。

また西オーストラリア州では、Woodside 社がクウィナナに H2 パース・プロジェクトを建設することを提案している。このプロジェクトのフェーズ 1 は、天然ガス改質と電気分解によって水素を生産し、最大 2,700 t/d のアンモニアを生産することを目指と

³⁷ <https://lattice-technology.com/darwins-projects/>

³⁸ <https://research.csiro.au/hyresource/darwin-green-liquid-hydrogen-lh2-export-project/>

している。フェーズ 2 では、電気分解設備を増やすことで、アンモニア生産量を 8,900 t/d に拡大する可能性がある。また、シンガポールへの LH2 の供給可能性について検討している。建設は FID（最終投資決定）を条件として 2024 年に開始予定である³⁹。

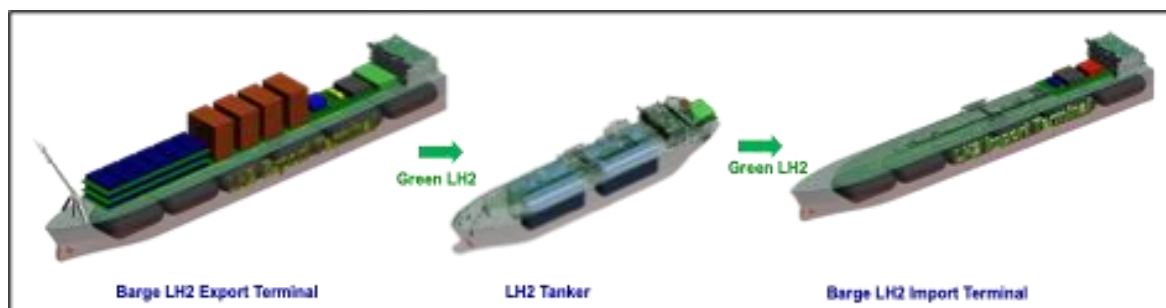


図 15 浮体式液化水素サプライチェーンのイメージ

出所: LH2 Energy

一方、欧州においても、スペイン、ポルトガル、スコットランドで再生可能エネルギー由来のグリーン水素を液化し、海上輸送でオランダ、ドイツに供給する

「LH2Europe」と称するプロジェクトが民間ベースで計画されている。プロジェクトの第 1 段階では、スコットランドで再生可能電力から製造された 100t/d の LH2 を、競争力のある価格でドイツの道路輸送市場に提供する予定である⁴⁰。

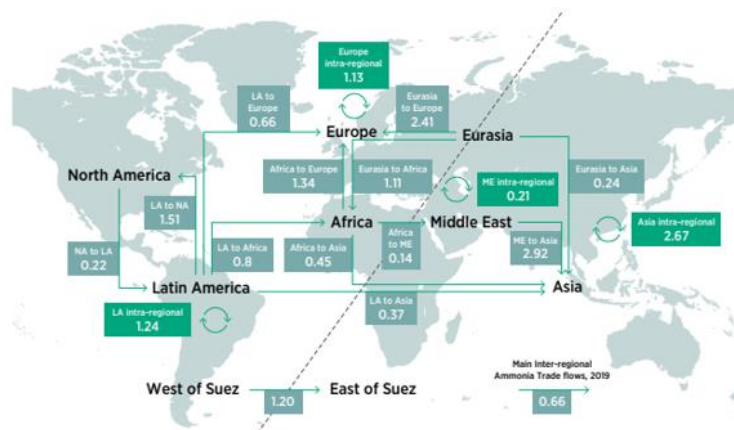
3) アンモニア関連の水素キャリアプロジェクト

アンモニアは化学産業の原料としてすでに世界的に取引されている。2021 年には、世界のアンモニア需要の約 10% が国際貿易で賄われている。アンモニアの国際貿易のフローを図 16 に示す。ほとんどの貿易は地域間取引であり、2019 年の最大のフローは、中東からアジア（2.92 Mt）、アジアの地域内取引（2.67 Mt）、ユーラシアからヨーロッパ（2.41 Mt）であった。最大の輸出地域はユーラシア（3.76 Mt）、最大の輸入地域はヨーロッパ（4.41 Mt）であった。しかし、既存の貿易は化学産業での使用に関連しており、エネルギーキャリアとしてのアンモニアとメタノールの国際貿易は、最初のパイロット・プロジェクトで実証された段階である。

エネルギーキャリアとしてのアンモニアの国際貿易については、IEA の Global Hydrogen Review 2023 に「2020 年～2023 年の間の低排出ガス水素および水素ベース燃料の貿易パイロット・プロジェクトの計画および完了」として 14 件のプロジェクトが示されている（表 3）。

³⁹ <https://research.csiro.au/hyresource/h2perth-new-project-added-november-2021/>

⁴⁰ https://www.lh2europe-com.translate.google/en/strategy/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=ja&_x_tr_hl=ja&_x_tr_pto=sc



Disclaimer: This map is provided for illustration purposes only. Boundaries and names shown on this map do not imply the expression of any opinion on the part of IRENA concerning the status of any region, country, territory, city, or area or of its authorities, or concerning the delimitation of frontiers or boundaries.
Source: (Topsøe, 2020).
Note: LA: Latin America; NA: North America; ME: Middle East.

図 16 アンモニアの世界貿易の流れ（2019 年、Mt）
出所: IRENA⁴¹

表 3 水素キャリアのパイロット・プロジェクト（2020～2023 年）

Trade pilot project	Hydrogen carrier	Year	Quantity traded
Saudi Arabia to Japan	Ammonia	2020	40 t NH ₃
Brunei to Japan	LOHC	2020	102 t H ₂
Australia to Japan*	LH ₂	2022	75 t H ₂
Saudi Arabia to Korea	Ammonia	2022	25 000 t NH ₃
United Arab Emirates to Germany	Ammonia	2022	13 t NH ₃
Brunei to Japan	LOHC	2022	
Chile to United Kingdom	Synthetic gasoline	2023	2 600 L
Saudi Arabia to Japan	Ammonia	2023	
Saudi Arabia to India	Ammonia	2023	5 000 t NH ₃
Saudi Arabia to China	Ammonia	2023	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Korea	Ammonia	-	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Bulgaria	Ammonia	2023	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to European Union	Ammonia		50 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Chinese Taipei	Ammonia	2023	

出所: Global Hydrogen Review 2023、表 2.1

アンモニアは、2020 年に初めてサウジアラビアから日本に輸出され、その後、アラブ首長国連邦からの輸出を含めて、韓国、ドイツ、インド、中国、ブルガリア、EU、台湾向けの 10 件のプロジェクトが示されている。これらのプロジェクトの実現性については、生産施設と輸送に必要なインフラの整備だけでなく、長期的に複数の引き取り手を確保することがカギとなる。プロジェクトが計画通りに実現し、経済的に持続可能であるためには、この 2 つの側面の両立が必要である。過去数年間に水素キャリアの輸出計画が発表されているにもかかわらず、具体的な貿易プロジェクトの割合が少ないのは、今後、大規模な輸出市場の開発について大きな不確実性があることを示している。

⁴¹ Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers
<https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

発表されたプロジェクトの大部分（潜在的生産量の 80%）は、水素輸送用のアンモニアを優先しており、多くの場合、水素への再変換を必要としない最終用途を目指している。これには肥料産業における原料としての利用や、発電における混焼燃料としての利用が含まれる。水素への再変換にはアンモニア分解設備やエネルギーが必要となり、多大なコストがかかるため、サプライチェーンの経済性に影響する可能性がある。

アンモニアの国際輸送に関連するインフラ整備プロジェクトの一部を以下に示す。

- ・ サウジアラビアは、豊富な化石資源を有しており、CCS のコストも安いことから、水素やアンモニアの生産において優位にある。中東地域の石油や天然ガスの生産コストは安価であり、ブルー水素生産では高い競争力を持っている。更に、広大な土地があり日射量が多い中東は、世界の太陽光発電の最安値地帯であることから、グリーン水素でも高い競争力が見込まれる。このような立地条件に基づき、複数の国へのアンモニア輸出を計画・実施している。特に、北西部で開発中の新産業都市 NEOM プロジェクトにおいて、出力 400 万 kW の太陽光や風力発電による水電解で日量 650 トンの水素を生産し、年間 120 万トンのグリーンアンモニアを生産して輸出する計画である。総事業費は 50 億ドル、2025 年に生産開始の予定である⁴²。
- ・ オランダは、北海の洋上風力発電を利用したグリーン水素生産・貯蔵、及び、欧州域外からのグリーンやブルーなどの低炭素水素の輸入・貯蔵のために港湾整備を進めており、欧州域内への輸送のためのサプライチェーンの構築を目指している。ロッテルダム港では、欧州の水素供給・輸入ハブとしての地位を確立するために、グリーンアンモニアを中心に、液化水素（LH2）、液体有機水素キャリア（LOHC）などの輸入港としてのインフラ整備を進めており、実証レベルも含めて各種プロジェクトが行われている。また、ロッテルダム港の ACE ターミナルプロジェクトは、Gasunie 社、HES International 社、Vopak 社が、ロッテルダムの Maasvlakte に水素キャリアとしてのグリーンアンモニアの輸入ターミナルを建設するもので、アンモニアの貯蔵、水素への変換、アンモニアの積み替え、需要家への水素とアンモニアの輸送を提供する。2026 年に稼働予定である。プロジェクトのイメージを図 17 に示す⁴³。
- ・ また Air Products と Gunvor Petroleum Rotterdam は、ロッテルダムの既存の製油所および流通施設内に再生可能アンモニア輸入ターミナルを建設して水素を供給するための共同開発契約を発表しており、2026 年にオランダに水素を供給する予定である⁴⁴。
- ・ ドイツでは、Uniper が Green Wilhelmshaven プロジェクトを推進しており、アンモニア輸入ターミナルと水素製造のための大規模アンモニア分解施設を建設、2030 年に約 30 万トン/年の水素を供給する計画である（図 18）⁴⁵。

⁴² <https://www.neom.com/en-us/newsroom/hrh-prince-announces-oxagon>

⁴³ <https://www.aceterminal.nl/>

⁴⁴ <https://gunvorgroup.com/news/air-products-and-gunvor-to-cooperate-on-green-hydrogen-import-terminal-in-rotterdam/>

⁴⁵ <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/green-wilhelmshaven>

- また、RWE が Brunsbuttel にグリーンアンモニア輸入ターミナルを建設し、2026 年までに約 30 万トン/年のアンモニアを輸入することを計画しており、投資額は約 5 億ユーロと見積もられている⁴⁶。



図 17 ロッテルダム港の ACE ターミナルプロジェクトのイメージ
出所: ACE

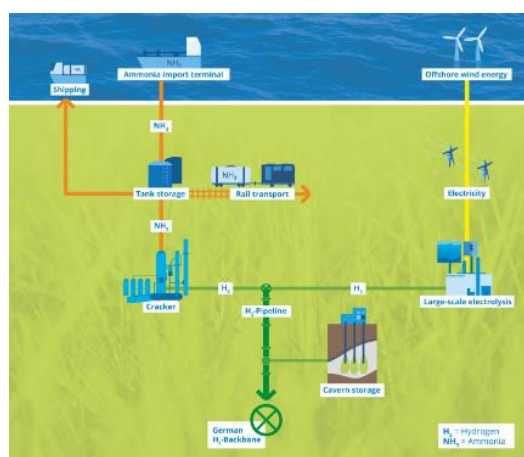


図 18 ドイツ Green Wilhelmshaven プロジェクトのイメージ
出所: Uniper

4) MCH 関連の水素キャリアプロジェクト

水素キャリアとしての MCH の海上輸送は、日本の次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合（AHEAD, Advanced Hydrogen Energy chain Association for technology Development）が NEDO 助成事業として 2020 年にブルネイ・ダルサラーム国に建設した水素化プラントで製造された水素を MCH に変換して、日本までの約 5,000km を海上輸送して発電に利用する。MCH サプライチェーンのイメージを図 19 に示す⁴⁷。

⁴⁶ <https://www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2022-03-18-import-of-green-energy-rwe-builds-ammonia-terminal-in-brunsbuttel/>

⁴⁷ <https://www.ahead.or.jp/jp/research.html>

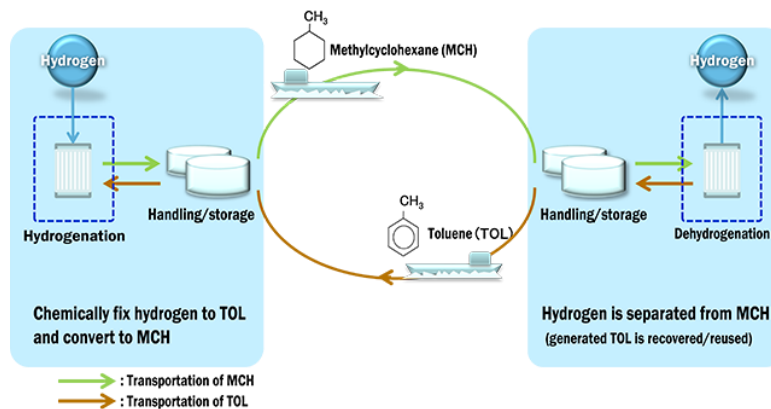


図 19 MCH サプライチェーンのイメージ

出所: AHEAD

現在は、以下のように比較的近距離での輸送プロジェクトを検討している。

- 2020 年 3 月に開始したシンガポールへの水素輸入のフィージビリティスタディで、2026 年に 20～30 ktH₂/年、2030 年に 300～400 ktH₂/年を目標に掲げている。都市ガスの製造・小売業者、港湾業者、供給インフラ事業者、LNG 事業者など、シンガポールの 5 社がプロジェクトに参画している。
- 中部地方における大規模な水素の輸入・流通の経済性を評価するためのフィージビリティスタディ。本プロジェクトのパートナーは、住友商事、トヨタ自動車、日本総合研究所、株式会社三井住友銀行である。また、NEDO の支援を受けている。用途としては、既存のガスパイプラインへの注入など、あらゆる分野での利用が検討されている。プロジェクトが進展した場合、2023 年までに建設し、2025 年に 40,000 tH₂/yr、2030 年に 110,000 tH₂/yr の規模を見込んでいる。
- 2021 年 7 月に発表された、LOHC を用いたオランダへの水素輸入のフィージビリティスタディ。千代田化工建設が MCH 技術を、三菱がバリューチェーン統合を提供し、クーレターミナルに輸入する。フィージビリティスタディには 1 年を要する見込みである。2025 年に 100～200 ktH₂/yr、2030 年に 300～400 ktH₂/yr の輸入を目指している。
- 2021 年 9 月、ペトロナスとエネオスは、マレーシアから日本へ水素を輸出するためのフィージビリティスタディを発表した。日本の 182 億 USD のグリーンイノベーション基金のうち約 23 億 USD が、初の商業ベースの国際水素貿易の確立に充てられ、LOHC と LH₂ ルートのコスト改善を支援する予定である。

一方、欧州においても、以下のような国際貿易に関するプロジェクトがある。

- ドイツでは AquaVentus プロジェクトとして 2035 年までに北海に 10 GW の洋上風力を導入し、その一部で水素を製造してパイプラインで陸上に輸送する予定である。この事業に関連する TransHyDE プロジェクトには、LOHC 実証プロジェクト (Heligolan) が含まれており、グリーン水素をパイプラインで陸上に運び、さらに内陸輸送のために LOHC に変換する計画である。水素化プロセスからの廃熱利用、輸送の安全性評価、また標準化などについての検討を進め、世界

の同等の場所での LOHC 水素サプライチェーンの確立を目指している⁴⁸。

- ・ ドイツ Hydrogenious 社の LOHC 技術を活用したプロジェクトとして、アラブ首長国連邦（UAE）からドイツへの水素輸出の可能性を検討している。プロジェクトには、Uniper、JERA Americas が参画している⁴⁹。
- ・ オランダでは、アムステルダム港においても輸入ハブとして水素輸入国際間サプライチェーン構築に関する調査が行われており、ここでは、アンモニアは取り扱わずに主に液化水素や LOHC に注力した取り組みを進めている⁵⁰。
- ・ EU プロジェクトである Green Crane イニシアティブは、南欧から北欧への水素サプライチェーンを構築することを目的としており、再生可能エネルギー由来の水素製造、シリンダー貯蔵、パイプラインでの CH₂ 輸送、LOHC での海上輸送、最終用途は、運輸、分散型燃料電池—CHP、ガスグリッドへの注入、工業用原料として使用する予定である。第 1 期の生産能力目標は 24 t/d で、すでに欧州共通利益に適合する重要プロジェクト（Important Projects of Common European Interest : IPCEI）の資金提供を受けることが決定している⁵¹。

5) メタノール関連の水素キャリアプロジェクト

メタノールは化学原料として世界的に取引されている。世界の市場規模（受給ベース）の推移を図 20 に示す。メタノール市場は需要の増加とともに拡大し、2011 年から 2020 年まで年率 3.3%で伸びている。将来の成長率は年率 3.9%で、アジアにおけるメタノールとその誘導体の需要の増加、EU での代替燃料の推進に牽引されると予想されている。需給バランスは、世界最大の生産国であり消費国である中国における生産能力の増強により供給過剰となっている⁵²。

既存の貿易は化学産業での使用に関連しており、燃料目的のメタノール利用は、比較的小規模な燃料電池、内燃機関などであり、今回の調査では水素キャリアとしての国際貿易に関する情報は得られなかった。

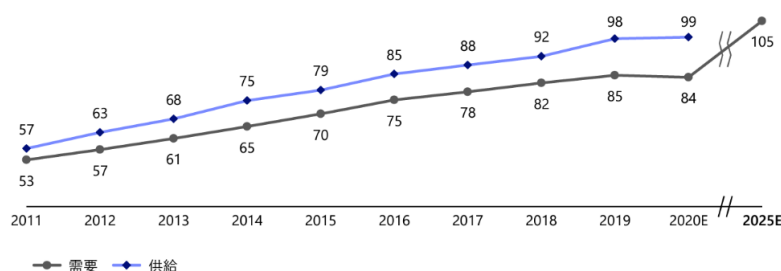


図 20 世界のメタノールの需給（単位：百万 t）

⁴⁸ <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>

⁴⁹ <https://hydrogenious.net/news/>

⁵⁰ <https://renewablesnow.com/news/port-of-amsterdam-looks-at-hydrogen-imports-enabled-by-lohc-tech-802285/>

⁵¹ <https://h2v.eu/hydrogen-valleys/green-crane-western-route>

⁵² サウジアラビア王国・CO₂ to Chemical 生成事業実施可能性調査事業報告書、三井物産株式会社、株式会社野村総合研究所、2021 年 8 月

(3) 課題と国際協力の可能性

IRENA では、水素キャリアの推定貿易量として、2050 年には、グリーン水素全体（50 EJ/y r）の約 36%（約 18.4 EJ/yr）が世界的に取引されることを示している。このうち 4.5 EJ/yr は再輸出（国家間移送）され、より大きな取引フローに寄与する。その際には、約 55%が水素パイプライン、40%がアンモニア、5%が液化水素として行われ、LOHC としての貿易は 0.1EJ/yr 未満で、ごくわずかである⁵³。

1) 水素キャリア形成における課題

水素キャリアは水素エネルギーを効率よく貯蔵、輸送するために変換されたものであり、大量かつ長距離を安定的に国際輸送できることが求められている。今回の調査対象の水素キャリアは、規模に違いはあるが、既に産業や化学用途として市場が形成されており、今後は、エネルギー用途としての新たな需要に対応するためにインフラを整備することになる。その際には、各キャリアのサプライチェーン全体において技術開発・実証を通じた大型化が課題となる。特に、資源国と需要国間の海上輸送においては、大量に安定供給するための港湾インフラや運搬船等のインフラ整備が不可欠である。

以下、水素キャリア別の主な課題を示す。

a) 圧縮水素のキャリア形成の課題

圧縮水素は、他の水素キャリアと比較してエネルギー密度が最も低く輸送効率が劣るため、大量に海上輸送するには限界がある。このため、比較的、短距離での輸送手段として適用することが考えられるが、輸送効率を向上するために、より高圧としてエネルギー密度を高くすることや、より大容量の容器を開発することなどが課題となる。

b) 液化水素のキャリア形成の課題

液化水素は、水素を液化してエネルギー密度を大きくすることで輸送効率を改善することができる。すでに小規模なサプライチェーンが実証され、-253℃という極低温に対応するための具体的な課題が明確になっており、今後は、サプライチェーンを構成する液化設備、運搬船、港湾の荷役設備、貯蔵タンクなどの規模を拡大して商用化していくための技術開発・実証を進める必要がある。

主な課題は、以下の通り。

- ・ 液化設備：液化のエネルギー消費量の低減化、液化能力の大幅なスケールアップ
- ・ 運搬船：商用規模の大型船開発
- ・ 荷役施設：ローディング、アンローディング設備の大型化
- ・ 貯蔵タンク：定置用及び運搬船用タンクの大型化。断熱性能の改善。
- ・ 極低温試験施設：極低温条件（-253℃）での試験設備の整備。

⁵³ IRENA Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part I

c) アンモニアのキャリア形成の課題

アンモニアは、既に化学産業、肥料原料として、比較的、大規模な国際市場やサプライチェーン関連のインフラ設備が整備されている。

アンモニアの水素キャリア形成における課題は、既存のサプライチェーン関連インフラをエネルギー用途向けに拡大していくことである。

計画されている輸出を主体としたプロジェクトによると、アンモニアとして取引される低排水素は、2030年までに推定 6 Mt（アンモニア 34 Mt に相当）が稼働するようになると考えられ、その量は IEA の NZE シナリオの予測には 10 Mt 不足する（化石由来のアンモニアの現在の世界取引の 5 倍に相当）。この増加に対応するためには、既存の港湾・海運インフラの大幅な拡張が必要である。貿易は引き続き増加し、2050年には低排水素が 30 Mt（アンモニアとしては 168 Mt）となり、これは現在の貿易のほぼ 10 倍に相当する⁵⁴。

このため、港湾ターミナルの増設、港湾での貯蔵容量の拡大、アンモニア輸送船の建造など、港湾・海運関連のインフラを整備するための大規模な投資が必要となる。また、需要側においても、アンモニアの受け入れ貯蔵設備や利用機器、環境設備などを整備する必要がある、供給側と連携した取り組みが重要である。

また、アンモニア特有の臭いと強い毒性も課題であり、エネルギーキャリアとして大量に輸送、貯蔵する場合を想定した漏洩対策や、万一の漏洩時の安全対策を検討する必要がある。なお、アンモニアに関する厚生労働省の安全データシートには、危険有害性、安全対策、応急措置、火災時の措置、漏出時の措置、取扱い及び保管上の注意、ばく露防止及び保護措置、環境影響情報、輸送上の注意（国際規制、国内規制）などについて具体的に示されている⁵⁵。

水素キャリアとしてアンモニアを利用する場合には、輸入ターミナルでアンモニアを水素に再変換（アンモニア分解）するためのプラントを建設する必要があること、また、分解プロセス用の電力と熱源のために必要なエネルギー消費の低減化が課題となる。

アンモニア運搬船については、ケミカルタンカーなど既存の船舶で輸送できるが、エネルギー用途向けの新たな需要への対応が課題である。このため、輸送船の積載量を現状の 2.5 万トンから 2030 年以降に 10 万トン超に、貯蔵タンク容量については、現状の 1.5 万トンから 2030 年には 10 万トン超に大型化することを目標としている。

d) MCH のキャリア形成の課題

MCH は石油由来の安定した化合物であり、水素キャリアとしての貯蔵や輸送に既存の設備ができ、ボイルオフによるロスは無い。しかし、現時点では小規模な海上輸送の実証プロジェクトが行われたのみであり、今後のスケールアップに向けて開発を進めて

⁵⁴ NREL Energy Technology Perspectives 2023

⁵⁵ <https://anzeninfo.mhlw.go.jp/anzen/gmsds/7664-41-7.html>

いるところである。

海上輸送における課題としては下記が挙げられる。

- ・ 輸送用船舶のタンク容量：
MCH を輸送するケミカルタンカーに適用される国際海事機関(IMO International Maritime Organization) の規制 (IBC Code, Type 2) ⁵⁶によって 1 つのタンク容量が 3,000m³ 以下に制限されている。
- ・ 水素輸送効率：
輸送される MCH を分解して利用できる水素量が少ない (6.2 Wt%)。輸送される重量のほとんどがトルエンであり、その循環にエネルギーが消費される。
- ・ 輸送中の燃料：
水素を燃料として利用する場合には、船内に脱水素設備を設置する必要があり、加熱用のエネルギーも必要 (LH₂、アンモニアは直接利用)。

また、サプライチェーン全体での課題として、MCH 合成時と水素への再変換 (脱水素化) がある。

- ・ 水素キャリアを形成するためには、MCH の生産能力を拡大する必要がある。
2020 年の AHEAD 実証プロジェクトでの MCH 生産能力は最大 210 t/y、ベンジルトルエンを用いる Hydrogenious 社の LOHC 能力は約 0.25 t/d である。世界最大のプラントはドイツ (Chempark Dormagen) に建設中の 5 t/d のプラントであり、24 t/d のプラントの建設計画もある。なお、アンモニアプラントの一般的な容量は 3,000 t/d (水素換算で約 500 t/d) である。
- ・ 輸送後の MCH から水素を分離して再利用するための脱水素化反応では、水素に含まれるエネルギーの 25~35%を消費する。この削減のために様々な機関が触媒開発を推進している。
- ・ 水素と化合するトルエンは、再利用できるが、その際に生じるロス (1 サイクルあたり 0.1%) を補う必要がある。また、MCH を新たなエネルギーキャリアとして利用する場合には、トルエンの生産量を飛躍的に拡大して供給する必要がある。

e) メタノールのキャリア形成の課題

現在、メタノール製造は、主に天然ガス (CH₄) などを水蒸気改質して得られる合成ガス (一酸化炭素 (CO)、水素 (H₂)) を原料としている。一方、水素と CO₂ を原料とするグリーンメタノール合成法については、技術的課題として、工場等や大気中から CO₂ を回収・精製・濃縮する必要があること、メタノール合成触媒を高活性化及び長寿命化することがある。CO₂ は、炭化水素などを燃焼した際の最終生成物の一つであり、反応性の低い非常に安定な物質である。エネルギーからみた物質の安定性は、それぞれの物質のもつ自由エネルギーで表すことができる。CO₂ の自由エネルギーは、 $\Delta G_o = -394 \text{ kJ/mol}$ であり、メタノール (-166 kJ/mol) やメタン (-51 kJ/mol) に比べて

⁵⁶ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/IBCCode.aspx>

エネルギー準位が低く、非常に安定である。従って、安定な CO₂ からエネルギー準位の高いメタノールなどのアルコールを合成するためには、触媒を用いて CO₂ を活性化させる必要がある。一般に、化学反応が進む際の反応速度は、反応が進む際のエネルギー障壁の高さによって決まる。エネルギー障壁が高すぎる場合、反応はほとんど進行しないが、触媒を使用することでエネルギー障壁が低くなり反応は進行しやすくなる。触媒の種類によって反応経路が変わるため、触媒設計は特に重要である。

現在、太陽光などの再生可能エネルギーなどの電源を用いて水の電気分解などで調達したグリーン水素などを原料として用いる事が検討されている。メタノールサプライチェーンのビジョンを図 21 に示す⁵⁷。

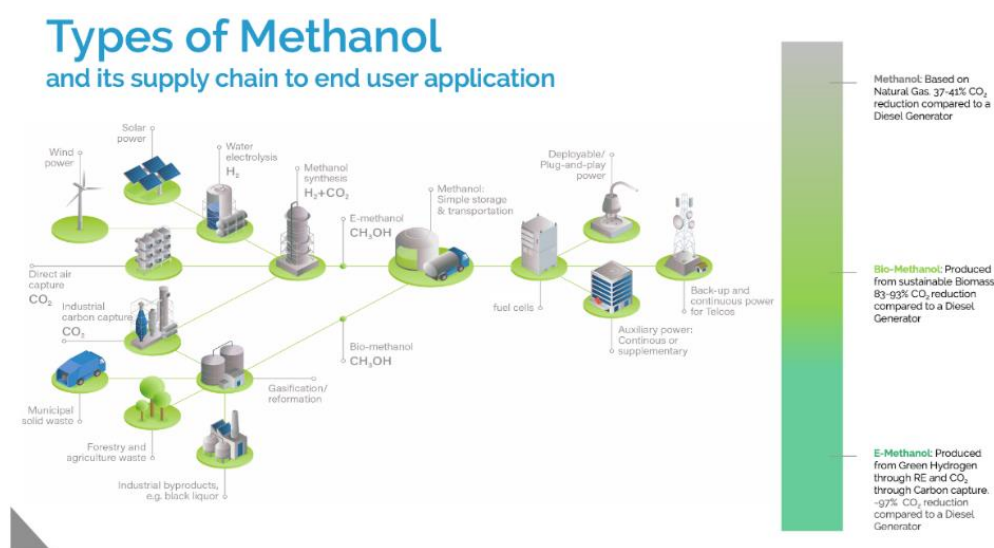


図 21 メタノールサプライチェーンのビジョン
出所: ADVENT Technologies

メタノール、エタノール、DME といった酸素を含む化合物に共通する欠点は、キャリアから水素を抽出した後に、CO₂ として放出される炭素が残ることである。CO₂ 排出量を増やさないためには、輸入ターミナルで炭素回収・貯留（CCS）を行うか、炭素を大気中から回収する必要がある（生物起源または直接空気捕集（DACCS）による）。

基準流量である 100 MtH₂/yr の輸送メタノールを考慮すると、メタノール生産には約 0.73 Gt の空気捕集または生物起源の CO₂ が必要となる。2050 年までに、1.5°C シナリオでは 4.7 GtCO₂ の負の排出が必要であり（IRENA, 2021a）、これは主に炭素回収・貯留（BECCS）付きのバイオエネルギー、あるいは、十分に速く発展すれば CCS 付きの DACCS の可能性もある。同時に、これらの技術の大規模な展開は現在行われていない。したがって、メタノール用に追加で CO₂ を回収する必要がある場合、すでに野心的な BECCS と DACCS の水準に、さらに設備容量の必要性が加わることになる。

さらに、CO₂ 供給源によってもたらされるコスト上のペナルティは大きい。長期的には、DAC の均等化コストは 100 USD/tCO₂ のレベルに達する可能性がある（Keith

⁵⁷ <https://serene.advent.energy/methanol-hydrogen-carrier-fuel/>

ら、2018)。これは、約 140 USD/tCH₃OH となり、約 0.75～1.25 USD/kgH₂ に相当する。これを考慮すると、現在の化石ベースのメタノールの生産コストは 100～250 USD/tCO₂ である (IRENA, 2021c)。これら 2 つの制約に基づき、メタノールの価格競争力には大きな課題があり、多面的なコストダウン対策が必要となる⁵⁸。

f) ギ酸のキャリア形成の課題

ギ酸の水素キャリア形成における課題は、前述のメタノールと同様に、キャリアから水素を抽出する際に、CO₂ が発生することである。利用時の CO₂ 排出量を増やさないためには、輸入ターミナルでの脱水素プロセスで発生する CO₂ を回収してリサイクルまたは貯留するか、利用時に発生する CO₂ を大気中から回収する必要がある。

2) 国際協力の可能性

各国の政府や企業は、水素キャリアの国境を越えた貿易量を大幅に増やそうとしており、既存インフラの改修や新たなインフラを建設し、サプライチェーンを構築する様々な取り組みを進めている。今後、再生可能エネルギー由来の水素を資源国から需要国に輸出するためには、国際的な協力関係のもとにサプライチェーンを構築していくことが不可欠である。その際には、二国間や多国間でのエネルギー協力を戦略的に組み合わせ、国際協力を拡大していくことが重要となる。

a) 圧縮水素関連の国際協力

前述のように、圧縮水素 (CH₂) は、エネルギー密度が低く距離的な制限があるため、比較的、近距離での国際輸送が考えられる。他の水素キャリアよりも輸送効率が劣るが、水素ガスを圧縮して貯蔵・輸送するというシンプル、かつ実用化済のサプライチェーンがベースとなるため、水素の生産国と消費国が近い場合には、CH₂ 輸送船を用いた事業が成立する可能性があると考えられる。

b) 液化水素関連の国際協力

液化水素 (LH₂) は、主に産業ガスやロケット燃料として比較的小規模な市場及びサプライチェーンが形成されている。しかしながら、CH₂ と同様にエネルギー用途としてのサプライチェーンは存在していない。このため、大規模なインフラとして、運搬船と荷役関連の港湾設備を新たに整備する必要があることが大きな課題である。また、水素の国際間の海上輸送を想定した場合、LH₂ は液化に必要なエネルギーの低減化、輸送中の BOR の低減化、貯蔵タンク等の大型化、などが課題となる。

LH₂ 運搬船については、日本では、2017 年の水素基本戦略の策定後、輸入水素の活用を想定し、水素の海上輸送技術や関連インフラの技術開発・実証を推進、世界ではじ

⁵⁸ Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part II, Technology review of hydrogen carriers, IRENA, 2022

めて LH2 パイロット運搬船を建造・運航しており、その知見に基づいて商用化を目指した関連インフラの大型化を進めている（ローディングアーム、LH2 貯蔵タンク、他）。

c) アンモニア関連の国際協力

前述のようにアンモニアはすでに化学産業の原料として世界的な貿易が行われており、国際的な協力関係は構築されていると考えられる。しかしながら、今後は、化石燃料に替わる CO₂ フリーのエネルギーキャリアとしてアンモニアの輸送量を拡大していく必要がある。

当面は、化石燃料由来の水素からアンモニアを合成し、発生する CO₂ を CCS 処理によってブルーアンモニアとして輸出しているが、将来的には再生可能エネルギー由来のグリーンアンモニアとする必要がある。そのためには、再生可能エネルギー資源に恵まれた国々と需要国との間で新たなサプライチェーンを構築していくことになる。

d) MCH 関連の国際協力

前述のように、MCH の国際輸送に関する実証事業が日本とブルネイ・ダルサラーム国との国際協力のもとに実施されており、その後、東南アジア（シンガポール、マレーシア）、豪州、中東（サウジアラビア）、欧州（オランダ）などと協力関係の構築に向けた取組が行われている。今後は、世界レベルでの協力関係が資源国と需要国の間で展開されることが推察される。

e) メタノール関連の国際協力

前述のようにエネルギーキャリアとしてのメタノールは、コスト競争力に大きな課題があり、運輸分野での利用はあっても、発電分野での利用は、当分は期待できないと考えられる。

f) ギ酸関連の国際協力

FA は、前述のように技術開発段階の要素が多いため、水素キャリアとしての利用には、まだまだ時間を要するものと考えられる。運輸分野での利用はあっても、発電分野での利用は、当分は期待できないと考えられる。

(4) まとめ

本調査では、エネルギーキャリアとしての水素（水素キャリア）の船舶による長距離国際輸送に着目し、主要な「水素キャリア」の特徴や技術開発の状況について、世界の最新動向、新興国等における新たな水素キャリア形成に向けた動き、形成にあたっての課題点、国際協力の可能性について情報を収集・整理した。（表 4）

調査対象として選定した水素キャリアは、圧縮水素（CH₂）、液化水素（LH₂）、アンモニア及び液体有機水素キャリア（LOHC）で総称される MCH、メタノール、ギ酸、の 6 種類である。これらは、全て、規模の大小はあるが産業用としての市場が形成されており、将来のエネルギーキャリアとしての新たな市場形成に向けた取組が進められている。

水素キャリアの選定は、今後の水素社会の在り方を決める重要な判断事項となるが、各キャリアとも異なる課題があり、今後、2050 年のカーボンニュートラルの実現に向けて、どれが優位となるかを現時点で見極めることは不可能と考える。

当面は、キャリアを絞り込まず、各々の技術的課題を解決するための取り組み状況、資源国と需要国の間の協力関係の構築状況、既存インフラ等の活用可否、エネルギー安全保障や環境負荷への影響度、など、複雑な要因を踏まえつつ、長期的な観点から選定されていくものとする。その際には、圧縮、液化、化学合成（水素化）、脱水素化、国際輸送、国内配送などに伴う CO₂ 発生量や経済性なども考慮して総合的に評価することが重要と考える。

表 4 水素キャリアの調査概要

水素キャリア	特徴	技術開発動向	実施中のプロジェクト	キャリア形成の課題	国際協力の可能性
圧縮水素	体積輸送効率 × 長距離輸送には不適	圧縮動力の低減化 水素脆化対策	地下貯蔵 船舶輸送	容器及び圧縮 機開発	2,000km までが上限
液化水素	体積輸送効率 ○ 長距離輸送には適 高純度水素	大型海上輸送技術 （大型液化器、運 搬船等）	豪州から日本や 韓国等、欧州内 での輸送	極低温技術開 発、新規イン フラ整備導入	長距離輸送に対応 可能
アンモニア （液体）	体積輸送効率 ◎ 長距離輸送には適 毒劇物	直接利用先拡大の ための技術開発、 脱水素設備の技術 開発が必要	アンモニア燃料 船の開発、サウ ジアラビア案件 多数	既設インフラ の拡大、脱水 素設備導入	長距離輸送に対応 可能
MCH （トルエン）	体積輸送効率 × 長距離輸送には不適 トルエンの循環利用	エネルギーロス の更なる削減が必要	ブルネイから日 本、欧州域内 での輸送	既設インフラ の拡大、脱水 素設備導入	東南アジア諸国と の協力
メタノール	体積輸送効率 ◎ 長距離輸送には適 CO ₂ の循環利用	脱水素技術開発、 船舶用燃料として の利用	小規模利用のみ	既設インフラ の拡大、脱水 素設備導入	長距離輸送に対応 可能、経済性に劣 る
ギ酸	体積輸送効率 × 長距離輸送には不適 技術成熟度が低い	触媒開発等の基礎 研究段階	情報なし	既設インフラ の拡大、脱水 素設備導入 CO ₂ 回収	必要性は乏しい

7-1-2 英文レポート:

Hydrogen Carriers: Current and Future of technology Status and Opportunities for international Cooperation

(1) Current Trends of Hydrogen Carriers

Similar to other fossil fuels, hydrogen is an energy source that can release energy through a reaction (combustion) with oxygen in the air. As it only emits water vapor during combustion, hydrogen has the potential to serve as an ideal next-generation zero-emission fuel, replacing fossil fuels that release CO₂ (a greenhouse gas).

However, unlike fossil fuels, hydrogen is scarce in nature, requiring the establishment of a new supply chain capable of providing hydrogen in large quantities reliably. Consequently, there are ongoing global efforts in the development of technologies and demonstration projects for the production, storage, transportation, and utilization of hydrogen as an energy source.

Presently, hydrogen production is largely dominated by fossil fuels. To address this, initiatives are underway to make hydrogen carbon-neutral. This involves incorporating technology to separate and capture the CO₂ emitted during hydrogen production, storing it underground (CCS, Carbon Capture and Storage). Furthermore, renewable energy sources such as wind and solar power are being utilized for hydrogen production. The accelerated adoption of renewable energy sources has led to the development of technologies to produce clean hydrogen by water electrolysis using surplus electricity.

Concerning hydrogen storage and transportation, delivering large quantities to specific destinations is challenging due to hydrogen's low energy density per volume. Consequently, there are various ongoing technological developments and demonstration projects aimed at enhancing the efficiency of storage and transportation methods. These include hydrogen compression as a gas, liquefaction through cooling to -253°C, and conversion to hydrogen compounds via chemical processes.

This study, specifically focusing on the long-distance international transport of hydrogen (hydrogen carriers) by ship as an energy carrier, provides current development status and ongoing efforts on key hydrogen carriers.

1) Hydrogen Properties

Hydrogen (H₂) is a gas, similar to natural gas at standard temperature and pressure. It is colorless, odorless, and practically insoluble in water. Gaseous hydrogen possesses the smallest molecular weight (2.0159 g/mol) and a low density (70 g/m³ at 0°C and 1 bar), making it prone to leakage through small gaps and highly diffusive. Its combustion characteristics make it highly flammable, igniting

in the range of 4-75 Vol% hydrogen concentration in air, with a low ignition energy. Additionally, the flame is transparent and invisible to the human eye. Hence, safety measures, including appropriate leak and fire detection systems, are crucial. Facilities dealing with high-pressure hydrogen must employ special stainless steel alloys and other materials, as hydrogen can permeate some metal materials, causing hydrogen embrittlement and reducing their strength.

While hydrogen boasts high energy content per mass (39.4 kWh/kg), it has low energy content per volume. To enhance hydrogen storage and transportation efficiency, it is often compressed or cooled to -253°C for liquefaction. However, both compression and liquefaction processes require energy. Even when liquefied, hydrogen maintains a low density of 70.8 g/L at -253°C⁵⁹.

Here are the revised chemical and physical properties of hydrogen, along with some notable features in its energy use:

- Chemical and Physical Properties:
 - When heated, hydrogen may burn violently or explode.
 - Reacts vigorously with halogens, oxidizers, and greases.
 - The reaction is not anticipated to pose a fire or explosion hazard, but metal catalysts like platinum and nickel significantly accelerate it.
 - Very insoluble in water (solubility: 1.62 mg/L at 21°C).
 - Lightest gas at standard temperature and pressure (specific gravity: 0.07).
 - Colorless and transparent.
 - Flammable, with explosive limits of 4-75 Vol% in air and an ignition temperature of 560°C.
- Outstanding Features in Energy Use:
 - No CO₂ emissions during use:
Hydrogen combustion only produces water vapor, making it a clean energy source. However, depending on fuel conditions, NO_x may be generated.
 - Can be produced from various resources:
Hydrogen can be derived from water electrolysis, oil and natural gas reforming, methanol and ethanol, sewage sludge, waste plastics, and is also a byproduct of steelmaking and chemical processes. Yet, depending on the production method, CO₂ may be generated.
 - High energy efficiency:
Hydrogen has a higher energy per mass, approximately three times that of gasoline for the same mass.
 - Ability to store energy for extended periods:

⁵⁹ Isao Abe, Hydrogen Energy System, Vol.27, No. I (2002)

Compared to storing electricity, storing hydrogen energy is relatively straightforward.

2) **Characteristics of Hydrogen Carriers**

As mentioned above, hydrogen exhibits low mass per volume under normal temperature and pressure, making direct storage and transportation inefficient. To address this, hydrogen is either compressed at high pressure or transformed into a liquid through cooling or compounding. This enhances its mass per volume, improving overall efficiency.

Various types of hydrogen carriers are employed, and their characteristics are detailed in Table 1:

- Compressed hydrogen: Hydrogen is compressed at high pressure and stored in tanks.
- Liquefied hydrogen: Hydrogen is cooled to a cryogenic temperature (-253°C) and stored in tanks.
- Hydrogen compounds: This includes ammonia produced through the chemical reaction of hydrogen with nitrogen in the air, as well as organic compounds like methylcyclohexane (MCH), methanol, and formic acid, capable of absorbing and releasing hydrogen.

Organic compounds of this nature are commonly referred to as Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC), with several applicable candidates. The desired characteristics of a carrier include:

- High hydrogen density: Reduces the volume required for transportation.
- Low reaction enthalpy: Decreases energy consumption during dehydrogenation.
- Minimal degradation: Prevents the generation of byproducts and reduces losses.
- Non-toxicity: Ensures safe handling.
- Cost-effectiveness: Reduces operational costs.
- High melting point, remaining liquid even in cold climates: Facilitates handling.
- High boiling point: Prevents phase change during heating.
- Utilization of inexpensive catalyst materials and conversion reactions under moderate conditions: Lowers capital costs.

Table 1 Characteristics of Hydrogen Carriers⁶⁰

hydrogen carrier	Storage conditions	Hydrogen density (kgH ₂ /m ³)	hydrogen release terms	Explosion limit (vol% in air)	PEL * (ppmv)	Steam pressure (MPa@298K)
Compressed hydrogen	70MPa	42	pressure release	4 to 75	na	-
liquefied hydrogen	20.28K	70	evaporation	4 to 75	na	-
Liquid NH ₃	239.81 K (0.1 Mpa) 1 Mpa (298 K)	121 107	Catalyst temperature > 400 °C	15 to 28	50	1.1
MCH (Toluene)	normal or average or fixed temperature	47	Catalyst temperature > 300 °C	(1.2 to 6.7) (1.2 to 7.1)	(500) (200)	0.006
Methanol	normal or average or fixed temperature	100	Catalyst temperature > 200 °C	6.7-36	200	0.017
Formic acid	normal or average or fixed temperature	53	Catalyst temperature > 50 °C	18-34	5	0.006

Permissible Exposure Limit

There are two indices used to assess the transport efficiency of hydrogen carriers: "mass transport efficiency" and "volumetric transport efficiency." The larger these indices, the more efficient the transport and storage are considered. Mass transport efficiency measures how many kilograms of hydrogen can be transported when carrying a 1.0 kg hydrogen carrier. Compressed and liquefied hydrogen carriers transport pure hydrogen, resulting in a mass transport efficiency of 1.0 kg-H₂/kg. On the other hand, carriers like ammonia and LOHC transport molecules where hydrogen is compounded with nitrogen and carbon, leading to lower mass transport efficiency.

Volumetric transport efficiency measures how many kilograms of hydrogen can be transported when carrying 1 m³ of a hydrogen carrier. Considering that the volumetric transport efficiency of hydrogen at normal temperature and pressure is around 0.090 kg/m³, all hydrogen carriers are deemed to have a transport efficiency several hundred times higher than that of hydrogen at normal temperature and pressure. However, to thoroughly evaluate each hydrogen carrier, an analysis of technological maturity, economic efficiency, and environmental friendliness across the entire supply chain, from production to storage, transportation, and utilization, is necessary.

Table 2 illustrates the transport-related characteristics of hydrogen carriers.

⁶⁰ Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: Recent progress, Joshua W. Makepeace, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 44, Issue 15, 22 March 2019, Pages 7746-7767

Table 2 Transport-related characteristics of hydrogen carriers

Hydrogen carrier	Mode of transport Density (kg/m ³)	Mass transport efficiency (kg-H ₂ /kg)	Volumetric transport efficiency (kg-h/m ³)	Hazardousness	Transport Method
Compressed hydrogen	14.0 (20 MPa) 23.5 (35 MPa) 40.0 (70 MPa)	1.0	14.0 (20 MPa) 23.5 (35 MPa) 40.0 (70 MPa)	high-pressure gas	Land transportation is facilitated by high-pressure hydrogen trailers, and marine transportation is currently in the developmental phase.
Liquefied hydrogen	70.8	1.0	70.8	cryogenics	Land transportation utilizes liquefied hydrogen trailers and lorries, while long-distance marine transportation is in the demonstration stage.
Ammonia (Liquid)	603	0.178	107.1	Poisonous and Deleterious Substances, high-pressure gas	The transportation of liquid ammonia by trailers on land and its long-distance marine transportation are already in practical use.
MCH (Toluene)	770	0.062	47.4	petroleum products	Land transportation relies on chemical tanker trucks, and long-distance marine transportation is currently in the demonstration phase.
Methanol	792	0.126	99.7	Class 4 flammable liquids, alcohols	Land transportation includes chemical trailers
Formic acid	1220	0.044	53.4	Deleterious Substance, Petroleum No. 2	Land transportation includes chemical trailers

Source: The Institute of Applied Energy, Japan

The International Renewable Energy Agency (IRENA) is considering various hydrogen carriers and is comparing the transport of hydrogen gas by pipeline as compressed hydrogen in 2022 with three liquid methods: ammonia, liquid hydrogen, and LOHC, compared to three methods of transporting hydrogen in liquid form.⁶¹ The scope of the study includes conversion of gaseous hydrogen to a form suitable for transport and storage, use in the transport phase, and reconversion of the carrier to pure hydrogen (if necessary). The classification is based on the current level of technology of each hydrogen carrier, in terms of transport distance and project size. The solid line in Figure 1 shows, as a base case, the range of effective application of each carrier as of 2050: pipelines are effective for transport distances up to about 2,000 km, ship transport of ammonia is effective for longer distances, and liquid hydrogen and LOHC have a relatively limited range of application. The dotted line indicates the existing network. The dotted line shows the case where the existing network is considered to be utilized and applied to

⁶¹ Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part II, Technology review of hydrogen carriers, IRENA, 2022

hydrogen, which significantly expands the range of pipelines that can utilize the existing infrastructure.

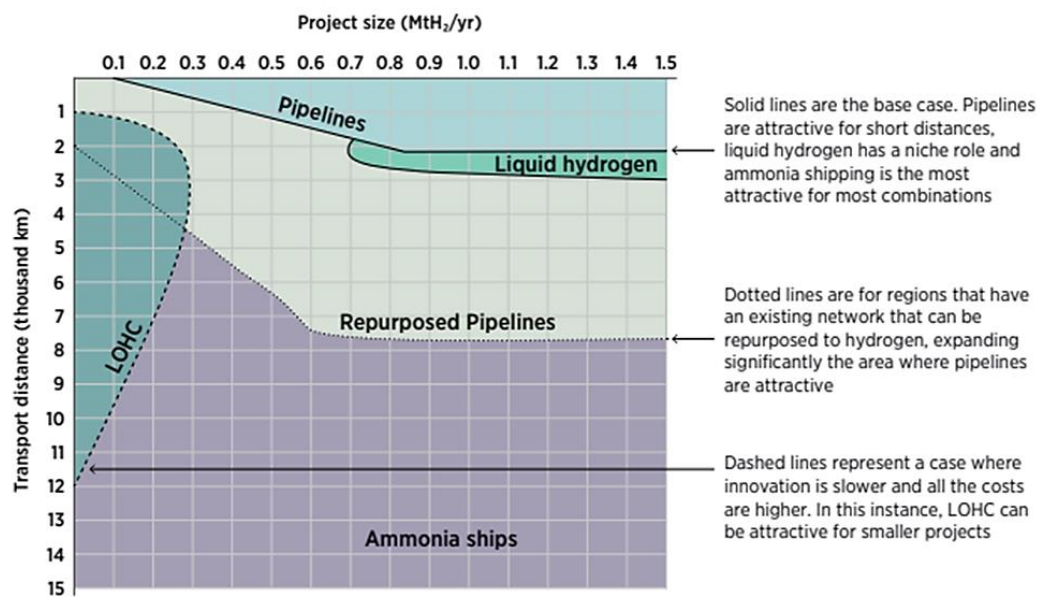


Figure 1 Most cost-effective hydrogen transportation pathway in 2050
(Source: IRENA, Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part II)

Regarding the export of green hydrogen, the International Energy Agency (IEA) predicts that it will reach 12 million tons by 2030 based on projects under development. The focus of export projects in the development plan involves water electrolysis hydrogen production with ammonia as the hydrogen carrier. Most of the identified projects with hydrogen carriers have opted for ammonia, while the planned volumes of synthetic liquid fuels, LOHC, liquefied hydrogen, and compressed hydrogen from ships are considerably smaller. It's noteworthy that 40% of the planned exports by 2030, constituting 40% of the total, have yet to specify a carrier.⁶²

The marine transportation of hydrogen carriers demands significant energy throughout the supply chain, taking into account the energy needed for conversion and reconversion to carriers. Consequently, enhancing transport efficiency is a crucial technological development challenge, as it not only minimizes environmental impacts but also leads to cost savings. The EU's SRIA (Strategic Research and Innovation Agenda) has set a goal of achieving an overall hydrogen transport efficiency of approximately 74% (12 kWh/kg H₂) by 2030.⁶³

This report explores and summarizes the characteristics and technological development trends of various hydrogen carriers over long distances by ship. These

⁶² IEA Global Hydrogen Review 2022

⁶³ Clean Hydrogen Joint Undertaking, 2022

carriers include:

- Compressed hydrogen
- Liquefied hydrogen
- Ammonia (liquid)
- MCH (methylcyclohexane)
- Methanol
- Formic Acid

a) Characteristics of Compressed Hydrogen

Compressed hydrogen (CH₂) stands as a widely adopted method for hydrogen supply. Currently, there is an established supply chain that involves producing hydrogen from fossil fuels, compressing it to 20-50 MPa, and filling containers (tanks and cylinders) for storage and transportation. There's a growing consensus to transition towards hydrogen derived from renewable energy sources in the future.

A diverse range of CH₂ containers has been developed and commercialized, varying in materials, shapes, and manufacturing methods, depending on pressure conditions and filling volume. The primary consumers are in the industrial sector (semiconductors, metals, chemicals, glass, etc.), with recent applications extending to supplying hydrogen for hydrogen stations.

Despite its prevalence, CH₂ faces limitations due to its lower energy density and constrained transport volume compared to other hydrogen carriers. Consequently, there are only a few initiatives focused on commercializing it as an energy carrier for transporting substantial amounts of hydrogen over long distances.

Notably, hydrogen density increases with compression, reaching about 23 kg/m³ at 35 MPa and 38 kg/m³ at 70 MPa under typical pressure conditions for hydrogen transportation. This results in an energy density of 767 kWh/m³ (27°C, 35 MPa).

b) Characteristics of Liquefied Hydrogen

Liquid hydrogen (LH₂) is a method of liquefying hydrogen by chilling it to -253°C, reducing its volume to about 1/800th of its standard state and significantly enhancing transportation efficiency. The LH₂ supply chain has already undergone commercialization, where hydrogen, primarily sourced from natural gas, undergoes liquefaction. It is then filled into highly insulated containers, stored, and transported for various applications such as chemical feedstocks, the semiconductor industry, rocket fuel, and more, although it remains a relatively small market.

The LH₂ container features a double-shell structure with insulation material between the inner and outer tanks, creating a vacuum to prevent external heat ingress and enhance insulation performance. This design effectively reduces the

evaporation rate (Boil-off Rate or BOR) during storage and transportation.

As a hydrogen carrier, LH2 can deliver high-purity hydrogen to demand areas due to its higher energy density, improved transportation efficiency, and the elimination of impurities during the liquefaction process.

For detailed chemical and physical characteristics of LH2, please refer to the previous chapter, "Properties of Hydrogen." It liquefies at an extremely low temperature of -253 °C. Liquefied hydrogen is an exceptionally lightweight liquid, boasting a density of 70.8 kg/m³ at -253 °C and a gravimetric energy density surpassing that of gasoline (hydrogen: 142 MJ/kg, gasoline: 49 MJ/kg).

c) Characteristics of Ammonia

Ammonia, a hydrogen compound, is produced on a large scale primarily for use as fertilizer and an industrial raw material, establishing a global market with a developed supply chain, including related infrastructure for storage and transportation. In 2020, global ammonia production reached about 183 million tons, with the majority derived from fossil fuels, resulting in CO₂ emissions during production. Less than 1% is sourced from renewable energy.

It's essential to note that producing 183 million tons of ammonia requires approximately 32.4 million tons of hydrogen, leading to around 570 million tons of CO₂ emissions during production. Of this, 300 million tons of CO₂ arise from the fossil fuels used in the production process, 270 million tons from raw materials, and 140 million tons are recovered and utilized in urea production, eventually released into the atmosphere when urea is used as an agricultural fertilizer. About 10% of ammonia production is traded globally, involving the use of over 70 LPG tankers for marine transportation, ranging in cargo capacities from 2,500 to 40,000 tons.⁶⁴

In recent years, there have been technology development and demonstration projects exploring ammonia's use as a fuel for power generation, marine applications, and as a hydrogen carrier capable of decomposing to supply hydrogen. These initiatives aim to achieve carbon neutrality by 2050 and meet the growing demand.

Ammonia (NH₃) is a compound with a molecular weight of 17.03 g/mol, composed of hydrogen and nitrogen. Its chemical and physical characteristics include:

- Relatively stable on its own but readily reacts with acids and halogens.
- Forms explosive compounds upon contact with halogens and strong acids.
- Corrodes copper and copper alloys, requiring careful material selection.
- Decomposes to hydrogen and nitrogen at approximately 300°C under catalysts like iron and nickel.

⁶⁴ Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers, IRENA, April 2022

- Alkaline when dissolved in water (ammonia water).
- At normal temperature and pressure, it is a gas, lighter than air (specific gravity 0.60).
- Colorless, transparent, easily soluble in water and ethanol.
- Flammable, with explosive limits of 15-28 Vol% in air and an ignition temperature of 651°C.
- Designated as a "deleterious substance" by law due to its strong pungent odor, corrosiveness, and exothermic properties.

Easily liquefied at 0.857 MPa (8.46 bar) at 20°C, allowing for relatively easy storage as liquid ammonia. Spontaneous liquefaction may occur in cold regions during winter due to its boiling point of -33°C.

d) Characteristics of MCH

Methylcyclohexane (MCH) belongs to the category of liquid organic hydrogen carriers (LOHC) and is formed through the catalytic reaction of hydrogen with toluene, an organic substance. Following transportation as a hydrogen carrier, the dehydrogenation process regenerates hydrogen and toluene. The regenerated toluene is then transported back for reuse in MCH production.

MCH possesses characteristics that render it suitable for transportation: its volume is approximately 1/500th of hydrogen gas, it remains a stable liquid under standard room temperature and pressure, and it doesn't require specialized containers for transportation and storage. Furthermore, existing petroleum infrastructure can be utilized for its storage and transportation. However, there are some challenges, such as the energy requirement in both the hydrogenation process with toluene during production and the dehydrogenation process to separate hydrogen. Trace amounts of impurities may persist in the regenerated hydrogen, and losses occur during the circulation of toluene. Moreover, as a hydrogen carrier, it is currently in the small-scale pilot demonstration stage, necessitating a significant scale-up of hydrogenation and dehydrogenation processes to establish a global market.

MCH (C_7H_{14} / $C_6H_{11}CH_3$) is a compound comprising hydrogen and toluene, with a molecular weight of 98.21 g/mol. Its chemical and physical characteristics include:⁶⁵

- Normally stable but reacts violently with strong oxidizers, posing fire and explosion hazards.
- Clear, colorless liquid with a characteristic odor.
- Lower density than water (specific gravity: 0.8, where water = 1), heavier

⁶⁵ https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0923&p_version=2

than air (relative vapor density: 3.4, where air = 1).

- Boiling point: 101°C.
- Melting point: -126.7°C.
- Vapor pressure: 5.73 kPa (25°C).
- Insoluble in water.
- Flammable, with explosive limits of 1.2-6.7 vol% in air and an ignition temperature of 258°C.
- Static electricity may be generated due to flow, agitation, etc.

e) Characteristics of Methanol

Methanol, the simplest alcohol in terms of molecular structure and widely used as an organic solvent, shows potential as a liquid organic hydrogen carrier (LOHC). Its hydrogen volume transport efficiency exceeds that of MCH by more than twice.

Remaining in a liquid state at room temperature and pressure, methanol proves easily storable and transportable, utilizing existing infrastructure. Methanol reformers offer the advantage of on-demand hydrogen production during use, circumventing the complexities and high costs associated with storing and transporting hydrogen as fuel, although they do generate CO₂.

Methanol production involves reacting CO, produced through the partial oxidation of natural gas, with hydrogen using a catalyst at 50-100 bar and 240-260°C. Widely employed in various industries as a chemical feedstock and solvent, as well as a substitute for petroleum in automobile fuels and a fuel source for hydrogen fuel cells, methanol can also be produced from hydrogen sourced from renewable energy, serving as a carrier for clean hydrogen.

However, the entire supply chain entails energy consumption in processes such as hydrogen and CO₂ production, methanol synthesis, marine transportation, reconversion to hydrogen at the destination, and recovery/recycling of CO₂ generated during reconversion. Consequently, the overall (round-trip) efficiency may be as low as 1/3, potentially impacting economic viability.⁶⁶

Methanol (CH₄O), a compound with a molecular weight of 32.0 g/mol, composed of hydrogen, carbon, and oxygen, exhibits the following chemical and physical characteristics:⁶⁷

- Reacts violently with strong oxidizers, acids, and reducing agents, posing a fire or explosion hazard.
- Clear, colorless liquid with a characteristic odor.
- Lower density than water (specific gravity: 0.79, where water = 1), heavier

⁶⁶ Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part I, Outlook for 2050 and way forward, IRENA, 2022

⁶⁷ https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0057&p_version=2

than air (relative vapor density: 1.1, where air = 1).

- Boiling point: 65°C.
- Melting point: -98°C.
- Vapor pressure: 12.9 kPa (20°C).
- Solubility in water: Miscible.
- Flammable, with explosive limits of 6-50 vol% in air and an ignition temperature of 440°C.
- Its vapor mixes well with air, tending to form explosive mixtures.

f) Characteristics of Formic Acid

Formic acid (FA) has a hydrogen volumetric transport efficiency of 53 gH₂/L, surpassing that of MCH, and exhibits lower toxicity and flammability under atmospheric conditions. This positions it as a promising candidate for a liquid organic hydrogen carrier (LOHC). Currently industrially produced from natural gas and coal, formic acid commands a global market size of around 900,000 tons in 2022.⁶⁸

There is potential in the future to synthesize formic acid using CO₂ recovered by green hydrogen or DAC as a feedstock. However, its current Technology Readiness Level (TRL) stands at a relatively low 3 to 5, presenting numerous challenges for its application as an energy carrier.⁶⁹

Formic acid (HCOOH), a compound with a molecular weight of 46.025 g/mol composed of hydrogen, carbon, and oxygen, demonstrates the following chemical and physical characteristics⁷⁰:

- Features a carboxy group (-COOH) and a formyl group (-CHO), imparting reductive properties.
- Moderately strong acid.
- Decomposes when heated or in contact with strong acids, producing carbon monoxide.
- Reacts violently with oxidants and strong bases, posing a fire or explosion hazard.
- Attacks various plastics and metals.
- Colorless, clear, fuming liquid with a pungent odor.
- Denser than water (specific gravity: 1.2, where water = 1), heavier than air (relative vapor density: 1.6, where air = 1).
- Boiling point: 100.8 °C.
- Melting point: 8.4 °C.

⁶⁸ Imarc Market report, formic-acid-market

⁶⁹ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC99380>

⁷⁰ https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_lang=ja&p_card_id=0485&p_version=2

- Vapor pressure: 4.6 kPa (20°C).
- Soluble in water and many polar solvents and hydrocarbons.
- Flammable, with explosive limits of 18-51 Vol% in air and an ignition temperature of 520 °C.
- Exhibits a strong pungent odor and is corrosive (both liquid formic acid solution and vapor pose harm to skin and eyes).

3) Trends in Hydrogen Carrier Technology Development

a) Trends in Compressed Hydrogen-related Technology Development

To enhance the transportation efficiency of compressed hydrogen (CH₂), it is crucial to reduce container weight, increase filling pressure, and simultaneously mitigate the risk of hydrogen embrittlement associated with high-pressure hydrogen.

Efforts to lighten containers involve the substitution of conventional stainless steel with aluminum alloys and plastics. Composite containers, featuring carbon fiber wrapping around the outer circumference for added strength, have become prevalent. Various containers, including tanks and cylinders, are employed based on pressure conditions and storage volume. Generally, cylinders with pressures ranging from 15 to 20 MPa, along with bundles of cylinders, are utilized for storage and transportation. When transporting to factories and hydrogen stations, bundled trailers carrying multiple large cylinders (6-16 meters long) are used.⁷¹ The trailer portion can be installed on-site for supply or transferred to a hydrogen tank.

Compression of hydrogen requires reciprocating or diaphragm compressors for low flow rates and high-pressure ratios, as seen in applications like fuel cell vehicles or hydrogen truck filling stations. In on-board applications, such as fuel cell vehicles, pressure is increased to 350-700 bar. Diaphragm or hydraulic pressure intensifiers, devoid of lubricants, are employed to prevent fuel cell contamination.

Additionally, centrifugal compressors find use in applications with substantial flow rates and high output, particularly in pipelines, where a high output density is achievable (see Figure 2).

⁷¹ <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>

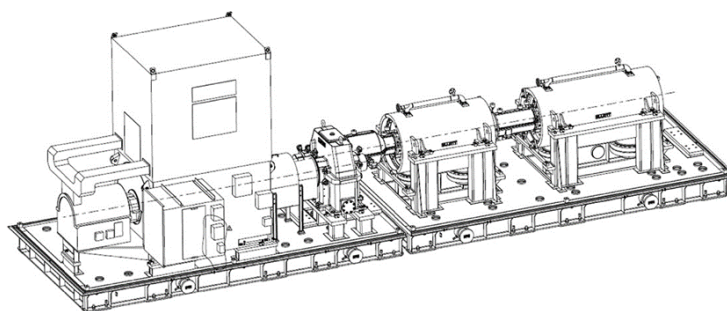


Figure 2 Centrifugal hydrogen compression train
(Source: Elliott Company)

When compressing hydrogen, the following characteristics should be considered:

- Low molecular weight (2.0159 g/mol)
- High speed of sound (1,270 m/s, 20°C, 1 atm)⁷²
- Low viscosity
- Large heat capacity

The higher speed of sound in hydrogen implies that compressors operating at a given speed will have a lower mechanical Mach number to compress hydrogen compared to other gases. A lower Mach number is generally advantageous for the efficiency and operating range of a compressor.

On the other hand, the low molecular weight and high heat capacity of hydrogen result in a lower pressure ratio for a given isentropic workload or an increased isentropic workload for a given pressure ratio. For instance, when compressing hydrogen in centrifugal compressors designed for medium to high flow rates (commonly used in natural gas plants and petrochemicals), the pressure increase per centrifugal stage is lower. Therefore, to achieve a higher pressure, the number of stages must be increased. Additionally, the number of impellers installed to attain the required pressure ratio in a centrifugal compressor must be optimized based on the compressor speed.

Hydrogen compression is known to induce hydrogen-induced cracking (HIC), also referred to as hydrogen embrittlement (HE) or hydrogen-assisted cracking (HAC), in metallic materials. Therefore, selecting an appropriate metal material is crucial, considering factors such as hydrogen pressure, temperature, purity, stress state, presence of other gases, material composition, strength, and structure. The selection criteria are outlined in standards such as:

- API 941 (Steel for High-Temperature, High-Pressure Hydrogen Service in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants, 8th Edition, American Petroleum Institute, 2016),
- ISO 11114-4 (Transport gas containers - Compatibility of cylinder and valve

⁷² Handbook of the Speed of Sound in Real Gases, A.J.Zuckerwar, Academic Press, 2002

- materials with gas contents - Part 4: Test methods for selecting steel materials resistant to hydrogen embrittlement, 2nd edition, 2018), and
- ISO/TR 15916 (Basic Considerations for the Safety of Hydrogen Systems, 2nd edition, 2015).

Regarding the impact of pressure, it is understood that higher pressure increases the likelihood of hydrogen embrittlement. Materials such as high-strength steels, titanium alloys, and some nickel-based alloys are known to be susceptible to hydrogen embrittlement. Steels suitable for hydrogen embrittlement applications include those with an upper yield strength limit of 827 MPa (120,000 psi) or a hardness limit of Rockwell C 34. These materials have demonstrated resistance to hydrogen embrittlement at temperatures below 400°F (204°C) and maintain sufficient toughness when used for high-pressure or rotating applications. In general, stainless steels are chosen for high hydrogen concentrations, and special materials are selected for high-temperature and high-pressure applications.

b) Trends in Liquefied Hydrogen-related Technology Development

The commercialization of a liquefied hydrogen (LH2) supply chain necessitates the advancement of technology for larger and more robust liquefaction facilities, LH2 storage tanks, and LH2 carriers as part of the related infrastructure.

For a LH2 plant at a commercial scale, the liquefaction and associated facilities would need to be scaled up over 200 times to reach a scale similar to that of current LNG plants (20,000 t/d). Furthermore, the development of LH2 storage tanks with a capacity of 50,000 m³/unit for stationary use and 40,000 m³/unit for LH2 carriers is also in the planning stages.

Concerning LH2 carriers, expanding the capacity of storage tanks (ensuring strength and high insulation to withstand transportation vibrations), utilizing and re-liquefying BOG (cryogenic) fuel during transportation, developing large-capacity liquefied hydrogen pumps, metering equipment, and safety protection equipment (ESDS, Emergency Shut Down System) are essential components.

Another challenge involves the increasing size of loading arms as cargo handling equipment for LH2.

The primary hurdle for the LH2 supply chain lies in the low temperature (-253°C) required for liquefaction. This demands more expensive equipment to maintain high insulation, reducing heat loss and handling the cryogenic fluid. Energy consumption to achieve and maintain cryogenic conditions is also higher. Due to the variance in boiling points between LNG and liquefied hydrogen (-253°C vs. -160°C), liquefied hydrogen is expected to have a higher BOG, impacting overall efficiency.

c) Trends in Ammonia-related Technology Development

Concerning the maritime transport of ammonia as a hydrogen carrier, an established market exists for industrial applications, supported by an existing supply chain. Approximately 20 million tons of ammonia are traded globally each year, utilizing large LPG tankers (VLGCs). The higher boiling point of ammonia (-33°C) compared to liquefied hydrogen makes it more manageable.

Ongoing efforts in technology development for ammonia focus on enhancing efficiency and decarbonization across the supply chain. Targeted areas for improvement include hydrogen production, ammonia synthesis, storage and transportation, utilization, and cracking technology for hydrogen re-conversion. Projects are actively implementing these technologies.

Regarding its role as an energy carrier, ongoing technological advancements include the development of ammonia decomposition technology for re-conversion to hydrogen after transportation, and direct utilization as fuel for power generation and marine applications.

Practical applications of ammonia decomposition technology already exist for obtaining ambient gas in metal surface treatment. However, challenges include small-scale facilities (1-2 t/d), high decomposition temperatures (600-900°C), and approximately 30% energy consumption relative to ammonia's energy content, with no hydrogen purification.

Traditionally, ruthenium (Ru) immobilized on a support like oxide served as a catalyst for the decomposition reaction, requiring temperatures of 600°C or higher. To address this, catalyst performance is being improved by lowering the decomposition temperature, minimizing the use of costly ruthenium, and enhancing catalyst lifespan.

Efforts are also underway to lower the decomposition reaction temperature using precious metal catalysts, achieving decomposition at 450°C or lower, thus reducing energy consumption but increasing material costs. Ni-based catalysts using economical nickel (Ni) fixed to an oxide support are being developed to operate at higher temperatures (800°C or above), with ongoing work to lower the required temperature.

Technological development aims to commercialize low-temperature ammonia decomposition catalysts, limiting or eliminating the use of precious metals.⁷³ Hydrogen purity requirements for fuel cell vehicles include a minimum of 99.97%, a maximum ammonia concentration of 0.1 ppmv, and a maximum inert gas concentration (nitrogen and argon) of 100 ppm. Thus, ongoing efforts in ammonia decomposition technology focus on efficiency improvement, cost reduction, higher purity, and scale expansion.

⁷³ <https://www.titech.ac.jp/news/pdf/tokyotechpr20230728-kitano.pdf>

Development of ammonia-related technologies in Europe

In the UK, the Tyseley Ammonia to Green Hydrogen Project⁷⁴ received £6.7 million in public funding in May 2022 to construct a 0.2 t/d ammonia cracking demonstration unit. This unit aims to supply hydrogen to an existing station in Birmingham. Utilizing a palladium-based membrane reactor developed by the Spanish startup H2 SITE, the project strives to produce hydrogen from ammonia, meeting purity requirements. The cost range is estimated to be between \$0.8 to \$1.5 per kilogram on a small to medium scale.

In Germany, the TransHyDE project⁷⁵, supported by various research networks, including AmmoRef, explores hydrogen carriers such as high-pressure containers, gas pipeline transport, ammonia, and LOHC. The Campfire project, part of TransHyDE, specifically investigates ammonia's potential as a hydrogen carrier. It serves as a research interface to integrate hydrogen into ammonia for transport and subsequent re-extraction. The project also acts as a demonstrator for the centralized and decentralized use of ammonia, considering import and logistics structures for distribution.⁷⁶

AmmoRef, backed by approximately €14 million in 2021 from the German government, focuses on research and development, covering the technology base. This includes developing highly active catalysts that function consistently and cost-effectively without precious metals, ensuring sustainable energy supply, advancing materials and heat integration, and achieving high specific conversion rates through emission-free processes with robust reactors.

Companies such as Clariant and Thyssenkrupp Uhde, involved in the AmmoRef project⁷⁷, are contributing to the development of improved catalysts. Thyssenkrupp Uhde reported in 2021 that its proprietary ammonia cracking technology achieved 78% efficiency on a large scale with a hydrogen purity of approximately 99.96%. Haldor Topsoe of Denmark, specializing in catalyst and process technology, offers a range of ammonia cracking catalysts and is actively working on designing a 5-500 t/d hydrogen plant that meets the quality requirements for fuel cells.

Development of technology to utilize ammonia as a fuel for power generation

Regarding the technology to use ammonia as a fuel for power generation, Japan has been ahead of other countries in developing the basic technology for direct combustion of ammonia and demonstrated the world's first ammonia-fueled gas turbine power generation in 2014, and in 2018, a 2 MW-class gas turbine with a

⁷⁴ <https://www.tyseleyenergy.co.uk/ammonia/>

⁷⁵ <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/projects/transhyde>

⁷⁶ <https://wir-campfire.de/en/campfire-in-transhyde-en/>

⁷⁷ <https://www.cec.mpg.de/en/detail-view/ammoref-reformierung-von-ammoniak>

fuel mixing 20 Vol% ammonia with methane succeeded in Successfully generated electricity, and by 2022, 100% ammonia will be used directly (Figure 3) ⁷⁸⁷⁹. It is also promoting the development of a 40 MW gas turbine using pure ammonia (Figure 4).⁸⁰



Figure 3 2MW-class gas turbine (liquid ammonia combustion)
(Source: IHI)



Figure 4 H-25 series gas turbine (40 MW-class output)
(Source: MHI)

In coal-fired power generation, Japan is developing co-firing technology with coal by introducing ammonia burners for future dedicated combustion technology and promoting demonstration operation of 20% ammonia co-firing at a 1 million kW class commercial coal-fired power generation plant (Figure 5) using ammonia co-firing burners.⁸¹

⁷⁸ <https://www.jst.go.jp/seika/bt111-112.html>

⁷⁹ https://www.ihi.co.jp/all_news/2022/resources_energy_environment/1197937_3473.html

⁸⁰ <https://power.mhi.com/news/20210301.html>

⁸¹ <https://www.jera.co.jp/action/discover/025>



Figure 5 JERA Hekinan Thermal Power Plant
(Source: JERA)

While the use of ammonia as a fuel for power generation can reduce CO₂ emissions, it is accompanied by nitrogen oxide (NO_x) emissions. The main challenge in ammonia combustion is to reduce NO_x emissions (Thermal NO_x and Fuel NO_x). NO_x emissions from ammonia are already well established in coal-fired power plants, where exhaust gas treatment technologies such as selective catalytic reduction are available.

Development of technology to utilize ammonia as marine fuel

Ammonia utilization technology as a marine fuel is being developed in Japan and abroad to meet the International Maritime Organization's (IMO) target of "zero GHG emissions by around 2050" in international maritime transportation.⁸²

The following two projects are being implemented in Japan.

- Development and operation of ammonia-fueled tugboats as domestic vessels⁸³
Development of engines, design of ammonia-fueled vessels that take into account safety and practicality, and establishment of operation and maintenance methods, with the aim of completing construction in 2024 (Figure 6).
- Development and operation of ammonia-fueled ammonia carriers as ocean-going vessels⁸⁴
Development of engines, ammonia fuel, cargo piping systems, etc., as well as the establishment of operation and maintenance methods, and aims to complete construction in 2026 (Figure 7).

The challenge with ammonia as a marine fuel is to deal with the combustion characteristics of ammonia (difficulty in ignition and unstable flame). Since ammonia cannot ignite by itself, another auxiliary fuel is used as an ignition source. Even after ignition, the flame is unstable and NO_x is generated, so the

⁸² https://www.mlit.go.jp/report/press/kaiji07_hh_000289.html

⁸³ https://www.nyk.com/news/2023/20231031_01.html

⁸⁴ https://www.nyk.com/news/2024/20240125_02.html

auxiliary fuel is also burned in the combustion stage to reduce NO_x in the exhaust gas.



Figure 6 Ammonia-fueled tugboat
(Source: NYK)



Figure 7 40,000m³ type ammonia fuel ammonia carrier
(Source: NYK)

d) Trends in MCH-related Technology Development

The global market for the marine transportation of MCH/toluene, a type of LOHC, as a hydrogen carrier, is already established in industrial applications with a well-organized supply chain. MCH, being a stable liquid under ambient temperature and pressure, simplifies transport and storage without the need for specialized containers. The technology for marine transport is well-established, with chemical tankers and trailers being commonly used. Despite this, ongoing technological developments are focused on the entire supply chain, including hydrogen production, MCH synthesis, storage, transportation, utilization, and dehydrogenation for hydrogen reversion. While the MCH market is mature, efforts persist to enhance supply chain efficiency and promote decarbonization.

To reuse hydrogen after transportation, it must undergo dehydrogenation into hydrogen and toluene. The primary challenge is to reduce energy consumption (25-35% of hydrogen's energy content) during this process. Consequently, the development of more efficient dehydrogenation catalysts and exploration of specific hydrogen supply projects for large-scale demand and distributed power generation

are underway.⁸⁵

e) Trends in Methanol-Related Technology Development

As previously mentioned, the methanol market is well-established within the chemical industry, requiring minimal emphasis on developing technologies for storage and transport as hydrogen carriers.

However, in recent years, there has been a notable expansion of efforts to use methanol as an alternative marine fuel, driven by increasingly stringent environmental regulations and the push for greenhouse gas (GHG) reduction in marine transportation (see Figure 8). The International Maritime Organization's (IMO) Temporary Guidelines for ships utilizing methyl or ethyl alcohol as fuel (MSC.1/Circ.1621) have provided a significant impetus for shipowners opting for methanol-fueled vessels. The regulatory landscape is further complemented by the IMO IGF Code for ships employing low flashpoint fuels and the DNV mandatory class rules for ships utilizing methanol fuel, specifically the LFL FUELED and methanol ready class designations, creating a comprehensive framework for the use of methanol as ship fuel.⁸⁶



Figure 8 World's first dual-fuel, methanol-capable tanker
(Source: DNV)

Numerous mid-size tankers (Midiam Range tankers) are already powered by methanol, and ongoing efforts involve the conversion of container ships, bulk carriers, and cruise ships into methanol-fueled vessels or their construction with methanol as the primary fuel source. Anticipations include a future shift towards green methanol.

Many of the technological challenges associated with methanol pertain to production technology. This encompasses the development of catalysts to lower

⁸⁵ https://www.kanto.meti.go.jp/seisaku/ene_koho/ondanka/data/2_cn.pdf

⁸⁶ <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Methanol-as-fuel-heads-for-the-mainstream-in-shipping.html>

reaction temperatures, enhancing conversion rates, and managing production processes. Additionally, addressing the separation and removal of water generated during the reaction remains a key consideration in advancing methanol-related technologies.

f) Trends in Formic Acid-Related Technology Development

Concerning the utilization of formic acid (FA) as a hydrogen carrier, there are currently no practical examples. The current situation involves contemplating the development of fundamental technologies and their application to supply hydrogen stations, including truck transportation and on-site hydrogen production. Figure 9 illustrates a conceptual representation of the use of FA as a hydrogen carrier.⁸⁷

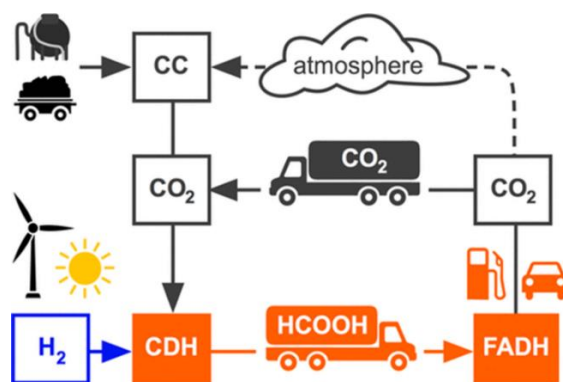


Figure 9 Conceptual Image of FA Utilization as a Hydrogen Carrier
(Source: Formic Acid as a Hydrogen Energy Carrier, Jörg Eppinger and Kuo-Wei Huang, ACS Energy Letters. 2017, 2, 1, 188-195)

The primary focus of technology development lies in the processes of CO₂ hydrogenation (CDH: Carbon Dioxide Hydrogenation) during FA production and FA dehydrogenation (FADH: Formic Acid DeHydrogenation) to selectively generate hydrogen from FA. Catalysts are being actively developed with the aim of reducing energy consumption. Notably, the dehydrogenation catalyst targets specific challenges: CO is a byproduct of $\text{HCO}_2\text{H} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$, requiring superheating to 200° C or higher, necessitating organic solvents and additives, and exhibiting poor durability.

The National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) is in the process of developing a cutting-edge catalyst, unprecedented globally, capable of extracting hydrogen and CO₂ by simply heating FA at relatively low temperatures. This method involves heating FA at low temperatures to extract hydrogen and CO₂, producing these gases at high pressure, facilitating easy separation. This research demonstrates significant potential for future applications

⁸⁷ Formic Acid as a Hydrogen Energy Carrier, *ACS Energy Lett.* 2017, 2, 1, 188–195

in hydrogen stations.⁸⁸

Currently, the project is in the initial stages of technological development, concentrating on catalyst refinement. Many challenges must be addressed in the future before it can be practically employed as a hydrogen carrier.

(2) Worldwide "Hydrogen Carrier" Project

Amid the global efforts to combat climate change, there is a push for technological development and demonstration projects for long-distance international transportation of various hydrogen carriers. Some of these projects are currently in the planning stages or being implemented as demonstration projects. However, establishing a hydrogen market for energy applications poses numerous challenges, and ongoing efforts are directed at resolving these issues. This chapter focuses on representative projects implemented by each hydrogen carrier, providing an overview of their progress.

1) **Hydrogen carrier projects related to Compressed Hydrogen**

Projects involving compressed hydrogen (CH₂) as a carrier encompass studies on storage technology using underground rock salt caverns and depleted gas fields, along with the development of CH₂ carriers.

The storage method in rock salt caverns or depleted gas fields, operational in Europe and the United States for natural gas, involves filling underground rock salt caverns at high pressure. Rock salt's non-reactivity with hydrogen and high density make it a viable storage facility. Currently, there are five underground hydrogen storage (UHS) facilities globally, including three on the U.S. Gulf Coast (Texas) and one each in the United Kingdom (Teesside) and Germany (Kiel). These facilities have diverse operating conditions depending on hydrogen source, application, and cavern dimensions.⁸⁹

The pressure range for UHS facilities in the U.S. is 70 to >135 bar, while the UK facility operates at approximately 45 bar. Figure 10 illustrates an image of underground hydrogen storage.

⁸⁸ https://www.gzr.aist.go.jp/wp-content/uploads/2022/11/AIST-LINK202208_Himeda_Kawanami.pdf

⁸⁹ Underground hydrogen storage: A UK perspective, Amir Jahanbakhsh, Renewable and Sustainable Energy Reviews 189-B, Jan 2024

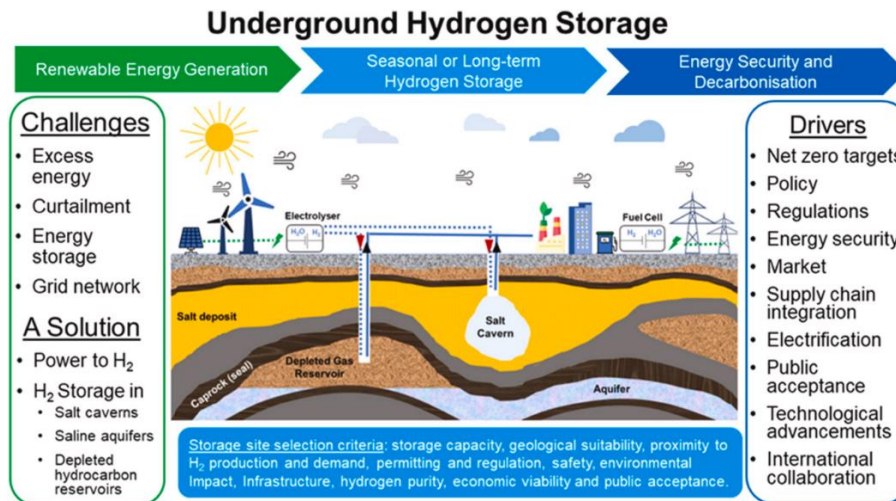


Figure 10 Image of underground hydrogen storage
(Source: Underground hydrogen storage: A UK perspective)

For CH₂ transport by ship, Provaris Energy (formerly Global Energy Ventures) in Australia is developing CH₂ carriers. The company has obtained design approval from the American Bureau of Shipping (ABS) for a 26,000m³ carrier named H2Neo and a larger 120,000m³ carrier called H2Max, both slated for delivery in 2021.⁹⁰ This approval verifies that these CH₂ carriers can transport hydrogen at a bulk scale of 250 bar. Construction preparations for H2Neo are underway, aiming to commence large-scale hydrogen transport in 2026, with ongoing efforts for the design approval of H2Max. Figure 11 showcases an image of the H2Neo 430 tons carrier and the H2Leo floating storage facility.

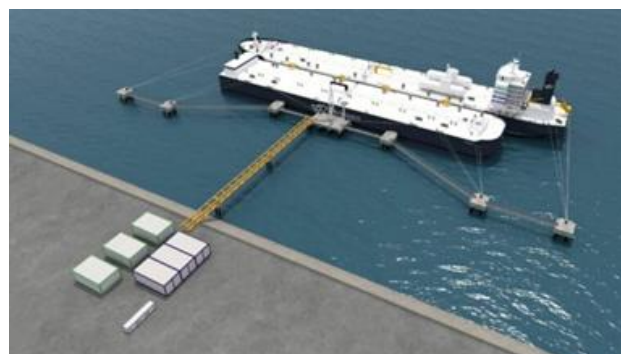


Figure 11 Compressed hydrogen carrier (H2Neo) and floating storage (H2Leo)
(Source: Provaris Energy)

In May 2023, the company assessed the transportation cost of CH₂ as a green hydrogen carrier, derived from renewable energy sources. This evaluation compared it with liquefied hydrogen and ammonia, demonstrating its superiority for future

⁹⁰ <https://www.provaris.energy/>

marine hydrogen transportation. Figure 12 illustrates the relationship between transport distance and transport cost for the transport of 100,000 tons of green hydrogen per year.⁹¹

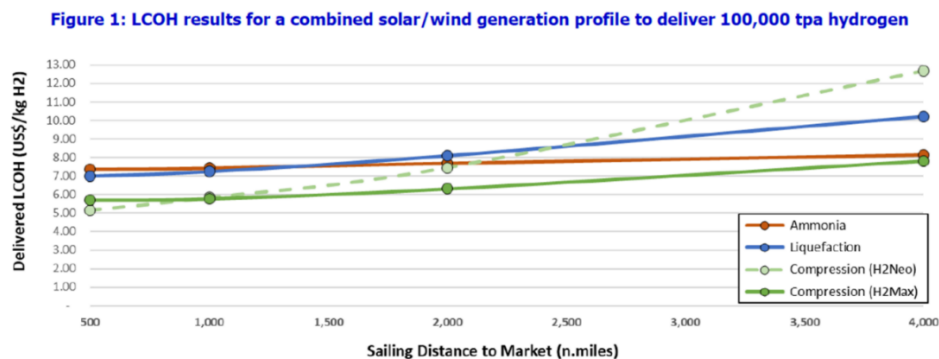


Figure 12 Relationship between transportation distance and transportation cost for 100,000 tons/year of green hydrogen transportation
(Source: Provaris Energy)

However, CH₂'s marine transport has the lowest energy density and the smallest mass of hydrogen compared to other carriers. When used as ship fuel, the amount of consumed hydrogen increases with transport distance, leaving little hydrogen for delivery during long-distance transport. Compressing hydrogen to 275 bar (similar to a CNG ship's pressure) reports a maximum transport distance of 2,600 km. This implies a significant increase in the cost per unit of delivered hydrogen for longer distances, as they require more fuel consumption and deliver less hydrogen. Moreover, typical ocean transport distances are greater than 5,000 km, making CH₂ carriers less attractive for large-scale long-distance transport, considering these factors.

2) Hydrogen carrier projects related to Liquefied Hydrogen

The sole project currently transporting liquefied hydrogen (LH₂) as a hydrogen carrier by sea is the "HESC, Hydrogen Energy Supply Chain Project"⁹² between Japan and Australia. Nevertheless, there are several other projects in the planning stages.

In Japan, the CO₂-free Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association (HYSTRA), a technical research association, has successfully developed the world's first liquefied hydrogen carrier (Suiso Fronteira, Fig. 13) and a demonstration terminal for hydrogen cargo handling (Hy touch Kobe, Fig. 14). This

⁹¹ <https://www.provaris.energy/supply-chain>

⁹² <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/>

project received subsidies from the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). HYSTRA has completed the development of the world's first liquefied hydrogen carrier (Hydrofrontier, Fig. 13) and a demonstration terminal for hydrogen cargo handling (Hy touch Kobe, Fig. 14), with operations scheduled to continue for two years from December 2021 in Australia. A pilot demonstration project, transporting LH2 produced in Australia to Japan, is currently underway for two years from December 2021.

The results obtained indicate that the Boil-Off Rate (BOR) of LH2 during marine transportation and land storage surpassed the planned values of 0.3%/d for the LH2 storage tank of "SUIISO FRONTIER" and 0.06%/d for the LH2 storage tank of "Hy touch Kobe," respectively, confirming their high insulation performance. The commercialization of the LH2 supply chain, achieved through the expansion of scale, is crucial for realizing a hydrogen society in the future. Efforts are ongoing to promote technological development and conduct demonstration tests related to larger and more efficient infrastructure facilities.⁹³



Figure 13 Liquefied Hydrogen Carrier (Suiso Frontier)
(Source: HySTRA)



Figure 14 Liquefied Hydrogen Terminal (Hy touch Kobe)
(Source: HySTRA)

The HESC project commenced in 2015 with backing from the Australian and

⁹³ https://www.khi.co.jp/news/detail/20231211_1.htm

Japanese governments, and pilot-scale operations involving 1,250 m³ vessels started in 2020. Drawing insights from these practical operations, the project aims to scale up to commercial size by the mid-2020s and achieve full commercial scale (2 x 160,000 m³) by 2030. The project covers the entire LH2 supply chain: lignite coal from Victoria's Latrobe Valley is gasified to generate hydrogen, which is then transported overland (approximately 150 km) to the port of Hastings, where the shipping terminal is situated. Subsequently, the hydrogen is liquefied and loaded onto a carrier vessel for a sea journey spanning about 9,000 km. It reaches a storage tank (2,500 m³) at the unloading base on Kobe Airport Island in Japan. The hydrogen will be utilized for airport operations and for conducting demonstration tests of gas turbine power generation.⁹⁴

In Australia, there are additional projects focused on the marine transportation of LH2. In the Northern Territory, LATTICE Technology of Korea and LH2 Energy of Australia are jointly planning the "Darwin Green Liquid Hydrogen Export Project." This initiative aims to establish an "all offshore" "floating LH2 supply chain" and includes a standardized, portable 75,000m³ LH2 import/export terminal for green hydrogen and a sizable 50,000m³ LH2 tanker from Korea. The export barge terminal will feature electrolysis and liquefaction facilities on top, with LH2 stored in the hull (refer to Figure 15). The initial phase of the project targets exporting 42,000 tons per year of green LH2 to the Korean transportation sector by 2030.⁹⁵

Additionally, the JDP is actively promoting an international joint development project (JDP) for a "commercial demonstration," intending to export 21,000 tons per year of LH2 derived from renewable energy sources to the Japanese transportation sector by 2030.⁹⁶

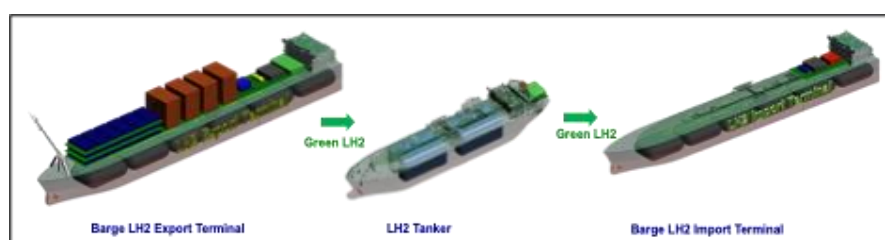


Figure 15 Image of a floating liquefied hydrogen supply chain
(Source: LH2 Energy)

In Western Australia, Woodside is proposing the H2 Perth project in Kwinana. Phase 1 of the project aims to produce up to 2,700 t/d of ammonia by generating hydrogen through natural gas reforming and electrolysis. Phase 2 has the potential

⁹⁴ <https://www.hystra.or.jp/en/project/>

⁹⁵ <https://lattice-technology.com/darwins-projects/>

⁹⁶ <https://research.csiro.au/hyresource/darwin-green-liquid-hydrogen-lh2-export-project/>

to increase ammonia production to 8,900 t/d by expanding the number of electrolysis facilities. Moreover, the feasibility of supplying LH2 to Singapore is under examination, with construction anticipated to commence in 2024, pending a Final Investment Decision (FID).⁹⁷

In Europe, a privately planned project named "LH2Europe" is underway in Spain, Portugal, and Scotland. This initiative focuses on liquefying green hydrogen derived from renewable energy and delivering it to the Netherlands and Germany through marine transportation. In the initial phase, 100 t/d of LH2 produced from renewable electricity in Scotland will be offered to the German road transport market at competitive prices.⁹⁸

3) **Hydrogen carrier projects related to Ammonia**

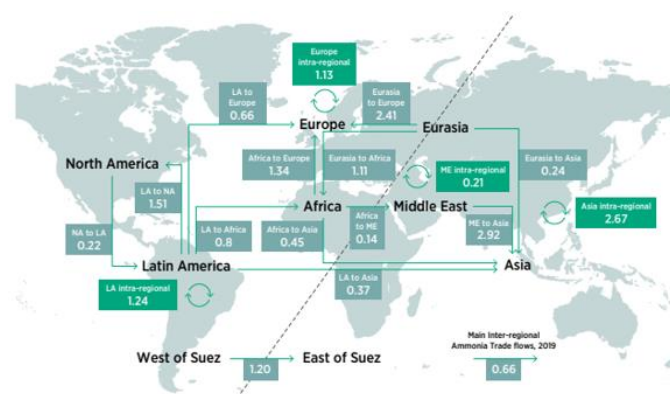
Ammonia is already a globally traded commodity serving as a raw material for the chemical industry. As of 2021, international trade constitutes approximately 10% of the global ammonia demand. The dynamics of international ammonia trade are illustrated in Figure 16. The primary trade routes in 2019 involved shipments from the Middle East to Asia (2.92 Mt), intraregional trade within Asia (2.67 Mt), and transport from Eurasia to Europe (2.41 Mt). The largest exporting region was Eurasia (3.76 Mt), while Europe stood out as the largest importing region (4.41 Mt). It's noteworthy that current trade mainly revolves around applications in the chemical industry, and the international trade of ammonia and methanol as energy carriers is in the early stages, demonstrated by the initial pilot projects.

Regarding international trade in ammonia as an energy carrier, the IEA's Global Hydrogen Review 2023 identifies 14 projects falling under the category of "Planning and Completion of Pilot Projects for Trade in Low Emission Hydrogen and Hydrogen-Based Fuels between 2020 and 2023" (Table 3). The first-ever export of ammonia from Saudi Arabia to Japan took place in 2020, followed by 10 additional projects involving South Korea, Germany, India, China, Bulgaria, the EU, and Taiwan, including exports from the United Arab Emirates.

The success of these projects hinges not only on developing the necessary infrastructure for production and transportation but also on securing multiple long-term off-takers. Aligning these two aspects is crucial for meeting project timelines and ensuring economic sustainability. Despite widespread announcements of export plans for hydrogen carriers in recent years, the limited number of tangible trade projects underscores significant uncertainty about the potential development of a substantial export market in the future.

⁹⁷ <https://research.csiro.au/hyresource/h2perth-new-project-added-november-2021/>

⁹⁸ https://www.lh2europe-com.translate.google/en/strategy/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=ja&_x_tr_hl=ja&_x_tr_pto=sc



Disclaimer: This map is provided for illustration purposes only. Boundaries and names shown on this map do not imply the expression of any opinion on the part of IRENA concerning the status of any region, country, territory, city, or area or of its authorities, or concerning the delimitation of frontiers or boundaries.
Source: (Topsoe, 2020).
Note: LA: Latin America; NA: North America; ME: Middle East.

Figure 16 Global Trade Flows of Ammonia (2019, Mt)
(Source: IRENA)⁹⁹

A majority of the announced projects, accounting for 80% of potential production, prioritize using ammonia for hydrogen transportation, often catering to end uses that do not necessitate reconversion to hydrogen. This includes its use as a feedstock in the fertilizer industry and as a co-firing fuel in power generation. The reconversion process to hydrogen requires ammonia cracking facilities and energy, incurring significant costs that could impact the economic competitiveness of the entire supply chain.

Table 3 Hydrogen Carrier Pilot Projects (2020-2023)

Trade pilot project	Hydrogen carrier	Year	Quantity traded
Saudi Arabia to Japan	Ammonia	2020	40 t NH ₃
Brunei to Japan	LOHC	2020	102 t H ₂
Australia to Japan*	LH ₂	2022	75 t H ₂
Saudi Arabia to Korea	Ammonia	2022	25 000 t NH ₃
United Arab Emirates to Germany	Ammonia	2022	13 t NH ₃
Brunei to Japan	LOHC	2022	
Chile to United Kingdom	Synthetic gasoline	2023	2 600 L
Saudi Arabia to Japan	Ammonia	2023	
Saudi Arabia to India	Ammonia	2023	5 000 t NH ₃
Saudi Arabia to China	Ammonia	2023	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Korea	Ammonia	-	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Bulgaria	Ammonia	2023	25 000 t NH ₃
Saudi Arabia to European Union	Ammonia		50 000 t NH ₃
Saudi Arabia to Chinese Taipei	Ammonia	2023	

(Source: Global Hydrogen Review 2023, Table 2.1)

⁹⁹ Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Technology Review of Hydrogen Carriers
<https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II>

Some of the infrastructure projects related to the international transportation of ammonia are listed below.

Saudi Arabia has an advantage in hydrogen and ammonia production due to its abundant fossil resources and low CCS costs. The Middle East region's low production costs for oil and natural gas make it highly competitive in blue hydrogen production. Furthermore, the Middle East, with its vast land and abundant solar radiation, is the cheapest region for solar power generation in the world, and is expected to be highly competitive in green hydrogen as well. Based on these location conditions, the company is planning and implementing ammonia exports to several countries. In particular, in the NEOM project, a new industrial city under development in the northwestern part of the country, the company plans to produce 650 tons of hydrogen per day through water electrolysis using solar and wind power with an output of 4 million kW, and to produce and export 1.2 million tons of green ammonia per year. The total project cost is US\$5 billion, and production is scheduled to start in 2025.¹⁰⁰

The Netherlands is developing ports for green hydrogen production and storage using offshore wind power generation in the North Sea, and for import and storage of green, blue, and other low-carbon hydrogen from outside Europe, with the aim of establishing a supply chain for transport within the European region. In order to establish itself as a European hydrogen supply and import hub, the Port of Rotterdam is developing infrastructure as an import port for green ammonia, liquefied hydrogen (LH2), and liquid organic hydrogen carriers (LOHC), with various projects underway, including at the demonstration level. In addition, the ACE terminal project at the Port of Rotterdam is a project by Gasunie, HES International, and Vopak to build an import terminal for green ammonia as a hydrogen carrier at Maasvlakte in Rotterdam, which will include ammonia storage, hydrogen The terminal is expected to be operational in 2026. An image of the project is shown in Figure 17.¹⁰¹

Air Products and Gunvor Petroleum Rotterdam have also announced a joint development agreement to build a renewable ammonia import terminal within Rotterdam's existing refinery and distribution facility to supply hydrogen to the Netherlands in 2026 Rotterdam has announced a joint development agreement to build a renewable ammonia import terminal within its existing refinery and distribution facility in Rotterdam to supply hydrogen to the Netherlands in 2026.

102

¹⁰⁰ <https://www.neom.com/en-us/newsroom/hrh-prince-announces-oxagon>

¹⁰¹ <https://www.aceterminal.nl/>

¹⁰² <https://gunvorgroup.com/news/air-products-and-gunvor-to-cooperate-on-green-hydrogen-import-terminal-in-rotterdam/>



Figure 17 Image of the ACE Terminal Project at the Port of Rotterdam
(Source: ACE)

In Germany, Uniper is actively advancing the Green Wilhelmshaven project. This initiative involves the construction of an ammonia import terminal and a sizable ammonia cracking facility for hydrogen production. The project aims to supply approximately 300,000 tons per year of hydrogen by 2030. Figure 18 provides a visual representation of the project.¹⁰³

Furthermore, RWE is in the process of developing plans for a green ammonia import terminal in Brunsbüttel. The goal is to import around 300,000 tons per year of ammonia by 2026, with an estimated investment of approximately EUR 500 million.¹⁰⁴

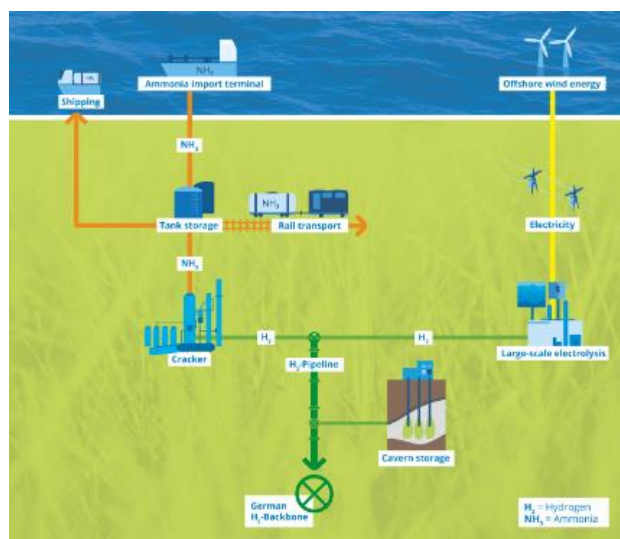


Figure 18 Image of the Green Wilhelmshaven project in Germany
(Source: Uniper)

¹⁰³ <https://www.uniper.energy/solutions/energy-transformation-hubs/energy-transformation-hub-northwest/green-wilhelmshaven>

¹⁰⁴ <https://www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2022-03-18-import-of-green-energy-rwe-builds-ammonia-terminal-in-brunsbuettel/>

4) Hydrogen carrier projects related to MCH

The marine transportation of MCH as a hydrogen carrier is a project subsidized by NEDO and led by the Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development (AHEAD) in Japan. The project is anticipated to conclude by 2020. The MCH supply chain is illustrated in Figure 19.¹⁰⁵

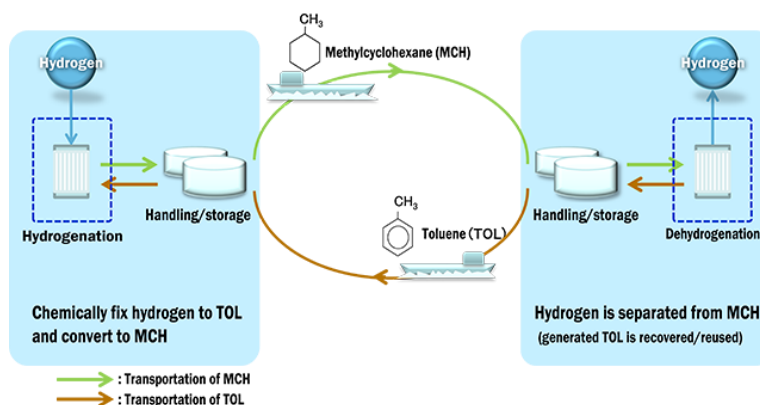


Figure 19 MCH Supply Chain Image
(Source: AHEAD)

Currently, the following relatively short-distance transportation projects are under consideration:

- A feasibility study for importing hydrogen to Singapore began in March 2020, with a target of 20-30 ktH₂/year in 2026 and 300-400 ktH₂/year in 2030. Five Singaporean companies, including a city gas producer and retailer, a port operator, a supply infrastructure provider, and an LNG operator, are participating in the project.
- A feasibility study is underway to assess the economics of large-scale hydrogen import and distribution in the Chubu region. Project partners include Sumitomo Corporation, Toyota Motor Corporation, and The Japan Research Institute, Ltd., with support from NEDO. Applications are being considered for injection into existing gas pipelines and other fields of use. If the project progresses, construction is expected by 2023, with a capacity of 40,000 tH₂/yr in 2025 and 110,000 tH₂/yr in 2030.
- A feasibility study for importing hydrogen to the Netherlands using LOHC was presented in July 2021. Chiyoda will provide SPERA technology, and Mitsubishi will offer value chain integration to import into the Coulter terminal. The feasibility study, aiming to import 100-200 ktH₂/yr in 2025 and

¹⁰⁵ <https://www.ahead.or.jp/jp/research.html>

300-400 ktH₂/yr in 2030, is expected to take one year.

- In September 2021, Petronas and Eneos announced a feasibility study to export hydrogen from Malaysia to Japan. Approximately USD 2.3 billion from the USD 18.2 billion Green Innovation Fund from the Japanese government will be used to establish the first commercially based international hydrogen trade and will support cost improvements in LOHC and liquid hydrogen routes.

On the other hand, in Europe, there are also projects related to international trade, such as the following:

- In Germany, the AquaVentus project aims to install 10 GW of offshore wind power in the North Sea by 2035, part of which will be used to produce hydrogen for transportation onshore via a pipeline. The TransHyDE project associated with this initiative includes the LOHC demonstration project (Heligolan), planning to convert the produced green hydrogen to LOHC for transport onshore via a pipeline and further inland. The project aims to establish a LOHC hydrogen supply chain worldwide by exploring waste heat utilization, materials and safety during transportation, and classification and standardization.¹⁰⁶
- There is a project studying the possibility of exporting hydrogen from the United Arab Emirates (UAE) to Germany, utilizing the LOHC technology of Hydrogenious in Germany. Uniper and JERA Americas are participating in the project.¹⁰⁷
- In the Netherlands, the Port of Amsterdam is under investigation as an import hub for establishing an international supply chain for hydrogen imports, focusing mainly on liquefied hydrogen and LOHC, without handling ammonia.¹⁰⁸
- The Green Crane initiative, an EU project, aims to create a hydrogen supply chain from Southern Europe to Northern Europe. Hydrogen production from renewable energy sources, cylinder storage, CH₂ transport by pipeline, marine transport in LOHC, and end-use in transportation, Distributed Fuel Cells - CHP, will be used for injection into the gas grid and as an industrial feedstock. The production capacity target for the first phase is 24 t/d and has already been approved for funding by Important Projects of Common European Interest (IPCEI).¹⁰⁹

¹⁰⁶ <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>

¹⁰⁷ <https://hydrogenious.net/news/>

¹⁰⁸ <https://renewablesnow.com/news/port-of-amsterdam-looks-at-hydrogen-imports-enabled-by-lohc-tech-802285/>

¹⁰⁹ <https://h2v.eu/hydrogen-valleys/green-crane-western-route>

5) Hydrogen carrier projects related to Methanol

Methanol is already globally traded as a raw material for the chemical industry, as illustrated in Figure 20 depicting the global methanol market size in terms of receipts. The methanol market has witnessed expansion due to increasing demand, growing at a rate of 3.3% per year from 2011 to 2020. Anticipated future growth stands at 3.9% per year, primarily fueled by rising demand for methanol and its derivatives in Asia, coupled with the push for alternative fuels in the EU. Despite oversupply in the supply-demand balance attributed to increased production capacity in China, the world's largest producer and consumer, the current trade primarily revolves around chemical industry applications.¹¹⁰

The utilization of methanol for fuel purposes, such as in small-scale fuel cells and internal combustion engines, remains relatively limited, and as such, the survey did not yield information on international trade as a hydrogen carrier.

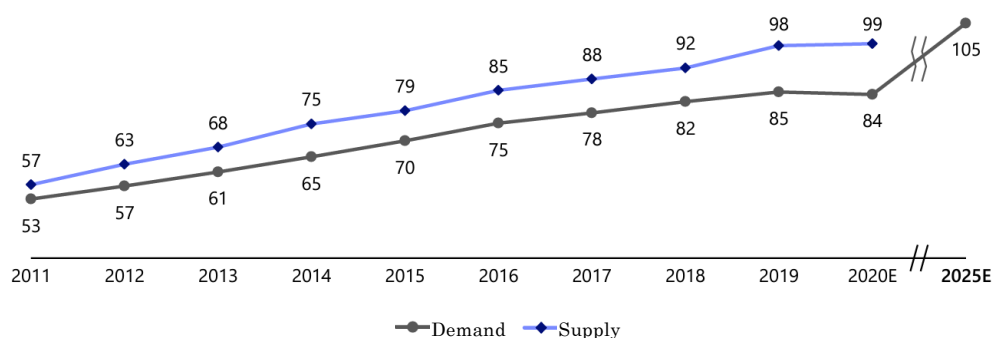


Figure 20 Global Methanol Supply and Demand (Unit: million tons)

(3) Challenges and Opportunities for International Cooperation

IRENA projects that approximately 36% (about 18.4 EJ/yr) of the total green hydrogen (50 EJ/yr) will be traded globally in 2050, estimating the trade volume for hydrogen carriers. Out of this, 4.5 EJ/yr will be re-exported (interstate transfer), contributing to a more extensive trade flow. Hydrogen transportation will predominantly occur through pipelines (55%), followed by ammonia (40%), liquefied hydrogen (5%), while trade using LOHC remains negligible (0.1 EJ/yr).¹¹¹

¹¹⁰ Report on the Feasibility Study Project on CO₂ to Chemical Generation Project, Kingdom of Saudi Arabia, Mitsui & Co, Ltd, Nomura Research Institute, Ltd, Aug 2021.

¹¹¹ IRENA Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part I

1) **Challenges in Hydrogen Carrier Development**

Hydrogen carriers play a vital role in efficiently storing and transporting hydrogen, in order to convey large quantities of hydrogen over long international distances. Although the hydrogen carriers covered in this study vary in size, the market has already been established for industrial and chemical applications. The challenge lies in developing infrastructure to meet the increasing demand for energy applications, scaling up through technological advancements and demonstrations across each carrier's supply chain. Particularly for marine transportation between resource-rich and demanding countries, it is crucial to develop port infrastructure, carriers, and related infrastructure to ensure a reliable and substantial supply.

Here are the main challenges for each hydrogen carrier:

a) Challenges for Compressed Hydrogen (CH₂) Carriers

Compressed hydrogen faces limitations due to its lower energy density and less efficient transportation compared to other carriers, making it suitable for relatively short-distance transportation. To enhance transportation efficiency, efforts should focus on increasing energy density through higher pressure and developing containers with larger capacities.

b) Challenges for Liquefied Hydrogen (LH₂) Carriers

Liquefied hydrogen, with its higher energy density, offers improved transportation efficiency by undergoing liquefaction. While a small-scale supply chain has been demonstrated, addressing cryogenic temperatures (-253 °C) remains a challenge. Future advancements require the development and demonstration of technologies to scale up liquefaction facilities, carriers, port cargo handling facilities, and storage tanks within the supply chain for commercialization. Specific challenges include:

- Liquefaction facilities: Reducing energy consumption for liquefaction and significant scale-up of capacity.
- Carriers: Development of large commercial-scale vessels.
- Cargo handling facilities: Enlarging loading and unloading facilities.
- Storage tanks: Increasing tank sizes for stationary use and carriers, along with improving thermal insulation performance.
- Cryogenic test facilities: Establishing test facilities under cryogenic conditions (-253°C).

c) Challenges in Developing Ammonia as a Hydrogen Carrier

Ammonia already has a substantial international market and existing infrastructure for the chemical industry and as a raw material for fertilizers. The challenge in establishing ammonia as a hydrogen carrier is to expand the existing infrastructure for energy applications. Planned export-oriented projects aim to have approximately 6 Mt of low-emission hydrogen traded as ammonia (equivalent to 34 Mt of ammonia) operational by 2030. However, this falls short of the IEA's NZE scenario projections by 10 Mt (equivalent to 5 Mt of fossil-based ammonia). To accommodate this increase, significant expansion of port and shipping infrastructure is required, including building additional port terminals, expanding storage capacity at ports, and constructing ammonia carriers. The trade is expected to further increase to 30 Mt of low-emission hydrogen in 2050 (168 Mt as ammonia), necessitating large-scale investments in port and shipping-related infrastructure.¹¹²

This includes the construction of port terminals, expansion of storage capacity, and building ammonia carriers. On the demand side, development of ammonia receiving and storage facilities, utilization equipment, and environmental facilities is essential, emphasizing collaboration between the supply and demand sides. Challenges also include addressing the unique odor and strong toxicity of ammonia, requiring measures for leakage prevention and safety, especially when transported and stored in large volumes as an energy carrier. Consideration of ammonia's safety data sheet provided by the authorities is crucial.¹¹³

When using ammonia as a hydrogen carrier, challenges include the construction of a plant for ammonia-to-hydrogen reconversion (ammonia cracking) at the import terminal and reducing the energy consumption needed for the cracking process.

For ammonia carriers, existing vessels like chemical tankers can transport ammonia, but the challenge lies in meeting the growing demand for energy applications. The goal is to increase the carrying capacity of carriers from the current 25,000 tons to over 100,000 tons by 2030 or later and to expand storage tank capacity from the current 15,000 tons to over 100,000 tons by 2030.

d) Challenges in Developing MCH (Methylcyclohexane) as a Hydrogen Carrier

MCH, a stable compound derived from petroleum, can utilize existing facilities for storage and transport without loss due to boil-off. However, only a small-scale marine transportation demonstration project has been conducted, and efforts are underway for future scale-up.

Challenges in marine transportation include:

¹¹² NREL Energy Technology Perspectives 2023

¹¹³ <https://anzeninfo.mhlw.go.jp/anzen/gmsds/7664-41-7.html>

- Vessel tank capacity: According to IMO regulations (IBC Code, Type 2) for chemical tankers transporting MCH, the capacity of a single tank is limited to 3,000 m³ or less.¹¹⁴
- Hydrogen transport efficiency: The amount of hydrogen obtained by cracking transported MCH is small (6.2 Wt%). The majority of the weight transported is toluene, and energy is consumed in its circulation.
- In-transit fuel: If hydrogen is used as fuel, an on-board dehydrogenation facility must be installed, and additional energy for heating is required. (LH₂ and ammonia can be used directly.)

Another challenge across the supply chain involves the reconversion of MCH to hydrogen (dehydrogenation) during MCH synthesis.

- To establish hydrogen carriers, there is a need to expand MCH production capacity. The AHEAD demonstration project in 2020 has a maximum MCH production capacity of 210 t/d, whereas Hydrogenious' LOHC capacity using benzyltoluene is approximately 0.25 t/d. The world's largest plant, a 5 t/d facility, is currently under construction in Germany (Chempark Dormagen), with plans for a 24 t/d plant. A typical ammonia plant has a capacity of 3,000 t/d (about 500 t/d hydrogen equivalent).
- The dehydrogenation reaction, employed to separate and reuse hydrogen from MCH after transportation, consumes 25-35% of the energy contained in the hydrogen. Various organizations are promoting catalyst development to mitigate this.
- Toluene, which forms compounds with hydrogen, can be reused, but the losses incurred in this process (0.1% per cycle) must be compensated for. Additionally, if MCH is to serve as a new energy carrier, the production of toluene must be significantly expanded to meet the demand.

e) Carrier formation issues for Methanol

Presently, methanol production relies predominantly on synthesis gas (comprising carbon monoxide (CO) and hydrogen (H₂)) obtained through steam reforming of natural gas (CH₄) and other gases. Conversely, in the green methanol synthesis approach utilizing hydrogen and CO₂ as feedstock, there are technical challenges related to the retrieval, purification, and concentration of CO₂ from factories and the atmosphere. Additionally, ensuring the methanol synthesis catalyst's high activity and longevity poses another challenge.

CO₂, a byproduct of hydrocarbon combustion, is a highly stable substance with low reactivity. Stability in terms of energy is gauged by the free energy of each

¹¹⁴ <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/IBCCode.aspx>

substance, with CO₂ having a ΔG_o (free energy) of -394 kJ/mol, indicating a lower energy level compared to methanol (-166 kJ/mol) and methane (-51 kJ/mol), showcasing its high stability. Therefore, to synthesize high-energy alcohols like methanol from stable CO₂, activating CO₂ with a catalyst becomes imperative.

In chemical reactions, the rate of progression depends on the energy barrier's height at which the reaction takes place. If the energy barrier is excessively high, the reaction proceeds sluggishly. However, catalysts play a crucial role in lowering the energy barrier, facilitating a smoother reaction. Catalyst design is particularly significant as the reaction pathway varies based on the catalyst type.

Currently, there is exploration into using green hydrogen and other materials procured through water electrolysis and other methods employing renewable energy sources such as solar power as feedstock. Figure 21 illustrates the envisioned methanol supply chain.¹¹⁵

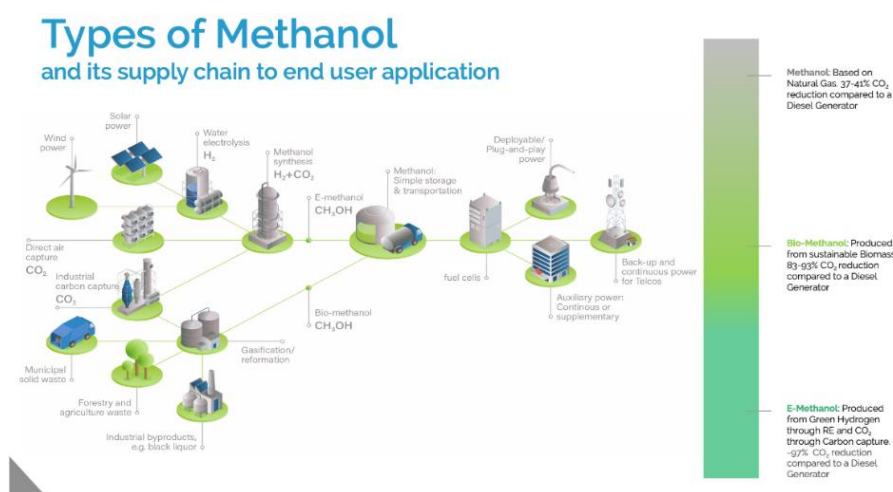


Figure 21 Vision of the Methanol Supply Chain
(Source: ADVENT Technologies)

A common drawback associated with oxygenated compounds like methanol, ethanol, and DME is the residual carbon released as CO₂ after extracting hydrogen from the carrier. To mitigate the increase in CO₂ emissions, there's a necessity for carbon capture and storage (CCS) either at the import terminal or through carbon capture from the atmosphere, achieved by either biogenic or direct air capture (DAC).

For a reference flow rate of 100 MtH₂/yr of transported methanol, methanol production would demand approximately 0.73 Gt of air capture or biogenic CO₂. By 2050, negative emissions of 4.7 GtCO₂ would be essential under the 1.5°C scenario (IRENA, 2021a), primarily from carbon capture and bioenergy with carbon capture

¹¹⁵ <https://serene.advent.energy/methanol-hydrogen-carrier-fuel/>

and storage (BECCS) or potentially from DACCS with CCS if rapidly developed. However, these technologies are not currently deployed at a large scale. Therefore, the need to capture additional CO₂ for methanol would impose extra capacity requirements on the already ambitious BECCS and DACCS levels.

Moreover, the cost penalties associated with CO₂ sources are significant. In the long run, DAC equalization costs could potentially reach around 100 USD/tCO₂ (Keith et al., 2018), roughly translating to about 140 USD/tCH₃OH or approximately 0.75 to 1.25 USD/kgH₂. To provide context, the present production cost of fossil-based methanol ranges from 100 to 250 USD/tCO₂ (IRENA, 2021c). Faced with these dual constraints, the price competitiveness of methanol poses a significant challenge, necessitating comprehensive cost reduction measures.¹¹⁶

f) Carrier formation issues for Formic Acid

The challenge in establishing a hydrogen carrier for formic acid, similar to methanol mentioned earlier, lies in the generation of CO₂ when extracting hydrogen from the carrier. To prevent an increase in CO₂ emissions during utilization, it is imperative to recover and recycle the CO₂ produced during the dehydrogenation process at the import terminal, or alternatively, capture the CO₂ generated during utilization from the atmosphere.

2) Opportunities for International Cooperation

Governments and companies worldwide are actively working to enhance cross-border trade in hydrogen carriers. Various initiatives are being pursued to upgrade existing infrastructure, construct new facilities, and establish efficient supply chains. To export hydrogen derived from renewable sources from resource-rich nations to high-demand regions in the future, building supply chains based on international cooperation becomes crucial. Expanding global collaboration through a strategic combination of bilateral and multilateral energy cooperation is paramount.

a) International Collaboration on Compressed Hydrogen

Compressed hydrogen (CH₂), with its lower energy density and distance limitations, is suitable for international transportation over relatively short distances. Although less efficient than other carriers, a business utilizing CH₂ carriers could be viable when the hydrogen-producing and consuming countries are

¹¹⁶ Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal, Part II, Technology review of hydrogen carriers, IRENA, 2022

in close proximity. The supply chain is based on the well-established process of compressing, storing, and transporting hydrogen gas.

b) International Collaboration on Liquefied Hydrogen

A relatively modest market and supply chain for liquefied hydrogen (LH2) have been established, primarily for industrial and rocket fuel purposes. However, similar to CH₂, there is currently no supply chain tailored for energy applications. Consequently, a significant challenge lies in the necessity to develop new port facilities for carriers and cargo handling, constituting large-scale infrastructure.

Furthermore, in the context of international marine transportation of hydrogen, LH₂ presents several challenges, including the reduction of energy needed for liquefaction, minimizing boil-off rate (BOR) during transportation, and scaling up storage tanks and other facilities.

Concerning LH₂ carriers, Japan has been actively promoting the technological development and verification of hydrogen marine transportation technology and associated infrastructure. This initiative aligns with the use of imported hydrogen, following the formulation of the Basic Hydrogen Strategy in 2017. Notably, Japan has successfully constructed and operated the world's inaugural LH₂ pilot carrier. Building on this knowledge, efforts are underway to expand related infrastructure with the goal of eventual commercialization, encompassing components such as loading arms and LH₂ storage tanks.

c) International Collaboration on Ammonia

As previously mentioned, ammonia is already globally traded as a raw material in the chemical industry, indicating the existence of established international cooperation. However, there is a pressing need to enhance the transportation of ammonia as a CO₂-free energy carrier to replace fossil fuels in the future. Currently, ammonia is synthesized from hydrogen obtained from fossil fuels, and the resulting CO₂ is exported as blue ammonia through CCS treatment. However, the future calls for the production of green ammonia sourced from renewable energy. To achieve this transition, a novel supply chain will be forged between countries endowed with renewable energy resources and those with increasing demand.

d) International Collaboration on LOHC

As highlighted earlier, an international cooperation-driven demonstration project on the global transportation of LOHC has been successfully conducted between Japan and Brunei Darussalam. Following this achievement, endeavors have been made to establish collaborative partnerships with countries in Southeast Asia

(Singapore and Malaysia), Australia, the Middle East (Saudi Arabia), and Europe (the Netherlands). It can be inferred that global collaborative ties will continue to develop between countries rich in resources and those with burgeoning demands in the future.

e) International Collaboration on Methanol

As previously discussed, methanol as an energy carrier faces notable challenges in terms of cost competitiveness. While it might find applications in the transportation sector, its utilization in power generation is not anticipated in the near future.

f) International Collaboration on Acid

Given that various aspects of Formic Acid (FA) are still in the stages of technological development, as highlighted earlier, it is anticipated that more time will be required before it can be effectively employed as a hydrogen carrier. While it may find applications in the transportation sector, its use in power generation is not expected in the current circumstances.

(4) Summary

This report primarily delves into the extensive global transport of hydrogen, known as hydrogen carriers, through maritime channels as an energy conduit. It systematically gathers and presents information on the characteristics and technological advancements of key hydrogen carriers, recent global developments, initiatives in emerging nations towards the creation of new hydrogen carriers, challenges in their formation, and the potential for international collaboration.

The report extensively outlines the features and technological development status of major hydrogen carriers (refer to Table 4). The six hydrogen carriers scrutinized in this analysis encompass compressed hydrogen (CH₂), liquefied hydrogen (LH₂), ammonia, MCH, methanol, and formic acid, collectively referred to as liquid organic hydrogen carriers (LOHC). These carriers have varying degrees of presence in industrial markets, with ongoing efforts aimed at establishing them as prospective energy carriers.

The decision to choose a specific hydrogen carrier is pivotal for shaping the future of a hydrogen-centric society. Each carrier presents distinct challenges, and determining a dominant carrier for achieving carbon neutrality by 2050 is deemed uncertain at present.

In the interim, carrier selection is expected to be a strategic decision, considering factors like ongoing efforts to resolve technical issues, collaborative ties between

resource-rich and demanding nations, feasibility of leveraging existing infrastructure, and the repercussions on energy security and the environment. It is crucial to conduct a comprehensive assessment, encompassing aspects such as CO₂ emissions and economic efficiency throughout compression, liquefaction, chemical synthesis (hydrogenation), dehydrogenation, international transportation, domestic delivery, and more.

Table 4 Summary of Hydrogen Carrier Survey

Hydrogen carrier	Characteristics:	Technology Development Trends	Ongoing Projects:	Challenges in Carrier Formation	Possibilities for International Cooperation
Compressed hydrogen	Volumetric efficiency: low (Not suitable for long-distance transport)	Reduction of compression power, hydrogen embrittlement countermeasures	Underground storage, ship transport	Container and compressor development	Up to 2,000 km limit
Liquefied hydrogen	Volumetric efficiency: high (Suitable for long-distance transport), high-purity hydrogen	Large-scale offshore transport technology (large liquefiers, transport ships, etc.)	Transport from Australia to Japan, Korea, and within Europe	Ultra-low temperature technology development, new infrastructure implementation	Suitable for long-distance transport
Ammonia (Liquid)	Volumetric efficiency: high (Suitable for long-distance transport), toxic substance	Technology development for direct use expansion, dehydration facility development	Development of ammonia fuel ships, numerous projects in Saudi Arabia	Expansion of existing infrastructure, implementation of dehydration facilities	Suitable for long-distance transport
MCH (Toluene)	Volumetric efficiency: low (Not suitable for long-distance transport), toluene recycling	Further reduction of energy loss required	Transport from Brunei to Japan, within Europe	Expansion of existing infrastructure, implementation of dehydration facilities	Cooperation with Southeast Asian countries
Methanol	Volumetric efficiency: high (Suitable for long-distance transport), CO ₂ recycling	Hydrogenation technology development, use as ship fuel	Small-scale use only	Expansion of existing infrastructure, implementation of dehydration facilities	Suitable for long-distance transport, economically inferior
Formic acid	Volumetric efficiency: low (Not suitable for long-distance transport), low technological maturity	Basic research stage, catalyst development, etc.	No information	Expansion of existing infrastructure, implementation of dehydration facilities, CO ₂ recovery	Low necessity

7-2 CDR Mission に関わる調査

7-2-1 DAC 技術に関する論文調査結果

Year	2011
Title	Economic and energetic analysis of capturing CO ₂ from ambient air
Author (main)	Kurt Zenz House et al.
Country	USA
Type of Analysis	Assessment empirical analyses
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Not mentioned
Separation technology	Air capture (solvent, sorbent)
CO ₂ source	ambient air
Approach & System Boundary	Literature review and analysis Part 1: The Sherwood Plot and the Cost of Separating Dilute Streams Part 2: Minimum Work and Second-Law Efficiency Part 3: The Cost of Power to Operate Air Capture of CO ₂ Part 4: Work Required to Remove Trace Gases from Mixed Gas Streams. Part 5: Design Trade-offs for Air Capture Systems
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	\$/tCO ₂ kJ/mol CO ₂
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ - related results	Required Energy Based on the analysis of minimum work and second-law efficiency, theoretical minimum work is 400 kJ of work per mole of CO ₂ . But It is very likely that CO ₂ capture from air will require more thermodynamic work than the approximate 500 kJ/mol used for NO _x removal.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Theoretical air capture cost based on Sherwood Plot (1959): Air capture cost is about \$2,500/tCO ₂ . Theoretical air capture cost based on Second-Law Efficiency: With carbon-free electricity price of 10 ¢/kWh, the cost of required CO ₂ -free work is about \$253/tCO ₂ for the air capture system.
TEA: Other cost- related results	Not mentioned

Year	2014
Title	Reducing the Cost of Ca-Based Direct Air Capture of CO ₂
Author (main)	Frank Zeman
Country	Canada
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission: Negative or Avoided	Not mentioned
Separation technology	DAC (causticization of the alkaline liquid using hydrated lime (Ca(OH) ₂) followed by the calcination (decomposition) of the resultant calcite (CaCO ₃) to produce lime (CaO) and CO ₂)
CO ₂ source	ambient air
Approach & System Boundary	Approach: This work builds on the American Physical Society (APS) report (2011) to investigate the effect of modifications to the air capture system based on suggestions in the report and subsequent publications. APS report is revisited to estimate the effect of various assumptions on the energy penalties and costs associated with calcium (Ca) based air capture systems.
Scenarios / Samples	combined by purchasing electricity from a facility with CCS or building a dedicated facility at the DAC site
Capacity	1 Mt CO ₂ /年
LCA: Assumptions, Methods	Thermal Efficiency: overall thermal efficiency (ote) of 75%. <u>Emission factor for electricity</u> The size of the power plant for a 1 Mt CO ₂ /year DAC facility would be between 50 and 100MW. Here we consider electricity from coal power with CCS at a cost of \$139/MWh with unit emissions of 121 kg CO ₂ /MWh, case 10 in 30 and an NGCC facility at a cost of \$107/MWh with unit emissions of 43 kg/MWh, case 14 in Haslbeck et al.
Unit	Not mentioned
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	* According to the Panel on Public Affairs (POPA) of the American Physical Society (APS), the estimated cost of DAC is \$610/tCO ₂ avoided. * By reviewing the CAPEX and OPEX, the authors made modification of the cost of DAC and found \$309/tCO ₂ .
TEA: CAPEX	CAPEX: APS report and modified system Capital Costs (10 ⁶ \$) [APS / modified] * Contactor: 290 / 290 * Calciner: 120 / 112.6 * Precip. : 25 / 23/5 * ASU: 15 / 13/7 * Comp. : 30 / 28.8 * Total: 480 / 468.7

TEA: OPEX	OPEX: APS report and modified system Operating Costs (\$/tCO₂ avoided)[APS / modified] * Capital: 260 / 254 * O&M: 87 / 85 * Electricity : 35 / 34 * Fuel: 46 / 38 * Fugitive : 182 / 169 * Total: 610 / 580
TEA: Cost of product(s)	Optimization of the Modified Air Capture Costs Avoided * APS report: \$610/tCO₂avoided * Modified cost: \$309/tCO₂avoided = \$165/tCO₂ capital + \$138/tCO₂ operating + \$6/tCO₂ fugitive (optimal: onsite NGCC facility with CCS combined with heat integration and the use of plastic packing in the towers)
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2016
Title	Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants
Author (main)	Mahdi Fasihi et al.
Country	Finland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC, Power to liquid
Emission:Negative or Avoided	Avoided
Separation technology	DAC (approach from Climeworks)
CO2 source	Atmospheric CO2
Approach & System Boundary	Approach: Production of E-diesel by two routes: (1) Hybrid PV-Wind-PtL value chain with alkaline electrolyzers and RWGS (reverse water gas shift) units (2) Hybrid PV-Wind-PtL value chain with solid oxide co-electrolyser
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	CO2 production: 5.140 million ton/yr
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Assumptions General - WACC (Weighted Average Cost of Capital): 7% (7%) - Exchange rate: 1.35 USD/€ (1.35USD) - Brent crude oil price: 80 USD/bbl (80USD) Hybrid PV-Wind power plant specification for annual analysis scenario - Irradiation (single-axis): 2410 kWh/(m2 ·a) (2410kWh/m2a) - PV performance ratio (PR): 83 % (83%) - PV yield 2000 kWh/kWp (2000kWh/kWp) Installed capacities(FLh: annual full load hours) - PV single-axis installed capacity: 5 GWp (5GWp) - Wind installed capacity: 5 GWp (5GWp) - PV single-axis FLh: 2000 h (2000h) - Wind FLh: 5200 h (5200h) - PV and Wind overlap: 5 % - Hybrid PV-Wind FLh: 6840 h
TEA: CAPEX	DAC plant specification (Climeworks) - Capex: 228 €/tCO2 ·a) - Lifetime: 30 years
TEA: OPEX	DAC plant specification (Climeworks) - Opex: 4 % of capex p.a. - Electricity demand: 225 kWhel/tCO2

	- Heat demand: 1500 kWhth/tCO ₂
TEA: Cost of product(s)	Production cost in base scenario CO ₂ : 40.42 €/tCO ₂
TEA: Other cost-related results	Production cost in base scenario - Renewable Electricity: 22.89 €/MWhel - Desalinated water: 0.52 €/m ³ - Renewable H ₂ : 32.54 €/MWhth, H ₂ - RE-PtL average product at production site: 69.94 €/MWhth - FT-diesel at destination: 70.49 €/MWhth - FT-diesel at destination: 27.57 USD/MMBtu - FT-diesel at destination: 0.69 €/l

Year	2017
Title	Long-Term Hydrocarbon Trade Options for the Maghreb Region and Europe—Renewable Energy Based Synthetic Fuels for a Net Zero Emissions World
Author (main)	Mahdi Fasihi et al.
Country	Finland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC Synthetic fuel
Emission:Negative or Avoided	Avoided
Separation technology	DAC
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Production potential of PtG–LNG and PtL in the Maghreb region (North Africa) to Europe (in 2030 and 2040) System Boundary: Renewable electricity, DAC, Electrolyser , Desalination plant, Methanation plant, Liquefaction plant, Shipping / pipeline to Europe, Regeneration (gasification)
Scenarios / Samples	Assumed Value Chains: (1) Hybrid PV–Wind–PtG–LNG value chain * Renewable source: PV, Wind in Maghreb region * Production: DAC, alkaline electrolyser , desalination plant (osmosis), metanation plant * Liquefaction to LNG, LNG shipping * Shipping to North Europe, or pipeline to South Europe * Regeneration (gasification) (2) Hybrid PV–Wind–PtL value chain * Renewable source: PV, Wind (backup: combined cycle gas turbine using LFG/SNS) * Production: DAC, alkaline electrolyser, desalination plant (osmosis), FT plant * Hydrocracker * Shipping to North Europe WACC: 7% (base scenario) or 5% (de-risk scenario) CO2 emission cost: Zero or 61€/tCO2 O2 benefit: Zero or 20€/tO2
Capacity	-
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned

TEA: Assumptions & Methods	Assumptions * Global crude oil price: 40–200 USD/barrel * CO2 emission cost: zero or 61 €/ton * O2 sales: zero or 20 EUR/ton * WACC (Weighted Average Cost of Capital): 5% or 7% Parameters (1) Alkaline Electrolyser: Capex [€/kW_{el}] 328 / 268; Opexfix [% of capex p.a.] 4; Opexvar [€/kWh 0.0012; Lifetime [years] 30; EtH₂ eff. (HHV) [%] 84; Electricity-to-heat [% of inlet E] 8; (2) Methanation: Capex [€/kWSNG] 278 / 226; Opex [% of capex p.a.] 4; Lifetime [years] 30; Efficiency (HHV) [%] 77.8 (3) Hydrogen Storage: Capex [€/kWhH₂] 0.015 (4) Hypothetical H₂tL (RWGS, FT and Hydrocracking) Plant : Capex [k€/bpd] 60 / 54; Opex [% of capex p.a.] 3 ; Lifetime [years] 30 ; RWGS carbon conversion [%] 97.5 ; FT carbon conversion [%] 95 ; FT C₅+ selectivity [%] 95 ; hydrocracking eff. [%] 98
TEA: CAPEX	CO2 Direct Air Capture Plant [2030/2040] - Capex [€/tCO ₂ a] 228 / 184 - Lifetime [years] 30
TEA: OPEX	CO2 Direct Air Capture Plant [2030/2040] - Opex [% of capex per.a.] 4 / 4 - Electricity demand [kWh _{el} /tCO ₂] 225 / 210 - Heat demand [kWh _{th} /tCO ₂] 1500 / 1350
TEA: Cost of product(s)	The direct air capturing CO ₂ units in the current system are mainly powered by waste heat from the PtG or PtL plants and can deliver CO ₂ with a cost range of 30–80 €/tonne in an optimized PtX system.
TEA: Other cost-related results	RE-SNG and RE-diesel production cost in the Maghreb region and regasified RE-SNG price in Finland (1) Minimum cost in 2030 * RE-SNG: 76€/MWhHHV (0.78€/m ³) * RE-diesel: 88€/MWhHHV (0.85€/L) (2) Minimum cost in 2040 * RE-SNG: 76€/MWhHHV (0.78€/m ³) * RE-diesel: 88€/MWhHHV (0.85€/L)

Year	2017
Title	A Life Cycle Assessment Case Study of Coal-Fired Electricity Generation with Humidity Swing Direct Air Capture of CO ₂ versus MEA-Based Postcombustion Capture
Author (main)	Coen van der Giesen et al.
Country	Netherlands, USA, Italy
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	distributed HS-DAC (compared with MEA-based PCC)
Emission:Negative or Avoided	Avoided (MEA-based PCC) HS-DAC (Negative Emission) HD-DAC+ power generation by coal fired power plant (net avoided)
Separation technology	(1) Monoethanolamine (MEA) -Postcombustion capture (2) Humidity Swing (HS) -DAC
CO ₂ source	(1) postcombustion capture: coal-fired power plant (12% concentration) (2) DAC: air
Approach & System Boundary	Approach: Comparison of consumed energy between: (1) MEA-based postcombustion capture (MEA-PCC) for flue gas (coal-fired power plant) (2) Humidity Swing Direct Air Capture (HS-DAC) * The amount of CO ₂ by DAC equals to CO ₂ amount from power plant. The LCA covers impacts of all materials and processes in the power generation and CCS system up to providing 100 bar CO ₂ at injection sites. This includes mining, transporting, and combusting coal, building the power plant, transmission, and the CO ₂ capture and compression units, photovoltaic (PV) panels, as well as hardware decommissioning and material disposal. Only preparing the injection sites themselves is not included because the infrastructure requirements are the same for PCC and DAC and, in any case, have been shown to be of minor impact in CCS LCA studies.
Scenarios / Samples	Scenarios: * Base case: Coal-fired power plant without any mitigation * HS-DAC _{coal} : 90% CO ₂ -capture,Electricity from coal fired power plant * MEA-PCCPV : CO ₂ -capture amount is same as MEA-PCC _{coal} , Electricity from coal fired power plant * HS-DAC _{coal} (zeroGHG) :Same as HS-DAC _{coal} , but CO ₂ -capture amount is increased to achieve Net-Zero (LCA base) * HS-DACPV(zeroGHG) : Same as HS-DAC _{coal} (zeroGHG), but with electricity from PV * MEA-PCC _{coal} +HS-DACPV(zeroGHG) : Combination scenario of MEA-PCC _{coal} and HS-DACPV MEA-PCC _{coal} : capture 90% of stack CO ₂ emissions from combusting coal in the plant HS-DAC _{coal} : Coal-fired electricity generation combined with HS-DAC, set to capture an amount of CO ₂ such that total net lifecycle GHG emissions per kWh electricity available for end-use are the same as in the MEA-PCC _{coal} .
Capacity	* Plant capacity: Coal-fired power plant (500 MW) * CO ₂ emission: 1.49×10^6 ton/yr

LCA: Assumptions, Methods	Assumptions: * Coal-fired power plant: 2 TWh with 0.744 kg-CO₂/kWh * Capture efficiency: 90% Energy requirement: MEA-PCC: (i) current/likely case 290 kWh/tCO₂ captured, (ii) future/best case 211 kWh/tCO₂ captured HS-DAC: 24 kWh/tCO₂ for evacuation, 145 kWh/tCO₂ for drying, 196 kWh/tCO₂ for compressing, and 12.6 kWh/tCO₂ for auxiliary. The plant's CO₂ emissions without capture (base case) are 0.744 kgCO₂/kWh.
Unit	kgCO ₂ eq/kWh
LCA: CO ₂ NETS	* Base case: 0.85 kgCO₂eq/kWh * MEA-PCC: 0.23 kgCO₂eq/kWh * HS-DAC_{coal} : 0.23 kgCO₂eq/kWh * MEA-PCCPV : 0.20 kgCO₂eq/kWh * HS-DAC_{coal}(zeroGHG) : 0 kgCO₂eq/kWh * HS-DACPV(zeroGHG) : 0 kgCO₂eq/kWh * MEA-PCC_{coal}+HS-DACPV(zeroGHG) : 0 kgCO₂eq/kWh
LCA: Other CO ₂ -related results	Required amount of CO₂ captured * MEA-PCC: 0.83 kgCO₂/kWh * HS-DAC_{coal} : 0.93 kgCO₂/kWh * MEA-PCCPV : no value shown * HS-DAC_{coal}(zeroGHG) : 1.28 kgCO₂/kWh * HS-DACPV(zeroGHG) : 0.88 kgCO₂/kWh * MEA-PCC_{coal}+HS-DACPV(zeroGHG) : no value shown Other impacts: The increased background processes such as manufacturing additional hardware and mobilizing more materials such as coal (except in the PV scenarios), sorbent, and water increase other environmental impacts per functional unit (Figure 6).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Assumption for OPEX [MEA-PCC]: * Electricity: 378 kWh/tonne CO₂ at \$0.07/kWh = \$26.5/tonne CO₂ * water: 15.2m³/tonne CO₂ at \$0.40 per m³ = \$6.1/tonne CO₂ * Makeup sorbent filters using Marathon A: 1.52 kg/tonne CO₂ at \$6/kg = \$9.1/tonne CO₂ * Total direct operational cost: \$42 per tonne CO₂
TEA: Cost of product(s)	HS-DAC cost: Consumption of electricity (20 °C 30% case, 378 kWh/tonne CO₂ at \$0.07/kWh = \$26.5/tonne CO₂), 15 water (15.2m³/tonne CO₂ at \$0.40 per m³ = \$6.1/tonne CO₂) and makeup sorbent filters using Marathon A (1.52 kg/tonne CO₂ at \$6/kg = \$9.1/tonne CO₂) would yield direct operational costs of \$42 per tonne CO₂.
TEA: Other cost-related results	CAPEX assumption from OPEX [HS-DAC] Benchmarking HS-DAC costs against a lower bound of \$60 per tonne CO₂ for MEA-PCC, this would leave \$18/tonne CO₂ for HS-DAC capital charge and O&M costs, or ~\$43,000 capital layout for a 1 tonne CO₂/day HS-DAC unit (assuming capital charge of 10% of capital layout and annual O&M costs of 5% of capital layout). A more conservative CO₂ price of \$100/tonne would allow ~\$142,000 per unit.

Year	2018
Title	A Process for Capturing CO ₂ from the Atmosphere
Author (main)	David W. Keith et al.
Country	Canada
Type of Analysis	simulation calculate
Target / Calculation / Measurement	calculate
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission: Negative or Avoided	Not mentioned
Separation technology	an aqueous KOH sorbent coupled to a calcium caustic recovery loop
CO ₂ source	air
Approach & System Boundary	System Carbon Engineering: The design captures 1 Mt-CO₂/year in a continuous process using an aqueous KOH sorbent coupled to a calcium caustic recovery loop. Approach We describe the design rationale, summarize performance of the major unit operations, and provide a capital cost breakdown developed with an independent consulting engineering firm. We report results from a pilot plant that provides data on performance of the major unit operations. We summarize the energy and material balance computed using an Aspen process simulation. System Boundary Figure 2 provides a simplified energy and material balance of the complete process.
Scenarios / Samples	A: Baseline: gas fired → 15 MPa CO₂ output B: Baseline with Nth plant financials C: Gas and electricity input → 15 MPa CO₂ output D: Gas and electricity input → 0.1 MPa CO₂ output assuming zero cost O₂
Capacity	1Mt-CO ₂ /year DAC plant
LCA: Assumptions, Methods	<u>Contactor</u> Fan energy: 61 kWh/tCO₂ Fluid pumping energy: 21 kWh/tCO₂ Fraction of CO₂ captured: 74.5% Capture rate unit inlet area: 22 tCO₂/m²/year <u>Pellet Reactor</u> Calcium retention: 90% Fluid pumping energy: 27 kWh/tCO₂ <u>Calciner</u> CaCO₃ → CaO conversion efficiency: 98% Energy consumption: 4.05 GJ/tCO₂ <u>Slaker</u> Power produced from slaking heat: 77 kWh/tCO₂ Conversion to CaO: 85% <u>Auxiliary Equipment Specifications</u> ASU power usage: 238 kWh/tO₂ CO₂ absorber—capture frac: 90% CO₂ absorber pressure drop: 1kPa

	Compressor power usage: 132 kWh/tCO ₂ We used a natural gas emission factor of 63.8 kg-CO ₂ e/GJ-NG for upstream and direct combustion emissions
Unit	tCO ₂
LCA: CO ₂ NETS	Fugitive leakage from the DAC facility was combined with estimates for leakage during transport and injection and geological storage. The net result was that 0.9 tons of CO ₂ were permanently sequestered for each ton captured from air.
LCA: Other CO ₂ -related results	<u>Not mentioned</u>
TEA: Assumptions & Methods	Methods: Total direct field costs (TDFC) = Equipment cost (EC) + Materials cost (MC) + Labor cost (LC)
TEA: CAPEX	Capacity Assumption: 0.98 Mt-CO ₂ /year (1) Early plant * Total direct field costs (TDFC) = \$697.7 * Indirect field costs (IFC) = \$88.5 * Engineering = \$135.2 * Other project cost = \$48.2 * Contingency = \$157.2 * Total project cost = \$1,126.8 (2) Nth plant (improved plant) * Total direct field costs (TDFC) = \$510.1 * Indirect field costs (IFC) = \$68.8 * Engineering = \$78.0 * Other project cost = \$35.8 * Contingency = \$86.8 * Total project cost = \$779.5
TEA: OPEX	Energy costs: * Natural gas cost: 3.5 \$/GJ * Electricity cost: 30 and 60 \$/MWhr.
TEA: Cost of product(s)	Levelized costs per ton CO ₂ captured (LCOC) LCOC = levelized capital cost + non-fuel-O&M + energy costs = \$94 - \$232 /tonCO ₂
TEA: Other cost-related results	Summary Performance of Various Plant Configurations (CRF 7.5% / 12.5%) A: Baseline: gas fired --> 15 MPa CO ₂ output: 168 / 232 B: Baseline with Nth plant financials: 126 / 170 C: Gas and electricity input --> 15 MPa CO ₂ output: 113–124 / 152–163 D: Gas and electricity input --> 0.1 MPa CO ₂ output assuming zero cost O ₂ : 94–97 / 128–130

Year	2018
Title	Closing the carbon cycle to maximise climate change mitigation: power-to-methanol vs. power-to-direct air capture
Author (main)	H. A. Daggash et al.
Country	UK, Germany
Type of Analysis	Assessment of mitigation potential and cost
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	* power-to-methanol (avoided emission) * power-to DAC (DACCS) (negative emission)
Separation technology	the DAC plant assumes a potassium hydroxide (KOH) process
CO2 source	atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: (a) the amount of curtailed renewable energy that is likely to be available in the medium term (b) the extent to which transport-related CO2 emissions can be avoided via a power-to-fuel strategy (c) to contrast power-to-fuel with the counterfactual argument of using the otherwise curtailed renewable energy to directly remove CO2 from the atmosphere via a direct air capture (DAC) process. System Boundary: * Hydrogen plant, methanol plant, DAC, * [power-to-fuel] Methanol car
Scenarios / Samples	Scenario: Curtailed intermittent renewable energy sources (iRES) in UK (the level of curtailed energy is unlikely to increase beyond 2.5% until renewable power accounts for more than 50% of total installed capacity. This is unlikely to be the case in the UK before 2035.)
Capacity	Air flow to DAC: 28.2 ton/yr (to produce methanol at 1 ton/yr) 1277 GWh per year of curtailed renewable energy supports the production of approximately 140 million litres of methanol annually. On the basis of 1277 GWh y⁻¹ electricity availability, DAC can avoid 0.7–2.1% of the UK's 2016 gasoline-derived emissions at a cost of \$430–660 tCO₂ avoided⁻¹. Using this electricity for methanol production and subsequent recycling of CO₂, however, can avoid 0.37% of gasoline-derived emissions at a cost of \$640–870 tCO₂ avoided⁻¹.
LCA:Assumptions, Methods	Assumptions: * The DAC plant assumes a potassium hydroxide (KOH) process. * Only curtailed electricity is assumed to be available in this study, an electricity-driven DAC plant is assumed. * Of the energy available from the fuel, only about 25% actually gets applied to moving a car (with a gasoline ICE) or running the accessories, the rest is lost to the exhaust gases, coolant, and friction. A reduction in the associated energy losses by ICEs will serve to minimise fuel consumption and improve process efficiency in the future. This conversion ratio has however been assumed for the M100

	methanol car in this study. * Gasoline-powered car is assumed to emit 1.3 tCO ₂ annually.
Unit	tCO ₂ avoided/MWh of curtailed power
LCA: CO ₂ NETS	Avoided Emissions: (1) power-to-DAC: 0.23–0.67 tCO ₂ avoided/MWh of curtailed power. (2) power-to-Fuel: 0.13 tCO ₂ avoided/MWh.
LCA: Other CO ₂ -related results	* In any well-designed and professionally operated electricity system, the spectre of significant quantities of curtailed renewable i. energy is unlikely to appear in the medium to long term. * In order to avoid lock-in to partial decarbonisation scenarios, any fossil carbon which is extracted from the geosphere must be promptly returned to the geosphere. The reduced combustion temperatures by pure methanol engine can lead to simultaneous low soot and NO_x emissions.^{59,60} Reduced soot and smoke emissions also result due to the higher oxygen content. This is particularly important given contemporary focus on the negative human health outcomes associated with the use of gasoline and diesel fuels. Furthermore, the low lubricity of alcohols, and corrosion susceptibility of metals in alcohols, make fuel additives necessary. Emissions of formaldehyde, acetaldehyde and any unburned methanol are also not sufficiently understood, thus present potential health risks.
TEA: Assumptions & Methods	Assumption: * Electricity: \$56.4/MWh * The electrolysis plant: 172 ktO₂ annually as a by-product (source of oxygen for the DAC plant in power-to-fuel was considered) Typical cost assumptions in the methanol synthesis process Fossil CO₂: 37–120 \$/t (from a coal plant with post-combustion capture) Non-fossil CO₂: 450–550 \$/t (from DAC plant) Fossil H₂: 1,300–2,100 \$/t Electrolytic H₂: 4,200 \$/t
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Costs to CO₂ avoided: (1) power-to-fuel: \$209/tCO₂ avoided, in addition to requiring an additional \$430–660/tCO₂ avoided to finally close the carbon cycle by air capture. (2) power-to-DAC: \$430–660/tCO₂ avoided. Typical prices of chemicals in the methanol synthesis process: * Fossil CO₂: 37–120 \$/t * Non-fossil CO₂: 450–550 \$/t * Fossil H₂: 1,300–2,100 \$/t * Electrolytic H₂: 4,200 \$/t * CH₃OH: 450 \$/t
TEA: Other cost-related results	Profitability: For power-to-fuel to become profitable, hydrogen prices would need to be less than or equal to \$1635/tH₂ or methanol prices must increase to \$960/tMeOH. Absent this change in H₂ price or methanol value, a subsidy of approximately \$283/tCO₂ would be required.

Year	2018
Title	Life cycle carbon efficiency of Direct Air Capture systems with strong hydroxide sorbents
Author (main)	Melinda M.J. de Jonge et al.
Country	Netherlands
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	DAC system based on NaOH solution
CO2 source	ambient air
Approach & System Boundary	Approach: Life cycle carbon efficiency (E_c) of a DAC system (the net amount of carbon stored per amount of carbon captured from capture to geological storage) The aim of this study was to assess the life cycle carbon efficiency of DAC systems and to identify the major contributors to the carbon balance. We included the full life cycle of DAC from capture to geological storage and included CO₂ as well as other GHG emissions during construction of the necessary facilities as well as operating GHG emissions from energy and other resources needed.
Scenarios / Samples	Scenarios: Baseline / Optimistic / Pessimistic * Lifetime (yr): 20, 40, 10 * Mass transfer coefficient (KL, mms⁻¹): 1.5, 2.0, 0.8 * Relative humidity (RH, %): 65, 82, 38 * Temperature (T, °C): 13, 9.4, 21 * Carbon footprint electrical energy source (kg CO₂ eq. kWh⁻¹): 0.50, 0.05, 1.06 * Electricity (kWh tonne⁻¹ CO₂ captured): 193, 172, 278 * Heat CaO cooling (MJ tonne⁻¹ CO₂ captured): -864, (-), 0 * Heat flue gas cooling (MJ tonne⁻¹ CO₂ captured): -1224, (-), 0 * Heat water condensation (MJ tonne⁻¹ CO₂ captured): 0, -1179, (-) * Heat calcination (MJ tonne⁻¹ CO₂ captured): 4470, (-), (-)
Capacity	Capture rate: 1 MtCO ₂ /yr

LCA: Assumptions, Methods	Assumptions: * Construction: based on an earlier study * Energy requirements: - fans and sorbent pumps - regeneration process: based on an earlier study - compression and geological injection: based on an earlier study * Water loss: based on an earlier study * Sorbent and lime requirements: based on an earlier study * Carbon capture efficiency: (excluded GHG emissions related to the construction of the regeneration infrastructure) $Ec = (CO_{2,cap} - GHG_{lc}) / CO_{2,cap} \times 100$ Where - $CO_{2,cap}$: total amount of kg CO₂ stored over the lifetime of the system - GHG_{lc}: total amount of GHG emitted over the life cycle of the system
Unit	g CO₂ per kg sorbent tCO_{2eq} emitted/tCO₂ captured (Fig 2) (net CO_{2eq} captured/CO₂ captured) * 100 (carbon capture efficiency)
LCA: CO ₂ NETS	* Carbon capture efficiency: 62% (optimistic 93%, pessimistic 10%)
LCA: Other CO ₂ -related results	Impacts on LCA: GHG emissions due to the electricity demand have the largest impact on the life cycle Ec.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2019
Title	Direct Air Capture of CO ₂ : A Key Technology for Ambitious Climate Change Mitigation
Author (main)	Christian Breyer et al.
Country	Finland, Germany
Type of Analysis	review
Target / Calculation / Measurement	(review)
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DAC, DACCS, DACCU
Emission:Negative or Avoided	Not specified
Separation technology	DAC
CO ₂ source	atmosphere
Approach & System Boundary	review
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	-
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	GtCO ₂ /a
LCA: CO ₂ NETS	Classification of DAC Applications into Utilization (DACCU) and Long-Term Storage (DACCS) and Comparison to the Bioenergy Alternative and Fossil Fuel Reference * Fossil fuels - fossil CCU (limited to point sources) <-- conflict potential to sustainability limits - fossil CCS (limited to point sources) <-- conflict potential to sustainability limits * Bioenergy - BECCU (residues, wastes by-products) <-- compatibility to sustainability limits - BECCS (energy crops) <-- conflict potential to sustainability limits * Solar and Wind - DACCU (electricity, optional waste heat) <-- compatibility to sustainability limits - DACCS (electricity, optional waste heat) <-- compatibility to sustainability limits
LCA: Other CO ₂ -related results	* The relatively young research field of DAC technology still exhibits several research questions, which have not yet been well addressed. Sorbents with high CO₂ capacity, easily regenerable, favorable kinetics, and long lifetime need more development. In addition, the DAC performance under different weather conditions and integration of DAC to systems with abundant waste heat needs to be demonstrated. Lifecycle assessment studies for DAC17 are still very limited and require more attention. A detailed global inventory of all CO₂ point sources, which would still be available under strict sustainability criteria, such as cement mills, pulp and paper plants, and waste incinerators, is required,

	Since such sources can be used first for CCU processes. * The remaining CO₂ raw material demand for hydrocarbon-based fuels and chemicals can be covered by DAC. The learning rate of DAC is not yet understood well but has a substantial impact on DAC cost projections.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Global CO ₂ DAC cost map for 2050:
TEA: Other cost-related results	*If in addition a scalable negative emission technology can deliver CO₂ sequestration at costs of less than 100 USD/tCO₂, it becomes feasible to imagine trajectories that reduce temperatures to 1 °C until 2100–2150.

Year	2019
Title	An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways
Author (main)	Giulia Realmonte et al.
Country	Italy, UK, Ireland
Type of Analysis	Integrated Assessment Modeling (IAM) study
Target / Calculation / Measurement	Calculation, Target
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DACCS, BECCS, afforestation
Emission:Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	hydroxide sorbents (DAC1) MEA (DAC2)
CO2 source	atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Inter-model comparison on the role of DACCS in 1.5 and 2 C scenarios, under a variety of techno-economic assumptions
Scenarios / Samples	Central case scenarios: * NoNET: No BECCS and no DACCS, only afforestation allowed (+traditional CCS) * NoDAC: No DACCS available, only BECCS and afforestation as NETs (+traditional CCS) * DAC: Full NET portfolio: DACCS, BECCS and afforestation (+traditional CCS) Carbon budgets imposed (2016-2100), 66% probability: * 2 C scenario: 810 GtCO ₂ * 0.5 C scenario: 220 GtCO ₂ DACCS models, based on Integrated Assessment Modeling (IAM) (1) bottom-up technology rich model (TIAM-Grantham) (2) hybrid, economy-climate model (WITCH) 1.5 C (not 0.5 C) scenario: 220 GtCO ₂
Capacity	Rrequired DACCS scale-up rate: 1.5 GtCO ₂ /yr (average) Max cap: 30 GtCO ₂ /yr for DAC scenario, 3GtCO ₂ /year for Gt scenarios
LCA:Assumptions, Methods	DAC system * DAC 1: water solutions containing hydroxide sorbents - Electricity[GJ/tCO ₂]: high 1.8, low 1.3 - Heat [GJ/tCO ₂]: high 8.1, low 5.3 - Cost [\$ /tCO ₂]: high 300, low 180, floor 100 * DAC 2: amine materials bonded to a porous solid support - Electricity[GJ/tCO ₂]: high 1.1, low 0.6 - Heat [GJ/tCO ₂]: high 7.2, low 4.4 - Cost [\$ /tCO ₂]: high 350, low 200, floor 50 DAC1: Additional CCS unit for burning natural gas with a capture efficiency equal to 95% Land requirement: 1.5 m ² /tCO ₂ /year (DAC1), 0.05-0.1 m ² /tCO ₂ /year (DAC2) Water consumption: about 5 to 13 tonne of water per each tonne of CO ₂ captured (DAC1)
Unit	Scale-up rate (GtCO ₂ /yr) Cumulative sequestration (Gt)
LCA: CO2 NETS	Cumulative sequestration of negative emissions technologies

	throughout the century in central case scenarios
LCA: Other CO ₂ -related results	DACCS scale-up rates of 1.5 GtCO ₂ /yr would require considerable sorbent production and up to 300 EJ/yr of energy input by 2100.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2019
Title	Techno-economic assessment of CO ₂ direct air capture plants
Author (main)	Mahdi Fasihi et al.
Country	Finland
Type of Analysis	TEA
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DAC, DACCS
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission or avoided by CCU
Separation technology	HT aqueous solution-based DAC LT solid sorbent-based DAC
CO ₂ source	atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: * Literature review and techno-economic analyses of state-of-the-art DAC technologies * DAC technologies are categorised as high temperature aqueous solutions (HT DAC) and low temperature solid sorbent (LT DAC) systems, from an energy system perspective.
Scenarios / Samples	System: Moroccan hybrid PV-Wind-battery plants and heat pumps Scenarios The conservative scenario assumes only 50% realisation of the cumulative DAC capacity demand due to delayed execution of the Paris Agreement and a DAC learning rate of 10%. The base case scenario assumes an effective execution of the Paris Agreement without delay, leading to net zero GHG emissions from the energy system and already started CO ₂ removal. The DAC learning rate is assumed to be 15%.
Capacity	2020: 3.0 MtCO ₂ /a 2030: 473 MtCO ₂ /a 2040: 4,791 MtCO ₂ /a 2050: 15,356 MtCO ₂ /a
LCA:Assumptions, Methods	Assumptions: *O ₂ is available for free, thus power demand and costs of CO ₂ compressor and air separation unit have been avoided. *CO ₂ purity of more than 99% has been assumed for the final model as an average of CO ₂ purity from Climeworks, Global Thermostat and Antecy. *the targets of the Paris Agreement shall be achieved by the mid of this century. HT DAC: 1535 kWh _{el} /tCO ₂ (in 2020) from CSP. 1316 kWh _{el} /tCO ₂ (in 2050 conservative scenario) LT DAC: 250 kWh _{el} /tCO ₂ , 1750 kWh _{th} /tCO ₂ (in 2020) from heat pump/waste heat. 182 kWh _{el} /tCO ₂ , 1102 kWh _{th} /tCO ₂ (in 2050 conservative scenario)
Unit	MtCO ₂ /a
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned

LCA: Other CO ₂ -related results	<u>Global annual CO₂ DAC (or equivalent) capacity demand by sector</u> * Sector: - Power (power-to-gas, waste-to-energy, and sewage plant) - Transport (road, rail, marine, and aviation) - Industry (chemical industry, pulp and paper, cement mills, and others) * DAC capacities of 3 MtCO₂/a (2020), 470 MtCO₂/a (2030), 4798 MtCO₂/a (2040) and 15,402 MtCO₂/a (2050) are needed.
TEA: Assumptions & Methods	<u>Calculations:</u> * Levelised cost of electricity (LCOE) $LCOE = \{ (Capex \times crf + Opex_{fix}) / FLh \} + Opex_{var} + (fuel / \eta)$ * Levelised cost of heat (LCOH) $LCOH = \{ (Capex \times crf + Opex_{fix}) / FLh \} + Opex_{var} + (fuel / \eta) + (LCOE / COP)$ * Levelised cost of CO₂ DAC (LCOD) $LCOD = \{ (Capex_{DAC} \times crf + Opex_{fix}) / Output_{CO_2} \} + Opex_{var} + DAC_{el,input} \times LCOE + DAC_{th,input} \times LCOH$ $crf = \{ WACC \times (1 + WACC)^N \} / \{ (1 + WACC)^N - 1 \}$ Whereas - capex: capital expenditures - crf: annuity factor - opex: annual operational expenditures - fix: fixed expenditures - var: variable expenditures - Output_{CO₂}: annual CO₂ production of DAC plant - FLh: full load hours per year - DAC_{el,input}: electricity demand of DAC plant per tCO₂ produced - DAC_{heat,input}: heat demand of DAC plant per tCO₂ produced - fuel: fuel costs - η: efficiency - COP: coefficient of performance of heat pumps - WACC: weighted average cost of capital (7%) - N: lifetime
TEA: CAPEX	<u>Long-term specifications of DAC and generic costs (conservative scenario)</u> CAPEX [€/tCO₂\$a] <2020 / 2030 / 2040 / 2050> - LT DAC: 730 / 338 / 237 / 199 - HT DAC: 815 / 378 / 265 / 222
TEA: OPEX	<u>Long-term specifications of DAC and generic costs (conservative scenario)</u> OPEX [% of capex p.a.] <2020 / 2030 / 2040 / 2050> - LT DAC: 4% / 4% / 4% / 4% - HT DAC: 3.7% / 3.7% / 3.7% / 3.7%
TEA: Cost of product(s)	<u>CO₂ capture costs</u> * LT DAC (hybrid PV-Wind-battery systems in Morocco) [€/tCO₂] <2020 / 2030 / 2040 / 2050> - Without utilisation of free waste heat: 222 / 105 / 69 / 54 - With utilisation of free waste heat: 133 / 60 / 40 / 32 * Worldwide: In a conservative scenario with 10% learning rate of capex and the realisation of half the required DAC capacities at each time step, the capex of HT/LT DAC systems are calculated to be 815/730, 378/338, 265/237 and 222/199 €/tCO₂\$a in 2020, 2030, 2040 and 2050, respectively.

	* a 5/10% electricity demand reduction for HT/LT DAC and 14.3% low-grade heat demand reduction is foreseen at each 10-year time step. * Morocco: despite higher electricity costs, DAC systems with higher FLh would have lower LCOD. In the conservative scenario, The LCOD of HT/LT DAC systems with 8000 FLh are calculated to be 268/222, 133/105, 91/69 and 71/54 €/tCO₂ in 2020, 2030, 2040 and 2050, respectively. * Morocco: base case scenario, the costs would be reduced to 268/222, 111/84, 72/53 and 54/38 €/tCO₂, respectively.
TEA: Other cost-related results	Discussion: * Access to free waste heat could further decrease the LCOD of LT DAC by 40-57%, depending on the year and applied scenario. At such costs, DAC is competitive to PSCC with less restrictions on capacity and location.

Year	2019
Title	The mutual dependence of negative emission technologies and energy systems
Author (main)	Felix Creutzig et al.
Country	Germany, Finland, UK, USA.
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DACCS BECCS
Emission: Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	DACCS (liquied sorbent powered by electricity with average representative carbon intensity and gas plus CCS for heating, solid sorbents powered by PV and battery storage)
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Comparison between DACCS and BECCS (1) what does large-scale NETs deployment imply for energy production and consumption? (2) How much primary energy is required to remove one ton of carbon? (3) How much net carbon is avoided per unit of carbon sequestered? (4) How could costs of NETs change in a temporally evolving energy system? (5) what are the implications of NETs for power systems? System Boundary: Energy system and land use
Scenarios / Samples	Literature and Models: * Integrated assessment models * Bottom-up modelling * National Academy of Science * Industry sources (Climeworks, Global thermostat, Antecy) Scenarios: * BECCS * DACCS with solid sorbents powered by PV and battery storage * DACCS with liquid sorbent powered by electricity with average representative carbon intensity and gas plus CCS for heating DAC Scenarios: (A) linear decarbonization of electricity and heat until 2100, (B) linear decarbonization of electricity and heat until 2050, followed by zero emissions until 2100; and (C) the same decarbonization until 2050 as in the first case, but further decarbonization of the electricity system, into negative territory (relying on BECCS), between 2050 and 2100
Capacity	CO2 capture: gigaton scale 1 GtCO2 per year in 2050

LCA: Assumptions, Methods	For DACCS: assumptions for electricity and heat (different rates of decarbonization): (A) linear decarbonization of electricity and heat until 2100 (B) linear decarbonization of electricity and heat until 2050, followed by zero emissions until 2100 (C) the same decarbonization until 2050 as in the first case, but further decarbonization of the electricity system, into negative territory (relying on BECCS), between 2050 and 2100. DACCS system have less net CO₂ emissions associated with their provisioning systems displaying a sequestration efficiency of 75–100%, compared to BECCS displaying a sequestration efficiency of 50–90% with lower values possible. (P.1811 左段下部～右段上部)
Unit	sequestration efficiency (%)
LCA: CO ₂ NETS	75-100%
LCA: Other CO ₂ -related results	The role of CO₂-intensity in the energy required to power direct air capture (a) Assumptions on the CO₂ intensity of electricity in the scenarios (b) assumptions on the CO₂ intensity of heat in the scenarios (c) net CO₂ emissions from electricity for DACCS (d) net CO₂ emissions from heat for DACCS (e) net annual DAC-based CO₂ sequestration per year (f) cumulative CO₂ sequestration until 2100
TEA: Assumptions & Methods	Energy Outputs /Inputs for BECCS and DACCS (different bodies of literature and models) * Integrated assessment models (IAM) * Bottom-up modelling * National Academy of Science * Industry sources (for DAC: Climeworks, Global thermostat, Antecy)
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	<u>DACCS:</u> Range from \$100–300 per tCO₂ in 2050 (literature). <u>BECCS:</u> Estimated costs of \$100–200 per tCO₂ sequestered (literature). Carbon dioxide removal costs of DACCS are considerably higher than BECCS, but if DACCS modularity and granularity helps to foster technological learning to <100\$ per tCO₂, DACCS may remove CO₂ at gigaton scale.
TEA: Other cost-related results	DACCS also requires two magnitudes less land than BECCS.

Year	2019
Title	Carbon dioxide direct air capture for effective climate change mitigation based on renewable electricity: a new type of energy system sector coupling
Author (main)	Christian Breyer et al.
Country	Finland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC, DACCS
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	solid-sorbent DAC
CO2 source	air
Approach & System Boundary	Approach The LUT Energy System model of LUT University is used to analyse RE-based DAC systems in the Maghreb region. The LUT model combines full hourly resolution and coverage of the world structured into 145 regions (Breyer et al. 2017a, 2018; Ram et al. 2017a), whereof the Maghreb region is highlighted in this research. Boundary The model includes four technological categories: electricity generation, energy storage, energy sector bridging and electrical power transmission in Maghreb region.
Scenarios / Samples	Modeling: The LUT Energy System model, developed by LUT University Power sector key specification for 2040 and 2050 in Table 1. DAC and heat sector key specifications for 2040 and 2050 in Table 2.
Capacity	1.04 GtCO ₂ /a (capture capacity in 2050)
LCA: Assumptions, Methods	DAC electricity demand: 203 kWhel/tCO₂ (in 2040), 182 kWhel/tCO₂ (in 2050) DAC heat demand: 1286 kWhth (in 2040), 1102 kWhth (in 2050)
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	GtCO ₂ /yr
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Power sector key specifications: 2040 / 2050 (1)PV fixed tilted * Capex [€/kWp] 300 / 246 * Opexfix [€/kWp] 8.8 / 7.4 * Lifetime [Years] 40 / 40 (2)PV single-axis tracking * Capex [€/kWp] 330 / 271 * Opexfix [€/kWp] 10 / 8 * Lifetime [Years] 40 / 40 (3)Wind energy (onshore) * Capex [€/kWp] 940 / 900 * Opexfix [€/kWp] 18.8 / 18 * Lifetime [Years] 25 / 25
TEA: CAPEX	DAC and heat sector: 2040 / 2050 (1)CO₂ direct air capture plant

	* Capex [€/tCO₂ a] 234 / 196 * Lifetime [Years] 30 / 30 (2)Electrical compression heat pump * Capex [€/kWth 554 / 530 * Lifetime [Years] 25 / 25 (3)Thermal heat storage * Capex [€/kWth] 20 / 20 * Lifetime [Years] 30 / 30
TEA: OPEX	DAC and heat sector: 2040 / 2050: (1)CO₂ direct air capture plant * Opex [% of capex p.a.] 4 / 4 * Electricity demand [kWhel/tCO₂ 203 / 182 * Heat demand [kWth/tCO₂ 1286 / 1102 (2)Electrical compression heat pump * Opexfix [€/kWth] 2/ 2 * Opexvar [€/kWth] 0.00163 / 0.00161 * COP – 3 / 3 (3)Thermal heat storage * Opexfix [€/kWth] 0.3 / 0.3 * Cycle efficiency [%] 0.9 / 0.9 * Self-discharge [%/h] 0.2 / 0.2 * Energy to power ratio [h] 12 / 12
TEA: Cost of product(s)	LCOD * The annualised cost for the total DAC system is 55.3 b€, leading to LCOD of 55.3 €/tCO₂ in 2050. Cost breakdown of the annualised cost of the DAC system * PV plants (16.1%) * wind plants (0.5%) * battery units (15.3%) * heat pump (16.3%) * thermal energy storage (7.2%) * DAC units (44.6%)
TEA: Other cost-related results	DAC system in Maghreb region in 2050: * Solar PV power plants of 329.6 GWp (composed of 187.4 GWp single-axis tracking and 139.5 GWp fixed tilted systems), generating 703 TWh of electricity annually at 12.8 €/MWh LCOE primary. The FLh are 2389 (single-axis tracking) and 1830 (fixed tilted). * Wind power plants of 2.7 GW, generating 9.9 TWh of electricity annually at 26 €/MWh LCOE primary. The FLh are 3660. * Battery units of 156.3 GW power capacity and 937.6 GWhcap energy storage capacity. * Heat pump units of 148.3 GWth capacity. The full load hours are 8297. * Thermal energy storage of 1779.5 GWhth energy storage capacity.

Year	2020
Title	Techno-Economic Assessment for CO ₂ Capture From Air Using a Conventional Liquid-Based Absorption Process
Author (main)	Ali Kiani et al.
Country	Australia
Type of Analysis	TEA
Target / Calculation / Measurement	Calculation(Simulation)
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Avoided Emission (synthetic methane production)
Separation technology	-
CO ₂ source	ambient air
Approach & System Boundary	Approach: the process of carbon dioxide (CO₂) capture directly from ambient air in a conventional monoethanolamine (MEA) absorption process was simulated and optimized using a rate-based model in Aspen Plus. System Boundary: Reactor only
Scenarios / Samples	Capture rate: * Capture rate: 90% * Reboiler duty: 21.9 GJ/tCO₂ Here it is assumed that a constant amount of CO₂ was produced from ambient air using the MEA-based absorption process as the capture rate of the process varied from 20 to 90%. considering a capture rate of around 50% may be more feasible in terms of cost effectiveness of the air capture process a benchmark condition was selected for the capture of CO₂ from air using the MEA absorption process. This point was based on a capture efficiency of 50%, a lean loading and a rich loading of 0.2 and 0.35, respectively, and a reboiler temperature of 123°C. The rich split configuration was used in this case study due to its superior energy performance. A detailed analysis was conducted for this base case scenario, which included determination of thermal and electrical energy requirements in this system (see Table 3)
Capacity	148.25 Nm ³ /h of CO ₂ from the air production of 148.25 Nm ³ /h of CO ₂ from the air (0.291 tCO ₂ /h at standard conditions)
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Model Rate-based model in Aspen Plus Conditions for the MEA-based CO₂ capture process simulation * Generic conditions - CO₂ concentration in inlet air, ppm: 400 - Inlet air temperature, °C: 25

	- CO₂ capture rate, ton/h: 0.291 - MEA concentration, wt%: 30 - L/G for absorber with circulation, ton/ton: 2.54 - Packing materials in absorber and desorber: Mellapak 250X - Flooding capacity of absorber/desorber (%): 70/65 - Desorber pressure (bar): 2 - Temperature approach of cross heat exchanger, K: 10 * Variable conditions - Capture rate, %: 20, 35, 50, 70, 90 - Rich loading, mol/mol: 0.27, 0.30, 0.33, 0.36 - Lean loading, mol/mol: 0.15, 0.20, 0.25 - Air relative humidity, %: 30, 50, 70, 90
TEA: CAPEX	Economic performance of MEA-based air capture --> improved amine-based air capture * Major equipment and cost element Cost, Million US\$ (2016 US\$) - Washing column: 4.38 - Absorber: 4.22 --> 0.70 - Desorber: 0.13 --> 0.13 - Blowers and fans 1.66 --> 1.66 - Heat exchangers: 0.39 --> 0.39 - Pumps: 0.30 --> 0.23 - Tanks: 0.40 --> 0.40 - Other equipment: 0.22 --> 0.07 - Total direct costs: 11.70 --> 3.59 - Total indirect costs: 2.27 --> 0.70 - Engineering: 1.40 --> 0.43 - Contractor fees: 0.42 --> 0.13 - Contingencies: 3.49 --> 1.07 - Total plant costs: 19.27 --> 5.91 - Spare parts: 0.096 --> 0.03 - Total investment costs: 19.37 --> 5.94
TEA: OPEX	Economic performance of MEA-based air capture --> improved amine-based air capture * Operating expenses, Million US\$ (2016 US\$) - Annual O&M costs: 0.757 --> 0.233 - Annual heat costs: 0.213 --> 0.213 - Annual electricity costs: 0.286 --> 0.241
TEA: Cost of product(s)	Economic performance of MEA-based air capture --> improved amine-based air capture * CO₂-capture cost (\$/ton CO₂) - Capital: 317 --> 1,033 - O&M: 122 --> 396 - Heat: 111 --> 111 - Electricity: 126 --> 150 - CO₂ capture costs: 676 --> 1,691 * Cost range: \$273 - \$1,227/tCO₂ - Electricity: \$20–\$200/MWh - Heat price: \$2–\$20/GJ - Plant life: 15–25 years - Capital expenditure: ±30%
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Role of Carbon Capture, Storage, and Utilization to Enable a Net-Zero-CO ₂ -Emissions Aviation Sector
Author (main)	Viola Becattini et al.
Country	Switzerland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Negative emission (DAC-CCS route) and avoided emissions (DAC-CCU route)
Separation technology	amine-functionalized adsorbents (based on Gabrielli et al. 2020, Sutter et al. 2019).
CO ₂ source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: * A quantitative assessment of these scenarios and of a business-as-usual (BAU) scenario, where aviation emissions are subjected to a carbon tax, is performed based on jet fuel cost and carbon price projections until 2050.
Scenarios / Samples	Scenarios: (i) CCS (corresponding emissions are offset by capturing CO ₂) - Direct air capture (DAC-CCS route) - Point-source capture (PSC-CCS route) (ii) CCU (fuel is produced by using CO ₂ as feedstock) - Direct air capture (DAC-CCU route) - Point-source capture (PSC-CCU route)
Capacity	Production of 1 tonne of Jet fuel Learning for DAC starts at its current total installed capacity of 3 MtCO ₂ /y, ⁶⁷ which increases linearly up to 5 GtCO ₂ /y in 2050.
LCA:Assumptions, Methods	Assumptions: * The four scenarios achieve net-zero CO ₂ emissions through CCS or CCU technologies, under the assumption that the processes are powered by carbon-free electricity, e.g., coming from carbon-free solar or wind. * For simplicity, in the CCU-based scenarios, we assume that synthetic fuels can fully replace fossil kerosene as drop-in fuels although currently only blending up to 50% vol. is allowed. * The use of 1 tJF emits ca. 3.10 tCO ₂ , based on a simple carbon balance and assuming an average chemical composition of the fuel corresponding to the chemical formula C ₁₁ H ₂₄ . * The DAC unit is modeled as in a recent paper, and it consumes 0.25 - 1.75 MWht/ton-CO ₂ . it consumes 0.25 MWhe and 1.75 MWht to capture one tonne of CO ₂
Unit	GtCO ₂ /y
LCA: CO ₂ NETS	Amount [q ₀ --> q ₂₀₅₀] * DAC (GtCO ₂ /y): 0.003 --> 5 * H ₂ production (MtH ₂ /y): 7 --> 158 * CO ₂ conversion (MtCO/y): 0.002 --> 2.5 * PSC (GW): 0.04 --> 1.2
LCA: Other CO ₂ -related results	Discussion: * When considering increasing levels of the carbon intensity of

	electricity production, the CO₂ emissions of the CCU routes grow about 20 times faster than those of the CCS routes. Besides they are above BAU levels for a carbon intensity of electricity above about 0.07 tCO₂/ MWh. Furthermore, the smaller electricity consumption and the simpler jet fuel production processes of the CCS routes lead to lower jet fuel costs and to a smaller impact of the uncertainty associated with the future evolution of low-TRL technologies. In fact, the CCS-PSC route is cost competitive with BAU already today and technology ready for wide deployment. * The transition to a net-zero-CO₂-emissions aviation industry based on CCS can be driven by carbon prices in the order of only 70–100 €/tCO₂, whereas the impact of electricity prices is limited (negligible in the case of PSC). In contrast, the transition to a CCU industry requires much higher carbon prices and/or a large increase in the availability of low cost (possibly unrealistically low) carbon-free electricity.
TEA: Assumptions & Methods	Assumptions: * Jet fuel emissions: subjected to a carbon tax * Electrolyser: 70% efficiency, 15 years lifetime, and 2600 full load hours of operation * CO₂ conversion in the electrolyser: 45% efficiency (with equal lifetime and full load hours as for H₂ production) * Share of products of the FT synthesis: 55% (remaining share is assumed to be diesel) * Average composition of FT products: C₁₁H₂₄ * CO₂ feedstock by the aviation: Only the biogenic share of the total waste-to-energy emissions * CO₂ transport cost: fixed cost (with evaluation via sensitivity analysis) * Electricity: renewable sources * Heat: heat pumps (with coefficient of performance, COP, equal to 4) * Levelized cost of electricity (LCOE): constant over the years * CO₂ feedstock by the aviation: Only the biogenic share of the total waste-to-energy emissions は PSC-CCU の想定
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned

TEA: Cost of product(s)	Cost [C0 --> C2050] - DAC [€/tCO₂]: 536--> 179 - H₂ production [€/tH₂]: 915 --> 531 - CO₂ conversion [€/tCO]: 108 --> 37 - PSC [€/tCO₂]: 60 --> 33 Discussion: * Findings show that CCS-based scenarios consistently lead to lower jet fuel costs than CCU-based scenarios across the considered time scenarios and sensitivity analyses. This is mainly due to the fact that CCU-based routes result in an energy consumption more than 20 times higher than CCS-based routes, which also implies higher CO₂ emissions when considering the carbon intensity of current electricity grids. * Overall, the PSC-CCS route represents the most cost-effective solution for decarbonizing the aviation industry, and it is costcompetitivewith BAU already today.
TEA: Other cost-related results	* The transition to a net-zero-CO₂-emissions aviation industry based on CCS can be driven by carbon prices in the order of only 70-100 €/tCO₂, whereas the impact of electricity prices is limited (negligible in the case of PSC). In contrast, the transition to a CCU industry requires much higher carbon prices and/or a large increase in the availability of low cost (possibly unrealistically low) carbon-free electricity.

Year	2020
Title	A Pilot-Scale Demonstration of Mobile Direct Air Capture Using Metal-Organic Frameworks
Author (main)	Muhammad Munir Sadiq et al.
Country	Australia
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	MOF
CO2 source	air
Approach & System Boundary	Approach:* Developed DAC demonstrator, which contains three modules "Airthena™ DAC demonstrator" (dimensions 1.8 × 1.4 × 1.56 m, capturing 140 gCO ₂ /day)* MOF polymer nanocomposite: 60 kg/m ³ × 10 kg* Temperature-Vacuum Swing Adsorption * Air flow rate: 50 m ³ /h
Scenarios / Samples	Evacuation Step (15 min) →6min Desorption Step (10 min) →5min Collection Step (5 min) →2min
Capacity	Feed flow rate: 50 m ³ /h feed at a flowrate of 50 m ³ /h per module 140 g/day of CO ₂ with a DAC demonstrator (having three modules)
LCA:Assumptions, Methods	Calculation: $E_{airflow} = \{ 1 / (\eta_{fan} \times N_{output}) \} \times N_{flowrate} \times \Delta p \times t_{ads}$ Where - N _{flowrate} : Air flow 50 m ³ /h - Δp: Back pressure 20 Pa - η _{fan} : Fan efficiency 0.8 - E _{airflow} : Associated energy cost 0.17 kWh/kg - t _{ads} : adsorption time 60 min - N _{output} : amount of CO ₂ output of the per cycle $E_{vacuum} = P_{ambient} \times V \times (1 / \eta_{pump}) \times \{ p_{start} / p_{ambient} - p_{end} / p_{ambient} + \ln (p_{end} / p_{start}) \}$ Where - E _{vacuum} : energy consumption 0.33 kWh/kg (during an evacuation step), 0.18 kWh/kg (desorption step) - V: free volume of the canister measured at 7 L - η _{pump} : efficiency of the vacuum pump assumed to be 0.7 - p _{ambient} : pressure of the outside atmosphere - p _{start} : pressures of the canister before vacuum - p _{end} : pressures of the canister after vacuum
Unit	kWh/kg-CO ₂
LCA: CO2 NETS	Minimal Energy Consumption: CO ₂ output at 70–80% purity over 2680 cycles and required a minimal regeneration energy of 1.6 kWh/kg-CO ₂ The total system energy consumption of 2.28 kWh/kgCO ₂ is estimated by calculating the fan and vacuum energy consumption

	based on measured operational performance, summarized in Table 2
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	CAPEX: no information OPEX: only electricity (for Levelized costs of electricity for plants)
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Levelized costs of electricity for plants in 2022 [\$/MWh] * Solar photovoltaics (PV): 49.9 US\$/MWh * Solar thermal: 126.6 US\$/MWh * Hydroelectric: 61.7 US\$/MWh * Natural gas with CCS: 74.9 US\$/MWh
TEA: Cost of product(s)	Airthena[™] DAC technology CO ₂ Cost [\$/ton-CO ₂] * Solar photovoltaics (PV): 102 * Solar thermal: 258 * Hydroelectric: 126 * Natural gas with CCS: 152 * Waste heat: 45
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	A life cycle assessment of greenhouse gas emissions from direct air capture and Fischer–Tropsch fuel production
Author (main)	Caroline M. Liu et al.
Country	Canada
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DAC + E-fuel production
Emission: Negative or Avoided	Emission
Separation technology	ambient air is brought into contact with a KOH solution in the air contactor. (P.3131 右段上部)
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: E-fuel synthesis using DAC * DAC data: Carbon Engineering Ltd.(Canada) * FT synthesis data: literature System Boundary: Cradle (raw materials supply, incl. natural gas for the calciner, cobalt for the catalyst, KOH for the air contactor) to end use (fuel combustion)
Scenarios / Samples	Scenarios for DAC: (1) Oxy-fired calciner for DAC: * NG and O2 from electrolyzer is used for DAC (2) Electric calciner for DAC: * Electric calciner is used for DAC The baseline scenario assumes capacity for this process (rWGS reaction and FTS process, synthetic fuel produced is assumed to be equivalent to diesel) is 1.1 MtCO₂ captured from air per year, which is converted (along with CO₂ captured from natural gas combustion) into 20 PJ of synthetic diesel (9800 bpd), shown in Table 1. We, thus, evaluate a variant of the baseline scenario, in which the calciner is heated electrically rather than by combusting natural gas. The difference in carbon flows between the oxy-fired (baseline) and electric calciner scenarios are shown in Fig. 2.
Capacity	full-scale plant, capturing approx. 1.1 MtCO ₂ /yr
LCA: Assumptions, Methods	Assumptions: * Electricity carbon intensity: 13 gCO₂e/kWh * H₂ production method: Alkaline electrolysis (57 kWh/kgH₂) * Synthetic fuel heating value: 43 MJ/kg (LHV) * End use fuel combustion emissions, 75 gCO₂e/MJ (LHV) * H₂ to CO produced ratio (rWGS): 1:1 * H₂ to CO ratio (FT): 2:1 (molar ratio)
Unit	gCO ₂ captured
LCA: CO ₂ NETS	Life Cycle Net Emissions of DAC: (1) Oxy-fired calciner for DAC: 0.51 gCO ₂ e/gCO ₂ -captured (2) Electric calciner for DAC: 0.16

	gCO ₂ e/gCO ₂ -capturedP.3135 F 0.51 gCO ₂ e emitted per gCO ₂ captured from air using an oxy-fired calciner (shown on the left) and 0.16 gCO ₂ e emitted per gCO ₂ captured from air for the electric calciner alternative (shown on the right)
LCA: Other CO ₂ -related results	Discussion: Electricity with less than 139 gCO ₂ e/kWh is required to provide a climate benefit over conventional diesel fuel.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Cost Analysis of Direct Air Capture and Sequestration Coupled to Low-Carbon Thermal Energy in the United States
Author (main)	Noah McQueen et al.
Country	USA
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation Measurement
LCA	No
TEA	Yes
Type of NETS	DAC + Geological Storage / CCU
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	Solid sorbent DAC (The solid sorbent system analyzed here is based on a 5-step temperature vacuum swing adsorption process)
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	System Boundary cradle-to-gate lifecycle model Although emissions associated with the DAC process, compression, and transportation are included, the downstream emissions from either the subsequent utilization of CO2 or the CO2 storage process are not included in the analysis. For the base case, the emissions associated with upstream natural gas leakage are also neglected.
Scenarios / Samples	Scenarios for 80% sorbent DAC thermal requirement: (1) Base case: steam from natural gas without point-source capture (2) Geothermal: heat extraction from the exit brine of existing geothermal power plants (3) Nuclear: a 5% slipstream of steam from a nuclear power plant steam generator 80% sorbent... は low-cost, low-carbon heat satisfies the 80% sorbent DAC thermal requirement の意味
Capacity	opportunity to scale to 19 MtCO2/yr
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	DAC emissions footprint: * Base case: 0.65 tCO2-emitted/tCO2-captured * Geothermal and nuclear: 0.29 tCO2-emitted/tCO2-captured
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	CAPEX (100 ktCO2/year): (1) Base case: 134 \$/tCO2/yr (2)Geothermai: 142 \$/tCO2/yr (3) Nuclear: 136 \$/tCO2/yr annualized CAPEX の値
TEA: OPEX	OPEX (100 ktCO2/year): (1) Base case: 89 \$/tCO2/yr (2)Geothermai: 80 \$/tCO2/yr (3) Nuclear: 96 \$/tCO2/yr

TEA: Cost of product(s)	Total cost of capture (capital and operating): (1) Base case: \$223/tCO₂-captured (2) Geothermal: \$205/tCO₂-captured (3) Nuclear: \$233/tCO₂-captured Total cost of capture and storage: (2) Geothermal: \$237/tCO₂ net delivered (3) Nuclear: \$284/tCO₂ net delivered
TEA: Other cost-related results	CCU: 70 MtCO₂/yr is produced either naturally (55 MtCO₂/yr) or anthropogenically (14 MtCO₂/yr) to meet U.S. utilization needs. * Enhanced oil recovery (EOR): 60 MtCO₂/yr * Chemical: 4.3 MtCO₂/yr * Methanol: 2.5 MtCO₂/yr * Physical use: 3 MtCO₂/yr US 2018 Bipartisan Budget Act provides a tax credit of \$15.29/tCO₂ for EOR and utilization in 2018, increases linearly to \$35t/CO₂ in 2026, and rises with inflation thereafter.

Year	2021
Title	Enhanced Activity of Integrated CO ₂ Capture and Reduction to CH ₄ under Pressurized Conditions toward Atmospheric CO ₂ Utilization
Author (main)	Fumihiko Kosaka et al.
Country	Japan
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement
LCA	No
TEA	No
Type of NETS	DAC Methanation
Emission:Negative or Avoided	Avoided emission
Separation technology	No separation, but CO ₂ capture and reduction (CCR)
CO ₂ source	dilute CO ₂ (flue gas or air)
Approach & System Boundary	Approach:Ni-based dual-functional catalysts and studied the effects of operating conditions on direct CO ₂ capture and reduction to CH ₄ using a fixed-bed reactor. Boundary:Reactor (integrated process) only.The integrated process consisted of the following steps: (i) CO ₂ capture for 10 s to 100 min(ii) 5 min N ₂ purging to remove unreacted CO ₂ (iii) reduction of the chemically captured CO ₂ with H ₂ for 5 min
Scenarios / Samples	Experiment with 5% CO ₂ , 13% CO ₂ , 100 ppm CO ₂ , and 400 ppm CO ₂
Capacity	500 Nml/min
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Evaluation of Catalysts: Ni/Na-γ-Al ₂ O ₃ showed the highest activity for integrated CO ₂ capture (5 vol % CO ₂ absorption) and conversion into CH ₄ , achieving high CO ₂ conversion (>96%) and CH ₄ selectivity (>93%). It was found that the CO ₂ capture efficiency was particularly high when an appropriate CO ₂ supply period was employed.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2021
Title	Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption
Author (main)	Sarah Deutz and André Bardow
Country	Germany, Switerland
Type of Analysis	LCA
Target / Calculation / Measurement	Calculation Analysis of Climeworks plant
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DAC
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission (DAC to perform CDR) and avoided emissions (the use of CO ₂ from DAC)
Separation technology	six adsorbents * Amine on silica * Amine on alumina * Amine on cellulose * Carbonate on silica * Carbonate on silica * Anionic resin Temperature–vacuum swing adsorption
CO ₂ source	air
Approach & System Boundary	Approach: Comprehensive LCA for direct air capture via temperature–vacuum swing adsorption with six adsorbents. * Environmental impacts of captured CO₂ from cradle-to-gate and from cradle-to-grave. * Comparing the environmental impacts of six adsorbents * Environmental impacts of the DAC plant construction * Environmental impacts of capturing 1% of global annual CO₂ emissions System boundaries: * cradle-to-gate: The system boundaries include all environmental impacts due to material and energy supply of the CO₂ capture process. The cradle-to-gate system boundaries exclude the subsequent application of CO₂, which determines if the CO₂ is re-emitted or permanently removed from the atmosphere. * cradle-to-grave: two applications for the captured CO₂ as a renewable carbon source for synthetic fuels (for example, methane synthesis) and by assuming geological storage, as in CDR applications.
Scenarios / Samples	Samples Commercial direct air capture plants (Hinwil and Hellisheiði operated by Climeworks)
Capacity	The plant capacity is 4 ktCO ₂ /yr. 3,683 DAC plants with a capacity of 100,000tCO ₂ /yr is also assessed.

LCA: Assumptions, Methods	Carbon capture efficiency and carbon removal efficiency * Carbon capture efficiency (%): $\eta_{\text{CO}_2, \text{capture}} = (\text{mCO}_2, \text{captured} - \text{CC}_{\text{capture process}}) / \text{mCO}_2, \text{captured} \times 100$ Where - mCO₂,captured: Amount of CO₂ in kilograms captured - CC_{capture process}: climate change (CC) impact due to adsorbent production, construction, end of life and operation of the DAC plant - $\eta_{\text{CO}_2, \text{capture}}$: Carbon capture efficiency * Carbon removal efficiency (%): $\eta_{\text{CO}_2, \text{removal}} = (\text{mCO}_2, \text{captured} - \text{CC}_{\text{capture process}} - \text{CC}_{\text{storing process}}) / \text{mCO}_2, \text{captured} \times 100$ Where - CC_{storing process}: climate impacts induced by storing CO₂ in geological reservoirs - $\eta_{\text{CO}_2, \text{removal}}$: carbon removal efficiency
Unit	kgCO ₂ e per kgCO ₂ captured
LCA: CO ₂ NETS	Required DAC Capacity: * Capturing 1% of the global annual CO₂ emissions in 2019 will require 3,683 DAC plants with a capacity of 100,000 tCO₂/yr per plant. Carbon footprints of captured CO₂ from cradle-to-grave are shown in Fig. 5
LCA: Other CO ₂ -related results	carbon capture efficiency: * Hellisheiði: 93.1% * Hinwil: 85.4% Footprint: * The area occupied by the 3,683 DAC plants: 29 km². * Wind power for DAC: additional 445 km² * PV for DAC: additional 4,450 km² Benefit of DAC and Environmental Impacts: * The benefit of capturing 1% global CO₂ emissions has to be weighed against the increase in other environmental impacts. This increase, however, is much smaller than 1% for most environmental impacts: the largest relative increase is 0.057% for human toxicity (cancer), which is an impact category with very high uncertainty (quality level II/III). The other impacts increase mainly due to the adsorbent (4.8–84.3%) and electricity supply via wind power (0–92.1%).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2021
Title	Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources
Author (main)	Tom Terlouw et al.
Country	Switzerland
Type of Analysis	Life-cycle Assessment of DACCS
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DACCS
Emission: Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	solid sorbents with a lowtemperature regeneration (~100 °C). DAC plant (based on Climeworks' technology)
CO2 source	Air
Approach & System Boundary	Approach: Detailed and transparent LCA of a lowtemperature potential DACCS system, based on Climeworks' technology and verified with the available data on low-temperature DAC, with different electricity (i.e., grid and photovoltaics (PV) power) and heat sources (i.e., electricity, waste, and solar heat) for CO2 capture. System Boundary: * DAC plant production to CO2 injection Our study aims at quantifying the net carbon removal efficiency of DACCS under different boundary conditions and in various system layouts, as well as at identifying potential environmental trade-offs coming along with CO2 removal.
Scenarios / Samples	Scenarios: * Electricity from the grid, heat from a waste heat source. * Electricity from the grid, heat from a HTHP operated with electricity from the grid. * Electricity from a PV installation, heat from a Fresnel solar-thermal heat collector. * Electricity from a PV installation, heat from a HTHP operated with electricity from a PV installation. * Electricity from a PV installation, heat from a waste heat source. System: * Autonomous (Fresnel solar heat systems + PV) * Autonomous (high-temperature heat pump + PV) * High-temperature heat pump + Grid * Waste Heat + Grid * Waste Heat + PV + Battery
Capacity	Capture: 100 ktCO2/yr

LCA: Assumptions, Methods	Main parameters per DACCS Configuration is shown in Table 1. * capture capacity: 100 ktCO₂/yr * lifetime: 20 years * electricity consumption: 690 / 1271 / 1132 / 614 / 690 kWh/tCO₂ captured (for Fresnel + PV / HTHT + PV / HTHP + Grid / Waste Heat + Grid / Waste Heat + PV + Battery) * waste of Fresnel heat consumption: 1500 / 0 / 0 / 1500 / 1500 kWh/tCO₂ captured * sorbent consumption: 3.0 We define the carbon removal efficiency as “The share (in percentage) of net permanent GHG removal—“net” is the gross minus indirect (LCA related) emissions—of the initial gross GHG removal (100%) by the DAC unit”.
Unit	% functional unit is defined as the “gross removal of 1 ton CO₂ from the atmosphere via the use of a DAC plant combined with geological CO₂ storage”
LCA: CO ₂ NETS	Figure 2. Life cycle GHG emissions in kg CO ₂ -eq. per ton of gross CO ₂ removal with the DAC plant as well as carbon removal efficiencies [%] for different system layouts in selected countries.
LCA: Other CO ₂ -related results	Figure 4 illustrates the overall environmental burdens and trade-offs for a selection of DACCS configurations and environmental impact categories.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2021
Title	Life cycle assessment of carbon dioxide removal technologies: a critical review
Author (main)	Tom Terlouw et al.
Country	Switzerland
Type of Analysis	LCA Critical review
Target / Calculation / Measurement	Assessment
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	* Afforestation and reforestation (AR) * Biochar * Soil carbon sequestration (SCS) * Ocean fertilisation (OF) * Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS) * Direct air carbon capture and storage (DACCS)
Emission: Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	-
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Not mentioned
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA: Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	Recommendation on LCA To improve the understanding of environmental implications of CDR deployment, we recommend (1) to conduct LCAs with multiple environmental impact categories, (2) to consider the temporal aspect of emissions in biomass-related CDR technologies, (3) to focus on so far overlooked CDR technologies, (4) to be as transparent as possible regarding methodological choices, (5) to capture environmental side-effects, and (6) to distinguish between 'avoided emissions' and 'negative emissions' (7)– only negative emissions correspond to permanent removal from the atmosphere.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2021
Title	Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment
Author (main)	Kavya Madhu et al.
Country	Germany
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DACCS
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	* temperature swing adsorption (TSA) * high-temperature aqueous solution (HT-Aq) TSA: temperature vacuum swing adsorption HT-Aq: high-temperature aqueous solution
CO2 source	ambient air
Approach & System Boundary	The system boundary includes the material and energy input required for the production, operation and end-of-life treatment of the DAC air contactor, sorbent material and other auxiliary infrastructure required to capture CO2 from ambient air and store it in a geological sink. Transportation of materials, components and waste are also included. The exchange between the product system and the natural environment includes resource use and emissions to the environment relevant for the impact categories listed below.
Scenarios / Samples	HT-Aq DAC: A scale-up scenario was drafted that represents the infrastructure and energy requirements of an increase of the capacity from 345 t to 1 Mt CO2 captured per year. TSA DAC: A scale-up scenario was drafted to estimate the infrastructure, energy and material requirements of a transition from 50 to one million t CO2 captured per year. Since the Climeworks TSA DAC units are modular ⁴³ , the 1 Mt scale up simply consists of approximately 20,000 TSA DAC units in standard containers as modelled in the reference case.
Capacity	a scale-up of the two technologies to a capture capacity of 1 Mt yr ⁻¹ and then linearly on to 1 Gt of CO2 captured per year LCA of the current pilot plans: 345 tCO2/yr (HT-Aq) 50 tCO2/yr (TSA) prospective LCA for a scale-up and technology learning scenario: CO2 capture capacity of 1 MtCO2/yr, followed by a linear scale-up to 1 GtCO2/yr
LCA:Assumptions, Methods	Life-cycle carbon capture efficiency (CCE): $CCE (\%) = 100 \times -\text{Life-cycle GHG} / \text{CO}_2 \text{ captured}$ where Life-cycle GHG = GHG _{Manuf} + GHG _{operation} + GHG _{EoL} – CO2 captured

	carbon capture rate (share of CO ₂ absorbed from air passing through): HT-Aq DAC: 42% / 47% / 25% / 70% (for Reference case / Best case / Worst case / Scale up) TSA DAC: 90% / 100% / 70% / 90%
Unit	MtCO ₂ GtCO ₂ The functional units for this study are 1 ton of CO ₂ captured and stored for the attributional LCA
LCA: CO ₂ NETS	CCE are shown in Supplementary table 3: Different energy mixes used to conduct LCA for different scenarios and sensitivity cases along with their respective Carbon capture efficiency (CCE).
LCA: Other CO ₂ -related results	Comparison of TSA and HT-Aq TSA DAC outperforms HT-Aq DAC by a factor of 1.3–10 in all environmental impact categories studied.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	BEST PRACTICES FOR LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA) OF DIRECT AIR CAPTURE WITH STORAGE (DACS)
Author (main)	Greg Cooney (US DOE)
Country	USA
Type of Analysis	specific guidance for implementation of the ISO standards to DACS systems
Target / Calculation / Measurement	-
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	DACS
Emission:Negative or Avoided	(Carbon Negative Shot 関連から)Negative Emission
Separation technology	examples based on the sorbent and solvent pathways (the principles discussed could be generically applied to any engineered DACS system)
CO2 source	ambient air atmospheric CO2
Approach & System Boundary	<u>Purpose:</u> * To support US DOE's Carbon Negative Shot initiative * Complement to, not a replacement for, the ISO 14040/14044 to address issues that are specific to applications of those standards to DACS analysis. <u>Functional units:</u> * Mass of CO2 captured * Mass of CO2 captured from the atmosphere * Mass of CO2 captured from the atmosphere and permanently stored * Mass of net CO2e captured from the atmosphere and permanently stored * gate-to-gate, cradle-to-gate, cradle-to-grave * DACS systems necessarily require a cradle-to-grave boundary to achieve the stated function of CO2 removal.
Scenarios / Samples	Four performance elements: 1. Less than \$100/net metric ton CO2e for both capture and storage. 2. Robust accounting of full life cycle greenhouse gas emissions. 3. High-quality, durable storage with costs demonstrated for monitoring, reporting and verification for at least 100 years. 4. Enables necessary gigaton-scale removal. To put this into perspective, one gigaton of CO2 is equivalent to the annual emissions from the U.S. light-duty vehicle fleet. This is equal to approximately 250 million vehicles driven in one year.
Capacity	Not mentioned

LCA: Assumptions, Methods	<u>Life cycle inventory analysis</u> * Data collection: facility operation * Data collection: non-consumables * Data collection: consumables * Data collection: key processes and potential data sources * Co-product management <u>Life cycle impact assessment</u> * The Life Cycle Impact Assessment (LCIA) Phase pertains to the translation of LCI emissions into potential environmental impacts based on the selection of a particular set of categories and characterization factors. * While the primary focus in evaluating DACS and other CDR systems in an LCA context is the quantification of the net carbon dioxide (equivalents) removed from the atmosphere, LCA provides a basis for evaluating other potential environmental impacts allowing for an assessment of the potential tradeoffs between them. This more holistic view is how LCA differs from carbon footprinting.
Unit	net kg CO ₂ e removed per functional unit kg CO ₂ per kWh of electricity
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals
Author (main)	Tansu Galimova et al.
Country	Finland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	e-fuel, e-chemicals
Emission: Negative or Avoided	Avoided Emission
Separation technology	Not mentioned
CO2 source	anthropogenic CO2 (industrial point sources: limestone fraction of CO2 emissions from cement mills, bio-CO2 emissions from pulp and paper mills, and CO2 from waste incinerators) Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: The study estimate the global demand for CO2 as raw material in the production of renewable electricity-based e-fuels and e-chemicals within an integrated energy-industry system based on 100% renewables enabling zero CO2 emissions by 2050. System Boundary: CO2 source, reactor (literature)
Scenarios / Samples	Model: LUT Energy System Transition Model Total energy demand for the power, heat, and transport sectors including industrial energy demand is extracted from the results for 2030 to 2050 (Bogdanov et al., 2021b). Demand for e-methane that is used in the power and heat sectors and e-kerosene jet fuel used in the transport sector is taken from Bogdanov et al. (2021b), while e-methanol demand for the chemical industry is derived according to the methods by Bogdanov et al. (2021a) and is taken from Ram et al. (2020).
Capacity	In 2040, DAC is projected to supply 1582 Mt of CO2 as raw material and 1659 Mt of CO2 is expected to be supplied by point sources globally. By mid-century, DAC meets 63% of global demand for CO2, thus supplying 3824 Mt of CO2 as demonstrated in Fig. 14.
LCA: Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	tCO2/toutput ktCO2/TWh _{th,waste} €/tCO2
LCA: CO2 NETS	Not mentioned

LCA: Other CO ₂ -related results	CO₂ supply for E-fuel and E-chemicals: Key industrial point sources can potentially supply 2.1 gigatonnes of carbon dioxide and thus meet the majority of the demand in the 2030s. By 2050, however, direct air capture is expected to supply the majority of the demand, contributing 3.8 gigatonnes of carbon dioxide annually.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Levelised cost of CO₂ from DAC (literature): In 2050, the levelised cost of CO₂ from DAC is projected to be in the range of 38–71 €/tCO₂ (Fasihi et al., 2019). This could be even lower at 32 €/tCO₂, in case of free excess heat availability from industrial sources or when low temperature DAC units are integrated with e-fuels production (Fasihi et al., 2019). The costs of CO₂ captured from industrial point sources in 2020 is in the range of 20–100 €/tCO₂, and by 2050 the costs are projected to decline to around 12–25 €/tCO₂ (Fasihi et al., 2019).
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Energetic and Life Cycle Assessment of Direct Air Capture: A Review
Author (main)	Junyao Wang et al.
Country	China
Type of Analysis	review
Target / Calculation / Measurement	review
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DAC, DACCS
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	-
CO2 source	atmosphere ambient air
Approach & System Boundary	Scope:The energetic and life cycle analysis studies are systematically reviewed for typical DAC technologies.Potential energetic approaches are identified and analyzed through key features to discuss their ability to address energy performance of DAC systems. LCA works are reviewed following standard LCA framework, which allows to critically and systematically analyzed individual steps of the assessment. Finally, the closely relationship between the energetic and carbon removal performance of DAC are discussed. This work will contribute to establishing a systematic energetic and life cycle assessment framework of DAC systems.
Scenarios / Samples	Systems (Literature): * HS (moisture swing adsorption)-DAC * LT-DAC * HT-DAC
Capacity	-
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	t/year
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	Summary of energy consumption of HT DAC - Heat: 4.5-8.9 GJ/t - Electricity: 366-764 kWh/t Summary of energy consumption of LT DAC - Heat: 0.29-11.8 GJ/t - Electricity: 150-694 kWh/t
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Environmental trade-offs of direct air capture technologies in climate change mitigation toward 2100
Author (main)	Yang Qiu et al.
Country	USA, the Netherlands, Germany, Switzerland
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation of prospective LCA of DACCS
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	DACCS
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	DACCS solvent-based DACCS sorbent-based DACCS
CO2 source	ambient air Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Across 26 global regions based on the demographic, economic, technological and behavioral narratives of the Shared Socioeconomic Pathways (SSP2). Here, we calculate a prospective LCA of DACCS under climate change mitigation scenarios developed by the IMAGE 3.2 Integrated Assessment Model. The system boundary starts at the air inlet with a CO2 concentration of 415 ppm, and is followed by CO2 capture, regeneration, compression, transport, and ends with geological storage.
Scenarios / Samples	Scenarios * solvent-based DACCS with biomethane (SV + BM) * solvent-based DACCS with natural gas (SV + NG) * sorbent-based DACCS with biomethane (SB + BM) * sorbent-based DACCS with heat pump (SB + HP) SSP2-RCP1.9 w/ DACCS: the US electricity sector achieves a full decarbonization by 2035 (Fig. 2d), which is in-line with current targets and an economy-wide decarbonization by 2050. The scenario features an earlier phase-out of coal and natural gas (by 2050) and higher renewable energy penetration (81%) by 2100 (Fig. 2c). We assume a commercial-scale operation and technology improvements via learning-by-doing.
Capacity	DACCS deployment in the US starts around 2050, and its annual operational capacity reaches 0.85 GtCO2/year by 2100
LCA:Assumptions, Methods	Models: IMAGE 3.2 Integrated Assessment Model we adapt an open-source LCA framework^{37,38} to modify electricity-related data in the background LCI database using regionally and temporally explicit IMAGE projections (on electricity mix, generation efficiency, and electricity-associated emissions) from 2020 to 2100 under the three scenarios
Unit	per 1t atmospheric CO2 captured and sequestered

LCA: CO2 NETS	—
LCA: Other CO2-related results	As for other non-climate metrics, sorbent-based DACCS generally exhibits higher impacts in human toxicity, freshwater eutrophication and ecotoxicity, and metal depletion mainly due to its higher unit electricity consumption. In contrast, solventbased DACCS shows a higher water depletion (per 1 t CO2 captured, 3–12 times more than sorbent-based DACCS), because it captures CO2 using an aqueous hydroxide solution, which evaporates during the operation, while sorbent-based DACCS uses solid amine-based sorbents, which consumes much less water during the production and use phases.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2023
Title	Carbon capture and utilization: More than hiding CO2 for some time
Author (main)	Jan Mertens et al.
Country	France, Belgium, Germany, Italy, Portugal, the Netherlands, USA
Type of Analysis	Analysis Commentary
Target / Calculation / Measurement	Not mentioned
LCA	No
TEA	No
Type of NETS	DAC DACCU
Emission:Negative or Avoided	Avoided Emission
Separation technology	solid sorbent-DAC liquid sorbent-DAC Two major commercial DAC processes are currently available: high temperature using an aqueous solution and low temperature using a solid sorbent.
CO2 source	Air
Approach & System Boundary	Not mentioned
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2- related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost- related results	Not mentioned

7-2-2 EM 技術に関する論文調査結果

Year	2007
Title	Ex Situ Aqueous Mineral Carbonation
Author (main)	Stephen J. Gerdemann et al.
Country	USA
Type of Analysis	Resource evaluation, kinetic studies, process development, and economic evaluation of the reaction of minerals with gaseous CO ₂ .
Target / Calculation / Measurement	The calculated CO₂ emissions (25.4 kt/day) were then used to calculate the daily ore requirement to sequester 100% of the CO₂ emissions at the RCO₂ and demonstrated Rx of each mineral reactant in a single pass through the carbonation reactor. ※RCO₂ is defined as the mass of ore necessary to convert a unit mass of CO₂ to a carbonate.
LCA	Not explicitly mentioned, but energy requirement are assessed and the net CO ₂ balance are shown in Table 5.
TEA	—
Type of NETS	ex-situ mineral carbonation (not NETs)
Emission:Negative or Avoided	Avoided Emission
Separation technology	ex situ mineralization
CO ₂ source	Captured CO ₂ from flue gas of coal power plant is assumed (CO ₂ separation process from flue gas is not considered in this study)
Approach & System Boundary	Approach Studies focused on the reaction of Ca-, Fe-, and Mg-silicate minerals with gaseous CO₂ to form geologically stable, naturally occurring solid carbonate minerals. The research included resource evaluation, kinetic studies, process development, and economic evaluation.(P.2587 Intro の前)
Scenarios / Samples	Scenario In the best-case scenario (Twin Sisters olivine), the mass of ore required is 1.6 times the mass of CO₂ sequestered; for the other ores, RCO₂ is greater than 2. Materials Seven regions within the continental United States (Figure 2) were identified that contain these mineral resources with potential for mineral carbonation (12). Regions 1 and 5 contain olivine; regions 2-4 contain lizardite serpentine; region 6 contains antigorite serpentine; and region 7 contains wollastonite. (P.2588 左段中部) Pretreatment The carbonation process requires size reduction of the mined ore. Field samples of the minerals were crushed and then ground to minus 75 μm or minus 38 μm in conventional laboratory rod or ball mills, and the energy requirements for these operations were estimated. Additional size reduction, if desired, was accomplished in a stirred media detritor (SMD), from which direct energy measurements were possible. Heat treatment was investigated as a means to remove water of hydration from the serpentine samples. Ground samples were typically heated to 630 °C for 2 h.

	A blended head sample of each prepared feed material was analyzed for chemical composition. The head analysis and the analysis of the product solids were used to determine the extent of reaction in the carbonation tests. (
Capacity	55,000 tons of mineral to carbonate the daily CO ₂ emissions from a 1-GW coal-fired power plant
LCA: Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	The energy costs calculated above do not address the affect of the process on the price of electricity, and the feasibility study (15) helped answer that question. It evaluated sequestration of 100% of the CO₂ emissions from a 1.3-GW, coal-fired power plant using an olivine-based mineral-carbonation process. Assumptions for the feasibility were as follows: (1)~(8)(P.2590 右段下部) RCO₂ is independent of the process used to sequester CO₂ and assumes all of the Mg, Ca, and Fe²⁺ react to form their respective carbonates. In the best-case scenario (Twin Sisters olivine), the mass of ore required is 1.6 times the mass of CO₂ sequestered; for the other ores, RCO₂ is greater than 2.
TEA: CAPEX	The authors did not discuss any capital investment in TEA in this paper
TEA: OPEX	The authors did not discuss any necessary expenses for TEA in this paper
TEA: Cost of product(s)	Table.4: 54-427 \$ /t CO ₂ seq. CO ₂ avoided costs are shown in Table 5 (78-538 \$/tCO ₂ avoided).
TEA: Other cost-related results	The authors did not discuss any other CO ₂ -related results in TEA in this paper

Year	2009
Title	Coastal spreading of olivine to control atmospheric CO ₂ concentrations: A critical analysis of viability
Author (main)	Suzanne J.T. Hangx et al.
Country	The Netherlands
Type of Analysis	The authors performed a qualitative analysis of the concept to control atmospheric CO ₂ concentrations by spreading crushed olivine rock along the Earth's coastlines, thereby accelerating weathering reactions
Target / Calculation / Measurement	This paper is a review of the concept of coastal spreading of olivine to control atmospheric CO ₂ concentrations ¹ . The authors did not perform any theoretical calculations or measured values about CO ₂ concentration
LCA	Not explicitly mentioned, but CO ₂ production due to mining, crushing, and grinding are considered
TEA	Not mentioned
Type of NETS	Enhanced Weathering
Emission: Negative or Avoided	Negative Emissions
Separation technology	ex-situ mineralization
CO ₂ source	atmosphere
Approach & System Boundary	Approach The "Green Beaches" proposal entails the spreading of crushed olivine rock along large parts of the Earth's coastlines, above the wave base, using coastal dumper-barges and/or beach bulldozing equipment. System Boundary mining, grinding, and ex-situ mineralization in coastal area
Scenarios / Samples	This "Green Beaches" proposal entails the spreading of crushed olivine rock along large parts of the Earth's coastlines, above the wave base, using coastal dumper-barges and/or beach bulldozing equipment. The notion put forward by Schuiling is that dissolution of sand-grade olivine (grain size 300 mm) will promote natural bicarbonate production, and hence oceanic uptake of CO ₂ to rates that produce a significant sequestration effect over several decades. The concept does not lead to CO ₂ emissions reduction but is envisaged to offset emissions by removing carbon dioxide directly from the atmosphere and has been profiled in the media as offering a cheap, natural alternative to CCS technologies. Other alternatives put forward by Schuiling (Schuiling and Krijgsman, 2006) include terrestrial weathering of crushed olivine, notably in developing (sub)tropical countries.
Capacity	The above shows that to offset global CO ₂ emissions (in 1990: 21 GtCO ₂ /yr) by 30% (i.e. 6.3 GtCO ₂ /yr) within a timescale of 15–20 years, by beach weathering alone, requires 5.0 Gt/year, or more of fine (10 µm grade) olivine powder to be mined, handled, transported and spread. ... Given the current world fleet, we infer that transporting 5.0 Gt of olivine per year is an impractical task and we suggest that the maximum achievable haulage would be between 5

	and 10% of this figure. This implies that the maximum possible CO ₂ uptake by beach reaction of olivine would be between 1.5 and 2.8% of 1990-level emission rates (i.e. 0.315 to 0.588 GtCO ₂ /yr), neglecting the additional CO ₂ costs of expanding the transport fleet to cope.
LCA: Assumptions, Methods	Assumption We assume that olivine sand is composed of spherical particles, which dissolve according to a shrinking core model with external mass removal of dissolved material. Methods Methods (for Review): The fraction of reacted material as a function of time: $X_{\text{olivine}}(t) = (d_{30} - d(t)^3) / d_{30} \times 100\%$ $d(t) = d_0 - 2R_{\text{diss}}\Omega t$ where; - X_{olivine}: the amount of olivine to have dissolved [vol%] - t: elapsed time since deposition [s] - d_0: the initial grain size [m] - d: the grain size at time t [m] - R_{diss}: the dissolution rate of olivine [mol/ m² s] - V: the molar volume of olivine [43.02 x 10⁻⁶ m³/mol]
Unit	tCO ₂ /t-olivine
LCA: CO ₂ NETS	From the literature, we deduced that the dominant reaction is most likely (Mg,Fe)₂SiO₄(S) + 4H₂O(l) + 4CO₂(g) $\rightarrow$ 2(Mg²⁺, Fe²⁺)(aq) + 4HCO₃⁻(aq) + H₄SiO₄(aq), which has an uptake capacity of 1.25 t of CO₂ per tonne of olivine. Dissolution of olivine will be rate controlling, though verification of both the nature and rate of the dominant reaction is still required. (P.765 (1)) At temperatures of 15–25 °C and pHs in the range 4.0–8.2, the dissolution rate of olivine is of the order of $(1.6 \pm 1.4) \times 10^{-10}$ to $(3.8 \pm 2.9) \times 10^{-9}$ mol/m² s. Increasing temperature, from 25 to 30 °C (tropical seawater) or 40 °C (tropics, land), will increase olivine dissolution rates by up to about half an order of magnitude (factor 1.6–5.7). (P.765(2))
LCA: Other CO ₂ -related results	Kinetics calculations: * For fixed rates of olivine supply, beach weathering of olivine with an initial grain size d_0 of 300 µm requires 700 years to reach a steady state CO₂ uptake rate at 25 °C, and three times longer at 15 °C (i.e. 2130 years). * Aiming for an equivalent of a global target of 30% steady state emissions reduction by 2020 would require coastal spreading of 5.0 Gt of 6 µm grain size (i.e. dust-grade) olivine per year, depending on seawater temperature (15–25 °C).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2012
Title	The potential of enhanced weathering in the UK
Author (main)	P. Renforth
Country	UK
Type of Analysis	The paper presents an energy/carbon balance for the United Kingdom as a case study
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	The key processes of enhanced weathering, and their associated energy, carbon are presented.
TEA	The paper presents the associated operational costs for the United Kingdom as a case study
Type of NETS	Enhanced weathering
Emission: Negative or Avoided	Negative Emissions
Separation technology	While the focus of this paper is enhanced weathering, the quantification of resources has been extended to include those rocks that may be used for CO ₂ sequestration by mineral carbonation or underground injection of CO ₂ . The terms enhanced weathering (EW) or mineral carbonation (MC) 'ex situ' refer to resources that can be exploited at the surface either through enhanced weathering or mineral carbonation. 'In situ' refers to resources that require CO ₂ injection to be exploited.
CO ₂ source	atmosphere
Approach & System Boundary	The maximum carbon dioxide capture potential (RCO ₂ in tCO ₂ per t of material) of enhanced weathering is defined by the chemistry of the silicate material. The carbon capture potential of mineral carbonation is calculated using Eq. assuming that $\omega = 1$. The paper does not specify a system boundary
Scenarios / Samples	Theoretical maximum carbon capture potential of natural silicates Scenarios for the UK: (1) The WhinSill and Midland Valley Sill complex * 4.9 GtCO ₂ (EW ex situ), 2.9 GtCO ₂ (MC ex situ) and 4.3 GtCO ₂ (in situ) (2) British Tertiary Volcanic Province * 159.5 GtCO ₂ (93.8 GtCO ₂ MC ex situ). (3) Red Sandstone Volcanics * 67.6 GtCO ₂ (EW ex situ), 51.5 GtCO ₂ (MC ex situ), 24.1 GtCO ₂ (in situ) (4) Carboniferous volcanics of the Midland Valley * 54.3 GtCO ₂ (EW ex situ), 31.9 GtCO ₂ (MC ex situ), 6.4 GtCO ₂ (in situ) (5) Gabbros of North East Scotland * 19.9 GtCO ₂ (EW ex situ), 11.7 GtCO ₂ (MC ex situ), 7.1 GtCO ₂ (in situ). (6) Ophiolite complexes – the Lizard Complex, Bellatreia and Shetland * 17.3 GtCO ₂ (assuming similar rock chemistry to that of Shetland Ophiolite for both formations), 1.7 GtCO ₂ (in situ) (7) Borrowdale and Eycott Volcanic formations * 14.0 GtCO ₂ (EW ex situ), 8.2 GtCO ₂ (MC ex situ), 9.4 GtCO ₂ (in situ).
Capacity	The silicate resources are large and could theoretically capture 430 billion tonnes (Gt) of CO ₂ . It is calculated that these rocks could capture 253 GtCO ₂ and 81 GtCO ₂ for mineral carbonation and underground injection respectively, but no further discussion of these technologies is made in this paper, and the reader is referred to O'Connor et al. (2005), Kelemen and Matter (2008) and McGrail et al. (2006) for more information.

LCA: Assumptions, Methods	The maximum carbon dioxide capture potential of a rock A simplified expression for weathering rate Energy requirement for excavation, comminution (crushing and grinding), transport, and spreading are used to reduce RCO₂ assuming the use of conventional fossil fuels (Table 5).
Unit	tCO ₂ /t-rock
LCA: CO ₂ NETS	The majority of this resource is contained in basic rocks (with a carbon capture potential of ~0.3 tCO₂ t⁻¹ rock). There are a limited number of ultrabasic formations (0.8 tCO₂ t⁻¹ rock) with a total carbon capture potential of 25.4 GtCO₂ . (P.229 Abstract)
LCA: Other CO ₂ -related results	There are social, economic, and environmental limits of this technology, which are independent of its theoretical maximum storage potential. As new technologies, social priorities, or environmental conditions develop, these limits will change. (P.240 右段下部). This paper focuses on a number of the key technical limitations and does not explore environmental or social limitations of enhanced weathering.
TEA: Assumptions & Methods	Some mines that extract particularly valuable ore (~£100 t⁻¹) have depths of up to 4000 m. Assuming that an appropriate value of carbon may be £10–102 tCO₂ t⁻¹ (~£20 t⁻¹ of rock based on RCO₂=0.2), it is unlikely that substantially deep mines would be viable. The carbon intensity of electricity was assumed to be the recent average UK value ~400 gCO₂ kWh⁻¹ (The Energy and Climate Change Committee, 2010). The carbon intensity of road fuel/diesel was calculated using the cumulative emissions from road transport in the UK (DfT, 2011b) against associated fuel consumption (DfT, 2011a), and is approximately 237 gCO₂ kWh⁻¹. Both values are conservative for a future technology considering that the prospective conditions that promote the creation of an industry to remove CO₂ from the atmosphere will also likely catalyse carbon intensity reductions in the energy industry. However, a sensitivity analysis has been included in Section 4.5 to assess the variability of cost with reasonable changes in these assumptions. The estimated energy requirements for enhanced weathering are 656–3501 kWh tCO₂⁻¹ for basic rocks and 224–748 kWh tCO₂⁻¹ for ultrabasic rocks. Comminution and material transport are the most energy intensive processes accounting for 77–94% of the energy requirements collectively. (P.229 Abstract)
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	The operational costs of enhanced weathering could be £44–361 tCO₂⁻¹ (\$70–578 tCO₂⁻¹) and £15–77 tCO₂⁻¹ (\$24–123 tCO₂⁻¹) for basic and ultrabasic rocks respectively. (P.229 Abstract)
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2014
Title	A review of mineral carbonation technologies to sequester CO ₂
Author (main)	A. Sanna et al.
Country	UK, Estonia
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Not mentioned
LCA	Not mentioned
TEA	compare the costs and benefits of different mineral carbonation technologies in terms of capital investment, operating costs, revenue streams, and net present value
Type of NETS	Carbon Mineralization
Emission:Negative or Avoided	discuss the possibility of using mineral carbonation technologies to achieve negative emission by capturing CO ₂ from flue gas or other sources and storing it underground or using it for other purposes
Separation technology	in situ / ex situ mineralization
CO ₂ source	discusses various sources of CO ₂ that can be used for mineral carbonation, including flue gas from power plants, industrial processes, and direct air capture
Approach & System Boundary	This work investigates the current advancement in the proposed MC technologies and the role they can play in decreasing the overall cost of this CO ₂ sequestration route. the main mechanisms affecting the rate and extent of carbonation are transportation-controlled mechanisms such as CO ₂ and Ca ²⁺ ions diffusion to/from reaction sites, boundary layer effects (diffusion across precipitate coatings on particle surface, dissolution of Ca(OH) ₂ at the particle surface), and pore blockage/precipitate coating.
Scenarios / Samples	in situ MC, ex situ MC
Capacity	The storage capacity of the total basalt deposits for CO ₂ in situ mineralization is estimated from 10 to 50 Gt CO ₂ .
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	kg/year
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	-
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	P.8074 5.3 MC cost assessment Total cost of in situ MC \$72–129 per tCO ₂ - CO ₂ capture cost of \$55–112 per tCO ₂ - CO ₂ transport and storage cost of \$17 per tCO ₂ (from literature: S. R. Gislason and E. H. Oelkers, Science, 2014, 344, 373–374.)
TEA: Other cost-related results	-

Year	2014
Title	Carbon Dioxide Efficiency of Terrestrial Enhanced Weathering
Author (main)	Nils Moosdorf et al.
Country	Germany, UK
Type of Analysis	We budget potential CO ₂ sequestration against associated CO ₂ emissions to assess the net CO ₂ removal of terrestrial enhanced weathering. We combine global spatial data sets of potential source rocks, transport networks, and application areas with associated CO ₂ emissions in optimistic and pessimistic scenarios.
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	CO ₂ budget of TEW are assessed (Table 1).
TEA	Not mentioned
Type of NETS	Enhanced weathering
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	TEW (mineral carbonation)
CO ₂ source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Spatial data sets representing source rocks, transport pathways, and potential application areas were combined with associated CO₂ emissions (into the atmosphere) and sequestration (from the atmosphere) to develop a spatially explicit CO₂ budget of terrestrial enhanced weathering. Potential CO sequestration (based on source rock properties) and CO₂ emissions (mining, comminution, transport, and application) at the global scale with spreading of rock power on arable land cover
Scenarios / Samples	Scenario The authors present two scenarios for estimating the associated CO₂ emissions from transport, material mining and application with TEW: an optimistic scenario and a pessimistic scenario. They assume different values for the number of projects, locations, distances, capacities, lifetimes, and maintenance costs under each scenario Sample Ultramafic rocks, generally rich in the mineral forsterite, were here used as source rocks for enhanced weathering. (The Global Lithological Map (GLiM)³⁰ contains 736,000 km² of rock units in which ultramafic rocks occur, but does not identify all ultramafic rocks globally.)
Capacity	The authors calculate the average net CO ₂ removal of TEW by budgeting potential CO ₂ sequestration against associated CO ₂ emissions. They find that the average net CO ₂ removal is 0.5-1.0 t CO ₂ per tonne of rock, which translates into a unit cost from 1.6 to 9.9 GJ per tonne CO ₂ sequestered by TEW. (P.4809 Abstract)
LCA:Assumptions, Methods	Assumption Optimistic and pessimistic scenario shows in table.1 Methods
Unit	tCO ₂ /ton-rock GJ/tCO ₂

LCA: CO2 NETS	After accounting for all emissions, 0.5–1.0 t CO2 can be sequestered on average per tonne of rock, translating into a unit cost from 1.6 to 9.9 GJ per tonne CO2 sequestered by enhanced weathering. (P.4809 Abstract)
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2018
Title	Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks
Author (main)	Jessica Strefler et al.
Country	Germany
Type of Analysis	Assessment of potential and TEA of chemical weathering of rocks
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	The analysis does not cover potential CO ₂ that is emitted during mining, grinding, and spreading of rock powder, which leads to a CO ₂ penalty, decreasing the overall net CO ₂ sequestration.
TEA	Yes
Type of NETS	Enhanced weathering
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	ex situ mineralization (chemical weathering)
CO ₂ source	Atmosphere
Approach & System Boundary	The authors first show which weathering rates would have to be achieved to make EW a significant and cost-effective CDR option. Second, they assess the global annual CDR potential of EW based on global cropland, which can easily be reached by roads. Finally, they combine regional potential, expected weathering rates, and economic costs to provide a supply curve for EW.
Scenarios / Samples	EW will only be deployed at a larger or even global scale if it is economically competitive within a climate policy framework. Warm to temperate and humid regions are suitable deployment areas to ensure reasonably fast weathering rates. Restrict the analysis to sufficiently warm and humid croplands. Forests and pasture are excluded in the analysis.
Capacity	For a grain size of 20 μm , the weathering rates from section 2 yield a total global CDR potential of 4.9 GtCO ₂ a ⁻¹ and 95 Gt CO ₂ a ⁻¹ for basalt and dunite, respectively. The weathering rates measured in [16] without plant and root activity would lead to a much smaller potential of 1.9 Gt CO ₂ a ⁻¹ for dunite.
LCA: Assumptions, Methods	Calculate the global annual CDR potential in dependency of the grain size x and the weathering rate WR as equation (3) The analysis does not cover potential CO ₂ that is emitted during mining, grinding, and spreading of rock powder, which leads to a CO ₂ penalty, decreasing the overall net CO ₂ sequestration.
Unit	GtCO ₂ a ⁻¹
LCA: CO ₂ NETS	We found that a significant global annual CDR potential of 4 GtCO ₂ a ⁻¹ can be reached using either dunite or basalt, without considering the biologically induced additional carbon storage. This carbon removal would require weathering rates to range between 10-9.95–10-11.5 and 10-10.75–10-11.95 mol m ⁻² s ⁻¹ for basalt and dunite, respectively, at a grain size of 20 μm . For lower natural weathering rates, the grain size would have to be decreased to reach a similar potential.
LCA: Other CO ₂ -related results	Our results show that the highest potential for EW is in low latitudes including large areas in Brazil (BRA), India (IND), South-East Asia (OAS), and China (CHN).

	Temperate regions like the EU offer potential as well but play a minor role, with about 3.6% of the global potential. The authors conclude that large uncertainties remain, especially regarding the weathering rate under natural conditions and the overall carbon sequestration potential including biogeochemical effects. Here, more research is required to better determine the potential of EW.
TEA: Assumptions & Methods	P5.Techno Economic Assessment
TEA: CAPEX	Supplementary Material Tab. mining, mining, ore processing, waste rock handling, infrastructure, other
TEA: OPEX	Supplementary Material Tab. Mining, grinding, general & administration
TEA: Cost of product(s)	EW will only be deployed at a larger or even global scale if it is economically competitive within a climate policy framework. We assessed economic costs to be below 70 \$ t rock⁻¹ for grain sizes around 20 micro meter, leading to costs of carbon removal around 60 \$ t CO₂-1 for dunite and around 200 \$ t CO₂-1 for basalt. This is higher than most recent cost estimates for afforestation (24 \$ t CO₂-1) and BECCS (36 \$ t CO₂-1), but still lower than expected costs for direct air capture (430–570 \$ t CO₂-1).
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2019
Title	An Overview of the Status and Challenges of CO2 Storage in Minerals and Geological Formations
Author (main)	Peter Kelemen et al.
Country	USA
Type of Analysis	Review
Target / Calculation / Measurement	Target
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	ex situ Carbon mineralization in situ carbon mineralization
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	in-situ, surficial, and ex-situ carbon mineralization
CO2 source	Air point sources natural gas processing, chemical production, and power generation Pure CO2
Approach & System Boundary	Literature review Boundary is not specified
Scenarios / Samples	•Processes and Methods of Carbon Mineralization •Kinetics •Ex-situ Carbon Mineralization •Surficial Carbon Mineralization •IN-SITU MINERAL SEQUESTRATION Storage in Subsurface Pore Space •Carbon Mineralization in Basalts for CO2 Storage •Carbon Mineralization in Peridotites •Geological Sequestration in Saline Aquifers and Oil and Gas Depleted Reservoirs •Increasing the Security of in-situ CO2 Storage in Subsurface Pore Space •CARBON MINERALIZATION IMPLEMENTATION
Capacity	it will be essential to permanently sequester about 10 billion tons of CO2 per year by mid-century, and roughly twice that amount each year by 2100 (P1)
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	-
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2019
Title	Mechanistic insight into mineral carbonation and utilization in cement-based materials at solid–liquid interfaces
Author (main)	Shu-Yuan Pan et al.
Country	Taiwan, USA
Type of Analysis	Experiment (analyzed by XRD,XRF)
Target / Calculation / Measurement	Measurement
LCA	No
TEA	No
Type of NETS	mineral carbonation
Emission:Negative or Avoided	Not mentioned
Separation technology	Not mentioned
CO2 source	Purchased high-pressure CO2 gas of 99.5%
Approach & System Boundary	Approach Dried PCFA was mixed with DI water to form a PCFA slurry at a liquid-to-solid ratio of 10. The formed PCFA slurry was highly alkaline with a pH value of >13.2, thereby rapidly resulting in the formation of carbonate ions once the CO2 gas was introduced into the reactor.
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA:Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	Not mentioned
LCA: Other CO2-related results	CO2 mineralization mechanism There was a continuous source of calcium ions mainly due to the dissolution of CaO and Ca(OH)2 in fly ash. This would actually enhance the driving force of saturation index at the solid–fluid interfacial layer, and then could eventually result in the nucleation and growth of calcium carbonate (calcite) at the interface. A small quantity of CaSO4 (anhydrite) in fly ash was also dissolved and simultaneously converted into calcite. In addition, the calcium sulfate in fly ash would effectively prevent the early hydration of tricalcium aluminate in blended cement, and thus could avoid the negative impact on its strength development.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2019
Title	Assessing the potential of soil carbonation and enhanced weathering through Life Cycle Assessment: A case study for Sao Paulo State, Brazil
Author (main)	David Lefebvre et al.
Country	UK, the Netherlands, Brazil
Type of Analysis	Assessment In this paper, the authors investigate the established mining industry that extracts basaltic rocks for construction from the Parana Basin, Sao Paulo State, Brazil. Through a Life Cycle Assessment, they determine the balance of carbon dioxide emissions involved in the use of this material, the relative contribution of soil carbonation and enhanced weathering, and the potential carbon dioxide removal of Sao Paulo agricultural land through enhanced weathering of basalt rock.
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Enhanced Weathering Carbonation LCIA results for three application rates. Results are shown per hectare and per tonne of CO ₂ eq removed according to the two paths (EW & Carbonation).
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	EW and carbonation
CO ₂ source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach System Boundary -
Scenarios / Samples	we investigate the established mining industry that extracts basaltic rocks for construction from the Parana' Basin, Sao Paulo State, Brazil. natural dissolution process under ambient Earth-surface conditions are considered They considered three basalt application rates: 5, 50, and 20 t/ha.
Capacity	Regarding Sao Paulo State, the application of crushed basalt at 1 t/ha to all of the State's 12 million hectares of agricultural land could capture around 1.3 to 2.4 Mt carbon dioxide equivalent through carbonation and enhanced weathering, respectively. (Estimating method) To approximate the capture potential of SP state, they first calculated the net theoretical sequestration potential of each buffer zone by multiplying the agricultural area of the considered buffer zone by the sequestration potential of EW and carbonation (i.e. 225 kg and 125 kg CO ₂ eq/t of rock applied, respectively). They then subtracted the emissions associated with the setup of the practice for the considered buffer zone. The quarry to field distances used for the calculation of the emissions were the straight line distances to each buffer zone multiplied by the road tortuosity ratio of 1.3. Finally, they summed the net sequestration potential of each buffer zone inside SP.

LCA: Assumptions, Methods	Methods Database and process used in the LCI of basalt extraction, comminution, transport and spreading are shown in Table 1. This LCA does not take into account any soil or crop response following the field application.
Unit	kg-CO₂eq/t of rock The functional units (FU) of this LCA are i) per hectare of Sao Paulo agricultural land amended by < 5mm basalt particles, and ii) per tonne of CO₂eq removed.
LCA: CO ₂ NETS	We underline transportation as the principal process negatively affecting the practice and uncover a limiting road travel distance from the quarry to the field of 540±65 km for carbonation and 990 ±116 km for enhanced weathering, above which the emissions offset the potential capture. Regarding Sao Paulo State, the application of crushed basalt at 1 t/ha to all of the State's 12 million hectares of agricultural land could capture around 1.3 to 2.4 Mt carbon dioxide equivalent through carbonation and enhanced weathering, respectively, including the emissions associated with the setup of the practice. P468 Abstract
LCA: Other CO ₂ -related results	P.475 Table3
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Increased yield and CO ₂ sequestration potential with the C4 cereal Sorghum bicolor cultivated in basaltic rock dust-amended agricultural soil
Author (main)	Mike E. Kelland et al.
Country	UK
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement, Calculation
LCA	No
TEA	No
Type of NETS	enhanced rock weathering mineral carbonation
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	EW and carbonation
CO ₂ source	atmospheric CO ₂
Approach & System Boundary	Approach Investigate ERW carbon removal and co-benefits with the C4 crop Sorghum bicolor grown at bench-scale in mildly acidic clay-loam agricultural soil amended with basaltic rock dust. System Boundary * Sampling from the Cascade Mountain Range, Oregon * crushing, * Amending a UK clay-loam agricultural soil with a high loading (10 kg/m²) * Weathering P.3658 Abstract
Scenarios / Samples	Sample * Pulverized basalt was sourced from the Cascade Mountain Range, Oregon (Central Oregon Basalt Products LLC). The rock is middle Miocene in age and belongs to the 'Prineville Chemical Type Unit' of the Columbia River Basalt. * Experiments were conducted with replicated mesocosms housed within the University of Sheffield controlled environment facility. Weathering reactors were constructed from two lengths of 152 mm internal diameter polyvinyl chloride pipe, coupled by a polyurethane-sealed joint, where a 600 mm long upper-section contained the soil and a 400 mm long base-section housed the leachate collection assembly. Experiments were conducted with replicated mesocosms housed within the University of Sheffield controlled environment facility. Well-characterized crushed basalt (see Section 2.6; total mass of 181.5 ± 0.5 g per column; equivalent to 10 kg/m²) from a typical volcanic arc mountain in the Cascade Range, Oregon, United States, was mixed with soil in the upper 250 mm of the treated columns (n = 6) to simulate plough layer mixing depth. This application rate is towards the upper limit of the practical range but lower than that used in a recent modelling study (15 kg/m²; Strefler et al., 2018).

Capacity	4 tCO ₂ /ha in 5 years with coarse-grained basalt
LCA: Assumptions, Methods	Reactive transport model
Unit	tCO ₂ /ha
LCA: CO ₂ NETS	-
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Direct mineralization of atmospheric CO ₂ using natural rocks in Japan
Author (main)	Corey Myers, Takao Nakagaki
Country	Japan
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation, Measurement
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Direct Air Mineralization
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	Direct Mineralization (ex-situ mineralization)
CO ₂ source	atmospheric CO ₂
Approach & System Boundary	Approach Gas-solid mineralization of atmospheric CO₂ using naturally abundant surface rocks under ambient conditions and without thermochemical treatment was analyzed for application in Japan. Directly mineralize atmospheric CO₂ via gas-solid reaction with finely ground rocks in a tiered greenhouse (direct air mineralization). Operating in a greenhouse prevents dispersion of Mg/Ca and simplifies quantification of net CO₂ removal. The tiered structure increases the rock-air surface area for a given footprint, avoiding issues with insufficient air supply that have typically limited mineralization of atmospheric CO₂. High relative humidity, necessary for continuous CO₂ mineralization, is passively maintained by trays of watersaturated salt in the greenhouse. As direct air mineralization occurs without additives—and at ambient temperature, pressure, and CO₂ concentration—the energy and materials-related CO₂ emissions that often hobble centralized methods are minimized. Boundary
Scenarios / Samples	The CO ₂ mineralization potential of surface rocks in Japan was determined by reviewing geological maps that segregate Japan into 157 915 discrete regions of 127 surface rock types (Geological Survey of Japan/AIST 2020)
Capacity	Focusing only on crystalline rocks in non-protected, sparsely populated areas still yields a CO₂ mineralization potential for Japanese surface rocks of 1525 Gt-CO₂ (726 sites). Direct air mineralization applied to crystalline surface rocks in sparsely populated, un-protected areas in Japan yields an average and median net CO₂ removal efficiency of 59.8% and 65.0%, respectively. The average land requirement is 1.1 km² per Mt-CO₂ annual removal capacity.
LCA: Assumptions, Methods	Energy for the extraction, handling of rocks: 13.1 kWh/t-rock Energy to finely grind rocks was calculated based on the quantity of newly generated surface area, the mineral-dependent surface energy, and the grinding efficiency.

	Energy for fan operation: 14.9 kW motor, and the number of fans required depends of the site-specific greenhouse size. Materials used to construct the greenhouse, fans, grinding equipment, and mining equipment. Carbon content of vegetation and soil removed to access rocks. Breakdown of efficiency losses by direct air mineralization applied in Japan is shown in Figure 7.
Unit	GtCO ₂ /y
LCA: CO ₂ NETS	Based on reasonable engineering assumptions, the negative CO ₂ emissions potential for direct air mineralization in Japan is ~7.6 Gt-CO ₂ /y. The average energy consumption is 1.5 GJ t ⁻¹ ·CO ₂ . The average land requirement is 1.1 km ² per Mt·CO ₂ annual removal capacity. On average, carbon debt is paid off with 60 d of operation.
LCA: Other CO ₂ -related results	-
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Engineered carbon mineralization in ultramafic rocks for CO ₂ removal from air: Review and new insights
Author (main)	Peter B. Kelemen et al.
Country	USA, UK, Canada
Type of Analysis	Assessment, Review
Target / Calculation / Measurement	Calculation and Measurement
LCA	YES
TEA	YES
Type of NETS	Mineralization and air capture
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	Mineralization DACSS
CO ₂ source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: * Based on National Academies of Sciences, Engineering and Medicine (2019, NA19) Chapter 6 "Carbon Mineralization of CO₂"(updated) * Carbon mineralization kinetics and the major pathways for CO₂ removal from air (CDR), combined with solid storage, via carbon mineralization, including estimates of rates, capacities and cost. (Hybrid methods: using DACSS to enrich CO₂ to, e.g., 3%, combined with surficial and in situ carbon mineralization methods) System Boundary: (absorption only)
Scenarios / Samples	Summary of Technology: (1) Surficial CDR: CO₂-bearing air and surface waters are reacted with crushed and or ground mine tailings, alkaline industrial wastes, or sedimentary formations rich in reactive rock fragments. (2) In situ CDR: CO₂-bearing surface waters are circulated through rock formations at depth. (3) DAC with synthetic sorbents (DACSS) plus surficial carbon mineralization. (4) DAC with synthetic sorbents (DACSS) plus in situ carbon mineralization.
Capacity	-
LCA: Assumptions, Methods	-
Unit	tCO ₂ /t MtCO ₂ /yr
LCA: CO ₂ NETS	-
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Surface CDR: Quarrying, crushing, and grinding of mine tailings costs ~\$10 per ton (Infomine, 2018).

	Carbonating 1 to 10 wt% labile Mg (2 to 16 wt% MgO), consuming ~2 to 18 wt% CO₂ in one year, would correspond to \$500 to \$55 per ton of CO₂. This cost is comparable to estimates for direct air capture with synthetic sorbents (DACSS) plus subsequent storage in deep sedimentary formations, within the uncertainties of all values.
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Potential for large-scale CO ₂ removal via enhanced rock weathering with croplands
Author (main)	David J. Beerling et al.
Country	UK
Type of Analysis	Simulation
Target / Calculation / Measurement	Target and Calculation
LCA	Yes
TEA	Yes
Type of NETS	Enhanced weathering
Emission: Negative or Avoided	negative emission
Separation technology	ERW (cation export and soil carbonate mineralization)
CO ₂ source	CO ₂ from the atmosphere
Approach & System Boundary	Approach We constructed a performance model with sub-national level of detail to assess quantitatively the CDR capacity and costs for land-based ERW implementation in major economies, constrained by available agricultural land area and energy production (including USA, India, China, Brazil and Europe) (Extended Data Fig. 1). For rock weathering within the soil profile, we developed a one-dimensional vertical reactive transport model with steady-state flow, and a source term representing rock grain dissolution (Methods; Supplementary Figs. 1–12; Supplementary Tables 1–5) Boundary Net CDR is defined as the difference between CO₂ capture by ERW as dissolved inorganic carbon and soil (pedogenic) carbonate and the sum of CO₂ emissions for logistical operations. An overview of the environmental costs model and its linkages with the performance model is presented in Extended Data Fig. 4. We include contributions to total cost of (1) mining, (2) processing^{75,76}, (3) distribution and transport and (4) spreading on agricultural land.
Scenarios / Samples	For this initial nation-by-nation assessment, we examine the sensitivity of net CDR on current croplands to the projected national energy production for 2050 under a business-as-usual (BAU) energy scenario based on ongoing energy transitions. This is compared with a 2 °C scenario (that is, a scenario in which the increase in global mean temperature since the pre-industrial period is limited to 2 °C by 2050), which includes a wide range of policy measures designed to respect the 2 °C target with 75% probability (Supplementary Tables 6–12).
Capacity	we determine the potential contribution of nations to achieve CDR goals across the 0.5–2 Gt CO₂ yr^{–1} range (Table 1; Extended Data Fig. 3) The ERW scenarios (Table 1) correspond to an aggregate CDR of 25–100 Gt CO₂ if sustained over five decades.
LCA: Assumptions, Methods	Net CDR is defined as the difference between CO ₂ capture by ERW as dissolved inorganic carbon and soil (pedogenic) carbonate and the sum of CO ₂ emissions for logistical operations. Carbon emissions per unit mass of ground rock depend on particle size (Extended Data Fig. 10), the CO ₂ emissions per kilowatt hour of electricity generated from component energy sources (fossil fuels, nuclear and

	renewables), as well as the carbon costs of sourcing and transporting the silicate materials. Rock grinding to reduce particle size and maximize CDR is the primary energy-consuming operation in ERW. Assessment of basalt transport from source regions to croplands is based on road and rail network analyses to calculate distances, costs and carbon emissions for each scenario (Supplementary Methods section 2.3).
Unit	Gt/yr
LCA: CO2 NETS	
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	We include contributions to total cost of (1) mining, (2) processing, (3) distribution and transport and (4) spreading on agricultural land.
TEA: CAPEX	Levelized cost for mining, distribution, and spreading are used (see Supplementary information 2.2). Cost of spreading rock with farming machinery was considered equivalent to that of spreading lime (\$15.18/t). ※Supplimentary information
TEA: OPEX	Levelized cost for mining, distribution, and spreading are used (see Supplementary information 2.2). Cost of spreading rock with farming machinery was considered equivalent to that of spreading lime (\$15.18/t).
TEA: Cost of product(s)	CDR goals for ERW with croplands in 2050 * Goal: 0.5 GtCO₂/yr Country:Cost (US\$/Gt/yr) - China: 102.1 - USA: 160.3 - India: 78.4 - Brazil: 123.8 - Indonesia: 54.3 - Canada: 177.6 - France: 158.1 - Germany: 167.8 - Italy: 181.9 - Spain: 192.8 - Poland: 192.8 Average costs (CDR goals for ERW with croplands in 2050) - USA: US\$160–180 per tonne of CO₂ - Canada and European nations: US\$160–190 per tonne of CO₂ - China, India, Mexico, Indonesia and Brazil: US\$55–120 per tonne of CO₂
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2020
Title	Atmospheric CO2 removed by rock weathering
Author (main)	Johannes Lehmann, Angela Possinger
Country	USA
Type of Analysis	Review News
Target / Calculation / Measurement	review
LCA	No
TEA	No
Type of NETS	Rock weathering
Emission:Negative or Avoided	Not mentioned
Separation technology	Not specified
CO2 source	CO2 from the atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Technology review (Large-scale removal of carbon dioxide from the atmosphere might be achieved through enhanced rock weathering. It now seems that this approach is as promising as other strategies, in terms of cost and CO2-removal potential.)
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA:Assumptions, Methods	-
Unit	Not mentioned
LCA: CO2 NETS	-
LCA: Other CO2-related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	and transport and (4) spreading on agricultural land.
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	* \$160–190 per tonne of CO2 in the United States, Canada and Europe * \$55–120 per tonne of CO2 in China, India, Mexico, Indonesia and Brazil. (China, the United States and India — the three largest emitters of CO2 from fossil-fuel use — have the highest potential for CO2 removal using this method)
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2021
Title	Effects of mineralogy, chemistry and physical properties of basalts on carbon capture potential and plant-nutrient element release via enhanced weathering
Author (main)	Amy L. Lewis et al.
Country	UK, Malaysia, Australia, USA
Type of Analysis	Experiment, Simulation
Target / Calculation / Measurement	measurement of analysis, calculation
LCA	Not mentioned
TEA	Not mentioned
Type of NETS	enhanced rock weathering
Emission:Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	enhanced rock weathering
CO2 source	atmospheric CO2
Approach & System Boundary	Approach Rock type classifications Mineralogical analyses Particle sizes, surface area and clay minerals The authors report detailed mineralogical (X-ray diffraction; XRD), chemical (Scanning Electron Microscopy - Energy Dispersive Spectroscopy; SEM-EDS and Inductive Coupled Plasma - Optical Emission Spectroscopy; ICP-OES), particle size (laser particle size analysis and mass fraction sieving) and surface area (Brunauer, Emmet, Teller (BET)-N2 adsorption) characterisation of six basalts, as quarry fines from mining companies, being trialled across a worldwide network of largescale ERW-CDR field-trial sites. Using the mineralogical and surface area data in reactive transport modelling (RTM) to (1) evaluate the relative importance of mineralogy and particle surface area for CDR, (2) derive a function to predict the CDR potential of a basalt based on its chemical composition and surface area, and (3) track the release of essential plant nutrients P and K during dissolution to determine the potential of ERW with basalt to substitute for P and K fertilizers derived from finite high-grade mineral reserves.
Scenarios / Samples	Basalt samples * Basalts that formed during hotspot and crustal extension-related episodes (Oregon, Tichum, Cragmill and Hillhouse) * Island arc magmatism (Tawau) * Medium temperature and pressure regional metamorphism (Blue Ridge) CDR via ERW of crushed basalt applied to soils occurs from alkalinity production as CO2 released by soil biota respiration dissolves in pore fluids to form carbonic acid. The pore fluids then percolate through the soil and react with silicate minerals to release cations (Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, K⁺) with concomitant increase in alkalinity, as described in Eq. (1). Transfer of the increased load of cations and alkalinity produced from ERW to the oceans via surface runoff and river transport results in increased marine CDR.

	A single baseline application rate of 50 t ha ⁻¹ of crushed basalt is simulated.
Capacity	Calculated CDR potential from our 1-D RTM simulations over 15 years of basalt dissolution following a single application varied widely between 1.3 and 8.5 t CO₂ ha⁻¹ for the materials produced by commercial quarries (i.e. using the mineralogy and BET SSA of each of the respective basalts) (Fig. 6a). A CDR potential range of 3.7–8.5 t CO₂ ha⁻¹ 30 yrs⁻¹ with a median of 5.8 t CO₂ ha⁻¹ 30 yrs⁻¹ (Fig. 8a).
LCA:Assumptions, Methods	Calculation: CDR potential (30 years) [t-CO₂/ha/(30 yrs)] = $\exp(4.7 + 0.7 \cdot \log_{10}(\text{SSA}) - 10.6/(\text{RCO}_2 \times 50)^{0.5})$ where * RCO₂: theoretical CDR [t-CO₂/t-rock mass weathered] $\text{RCO}_2 = \text{MCO}_2/100 * (\% \text{CaO}/\text{M}_{\text{CaO}} + \% \text{MgO}/\text{M}_{\text{MgO}}) * \omega + (\% \text{Na}_2\text{O}/\text{M}_{\text{Na}_2\text{O}} + \% \text{K}_2\text{O}/\text{M}_{\text{K}_2\text{O}}) * 0.5\omega$ * M_{CaO}, M_{MgO}, M_{Na₂O}, M_{K₂O}, M_{CO₂} : molecular masses of CaO, MgO, Na₂O, K₂O and CO₂ * %CaO, %MgO, %Na₂O, %K₂O: oxide concentrations in the basalt * ω: additional drawdown from cation flux into the ocean (approximately 1.72) * SSA: specific surface area, using BET measurement[m²/g] Possible outgassing of CO₂ during stream water transport (if it occurs) is not considered. However, it would not reduce alkalinity because it does not add or remove any acid. Thus, unless acid is added to the streams, alkalinity will remain conserved while being transported to the marine environment where it ultimately contributes to long-term (~100,000 year timescale) CO₂ removal (Renforth and Henderson, 2017). Carbonate precipitation/dissolution during groundwater transport of weathered products to receiving streams is related to residence time of waters draining arable land, and the presence of carbonate precipitation inhibitors, such as soluble reactive phosphate, suspended material, and dissolved organic matter (Neal, 2002). Further, production of low-molecular-weight organic acids by microbes and root systems could inhibit mineral weathering reactions (Fakhraei and Driscoll, 2015), thus potentially reducing CDR (Taylor et al., 2021). Consideration of these aspects of the carbonate system is beyond the scope of the present 1-D RTM modelling.
Unit	t-CO ₂ /ha
LCA: CO ₂ NETS	3.7-8.5 t-CO₂/ha/(30 yr) Increasing the surface area to 10 m² g⁻¹ increased the range of CDR potential of the basalts from the large igneous provinces to between 7.4 and 17.2 t CO₂ ha⁻¹, with a median of 11.7 t CO₂ ha⁻¹ (Fig. 8b).

LCA: Other CO ₂ -related results	According to our RTM simulations, weathering of Oregon and Tichum basalts after a year could supply sufficient P for spring wheat in the UK, given BET SSAs. Cragmill, Hillhouse and Tawau basalts could supply between 26% and 66% of the P provided by conventional fertilisers with a single ERW treatment. Repeated annual ERW rock dust applications could therefore potentially replace relatively more expensive P-fertilisers. Only the Tichum basalt is a major source of K after 1 year of weathering, supplying 53 kg K ha⁻¹ (Fig. 9a). This is equivalent to over 100% of UK and USA spring wheat application rates. The Hillhouse and Oregon basalts are also predicted to release K equivalent to significant proportions of K applied as fertiliser after one year of weathering (44% and 24% of the spring wheat K fertiliser rates respectively).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Quantification of CO ₂ removal in a large-scale enhanced weathering field trial on an oil palm plantation in Sabah, Malaysia
Author (main)	Christina S. Larkin et al.
Country	UK, Malaysia
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Enhanced rock weathering
Emission:Negative or Avoided	Negative Emissions
Separation technology	Enhanced rock weathering, pedogenic carbonate formation
CO ₂ source	CO ₂ from the atmosphere
Approach & System Boundary	Approach: Enhanced weathering field trial, carried out on an oil palm plantation in Sabah, Malaysia. The drawdown of atmospheric CO₂ was quantified via the export of alkalinity in stream waters and changes in soil carbonate content. We calculate CO₂ removal as alkalinity (Equations 1 and 2) directly, via (i) measurement of elements and compounds dissolved in the streamwaters and (ii) measurement of the water flux (discharge) from each catchment. This approach ensures that we capture net CO₂ removal from waters that exit the weathering zone to drainage, although we do not consider any modification to the alkalinity flux during riverine transport to the ocean. Characterization of the chemical composition of all soil mineral phases enables the relative proportion of silicate vs. carbonate weathering to be determined via measurement of cation concentrations and the radiogenic strontium isotopic composition (⁸⁷Sr/⁸⁶Sr) of stream waters, corrected for inputs from rainwater and water-soluble fertilizers (Section Quantification of CO₂ drawdown via pedogenic carbonate formation).
Scenarios / Samples	Samples The plantation sits on heavily weathered tropical soils that are underlain by Oligocene to mid Miocene volcanoclastic deposits and Quaternary river alluvium. One catchment from each plot was applied with 50 tons per hectare of crushed silicate rock after planting, and the other catchment was left untreated to act as a reference catchment. One catchment from each plot was applied with 50 tons per hectare (t ha⁻¹) of crushed silicate rock. Application of crushed rock to the treated catchments was repeated every year throughout the course of the experiment. The crushed rock was applied in the same way as fertilizers, that is, by hand to the base of the oil palms as well as in between the palms. The silicate rock-amended catchments are referred to as “treated” catchments and the reference catchments are referred to as “untreated” catchments. Throughout the experiment, fertilizers were applied to the oil palms

	in accordance with usual agricultural practice at the plantation. Fertilizers consisted of ground Mg-limestone, potash, magnesium sulfate and sodium borate, as well as various other compound (e.g., NPK) fertilizers. The full fertilizer application schedule is given in Supplementary Table 3. Most notably, ground Mg-limestone was added to all catchments between April and August 2018, and again in January 2019. Approximately 2 kg of Mg-limestone was applied to the base of each oil palm on both occasions. As carbonate minerals have high dissolution rates relative to silicate minerals, this fertilizer can be expected to undergo rapid chemical weathering and will contribute to CO ₂ drawdown (Equation 2).
Capacity	CO ₂ drawdown via alkalinity export: 3.8 - 3.7 tCO ₂ /ha
LCA: Assumptions, Methods	Assumption The experiment is ongoing, but here we report data from the first 3 years of the experiment, up until July 2021. Methods We calculate CO₂ removal as alkalinity (Equations 1 and 2) directly, via (i) measurement of elements and compounds dissolved in the streamwaters and (ii) measurement of the water flux (discharge) from each catchment. Any contribution from weathering and re-precipitation of carbonate-based fertilizers (or carbonate in the applied crushed rock) needs to be subtracted because CO₂ removed during the weathering process will be re-released when the carbonate re-precipitates (Equations 2 and 3). * Equations 1: $2\text{CO}_2(\text{aq}) + 3\text{H}_2\text{O} + \text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8 \rightarrow 2\text{HCO}_3^- + \text{Ca}^{2+} + \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4(\text{s})$ * Equations 2: $\text{CO}_2(\text{aq}) + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3 \rightarrow 2\text{HCO}_3^- + \text{Ca}^{2+}$ * Equations 3: $2\text{HCO}_3^- + \text{Ca}^{2+} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3(\text{s})$ This evidently idealized calculation does not account for any emissions resulting from implementation (i.e., crushing and transportation of the applied rock).
Unit	GtCO ₂ /yr
LCA: CO ₂ NETS	CO ₂ Drawdown via Alkalinity Export: The amended and reference catchments were found to have a similar extent of CO ₂ drawdown via alkalinity export [respectively, 3.8 ± 0.8 (1 SD) and 3.7 ± 0.6 (1 SD) tCO ₂ /ha] when all catchments were averaged over the study period (October 2018 to July 2021)
LCA: Other CO ₂ -related results	Not mentioned
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Enhanced Weathering Using Basalt Rock Powder: Carbon Sequestration, Co-benefits and Risks in a Mesocosm Study With <i>Solanum tuberosum</i>
Author (main)	Arthur Vienne et al.
Country	Belgium, Germany, UK,
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement, Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Agricultural Enhanced Weathering Using Basalt Rock Powder
Emission:Negative or Avoided	Negative Emission
Separation technology	Enhanced Weathering Using Basalt Rock Powder
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach Approach: * EW evaluation in a mesocosm experiment with <i>Solanum tuberosum</i> growing on alkaline soil. * Evaluation of the potential for EW to provide benefits for agriculture (e.g. potato growth and yield) and for the environment.
Scenarios / Samples	Samples: * 10 mesocosms (five control and five basalt-amended) was constructed at the experimental site at the Drie Eiken Campus of the University of Antwerp * In the basalt amended mesocosms, a mass equivalent to 50 t basalt ha⁻¹ was homogeneously mixed into the upper 20 cm. * Three potatoes (<i>Solanum tuberosum</i> “Nicola,” purchased at AVESTA, Belgium) were planted in each mesocosm and all pots received 60 g of NPK fertilizers (5 – 4 – 15 + Bacillus).
Capacity	4.48tCO₂/ha 0.77 t CO₂/ha sequestered over the 99 days of the experiment and 1.83 and 4.48 t CO₂/ha after 1 and 5 years, respectively Based on the XRF data of our, we estimate a maximum CO₂ sequestration of 223 and 416 kg CO₂/t basalt, after complete dissolution and reaction via mineral carbonation (MC; all inorganic carbon precipitates) or enhanced weathering (EW; all inorganic carbon is rinsed out of the system as dissolved C), respectively. Hence, applying 50 t of our basalt per ha corresponds with a theoretical maximum of 20.8 and 11.2 t CO₂/ha through EW and MC, respectively.
LCA:Assumptions, Methods	Assumptions: - One-way Anova was used for detecting statistical differences in biomass and soil composition among treatments. For analyses that were repeated in time (leachate and pore water chemistry measurements), a repeated measures one-way Anova was used using the lmer package in R studio Version 1.4.1106.

	Methods - Carbon sequestration was modeled using the PHREEQC geochemical platform (Parkhurst and Appelo, 2013). The 1 m long mesocosms were divided into 20 cells of 5 cm height. Basalt was added to the four top layers (20 cm topsoil). In the phases block, basalt mineralogy and thermodynamic data of mineral dissolution (log k and enthalpy) are entered for the first four cells. - Total mesocosm TIC (total inorganic carbon): $\text{Kg-TIC per Mesocosm} = \sum_{i=1}^n (\Delta\text{TIC},i \text{ (}\%) / 100) \times \Delta\text{depth},i \text{ [m]} \times (0.196 \text{ m}^2 / \text{mesocosm}) \times \text{BulkDensity},i \text{ [kg/m}^3\text{]}$
Unit	tCO ₂ /ha, kgCO ₂ /t-basalt
LCA: CO ₂ NETS	-
LCA: Other CO ₂ -related results	Impact on Potato growth and Environment * Basalt amendment did not negatively affect potato growth and yield (which even tended to increase), despite increased Al availability in this alkaline soil. * Soil and pore water Ni increased upon basalt addition, but Ni levels remained below regulatory environmental quality standards and Ni concentrations in leachates and plant tissues did not increase. * Basalt amendment significantly decreased nitrogen leaching, indicating the potential for EW to provide benefits for agriculture and for the environment. The addition of 50 t basalt/ha resulted in a topsoil (0–50 cm) Ni increase of 23 ppm, which is well below the Flemish threshold of 48 ppm for soil quality. Despite the increased Ni in soil and soil pore water, Ni concentrations in edible plant parts did not significantly increase with basalt amendment. Basalt weathering increased Al availability. The increased Al availability in the aqueous phase did not result in a decrease in tuber biomass. With potatoes growing on alkaline soil, basalt amendment significantly increased soil CEC and Ca and Mg and tended to increase average potato tuber yield by 6%. Nitrogen leaching significantly decreased upon basalt amendment.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2022
Title	Soil core study indicates limited CO ₂ removal by enhanced weathering in dry croplands in the UK
Author (main)	F.L. Buckingham et al.
Country	UK
Type of Analysis	Experiment
Target / Calculation / Measurement	Measurement, Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Enhanced weathering in dry croplands
Emission: Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	Enhanced weathering
CO ₂ source	Atmospheric
Approach & System Boundary	-
Scenarios / Samples	Samples 36 soil cores of 1.0 m length and 0.1 m diameter containing lime-rich loamy soil were extracted from an agricultural field in North Oxfordshire that had most recently been used to cultivate <i>Avena sativa</i> (oats) and <i>Hordeum vulgare</i> (barley). Soil cores were held in transparent plastic core liners during transport and, in most cases, throughout the experimental work. Experimental set-up (a) 6 × 6 m wide sampling site where 36, 1.0 × 0.1 m diameter soil cores were extracted; FAI Farms, Oxfordshire, UK (Aug'18). (b) Soil cores installed on the roof of the Earth Sciences Department after extraction, covered in black sheeting. Six cores were used in this study and additional cores were used as part of a wider study. (c) Syringes attached to Rhizon samplers under vacuum during sampling. (d) An untreated soil core (Nov'18). Coarse-grained basalt was applied at a rate equivalent to 100 t ha⁻¹ in-line with a recent mesocosm study.
Capacity	Findings indicate that a set application of basalt to lime-rich, unirrigated UK soils releases alkalinity at a rate of 310 ± 30 eq ha⁻¹ yr⁻¹ and could remove 10.2 ± 0.8 kgCO₂ ha⁻¹ yr⁻¹. When considering variation in hydrology around the UK, we assess the drawdown potential of application of basalt to all UK arable land as 1.3 ± 0.1 MtCO₂ yr⁻¹.
LCA: Assumptions, Methods	Methods: Flux of alkalinity into solution $\text{Alksurface area} = \{Q \times (\Sigma[\text{Ca}] + [\text{Mg}] + [\text{K}] + [\text{Na}]) \text{ treated-control} \} / M.SA_{\text{basalt}}$ where; - The concentration of dissolved cations ([Ca], [K], [Mg], [Na]) in the soil pore-waters was averaged across the whole length of triplicate

	cores for the five sampling events - M: the mass of basalt added to each core (79 g) - SAbasalt: the BET site-specific-surface-area of basalt ($16.3 \times 10^4 \text{ cm}^2/\text{g}$) $\text{CDR} = \text{Alkland area} \times \text{MCO}_2 \times \eta \times (1 / 1000)$ where; - Alkland area: the alkalinity flux normalised to land-area (310 eq/ha/yr) - MCO₂: the molecular mass of CO₂ (44 g/mol) - η: the molar ratio of CO₂ removed from the atmosphere relative to alkalinity released during enhanced weathering ($\eta = 0.75$)
Unit	kgCO ₂ /ha/yr
LCA: CO ₂ NETS	CO₂ NETS * A set application of basalt to lime-rich, unirrigated UK soils releases alkalinity at a rate of $310 \pm 30 \text{ eq /ha/yr}$ and could remove $10.2 \pm 0.8 \text{ kgCO}_2/\text{ha/yr}$. * When considering variation in hydrology around the UK, we assess the drawdown potential of application of basalt to all UK arable land as $1.3 \pm 0.1 \text{ MtCO}_2/\text{yr}$ which is equivalent to 3% of current UK agricultural CO₂ emissions.
LCA: Other CO ₂ -related results	In light of this, annual basalt application may need to be limited to ≈ 5 years to prevent the accumulation of residual basalt exceeding 10% of the ploughed layer. In this study, the concentration of dissolved heavy metals averaged across the treated core ($2.4 \pm 0.1 \text{ ppb}$, Ni; $0.32 \pm 0.02 \text{ ppb}$, Cr; $4.7 \pm 0.4 \text{ ppb}$, V) were not enriched beyond the safety threshold of drinking water (Gautam et al., 2014), or freshwater (Environment Agency, 2009).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2023
Title	Making mistakes in estimating the CO ₂ sequestration potential of UK croplands with enhanced weathering
Author (main)	Landis Jared West et al.
Country	UK
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Enhanced rock weathering
Emission: Negative or Avoided	Negative Emissions
Separation technology	Enhanced rock weathering
CO ₂ source	Atmospheric CO ₂
Approach & System Boundary	Approach: Buckingham et al. (2022) report results from an alkaline soil ‘tubes on a roof’ ERW experiment with coarse basalt dust attempting to address this aim. The paper highlights unfortunate fundamental errors in the execution of the experiment, reporting and interpretation of the results.
Scenarios / Samples	Not mentioned
Capacity	Not mentioned
LCA: Assumptions, Methods	Not mentioned
Unit	Not mentioned
LCA: CO ₂ NETS	Not mentioned
LCA: Other CO ₂ -related results	Errors of the study by Buckingham et al (2022) Buckingham et al (2022) located the tubes for their ERW trial on the roof where they were subjected to heating and drying (and hence much higher evapotranspiration than at typical UK field locations), for years before and during the experiment. They manipulated the hydrology of the dry soil this created, which invalidates their results as being representative of weathering at a field site, and subsequently failed to report ERW CDR via both potential pathways (alkalinity and soil carbonates).
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

Year	2023
Title	Life Cycle Assessment of Coastal Enhanced Weathering for Carbon Dioxide Removal from Air
Author (main)	Spyros Foteinis et al.
Country	UK
Type of Analysis	Assessment
Target / Calculation / Measurement	Calculation
LCA	Yes
TEA	No
Type of NETS	Coastal Enhanced Weathering
Emission:Negative or Avoided	Negative emission
Separation technology	Coastal Enhanced Weathering
CO2 source	Atmosphere
Approach & System Boundary	Approach Coastal enhanced weathering System Boundary
Scenarios / Samples	Sample: * Different scenarios for the effect of olivine particle size, composition and transportation and the effect of electricity mix were also examined. * 1 mole of dissolved olivine can sequester 4 moles of CO₂, i.e., 1.25 kg CO₂ per kg of olivine. However, the overall CO₂ sequestration potential is 20% lower when accounting for buffering within the carbonate system and may be lower still when considering inefficiencies in air-sea gas exchange. A base scenario was considered, whereby silt-sized (10 µm) olivine, with a 0.263% nickel (Ni) concentration,²⁸ is spread in Europe's waters (average water temperature 15 °C).
Capacity	Equation 1 suggests that 1 mole of dissolved olivine can sequester 4 moles of CO ₂ , i.e., 1.25 kg CO ₂ per kg of olivine. However, the overall CO ₂ sequestration potential is 20% lower when accounting for buffering within the carbonate system and may be lower still when considering inefficiencies in air-sea gas exchange. A conservative assumption was made and peridotite's CO ₂ sequestration potential was used (0.8 kg of CO ₂ per kg of rock).
LCA:Assumptions, Methods	Assumptions: * CEW's environmental sustainability was examined using the LCA methodology and employing the software program SimaPro (version 9.4.0.2) * To minimize uncertainties, mean life cycle inventory (LCI) data that represent average technology were used and the preferred LCI database was Ecoinvent, which follows the pedigree approach to derive empirically based uncertainty factors. Furthermore, ReCiPe 2016, a harmonized life cycle impact assessment (LCIA) method was used, selecting the hierarchist perspective, which is a scientific consensus model, and average weighting. All main energy and material flows, along with airborne, waterborne, and soil emissions, were considered (Figure 1).

Unit	kgCO ₂ eq As a functional unit (FU), the uptake of 1 t CO ₂ from the atmosphere was chosen
LCA: CO ₂ NETS	CO₂ NETS: * A life cycle assessment (LCA) of silt-sized (10 μm) olivine revealed that CEW's life-cycle carbon emissions and total environmental footprint, i.e., carbon and environmental penalty, amount to around 51 kg CO₂eq and 3.2 Ecopoint (Pt) units per tonne of captured atmospheric CO₂, respectively, and these will be recaptured within a few months. CEW's Main Stages on global warming (ReCiPe's 2016 Midpoint Impact Categories when Using Silt-Size (10 μm)) * Quarrying: 4.5 kgCO₂eq * Comminution: 39.6 kgCO₂eq * Coastal spreading: 6.6 kgCO₂eq * Total: 50.7 kgCO₂eq
LCA: Other CO ₂ -related results	Environmental Impacts: It has been estimated that 0.059 to 1.4 kg of olivine can be safely spread per m² of seafloor without exceeding the European Ni environmental quality standard (0.147 μM) and posing risks to benthic biota. Here, following Flipkens et al., this number was estimated at 1.3 kgm⁻² when assuming a mean depth of 10 m, 24 h residence time, 15 °C water temperature, and 10 μm particle size.
TEA: Assumptions & Methods	Not mentioned
TEA: CAPEX	Not mentioned
TEA: OPEX	Not mentioned
TEA: Cost of product(s)	Not mentioned
TEA: Other cost-related results	Not mentioned

令和5年度カーボンニュートラル実現シナリオ構築等に向けた
国際連携事業（ミッション・イノベーションを通じた
欧米等との脱炭素化協力事業）

報告書（公表版）

2024年3月

発行 株式会社テクノバ

東京都千代田区丸の内1丁目8-1

丸の内トラストタワーN館12階

TEL. 03-6665-9647

二次利用未承諾リスト

報告書の題名

令和5年度カーボンニュートラル実現シナリオ構築等に向けた国際連携事業（ミッション・イノベーションを通じた欧米等との脱炭素化協力事業）報告書

委託事業名

令和5年度カーボンニュートラル実現シナリオ構築等に向けた国際連携事業（ミッション・イノベーションを通じた欧米等との脱炭素化協力事業）

受注事業者名

株式会社テクノバ

頁	図表番号	タイトル
3	図2-1	Mission Innovationの立ち上げ
3	図2-2	Mission Innovationの進捗
4	図2-3	イノベーションチャレンジにおけるリードと参加メンバー
5	図2-4	Mission Innovation 2.0の立ち上げ
121	図 1	2050年における最も費用対効果の高い水素輸送経路
126	図 2	遠心式水素圧縮トレイン
130	図 3	2MW級ガスタービン（液体アンモニア燃焼）
130	図 4	H-25シリーズガスタービン（出力40MW級）
130	図 5	JERA碧南火力発電所
131	図 6	アンモニア燃料タグボート
131	図 7	40,000m ³ 型アンモニア燃料アンモニア輸送船
132	図 8	世界初の二元燃料、メタノール対応タンカー
133	図 9	水素キャリアとしてのFA利用のイメージ
134	図 10	地下の水素貯蔵のイメージ
135	図 11	圧縮水素運搬船（H2Neo）及び浮体式保管庫（H2Leo）
135	図 12	10万トン/年のグリーン水素輸送での輸送距離と輸送コストの関係
137	図 13	液化水素運搬船（すいそ ふろんていあ）
137	図 14	液化水素ターミナル（Hy touch神戸）
138	図 15	浮体式液化水素サプライチェーンのイメージ
139	図 16	アンモニアの世界貿易の流れ（2019年、Mt）
139	表 3	水素キャリアのパイロット・プロジェクト（2020～2023年）
141	図 17	ロッテルダム港のACEターミナルプロジェクトのイメージ
141	図 18	ドイツGreen Wilhelmshavenプロジェクトのイメージ
142	図 19	MCHサプライチェーンのイメージ
143	図 20	世界のメタノールの需給（単位：百万t）
147	図 21	メタノールサプライチェーンのビジョン
156	Figure 1	Most cost-effective hydrogen transportation pathway in 2050
163	Figure 2	Centrifugal hydrogen compression train
167	Figure 3	2MW-class gas turbine (liquid ammonia combustion)
167	Figure 4	H-25 series gas turbine (40 MW-class output)
168	Figure 5	JERA Hekinan Thermal Power Plant
169	Figure 6	Ammonia-fueled tugboat
169	Figure 7	40,000m ³ type ammonia fuel ammonia carrier
170	Figure 8	World's first dual-fuel, methanol-capable tanker

(様式 2)

171	Figure 9	Conceptual Image of FA Utilization as a Hydrogen Carrier
173	Figure 10	Image of underground hydrogen storage
173	Figure 11	Compressed hydrogen carrier (H2Neo) and floating storage (H2Leo)
174	Figure 12	Relationship between transportation distance and transportation cost for 100,000 tons/year of green hydrogen transportation
175	Figure 13	Liquefied Hydrogen Carrier (Suiso Frontier)
175	Figure 14	Liquefied Hydrogen Terminal (Hy touch Kobe)
176	Figure 15	Image of a floating liquefied hydrogen supply chain
178	Figure 16	Global Trade Flows of Ammonia (2019, Mt)
178	Table 3	Hydrogen Carrier Pilot Projects (2020-2023)
180	Figure 17	Image of the ACE Terminal Project at the Port of Rotterdam
180	Figure 18	Image of the Green Wilhelmshaven project in Germany
181	Figure 19	MCH Supply Chain Image
183	Figure 20	Global Methanol Supply and Demand (Unit: million tons)
187	Figure 21	Vision of the Methanol Supply Chain