

カーボンニュートラル実現に向けた 水素・アンモニアの役割と可能性

2022.10.12

内閣府戦略的イノベーション創造プログラム（SIP）
「IoE社会のエネルギーシステム」イノベーション戦略コーディネータ
元 SIP「エネルギーキャリア」サブ・プログラムディレクター

塩沢 文朗

【学歴】

1977.3 横浜国立大学大学院 工学研究科化学工学専攻（修了）
 1984.6 Stanford大学大学院 Communications学部 Master of Arts



【主な職歴】

1977.4 通商産業省入省
 1982～84 米国Stanford大学大学院に留学
 1993～96 OPCW（化学兵器禁止機構）準備委員会 暫定技術事務局（在オランダ、ハーグ）に出向
 2003.7 経済産業省 大臣官房審議官（産業技術担当）
 2004.7 内閣府 大臣官房審議官（科学技術政策担当）
 2006.7 退官
 2006.7～08.8 （財）日本規格協会 理事 国際標準化支援センター長
 2008.8～21.3 住友化学（株）理事、気候変動対応推進室部長
 2010.12～11.6 OPCW事務局長アドバイザー
 2014.7～19.3 SIP（戦略的イノベーション創造プログラム）「エネルギー・キャリア」サブ・プログラム・ディレクタ
 2016.6～18.6 ICCA（国際化学工業協会協議会）Energy & Climate Change LG, Chairman
 2018.11～ SIP「IoE（Internet of Energy）社会のエネルギーシステム」イノベーション戦略コーディネータ

その他 早稲田大学 非常勤客員教授、東北大学、東京工業大学非常勤講師
 産業技術総合研究所 客員研究員
 経団連21世紀政策研究所 国際標準化TF委員
 日本工業標準調査会、消費経済審議会 臨時委員
 （NPO法人）国際環境経済研究所 主席研究員 ほか

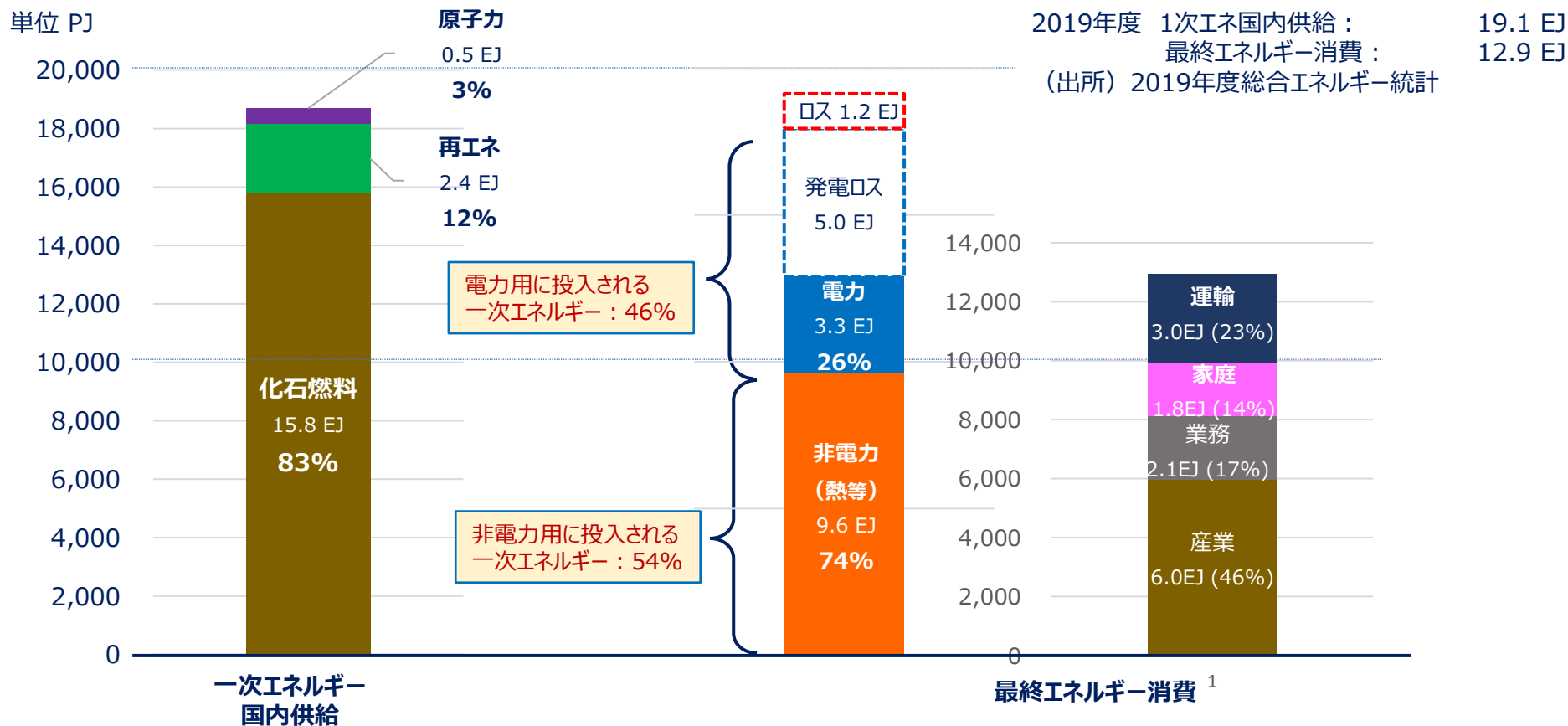
お話しの内容

1. 日本のカーボンニュートラル（CN）実現において、なぜ、水素エネルギーが重要なのか？
2. 水素エネルギーとしてアンモニアが注目されているのは、なぜか？
3. アンモニア導入をめぐる内外の動向
4. 今後、水素、アンモニアの導入は、どのように進んでいくのか？
5. 水素、アンモニアの導入に向けた課題は、なにか？
6. 将来、水素とアンモニアの役割分担は、どうなるのか？
7. （補論）「エネルギー脱炭素化技術」の評価の視点

1. 日本のCN実現において、水素エネルギーが、なぜ重要なのか？

日本のエネルギー需給構造（2019年度）

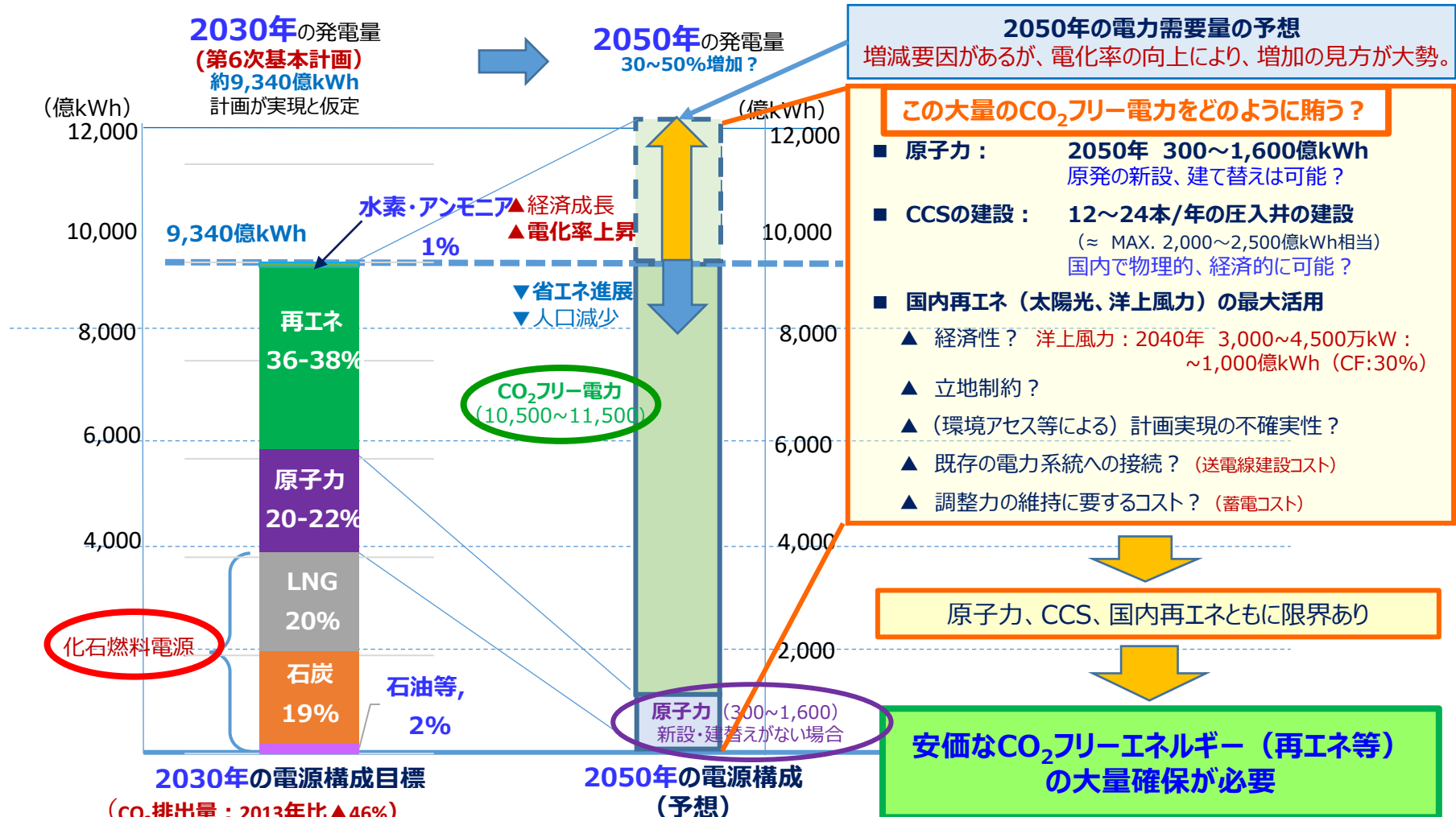
- 日本は**一次エネルギーの83%を化石燃料**に依存。
- **カーボンニュートラルの実現のためには、化石燃料への依存をほぼゼロ**にしなければならない。
➡ 化石燃料消費の約40%を占める**発電燃料の脱炭素化**が重要。
- エネルギーの**需要サイドにおける構造改革**を忘れてはならない。
➡ エネルギー需要の7割強は、主として**熱エネルギー**での消費。エネルギーの**需要構造の変革**が重要。



電力の脱炭素化：2050年の電力需要量（予想）と電源構成

6

○2050年に向けて電源の脱炭素化には、原子力、CCSの導入、再エネの大量導入が必要だが。



エネルギー需要の脱炭素化：熱源、製造プロセスの脱炭素化

■ 運輸/家庭・業務部門の脱炭素化

⇒ 電化

■ 産業部門の熱等エネルギー消費の脱炭素化

⇒ 非化石燃料、電化、水素



大量のCO₂フリーエネルギーをどのように確保するか

- ◆ 海外には、安価な再生エネルギー資源が豊富に賦存している地域が広範に存在。
- ◆ 再生エネルギーは、**化学エネルギー**に変換することで大量輸送、貯蔵が可能。

各エネルギー形態の特徴

- ・電気エネルギー…………… 長距離の輸送、貯蔵が困難。
- ・熱エネルギー…………… 低品位で使い難い、輸送困難。
- ・光エネルギー…………… 貯蔵困難。
- ・機械エネルギー…………… 輸送、貯蔵困難。
- ・**化学エネルギー…………… エネルギー密度が高く、輸送、貯蔵が容易。**
(👉 化石燃料は、古代の太陽エネルギーが化学エネルギーに変化したもの。)

- ◆ 化学エネルギーの中では、地球上に豊富に存在する水を利用して製造できる **水素** が重要。

加えて

- ◆ (CO₂フリー) **水素** の製造は、(海外の) **天然ガス改質 + CCSサイトでのCO₂貯留**でも可能。



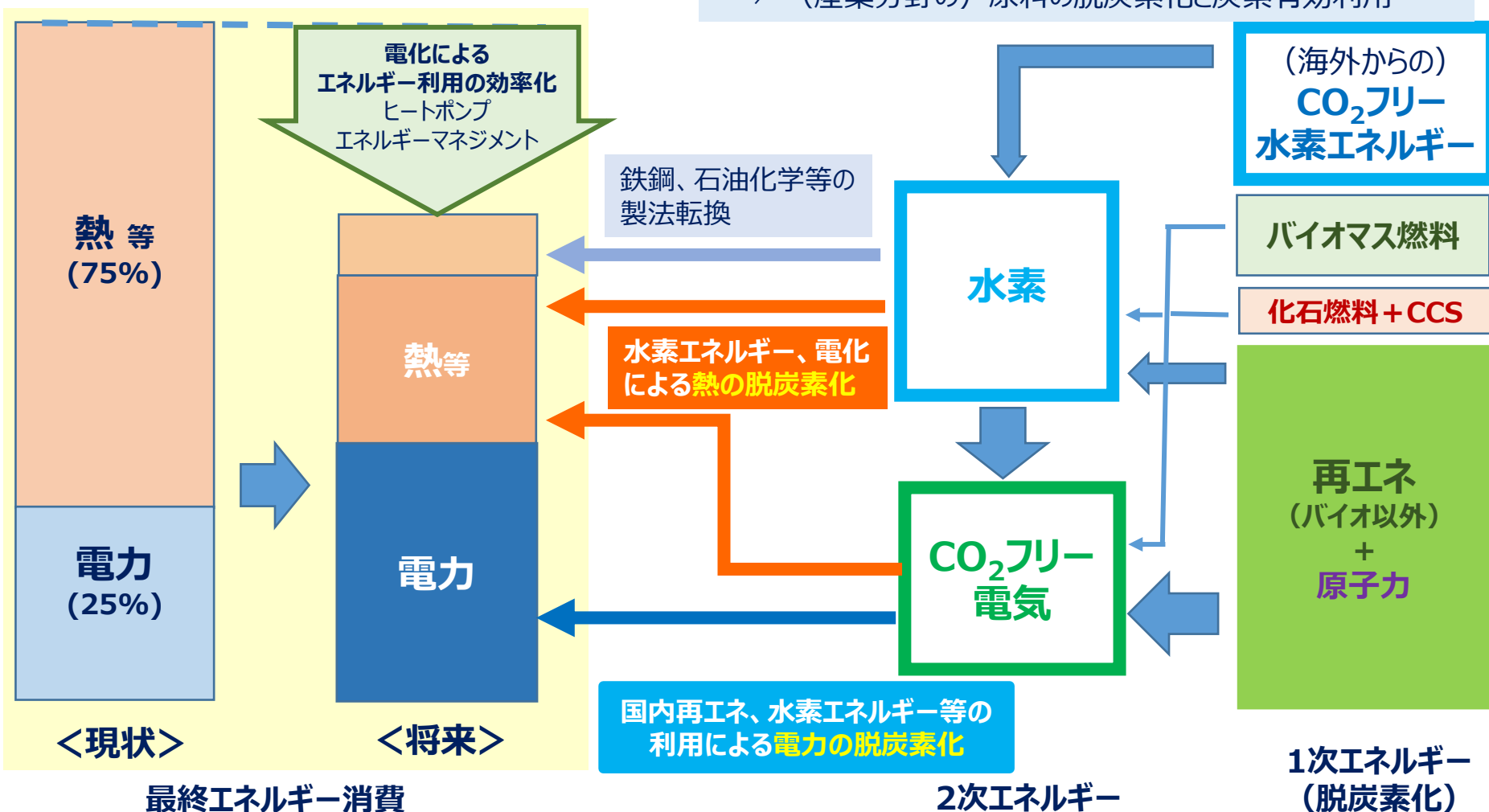
水素は、CO₂フリーエネルギーの大量導入手段

カーボンニュートラル実現における水素エネルギーの役割

日本のエネルギーシステムの脱炭素化の鍵

電化と水素エネルギー

- ⇒ 電源の脱炭素化
- ⇒ (産業分野の) 熱源の脱炭素化
- ⇒ (産業分野の) 原料の脱炭素化と炭素有効利用



(出典)「エネルギー産業の2050年 Utility3.0へのゲームチェンジ」 竹内純子編著 (日本経済新聞出版社) の図4をもとに筆者が加筆、修正。

2. 水素エネルギーとは？

「水素エネルギー」

- 「水素エネルギー」の学問的な定義はない。
 - ・ 資源エネルギー庁の「水素エネルギー」の定義：「利用時にCO₂を出さないエネルギー」

「水素エネルギー」 = 水素 + 水素化合物 （炭化水素は含まない。）

→ 「水素エネルギー」は、アンモニア（NH₃）を含む。

水素エネルギーの特徴

（IEA, “The Future of Hydrogen”から抜粋・意識）

- 水素は、電気と同様にエネルギーを運ぶ媒体であり、それ自体はエネルギー源ではない。
 - 水素と電気が大きく異なるのは、**水素は分子による（化学）エネルギーの運搬媒体**であり、（電気のように）電子によるエネルギー運搬媒体でないことだ。
 - この本質的な差が、それぞれを特徴づける。
 - **分子だから長期間の貯蔵が可能**であり、**燃焼して高温を生成**することができる。
また、炭素や窒素等の他の元素と結合して、取り扱いが容易な化合物（水素エネルギーキャリア等）**に変換**することができる。
-
- 水素の**コスト競争力**には、**輸送、貯蔵コストが大きく影響**する。
水素の輸送、配送コストは、水素製造コストの3倍に達し得る。

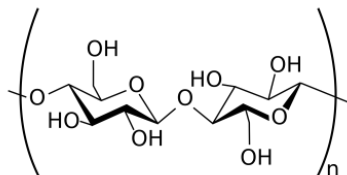
水素の製造

1. 水素は、地球上の様々な化合物の分子中に存在する。

水 (H₂O)

天然ガス (CH₄)、化石資源 (C_nH_m)

バイオマス (木)



2. 水素は、そうした化合物にエネルギーを加えることによって取り出せる。

CO₂フリーエネルギー、水素の製造方法

再生可能エネルギー

電気
熱

水

電気分解
熱分解

水の電気分解 : H₂O + 電力 (4~5 kWh) → H₂ (Nm³) + 1/2O₂

天然ガス、石油、石炭

改質
ガス化

天然ガスの改質 : CH₄ + H₂O → CO + 3H₂ + ▲ 206.1 kJ/mol

CO + H₂O → CO₂ + H₂ + 41 kJ/mol

CH₄ + 2H₂O → CO₂ + 4H₂ + ▲ 165 kJ/mol

CO₂

CCS

CO₂フリー水素

大量のCO₂フリー水素の製造

再エネ資源
賦存地域

and/or

天然ガス + CCS適地
賦存地域

水素の“色”

水素のカラー分類（ドイツの「国家水素戦略」に記載されているもの）

グリーン水素	再生可能エネルギーによる電力を用いて水を電気分解することにより製造した水素
ブルー水素	化石燃料の改質により、水素を製造。その際、生成・排出されるCO ₂ を分離、回収し、地下貯留（CCS）することでCO ₂ フリーとする。
グレー水素	化石燃料の改質により、水素を製造。その際、生成・排出されるCO ₂ は、そのまま大気中に排出。
ターコイズ （トルコ石色）水素	メタン（CH ₄ ）の熱分解により、製造する水素。熱分解に必要なエネルギーは、再生エネルギーを用いる。 固体として生成する炭素は、回収し貯留。
（参考）その他のカラー分類の例	
イエロー（またはパープル （紫）水素）	原子力発電による電力を用いて水を電気分解することにより製造した水素。
ブラック水素	石炭から製造する水素。（グレー水素に分類されることもある。）
ブラウン水素	褐炭から製造する水素。（グレー水素に分類されることもある。）
ホワイト水素	他の製品生産プロセス（苛性ソーダの製造プロセス等）で副産物として生成された水素。

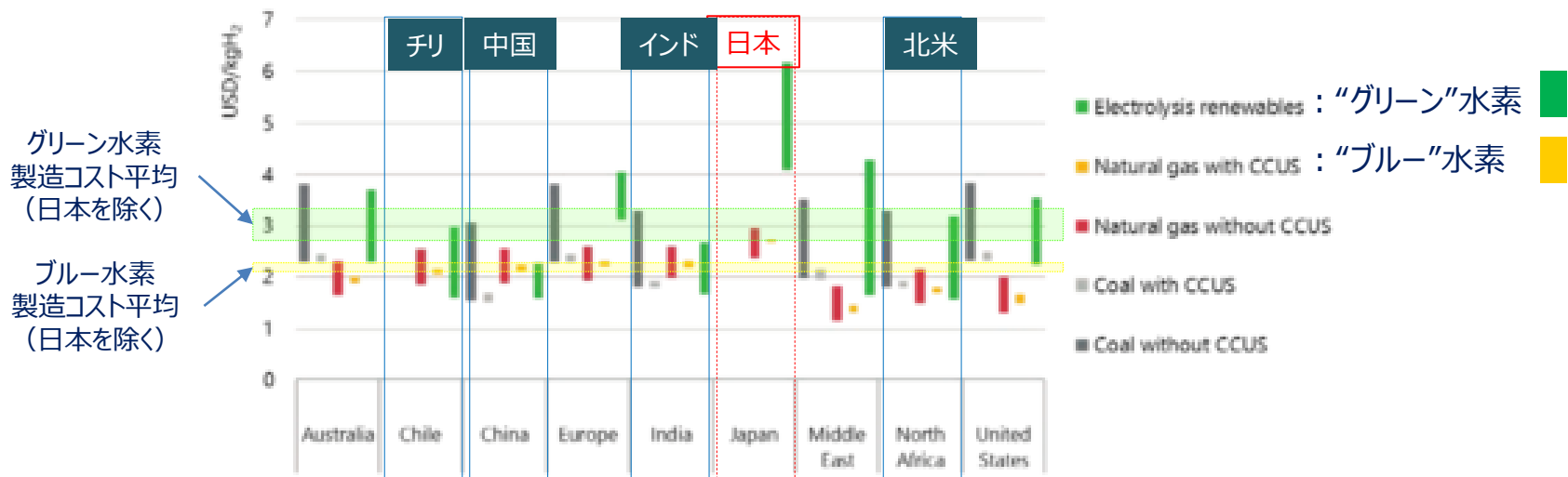
JOGMEC資料（https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/008/834/2009_j_ru_recenttopic_EUHydrogenStrategyAndRussiasCounterMeasures.pdf）などより筆者作成

地域別、製造方法別 水素製造コスト（現状） （IEA “The Future of Hydrogen”の分析）

- 現在は、一般に “ブルー”水素 が “グリーン”水素 より安価。
- しかし、地域によっては “グリーン” のコスト競争力が高い地域もあり。

地域名：現在でも “グリーン”水素 が “ブルー”水素 よりも安価となる可能性のある地域

Figure 19. Hydrogen production costs in different parts of the world



Notes: Bars indicate range between near- and long-term hydrogen production costs, which include a CO₂ price of USD 25/t CO₂ in the near term and USD 100/t CO₂ in the long term. For options from coal and natural gas, the higher value indicates the long-term costs (due to the increasing CO₂ price), whereas for hydrogen from renewable electricity the lower value indicates the long-term costs.

Source: IEA 2019. All rights reserved.

In countries relying on gas imports and characterised by good renewable resources, clean hydrogen production from renewable electricity can compete effectively with production that relies on natural gas.

2. 水素エネルギーとして、アンモニアが注目されているのは、なぜか？

水素の大量輸送、貯蔵、利用の困難性

水素の取扱いの困難性

- 水素の**体積エネルギー密度は極めて小さい**ため、エネルギー源として利用するためには、**液化**または**高圧で圧縮して利用**することが必要。
(35MPa (70MPa) という高圧下でも体積当たりの燃焼熱はガソリンの1/12 (1/7) 程度。)
- 液化すると体積は1/800になるが、**液化にはエネルギーを要し、極低温 (-253℃)** とする必要。容器への自然入熱と水素の蒸発潜熱が非常に小さいこともあり、液化水素からの**ボイル・オフ**が避けられない。(LNGの液化温度は-164℃)
- 容器から**漏洩**しやすい。また、**金属の脆性を加速する**性質がある。
- **爆発限界**が極めて広く（空気と4~75%の混合状態で爆発*）、**最小着火エネルギー**も小さい（0.02mJ**）ことから**爆発しやすい**。
(*爆発限界：メタン 5~14%、都市ガス13A 5~15%)
(**最小着火エネルギー：メタン 0.28mJ)
- 漏洩時の感知、漏えい個所の特定が難しい（**付臭が困難**） 等。

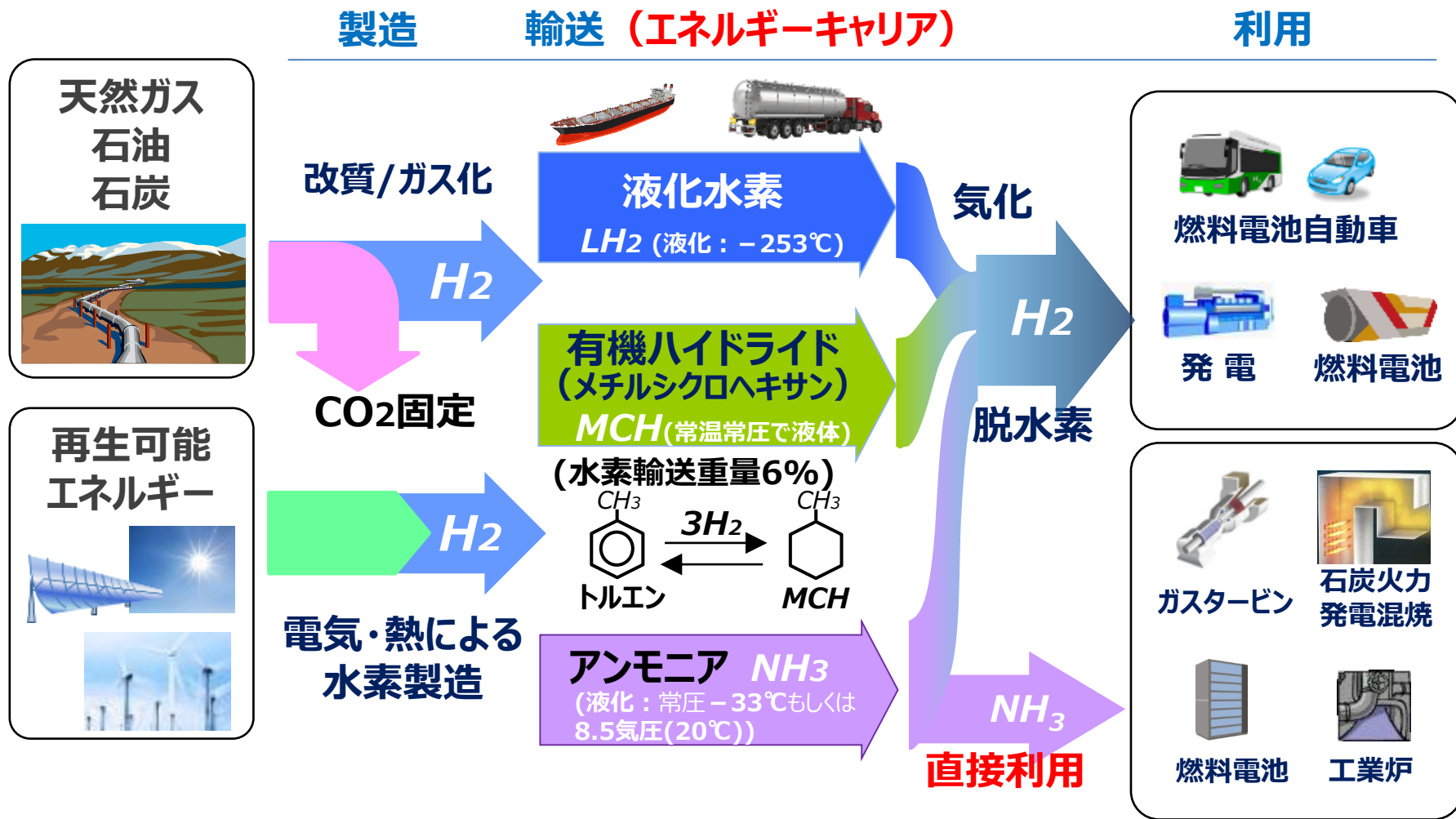


水素エネルギーの大量輸送、貯蔵を
容易にする工夫が必要



エネルギーキャリアの利用

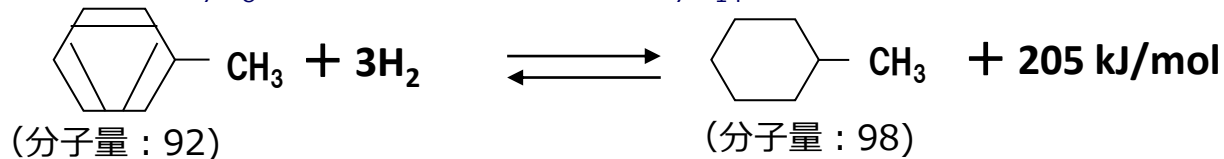
水素エネルギーの大量導入手段：エネルギーキャリア



エネルギーキャリアの物性値

	水素含有率 (重量%)	水素密度 (kg-H ₂ /m ³)	沸点 (℃)	水素放出 エンタルピー変化* (kJ/molH ₂)	その他の特性**
液化アンモニア	17.8	121	-33.4	30.6	急性毒性、腐食性（劇物）
メチルシクロヘキサン (MCH)	6.16	47.3	101	67.5	引火性、刺激性 トルエンは劇物
液化水素	100	70.8	-253	0.899	強引火性、強可燃性、爆発性
圧縮水素（350気圧）	100	23.2	-	—	
圧縮水素（700気圧）	100	39.6	-	—	

MCH： トルエン（C₇H₈）（分子量92）とMCH（C₇H₁₄）（分子量98）の水素分子の差により水素を運ぶ



（注） * 水素放出エンタルピー変化： 水素を取り出す際に必要となるエネルギー。

** 「その他の特性」の記載事項は、MSDSの「危険有害性情報」のサマリーから引用。各物質の正確な特性については、それぞれの物質のMSDSを参照のこと。

エネルギーキャリアの物性に由来する特徴

	水素密度	物性等に起因する重要事項	必要なインフラ	発電燃料としての特徴
液化水素	体積：70.8kg/m ³ 重量：100% ・-253℃まで冷却することにより 気体水素の1/800の容積で 同重量の水素の輸送・貯蔵が可能	・液化のために、水素の有するエネルギーの30%以上のエネルギーが必要（現状）。（目標：20%程度） ・-253℃の極低温での取扱い必要。 ・ボイルオフによる損失対策が必要。	液化水素用の新規インフラが必要	・水素の燃焼速度が速く、火災のコントロールが困難、燃焼温度が高い（サーマルNO _x の発生）等の課題があり、水素専焼タービンは開発中。 ・水素混焼タービン（熱量ベースで10%の混焼）は開発・実証済み。
MCH	体積：47.3kg/m ³ 重量：6.2% ・常温で液体。 気体水素の1/500の容積で、 同重量の水素の輸送・貯蔵が可能	・常温で液体。 ・MCHからの脱水素のために、MCHが運べる水素エネルギーの約30%のエネルギーが必要。 ・脱水素後のトルエン中の不純物量の低減が必要。 ・MCHで運べる水素の重量/体積密度が小さいため、インフラの規模大。MCHとトルエンの貯蔵が必要。 ・トルエンは「劇物」+長期毒性のおそれがある。	ガソリンのインフラの利用が可能	・水素として使うので、上記「液化水素」と同じ。
液化アンモニア	体積：121kg/m ³ 重量：17.8% ・-33℃又は8.5atm（LPGとほぼ同じ）で 1/1,350(-33℃) or 1/1,200(8.5atm) の容積のNH ₃ で同重量の水素の輸送・貯蔵が可能	・常温では気体。-33℃又は8.5atmで液化。 ・「劇物」。急性毒性、刺激臭がある。 ・NH ₃ のまま直接、燃料として利用が可能。 ・脱水素する場合には、脱水素にエネルギーが必要。NH ₃ の運べる水素エネルギーの約13%のエネルギーが必要。	NH ₃ の輸送・貯蔵インフラ存在 LPGと同様のインフラ技術の利用も可能	・NH ₃ 混焼/専焼のタービン/ボイラーの開発が進展。 ・詳細は、別スライドを参照

各サプライチェーンの技術課題

「水素・燃料戦略ロードマップ」で示された要解決技術課題

設備機器

プロセス

：技術課題の残る設備、プロセス

：技術課題の内容

「技術課題」の出典：水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019.3）

CO₂フリーNH₃・チェーン

合成

NH₃

タンク

タンカー

ローディングアーム
(荷揚げ設備)

NH₃

石炭・NH₃
混焼ボイラ

(小型)
NH₃専焼タービン

(中型)
NH₃混焼タービン

NH₃専焼
タービン/ボイラ

CCGT排熱利用
①NH₃分解器
の開発

LOHC (MCH) ・チェーン

トルエン

タンク

水素
添加

MCH

タンク

トルエン

②トルエン・ロス率の低減
1.4% ⇒ 0.7%

脱水素

H₂

MCH

タンク

(大型CCGT)
H₂混焼タービン

H₂専焼タービン
(ドライ)

液化水素 (LH₂) ・チェーン

液化

LH₂

タンク

海上輸送

タンク

国内

LH₂

気化

H₂

③水素液化機の
大容量化、高効率化

④液化水素運搬船の
大型化

⑤液化水素タンク、ローディングアームシステム
の大容量化、高効率化

⑥気化器、昇圧ポンプの
大容量化、高効率化

⑦水噴射を行わない
NOx抑制技術開発

エネルギーキャリア サプライチェーンの技術課題の内容

(表中の○番号は、前ページの図の○番号に対応)

サプライチェーンの技術課題の項目	課題の内容	備考
CO₂フリー-NH₃チェーン		
①大型コンバインドサイクルガスタービン（CCGT）排熱利用NH ₃ 分解器	・ CCGTの排熱の利用により、NH ₃ を分解し、生成したH ₂ をタービンに燃料供給する装置の開発。	・ 大型CCGT領域では、H ₂ 混焼GTが開発済みであること、輸送が容易なCO ₂ フリー-NH ₃ からCCGTの排熱を利用してCO ₂ フリー-H ₂ が生成できることから、この方式が追求されている。
LOHC（MCH）チェーン		
②トルエン・ロス率	・ MCHの脱水素プロセスでトルエンとともに生成する不純物を低減する。	・ （現状）トルエン・ロス率 1.4%
液化水素（LH₂）チェーン		
③水素液化機	・ 水素液化機の大型化	・ 5t-H ₂ /日（現状） ⇒ 50t-H ₂ /日程度
	・ 水素液化エネルギー効率の改善	・ 13.6kWh/kg-H ₂ （現状） ⇒ 6.0kWh/kg-H ₂ ・ 液化効率 24%（現状） ⇒ 54%
④液化水素運搬船	・ 液化水素運搬船の大型化	・ 1,250m ³
⑤液化水素タンク、ローディングアームシステム	・ タンクの大型化	・ 2,500m ³ ⇒ 80,000m ³ 程度
	・ ローディングアームシステムの大容量化	
⑥気化器、昇圧ポンプ	・ 大容量化、高効率化	
⑦水素専焼タービン	・ 水噴射を行わないNO _x 抑制技術開発	・ 水噴射による発電効率の低下を避けるためのドライ燃焼器の開発。

(出所) 水素・燃料電池戦略ロードマップ（2019.3）のアクションプランの目標値をもとに筆者作成。数値は、一部推計。

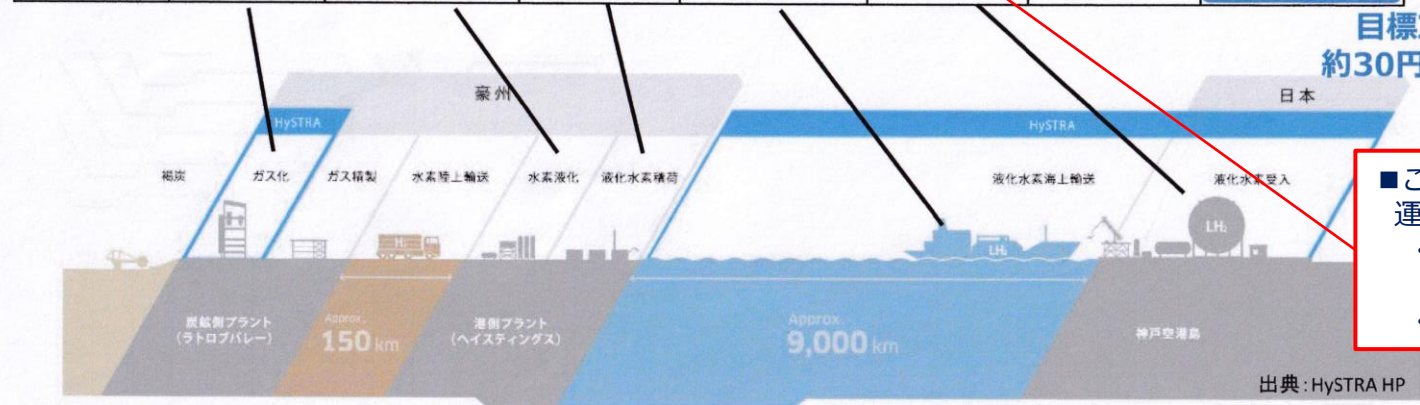
【参考】液化水素サプライチェーンのスケールアップの課題

- 2030年時点では、液化器は25倍程度に大型化することを見込み、そのためには、新たな冷却技術の開発を行う必要がある。
- 技術的な課題を克服し、商用サプライチェーンが立ち上がったとすると、1GWのガス火力発電所を稼働率50%で1年間動かすことが可能（発電量：43億kWh）*

液化水素サプライチェーンの大型化の例

	水素製造	水素液化	積荷基地	水素輸送船	揚荷基地	水素発電	年間供給量
機器	製造器	液化器	タンク	水素船	タンク	発電所	—
現行実証	0.1t/d	2t/d	2500m ³	1250m ³	2500m ³	—	約36t/年**
商用化	770t/d	1000t/d (50×20基)	20万m ³ (5×4基)	32万m ³ (16×2隻)	20万m ³ (5×4基)	100万kW	約22.5 万t/年

大幅なスケールアップが必要



■この1,250m³の液化水素輸送船で運搬できる75トンの液化水素量は：
 ・60万kWガス火力発電所による専焼発電の場合 ➡ 3時間分
 ・FCV燃料 ➡ 1.5万台分

*試算条件：（水素熱量120MJ/kg-H₂（LHV）、発電効率57%（出典：発電コスト検証WG） **褐炭ガス化プラントを年間フル稼働した際の液化水素量を試算

67

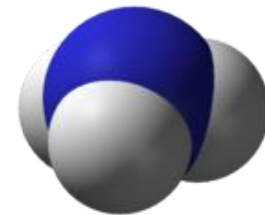
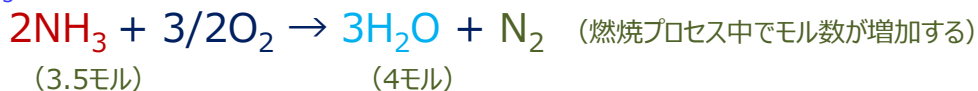
【出典】2021年4月28日 産業構造審議会グリーンイノベーションプロジェクト部会
エネルギー構造転換分野WGの資料3に一部加筆

CO₂フリー燃料、水素エネルギーキャリアとしてのNH₃

Advantages

- 水素密度の大きい物質。 (NH₃ : 121 kg-H₂/m³; LH₂ 70.8 kg-H₂/m³)
- 大量輸送、貯蔵技術が確立。 (世界で2億トン/年製造、2,000万トン/年 が国際間で流通)
- 燃焼時にCO₂等の温室効果ガスを排出しない。

【NH₃の燃焼】

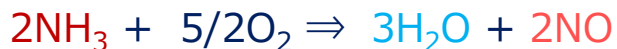


NH₃分子

Disadvantages

- 火が付きにくい。
- 火炎速度が遅い。(火の回りが遅い)
- Fuel NO_xが発生・排出される懸念

【NH₃燃焼の副反応】



【NH₃燃焼の正反応】



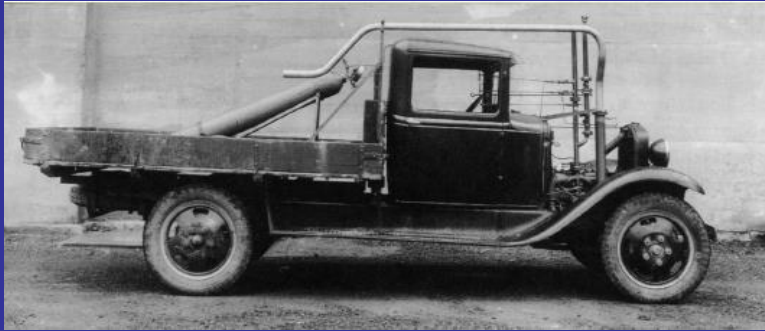
- 毒性 (急性毒性) がある。 (「劇物」)

SIP「エネルギーキャリア」の成果

- ① NH₃の安定的な燃焼が可能
- ② NH₃燃焼で生成する可能性のあるNO_x及びN₂Oの排出抑制が可能

【参考】 アンモニア燃料の歴史

アンモニア自動車 Rjukan (イタリア、1933年)



◆イタリアのアンモニアメーカーが開発したアンモニア自動車。

アンモニアバス (ベルギー、1943年)



- ◆ベルギーではアンモニアをバス燃料として使用。
- ◆6台のバスが8カ月間に13,000～23,000kmを問題なく走行。うち、16,000km以上走行したバスについて行われたエンジンチェックでも金属疲労や腐食は発見されなかったと報告されている。

Source:

Worth a try, Research and Development in Norsk Hydro through 90 years (Norsk Hydro, Oslo 1997, page 125)
Ammonia – a fuel for motor buses (E. Kroch)
Ammonia Fuel Network

X-15 (米国、1959～1968年)

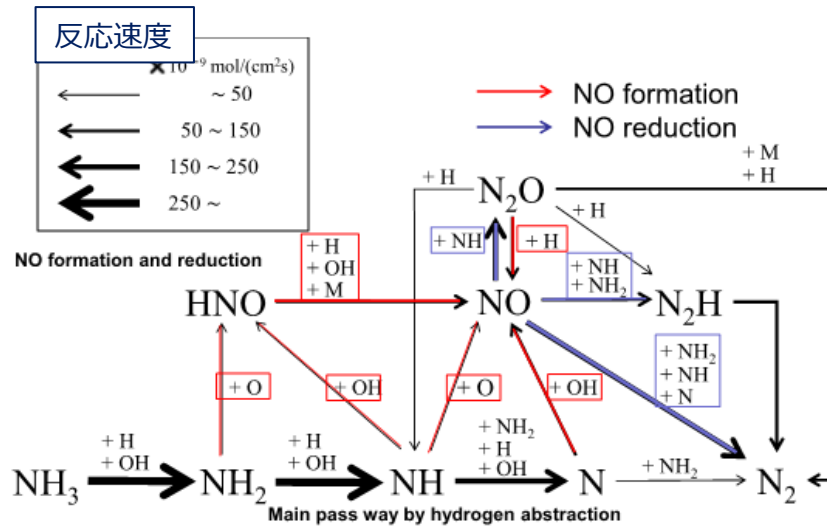


- ◆アンモニアを燃料として用いたNASAの超音速ロケット実験機 X-15 (1959～68年)。
- ◆現在でも有人飛行機の最大高度 (107,960m)、最大速度 (マッハ6.7) の公式記録を保持。

NH₃の燃焼で何が起こっているか: NH₃ は燃料としても、NO_x の還元剤としても働く

- ◆ 燃焼器内で燃焼気体中のNH₃が若干余剰となるような条件下では、燃焼気体中に存在するNH₃の還元作用で、燃焼中に生成するNO_xがN₂に還元される反応が支配的となる。

P=0.1 MPa, $\phi = 1.1$ における反応経路解析



【出典】東北大学 小林秀昭 教授作成資料に一部加筆。

アンモニア燃焼メカニズム
アンモニア燃焼機器開発
について、もう少し詳しく知りたい方は ➡

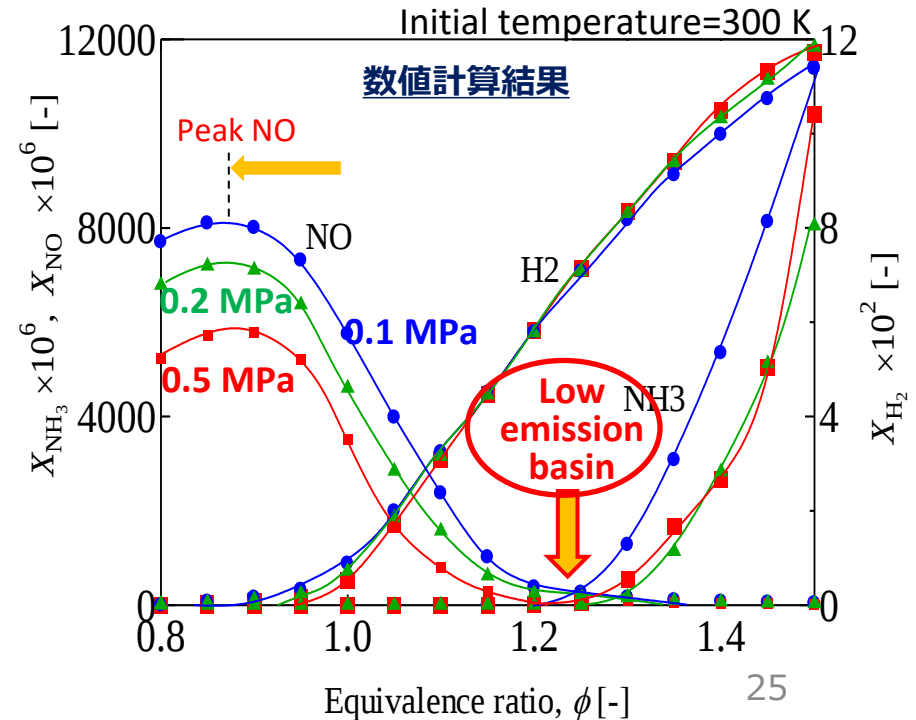
日本燃焼学会誌 2019年11月号



- 燃料当量が1.0を超える燃焼条件でNH₃とNOの排出量の低下が起きる領域 (“NH₃ and NO emission basin”)が存在。火炎中でNOを還元する、NH₂とNHの比較的高濃度領域が存在するためと考えられる。(NOの還元反応: $\text{NH}_2 + \text{NO} \rightleftharpoons \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O}$)
- NH₃とNOの生成は、火炎中の圧力の上昇とともに減少。

1-D NH₃/air premixed flame

Reference point: 40 mm downstream of the peak heat release point



2022/10/12

早稲田大学先端社会科学研

アンモニア混焼/専焼ガスタービン、ボイラーの開発 (SIP「エネルギーキャリア」の成果とその後の進展)

SIP「エネルギーキャリア」(2014 - 18)での成果

■ NH₃の燃焼メカニズムの解明

- NH₃が安定燃焼する条件を明確化 (東北大)
- NH₃燃焼で発生するFuel NO_x等の大気汚染物質の排出抑制・管理が可能であることを確認 (産総研、東北大)

■ アンモニア混焼/専焼ガスタービン、ボイラー開発

ガスタービン GT

マイクロ (50-300kW) GT : NH₃ 専焼 (TES)

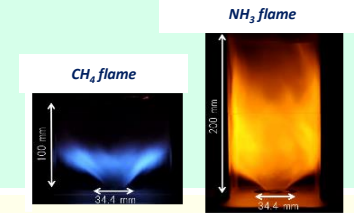
中型 (2MW) GT : NH₃ 混焼 (20%) (IHI)

大型 (500-600 MW) GT: NH₃ を水素キャリアとして利用* (*下図参照.)

ボイラ

10MW微粉炭-NH₃ (20%)混焼ボイラ: (IHI)

その後の技術の進捗(2019 -)



ガスタービン GT

20 MW NH₃ 専焼 (液供給) GT (IHI)

40 MW NH₃ 専焼GT (MHI)

大型 (数百MWクラス) NH₃ 100% GT (IHI, MHI)

ボイラ

JERAの100万kW商業発電所でアンモニア20%混焼を実施 (JERA, IHI)

■ 石炭-アンモニア (50-60%) 混焼バーナの開発 (IHI)

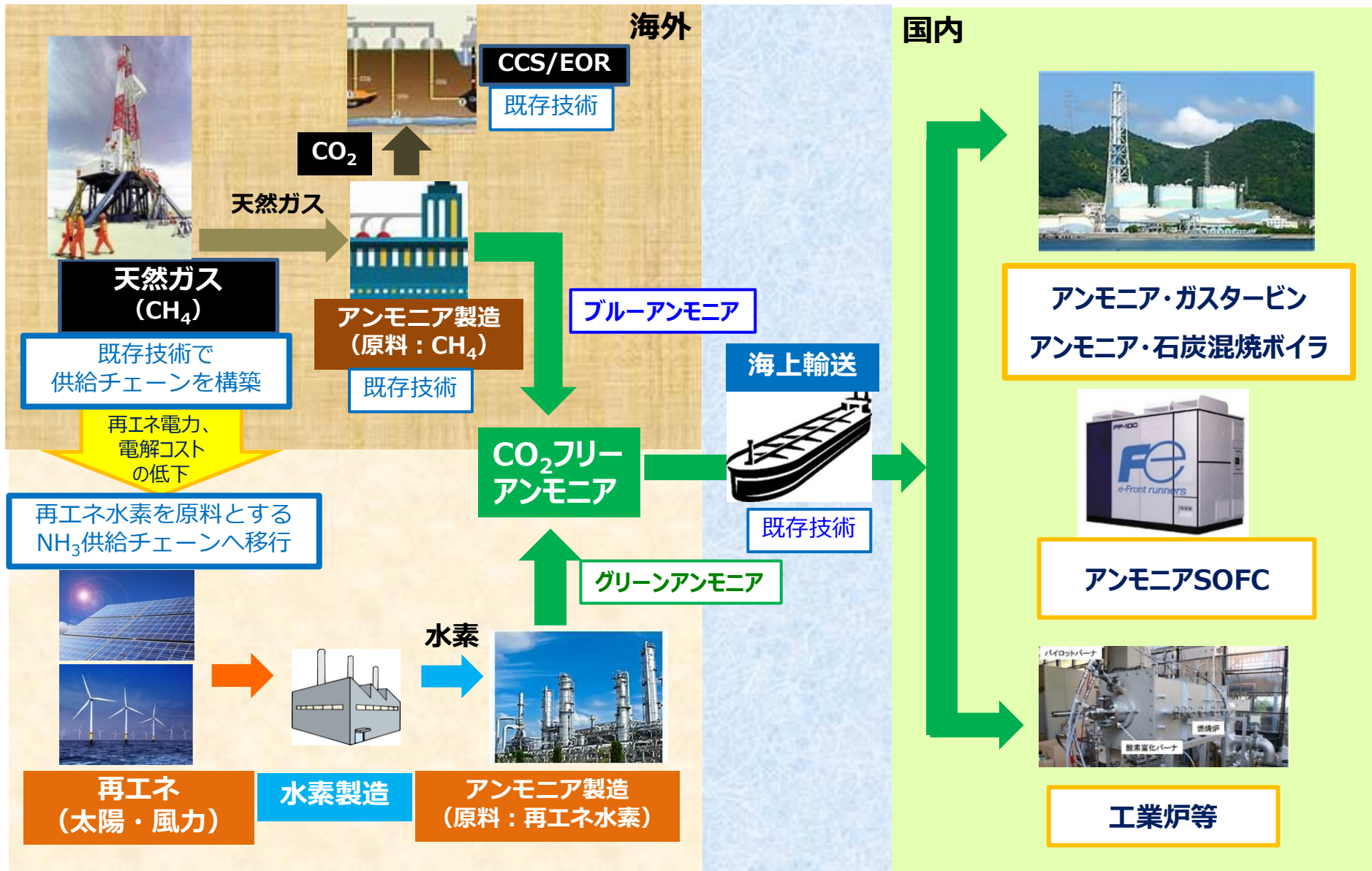
■ アンモニア専焼 (100%) バーナの開発 (MHI)

これらのバーナを用いた商業石炭火力発電所での石炭-アンモニア混焼 (50%以上) 発電の実施 (高混焼バーナ (全数) or 専焼バーナ + 微粉炭バーナ) (IHI, MHI)

(*注) NH₃をH₂キャリアとして利用するNH₃の分解利用システム



CO₂フリーアンモニアのバリューチェーン



天然ガスを原料とするNH₃の製造コスト（変動費ベース）の推計

G: 天然ガスコスト (\$/MMBtu)

A_V: NH₃製造コスト（変動費ベース） (\$/ton-NH₃)

$$A_V \text{ (\$/ton-NH}_3\text{)} = G \text{ (\$/MMBtu)} \times \sim 30$$

G = 3 \$/MMBtuの場合、A ≒ 90 \$/ton-NH₃

最新のNH₃製造プラントのエネルギー効率 = 28~29 GJ/ton-NH₃

1 GJ = 1.055 MMBtu

$$\text{プラント渡しNH}_3\text{コスト} = A_V + A_C + P + \text{Freight}$$

A_C: NH₃製造に係る固定費

P: 利益

CO₂フリーNH₃のコスト：（一財）日本エネルギー経済研究所の分析結果

「CCS・EOR技術を軸としたCO₂フリーアンモニアの事業性評価」（2019.1）（一財）日本エネルギー経済研究所

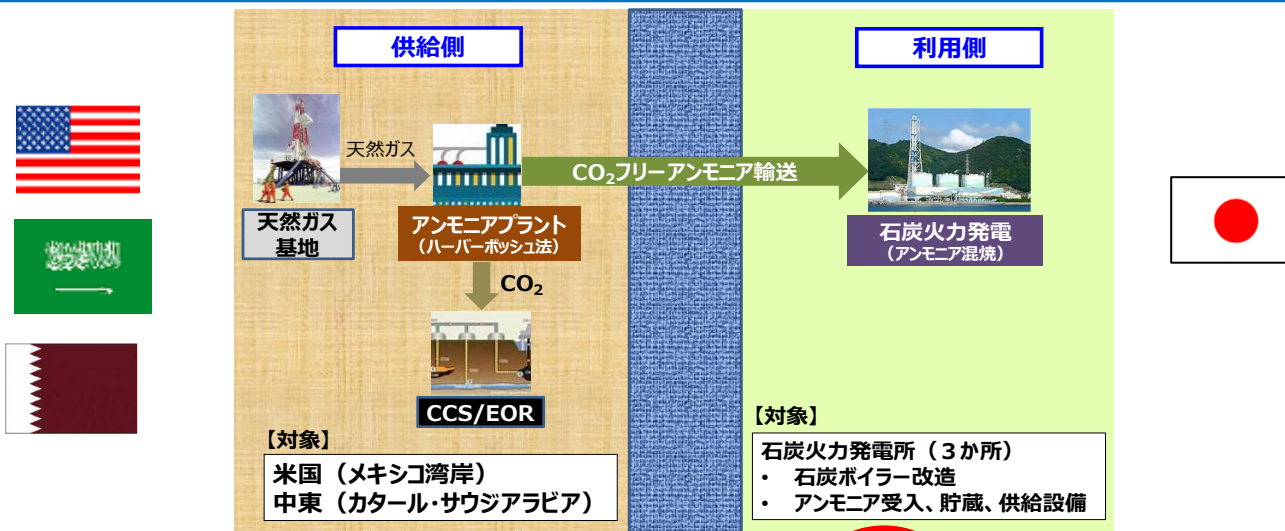
■ 2020年代半ば～2030年頃を目指したCO₂フリーNH₃バリューチェーン構築のためのスタディ

実施機関：（一財）日本エネルギー経済研究所が、エンジニアリング・メーカー、商社の協力を得て実施）。

前提： 輸出国（地域）、受け入れ発電所を具体的に特定し、設備整備等に要するコストを踏まえる。

（技術的前提）

- 原料： 天然ガス（3\$/MMBtu）
- NH₃製造能力： 3,300MTPD（1Train）
- CO₂回収率： プロセス由来 100%，排ガス由来 90% 回収
- CO₂フリー化： CO₂のCCS、または、EOR（石油増進回収）による利用



CO₂フリーNH₃価格、石炭発電所のバース渡して350 \$/トンの可能性

“350 \$/ton -NH₃”
は、「水素基本戦略」の
2050年の水素価格目標
をクリアする水準。

「水素基本戦略」が掲げる水素価格目標	
目標年	H ₂ (\$/kg-H ₂)
2030年	3
「将来」（2050年）	2

水素と熱量等価のアンモニア価格

NH ₃ (\$/ton-NH ₃)
480
320

各キャリアによる ブルー/グリーン 水素/アンモニア のコストの試算値

"Study on the Economics of the Green Hydrogen International Supply Chain"

(2021.10 (財) 日本エネルギー経済研究所)

(主な前提)

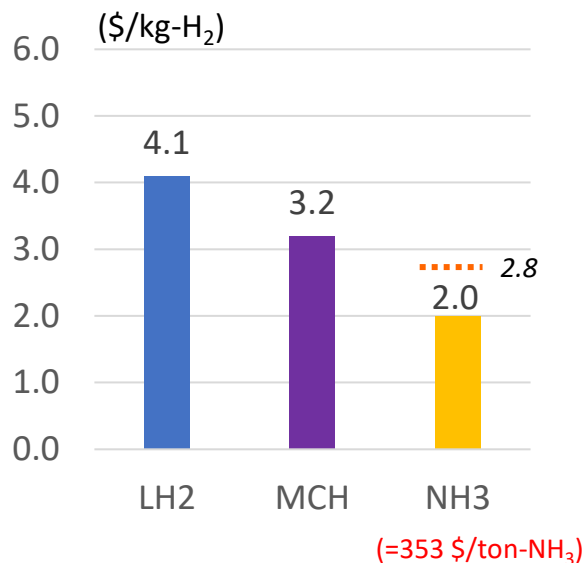
供給量： 1GWのガス火力発電所に必要となる燃料量（水素量で225,000トン/年）の規模
想定時期： 2030年
(カーボンコストは考慮していないケース)

(注) ・NH₃コストは、NH₃からH₂に転換することなく、NH₃を直接、燃料として用いる場合の水素相当コスト。() 内はそれに相当するNH₃のコスト
・NH₃をH₂に転換して利用する場合のH₂コストを……で示す。✕

- ① ブルー水素/アンモニアのコストは、グリーン水素/アンモニアのコストに比して安価。
但し、生産地/キャリアの種類によっては、グリーンもコスト競争力を持つ。
- ② NH₃をH₂に転換（分解）することなく、NH₃を直接、燃料として利用する場合は、それが最安価。

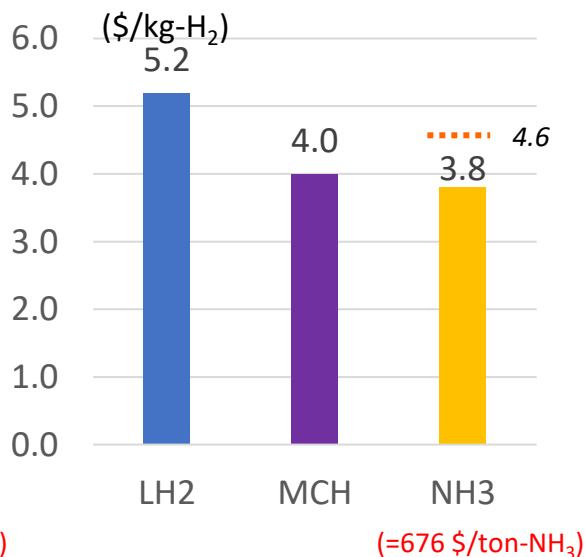
サウジ ブルー (GAS+CCS)

Saudi Gas CCS



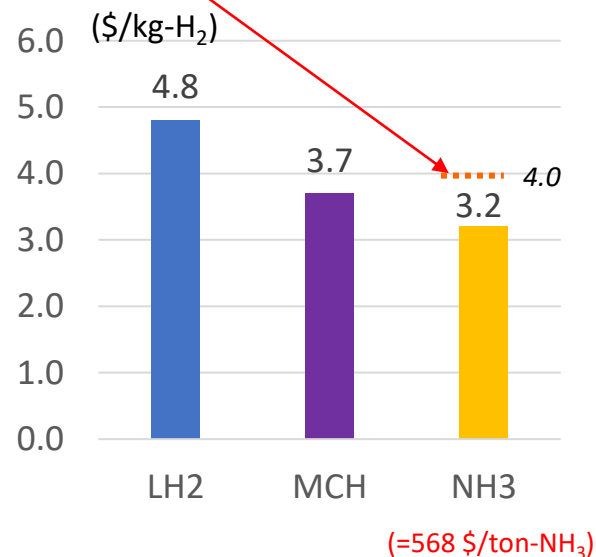
オーストラリア グリーン (PV)

AUS PV



チリ グリーン (Wind)

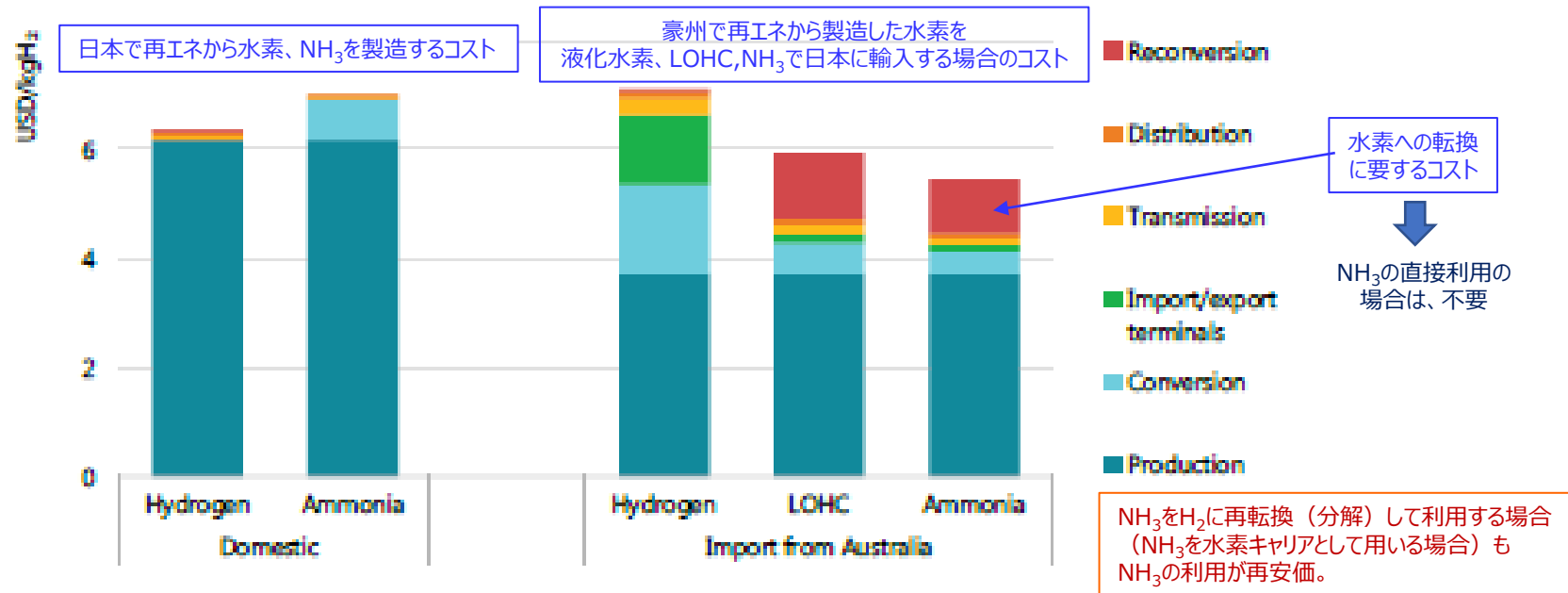
Chile Wind



オーストラリアから日本へグリーン水素を輸送する場合の水素コスト (水素キャリアの種類別輸送コストの比較：IEAの分析結果)

Figure 30. Cost of delivering hydrogen or ammonia produced via electrolysis from Australia to an industrial customer in Japan in 2030

(出典) IEA “The Future of Hydrogen” June 2019



Notes: Assumes distribution of 300 tpd in a pipeline to an end-use site 50 km from the receiving terminal. Storage costs are included in the cost of import and export terminals. More information on the assumptions is available at www.iea.com/hydrogen2030.

Source: IEA analysis based on IAE (2009), “Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems” and Reuß (2017), “Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model”. All rights reserved.

The cost of transport from Australia to Japan could represent between 30% and 45% of the full cost of hydrogen; yet imports of electrolytic hydrogen could still be cheaper than domestic production.

アンモニアの特長（まとめ）

- アンモニアは水素エネルギーキャリアの中で最も水素エネルギー密度が大きい。
⇒ 輸送、貯蔵インフラの規模を比較的小さくできる。
- アンモニアの輸送・貯蔵技術が確立している。
 - － アンモニアは年間2,000万トンが国際間で流通。（年間生産量：2億トン）
 - － アンモニアの液化条件は、LPGとほぼ同様のため、LPG用のインフラの活用が可能。
- アンモニアはCO₂フリーの水素エネルギー燃料として用いることが可能で、燃料として利用する際に脱水素を必要としない。（コストの低下、プロセスの簡略化）
 - － アンモニアは、そのまま燃料として用いることができる。
 - － NO_xの発生も抑制可能。
- ガス火力での混焼/専焼、石炭火力での混焼が可能。既存火力発電設備の大きな変更なく、CO₂の発生を削減することが可能。
- アンモニアは、専門家による適切な管理のもとで取り扱われる必要があるが、19世紀初頭から一世紀以上の長きにわたり大量に使用されているので、工業分野では取り扱い経験が豊富に蓄積されている。また、タンカーによる海上輸送など、アンモニアの長距離の輸送・貯蔵は日常的に行われている。
- アンモニアの製造コストの構造は明確で、安価な原料（天然ガス、水素）の入手により、経済性に優れたCO₂フリーエネルギーを入手することが可能。
- 日本のアンモニアの直接利用技術のレベルは、世界最高水準にあり、我が国の関連産業の国際市場が拓ける。

NH₃の取り扱い（毒性評価）

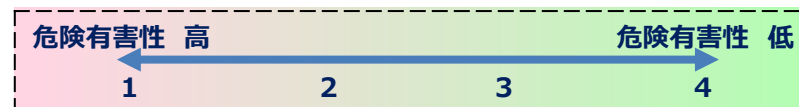
■米国EPAによる毒性評価

NH₃はヒトや動物に対して呼吸器障害を惹起するため、基準値として気中濃度（RfC、Reference concentration：生涯吸入し続けても健康に悪影響が生じないと推定される参考濃度）が設定されているが、科学的知見の集積やデータの再評価により、NH₃の吸入RfCは、以下のように緩和されている：

1991年： 0.1 mg/m³ (0.15 ppm)
 2012年： 0.3 mg/m³ (0.44 ppm)
 2016年： 0.5 mg/m³ (0.73 ppm)

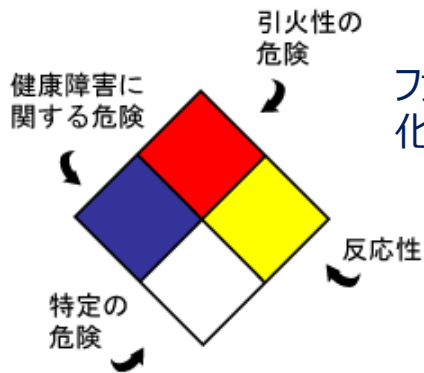
“Toxicological Review of Ammonia – Non-cancer inhalation,”
 Integrated Risk Information Systems, US EPA, September 2016

■欧州のCLP（分類、表示、包装基準に係る）分類

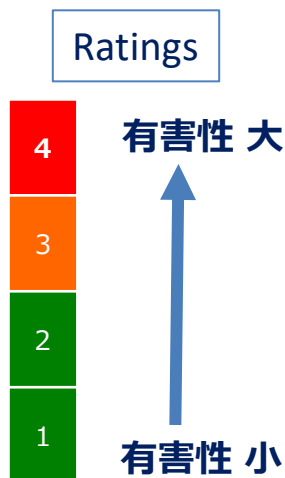


		項目	アンモニア	水素	MCH	トルエン	ガソリン	メタン	プロパン
物理化学的危険性		可燃性ガス	2	1				1	1
		高压ガス	高压ガス	高压ガス				高压ガス	高压ガス
		引火性液体			2	2			
健康有害性	急性	急性毒性	3						
		皮膚腐食性、皮膚刺激性	1 B		2	2			
	慢性	生殖細胞変異毒性					1 B		
		発がん性					1 B		
		生殖毒性				2			
		特定標的臓器毒性（単回）			3	3			
		特定標的臓器毒性（反復）				2			
		吸引呼吸器有害性			1	1	1		
	環境有害性	水生環境有害性（急性）	1						
		水生環境有害性（長期）			2				

NH₃ の取扱要件 – NFPA（全米防火協会）の評価 –



ファイヤ・ダイヤモンドと呼ばれる左記の表示は、“NFPA704”の規格により規定され、化学品の有害性を表示する規格で国際的に広く用いられる。



NFPA Ratings	Toxicity	Flammability	Carbon Intensity
Ammonia	3	1	0
Hydrogen	0	4	0
Liquid Hydrogen	3	4	0
Natural Gas	1	4	3
Methane	1	4	3
LPG	1	4	4
Methanol	1	3	4
Gasoline	1	3	4

The rating of 3 for **ammonia** indicates that emergency situations may be handled by professionals having the right protection available.

Most of the others have a rating of 4 for flammability that may be too dangerous to handle.”

Source : Partially revised the presentation material entitled “The Ammonia Synthesis Technology Portfolio” by Trevor Brown, at Grand Renewable Energy 2018 International Conference and Exhibition, June 21, 2018 in Yokohama.

NH₃の取り扱いリスクに係る IEA “The Future of Hydrogen” の記述

*

- NH₃は、**専門家による適切な管理のもとで取り扱われる必要がある**が、NH₃は19世紀初頭から冷媒として、肥料原料としては一世紀以上の長きにわたり大量に使用されているので、**工業分野ではNH₃の取り扱い経験は豊富に蓄積されている**。
- タンカーによる**海上輸送など、NH₃の長距離の輸送・貯蔵は日常的**に行われている。
- 米国の穀倉地帯では、施肥のため、農民がNH₃を直接、農地に大量に散布している。

農民によるNH₃のトウモロコシ畑への直接散布（米国コーンベルト地帯）

アンモニアの直播き



3. アンモニアの導入をめぐる内外の動向

燃料アンモニアの実装に向けた取り組み①

(2021.10.27の燃料アンモニア導入官民協議会設立以降)

【資料出所】(2022.7.7)
第5回燃料アンモニア導入官民協議会 資料4

	21年 11月	12月	22年 1月	2月	3月	4月	5月	6月	★ 7月	8月	9月	10月
政策方針							○ 5/19(木)クリーンエネルギー戦略 中間整理(④) ○ 5/20(金)安定的なエネルギー需給構造の確立を図るためのエネルギーの使用の合理化等に関する法律等の一部を改正する法律案 公布 (JOGMEC法改正) (①)					
					○ 3/16 (水) 燃料アンモニア・サプライチェーン官民TF(②)		○ 3/29(火)～水素政策小委、アンモニア等脱炭素燃料政策小委 合同会議(③)					
技術支援		○ 12/20(月)「燃料アンモニア利用・生産技術開発／工業炉における燃料アンモニアの燃焼技術開発」採択結果公表(⑥)			○ 1/7(金) GI基金事業「燃料アンモニアのサプライチェーン構築」採択結果公表(⑤)							
国際案件／その他			○ 1/17(月)岸田総理による「アジア・ゼロエミッション共同体構想」の発表 (岸田総理施政方針演説) (⑦)		○ 3/19(土)日印首脳共同声明(⑧)		○ 5/4 (火) ～ 6(金)「日米クリーンエネルギー・エネルギーセキュリティ・イニシアティブ」立ち上げ・CCUS/カーボンリサイクル協力覚書締結(⑧) ○ 5/12(木)第28回日EU定期首脳協議(⑧) ○ 5/23(月)日米首脳会談(-) ○ 5/24(火)日米豪印首脳会合共同声明(⑧) ○ 5/26(水),27 (木) G7 気候・エネルギー・環境大臣会合(⑧)					
	○ 燃料アンモニア利用における国際標準化(IS化) に向けた対応(⑨) (3月 燃料アンモニアのルール形成戦略に係る調査研究報告書)								○ 6/26(日)～28(火) G7エルマウ・サミット (⑧)			

燃料アンモニアの実装に向けた取り組み②

【法律改正】

■ JOGMEC法の改正：

- ・ JOGMECが水素、アンモニア等の製造・液化等や貯蔵等への出資、債務保証を行う。

■ 省エネ法改正：

- ・ 使用の合理化の対象を非化石エネルギーを含むすべてのエネルギーに拡大。
- ・ エネルギー多消費業者に対し、非化石エネルギーへの転換に関する中長期計画や、非化石エネルギー使用状況の定期報告を求める。

■ 高度化法改正：

- ・ 水素、アンモニアを高度化法上の「非化石エネルギー源」として位置づけ。
- ・ エネルギー供給事業者に非化石エネルギー源の利用に関する計画の作成を求める。
- ・ 石油精製業者に精製プロセスへの水素の導入やアンモニア混焼等の脱炭素燃料の使用を含めた計画の作成を求める。

【燃料アンモニア・サプライチェーン官民TF】

- 燃料アンモニアサプライチェーン構築に向けた専門的議論を行う場。
- 2030年に300万トン、2050年に3,000万トンの燃料アンモニア国内需要を想定。
- 2050年に世界全体で1億トン規模の日本企業によるサプライチェーン構築を目指す。

【資料出所】(2022.7.7)
第5回燃料アンモニア導入官民協議会 資料4

燃料アンモニアの実装に向けた取り組み③

【水素政策小委員会/アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会】

- サプライチェーンの規模感を推計（中東の場合：300万トン、10円台後半/Nm³、2兆1,400億円）
- 大規模サプライチェーン構築に向けた課題と政策の方向性を整理
 - ・ **大規模投資を行うのに必要不可欠な事業安定性**を確保する仕組みを、早期に整備していく必要。
 - ・ 潜在的な需要地で**共通インフラの整備**を図ることが必要。
 - ・ 初期の政府の支援により、**事業者の事業予見性を高め**、市場の形成による**コスト削減効果**を通じて民間企業を中心とした自律的な投資促進と需要拡大を図ることが必要。
- 規制、制度的措置の方向性
 - ・ 事業そのものの**収益性を向上**させる仕組み。
 - ・ 投資回収の**予見可能性**を高める制度的措置。
 - ・ 既存の他のエネルギーとの値差を踏まえた措置。
 - ・ 大規模な需要拠点整備に向けた**共通インフラを整備**するための措置。
 - ・ **投資回収期間**が長期にわたるプロジェクトに対する公的支援措置。
 - ・ **規制的措置**の効用も考慮。

【クリーンエネルギー戦略】

- 2050年のCN達成に必要な投資額は、2030年単年で約17兆円、今後10年で約150兆円。
- 水素、アンモニアへの投資は、**2030年度に0.3兆円/年**。
 - ・ 既存燃料との製造、輸送、貯蔵に要するコスト差を踏まえた支援措置
 - ・ 貯蔵用タンク、パイプライン等の共有インフラ整備
 - ・ 水素、アンモニアの新合成技術
 - ・ 水素の発電分野における実証、運輸部門におけるインフラ整備
 - ・ アンモニア高混焼・専焼バーナ等の技術開発、実証

【資料出所】（2022.7.7）
第5回燃料アンモニア導入官民協議会 資料4

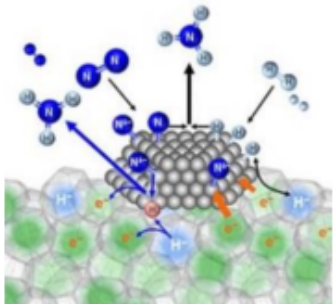
燃料アンモニアの実装に向けた取り組み④

【技術支援】 グリーンイノベーション基金事業等

アンモニア合成技術

(千代田化工、JERA、東電
再委託先：つばめBHBほか)

- ブルーアンモニア合成コストの低減を目指し、ハーバーボッシュ法よりも低温・低圧で合成可能な技術を開発。
- 触媒の開発や活性・安定性の向上が必要。



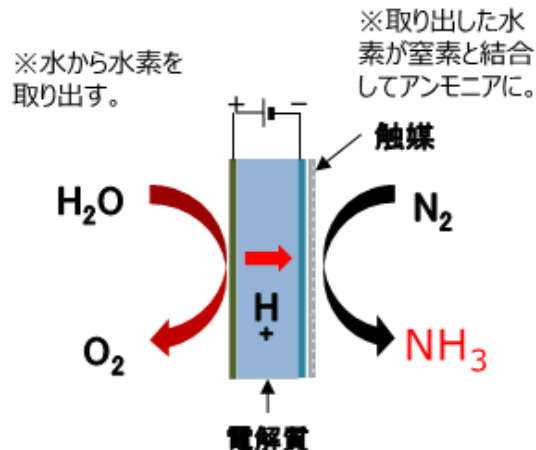
(出典)
NEDO公表資料

※触媒を通じて、窒素分子、水素分子が原子レベルに分離。それらがアンモニアとして結合する。

グリーンアンモニア合成

(出光、東大、九大、大阪大、東工大)

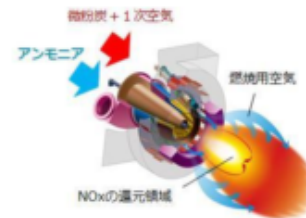
- グリーンアンモニアのコスト削減を目指し、水素を経由しない製造方法を開発。
- 合成に用いる電極の触媒開発や電解質の開発が必要。



混焼・専焼バーナー製造

(IHI、三菱重工、JERA、東北大、産総研)

- ボイラやタービンでの高混焼・専焼化を目指し、そのために必要となる高混焼・専焼バーナーを開発。
- アンモニア混焼率の増加に伴うNOx増大、収熱悪化、着火の不安定性の技術課題に対応したバーナーを新たに製造する必要。加えて、開発したバーナーを活用し、流量や流速、吹き込み位置等についても実証を通じて検討する必要。



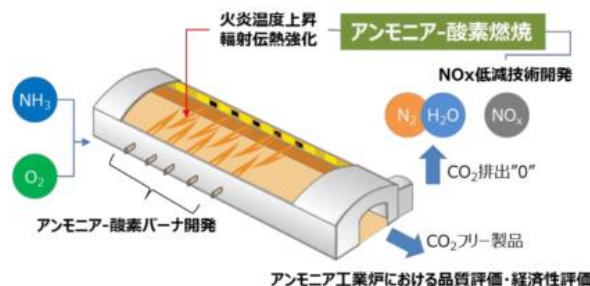
(出典) IHIプレスリリース

20

工業炉における燃料アンモニアの燃焼技術開発

(大陽日酸、JAGC、産総研、東北大学)

- 200kW級アンモニア酸素バーナーの開発
- ガラスメーカーの清算路での技術実証
- 1 MW級アンモニア混焼-酸素バーナーの開発



【資料出所】(2022.7.7)
第5回燃料アンモニア導入官民協議会 資料4

燃料アンモニアの実装に向けた取り組み⑤

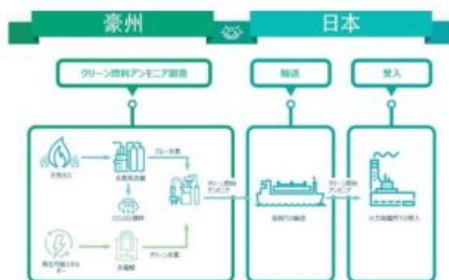
【国際展開、その他】

■「アジア・ゼロエミッション共同体構想」：岸田総理による構想の発表（2022.1.17）

■JOGMECによるアンモニアサプライチェーン構築FS支援

1. 豪州：クリーン燃料アンモニアサプライチェーン構築に関する事業化調査

- 豪州から日本へのクリーン燃料アンモニアサプライチェーン構築に関する事業化調査を実施。
- 豪州での生産、日本への海上輸送、発電用・船舶用燃料用途としての利活用およびファイナンスの検討等を対象。



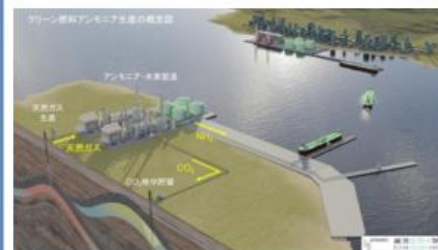
2. インドネシア：クリーン燃料アンモニア生産のためのCCS共同調査

- PAU社保有のアンモニア生産拠点及び本邦企業が有するLNGプラント近傍において、CCS実施可能性調査を共同で実施。
- 既存のアンモニア生産拠点を活用し、製造時に発生するCO₂をCCS処理することでクリーン燃料アンモニア生産の実現可能性を追求。



3. 西豪州：クリーン燃料アンモニア生産を見据えたCCS共同調査

- 西豪州のガス田より生産される天然ガスを原料とし、製造過程で排出されるCO₂を枯渇ガス田に貯留することで、クリーン燃料アンモニアを製造。
- 本邦企業のオペレーター機能および既存の優良天然ガス資産を活用した、クリーン燃料アンモニアの製造と日本への輸出の事業性を検討。



【資料出所】（2022.7.7）

第5回燃料アンモニア導入官民協議会 資料4

4. 今後、水素、アンモニアの導入は、どのように進んでいくのか？

クリーン燃料アンモニア協会（CFAA）（旧GAC）

理事会員（13社）

（株）IHI
伊藤忠商事（株）
宇部興産（株）
（株）JERA
住友化学（株）
東京ガス（株）
東洋エンジニアリング（株）
日揮ホールディングス（株）
日本郵船（株）
丸紅（株）
三井物産（株）
三菱重工業（株）
三菱商事（株）

一般会員（113社）

IMIジャパン（株）
愛三工業（株）
旭化成（株）
（株）安部日鋼工業
アラムコ・アジア・ジャパン
（株）安藤・間
飯野海運（株）
（株）石井鐵工所
出光興産（株）
岩谷瓦斯（株）
岩谷産業（株）
（株）INPEX
ウィーナ・エナジー・ジャパン（株）
上野トランステック（株）
エア・ウォーター（株）
NRS（株）
NSユニテッド海運（株）
ENEOS（株）
（株）荏原製作所
大阪ガス（株）
（株）大林組
沖縄電力（株）
（株）オパール
鹿島建設（株）
兼松（株）
川崎汽船（株）
川崎重工業（株）
関西電力（株）
九州電力（株）
（株）神戸製鋼所
興和（株）
コスモ石油（株）
五洋建設（株）
JFEエンジニアリング（株）
JFEスチール（株）

シェルジャパン（株）
四国電力（株）
静岡ガス（株）
（株）島津製作所
清水建設（株）
（株）商船三井
昭和電工（株）
神鋼商事（株）
（一財）新日本検定協会
鈴与商事（株）
住友商事（株）
センコー汽船（株）
双日（株）
大成建設（株）
ダイハツディーゼル（株）
ダイヤゼブラ電機（株）
太陽日酸（株）
（株）竹中工務店
中外炉工業（株）
中国電力（株）
中部電力（株）
千代田化工建設（株）
常石造船（株）
ティッセンクルップ・ウーデ・
クロリンエンジニアーズ（株）
TBグローバルテクノロジーズ（株）
電源開発（株）
東電設計（株）
東邦ガス（株）
東北電力（株）
（株）西島製作所
東レ（株）
トーヨーカネツ（株）
（株）トヨタエナジーソリューションズ
（株）豊田自動織機
（株）豊田中央研究所
豊田通商（株）
ニチアス（株）
日機装（株）
日揮触媒化成（株）
日揮ユニバーサル（株）
日鉄パイプライン&エンジニアリング（株）
日東電工（株）
日本エア・リキード（同）
日本オイルエンジニアリング（株）
（一財）日本海事協会
（一社）日本海事検定協会
（株）日本触媒
日本製紙（株）
日本製鉄（株）
日本石油輸送（株）
日本エマソン（株）

バルチラジャパン（株）
阪和興業（株）
（株）日立インダストリアルプロダクツ
日立造船（株）
BPジャパン（株）
福井製作所（株）
富士車両（株）
富士石油（株）
富士通（株）
富士電機（株）
北海道電力（株）
北陸電力（株）
（株）堀場製作所
丸善石油化学（株）
三国機械工業（株）
みずほリサーチ&テクノロジーズ（株）
（株）三井E&Sマシナリー
三井化学（株）
（株）三井住友銀行
三井住友海上火災保険（株）
三菱ガス化学（株）
三菱電機（株）
三菱マテリアル（株）
（株）三菱UFJ銀行
ヤンマーホールディングス（株）
（株）レノバ
横川電機（株）

賛助会員（外国企業）（21社）

ACME Cleantech Solutions Private Limited
A-Enviro Chile GmbH-Austria Energy
（オーストリア）
AES Andes（チリ）
Baker Hughes（英・米）
CF Industries（米）
Clean Hydrogen Works（米）
DNV GL（ノルウェー）
Engie-Hydrogen Business Unit（仏）
Equinor ASA（ノルウェー）
Fortescue Metals Group（豪）
Kellogg Brown & Root Asia Pacific Pte. Ltd.
（シンガポール）
LSB INDUSTRIES（米）
Novatek Gas and Power Asia Pte. Ltd.
（シンガポール）
NTPC（印）
NW Interconnected Power Pty Ltd.
- Asian Renewable Energy Hub（豪）
Origin Energy Ltd.（豪）
Stanwell Corporation（豪）

（2022年10月1日現在）

The Hydrogen Utility（豪）
Total Energies Japan S.A.（スイス）
Woodside Energy（豪）
Yara International ASA（ノルウェー）

名誉会員（1名）

石飛 修（前CFAA会長）

賛助会員（個人）（6名）

赤松史光（大阪大学）
久保田純（福岡大学）
小島由継（広島大学）
小林秀昭（東北大学）
中江清彦（元住友化学）
中村徳彦（元トヨタ自動車）

特別会員（3名、27機関）

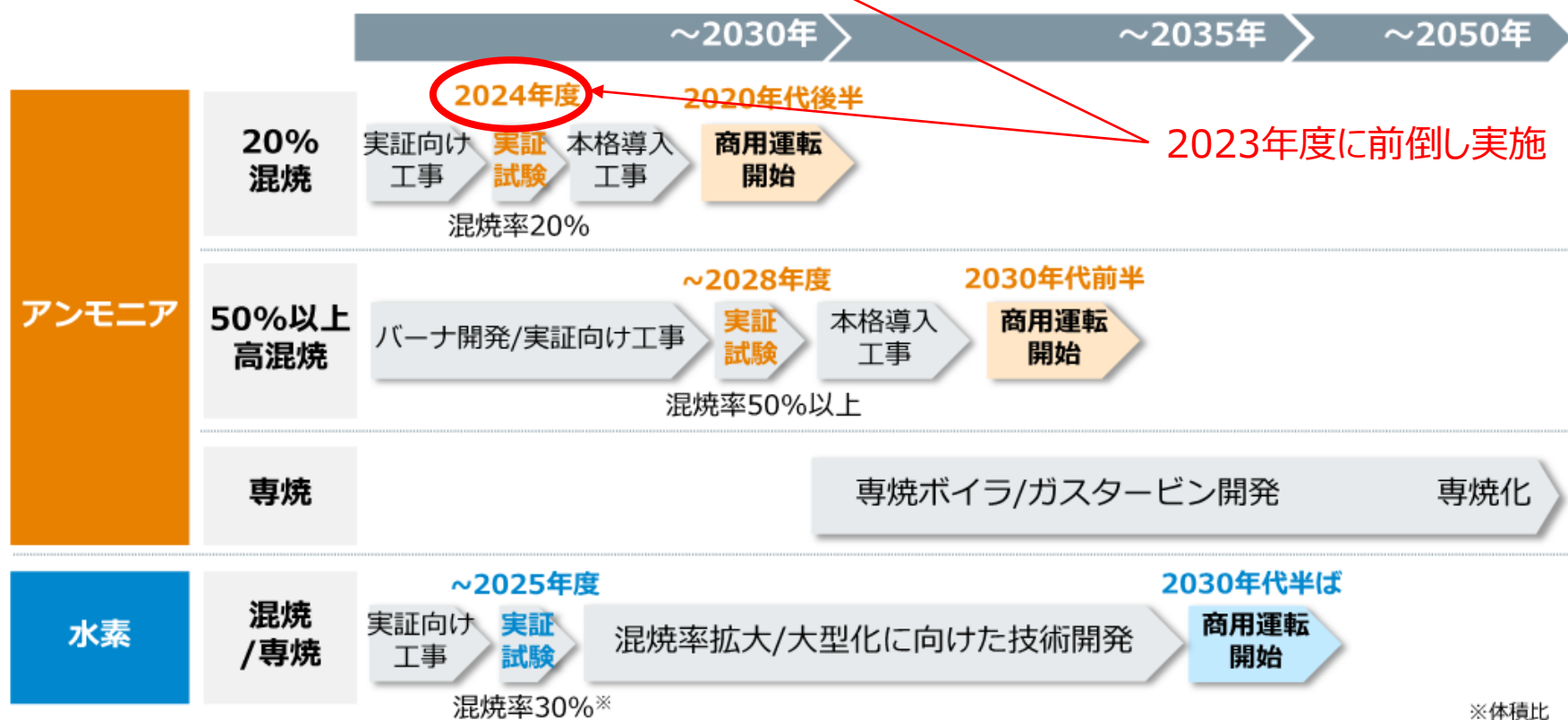
秋鹿研一（元SIPサブPD）
橋川武郎（国際大学）
塩沢文朗（元SIPサブPD）
秋田県産業技術センター
（国研）海上・港湾・航空技術研究所
高圧ガス保安協会
（株）国際協力銀行
（一財）石炭フロンティア機構
（独）石油天然ガス・金属鉱物資源機構
（一社）エネルギー総合工学研究所
（公財）応用科学研究所
（国研）産業技術総合研究所
周南市
新むつ小川原（株）
（一財）電力中央研究所
新居浜市
日本肥料アンモニア協会
（一財）日本エネルギー経済研究所
四日市市
（駐日）ニュージーランド大使館
（駐日）ノルウェー大使館
Ammonia Energy Association（米）
Austrade Tokyo Office
CSIRO（豪）
EJAAD（オマーン）
Electric Power Research Institute（米）
Government of Queensland（豪）
Government of South Australia（豪）
Government of Western Australia（豪）
The Australian Hydrogen Council（豪）
The New Zealand Hydrogen Council
（NZHC）（ニュージーランド）

水素・アンモニアの導入計画

(出典)「JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」の更新資料

JERA環境コミットの達成に向けて、以下のタイムラインでの技術開発を目指す。

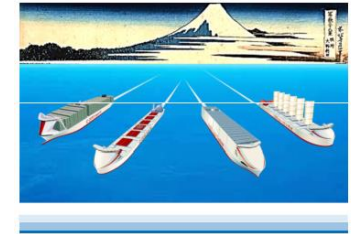
- アンモニアについては、**2024年度**に碧南火力4号機において混焼率20%での実証試験を実施、更に2028年度までに碧南火力5号機において混焼率50%以上の高混焼試験を実施。同混焼率での商用運転を目指す。
- 水素については、2025年度までに自社のガスタービン燃焼器を用いた混焼率30%での実証試験を実施。2030年代半ばでの商用運転を目指す。



国際海運のゼロエミッションに向けたロードマップ

(国土交通省、2020.12)

国際海運のゼロエミッションに向けた
ロードマップ



2020年3月
国際海運ゼロエミッションプロジェクト

■ IMOのGHG削減戦略の数値目標に合致する燃料・技術活用シナリオ

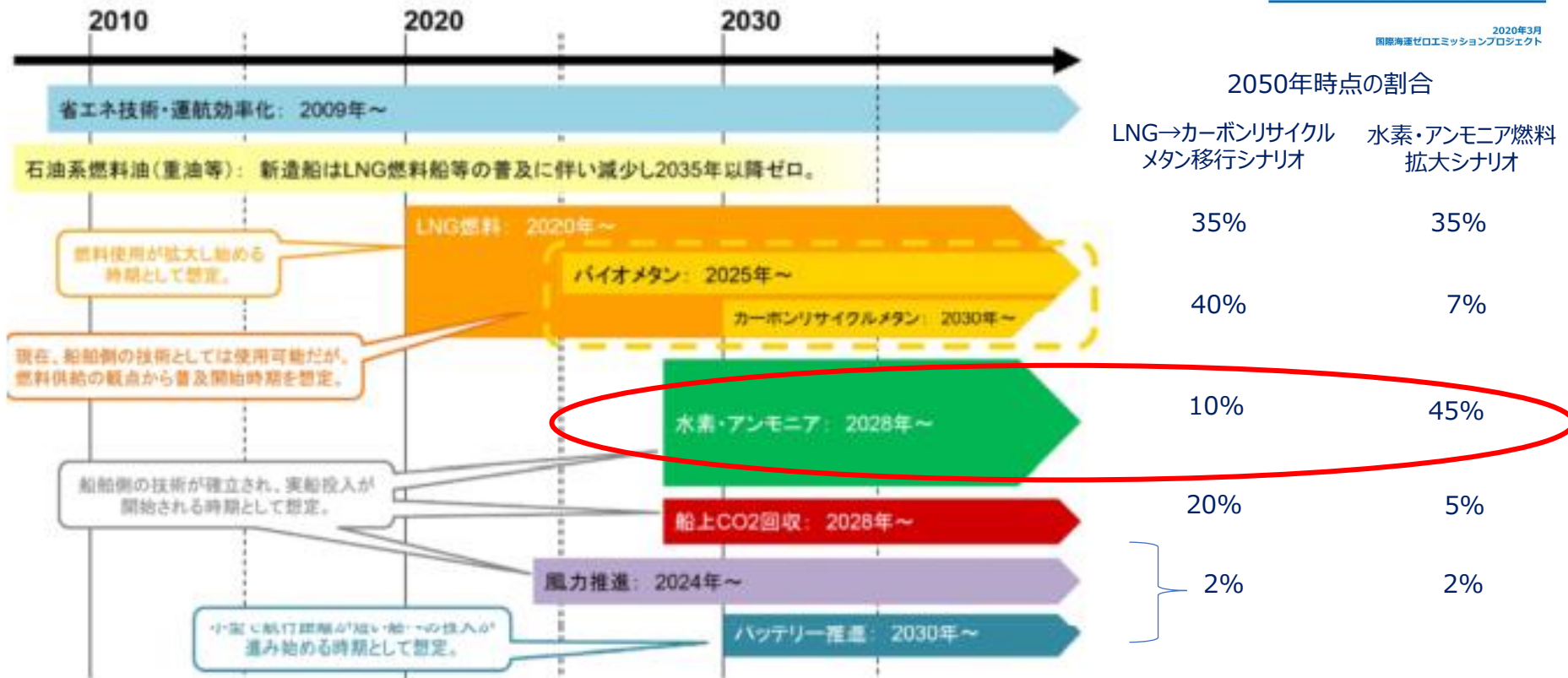


図 4.3.2-1 削減シナリオにおける船舶の使用燃料等の変化に関する想定

(出典) 国際海運のゼロエミッションに向けたロードマップ (2020年12月、国土交通省)

第6次エネルギー基本計画での水素・アンモニア発電の位置づけと「グリーン成長戦略」(2021.6)におけるNH₃関係ロードマップ



第6次エネルギー基本計画に反映

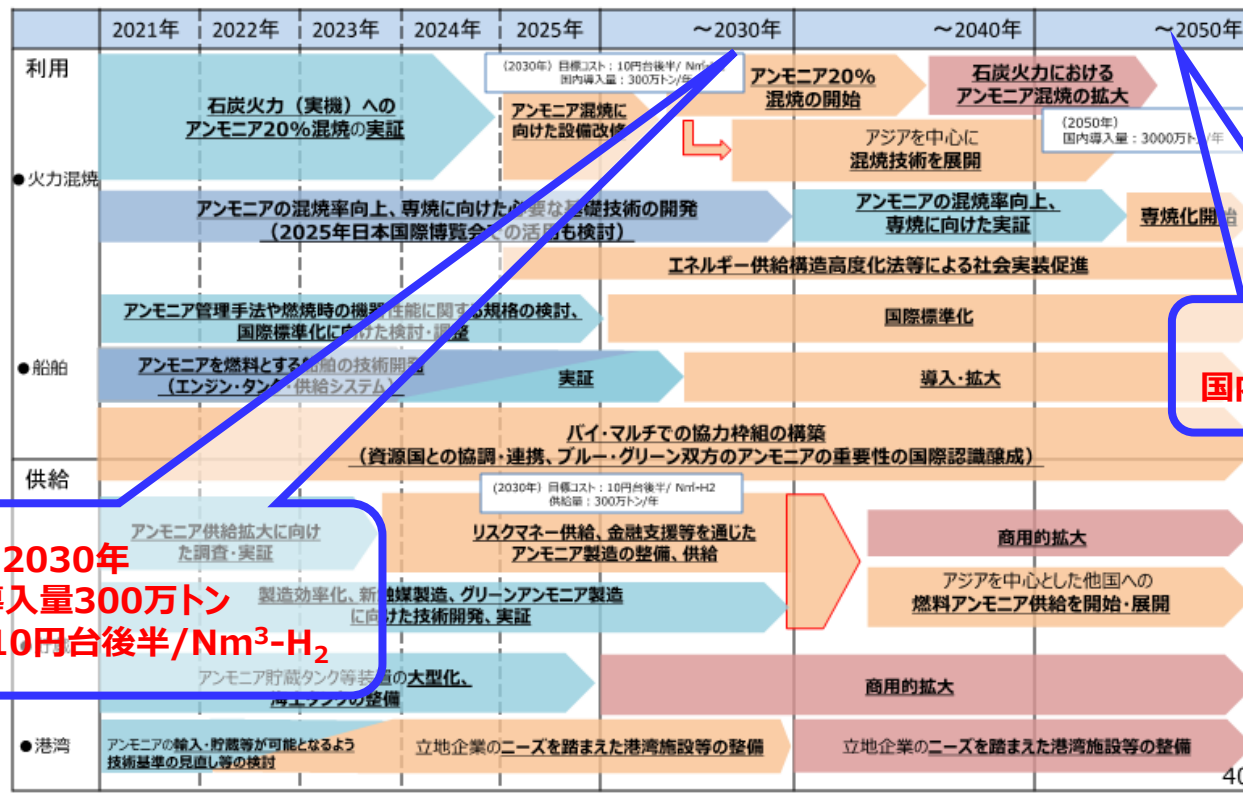
・電源構成に占める水素・アンモニア発電量：
2030年： 1%程度
2050年： 10%程度（参考値）

②水素・燃料アンモニア産業

(燃料アンモニア)の成長戦略「工程表」

●導入フェーズ： 1. 開発フェーズ 2. 実証フェーズ 3. 導入拡大・コスト低減フェーズ 4. 自立商用フェーズ

●具体化するべき政策手法： ①目標、②法制度（規制改革等）、③標準、④税、⑤予算、⑥金融、⑦公共調達等



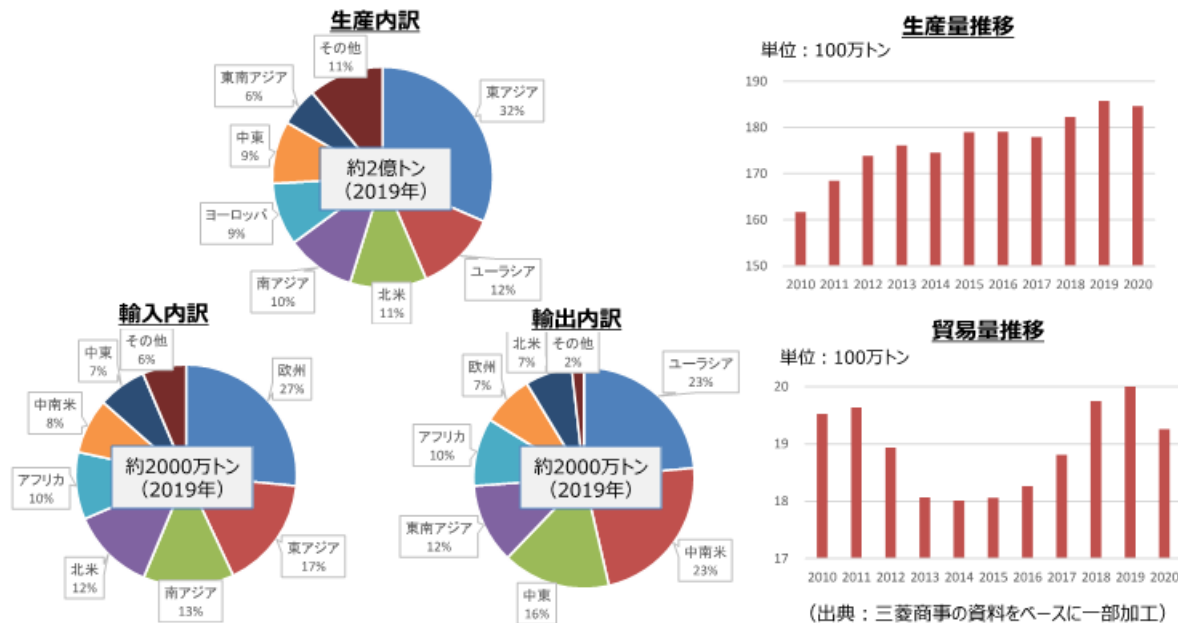
2030年
国内導入量300万トン
目標コスト：10円台後半/Nm³-H₂

2050年
国内導入量3,000万トン

5. 水素、アンモニアの導入に向けた課題は、何か？

アンモニアの生産、貿易量の現状と燃料アンモニアの必要量

- 世界のアンモニア生産量は年間約2億トン。うち、約1割（2,000万トン）が国際間で流通。
- 現在の日本のアンモニア消費量は年間約110万トン。うち、国内生産が8割、輸入が2割。



15

(出所) 2022年3月29日 総合資源エネルギー調査会 資源燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 資料3から抜粋

(参考) 発電燃料向けアンモニアの必要量

ケース	20%混焼 ※1	50%混焼 ※1	専焼 ※1	(参考) 1基20%混焼
CO ₂ 排出削減量 ※2	約4,000万トン	約1億トン	約2億トン	約100万トン
アンモニア需要量	約2,000万トン	約5,000万トン	約1億トン	約50万トン

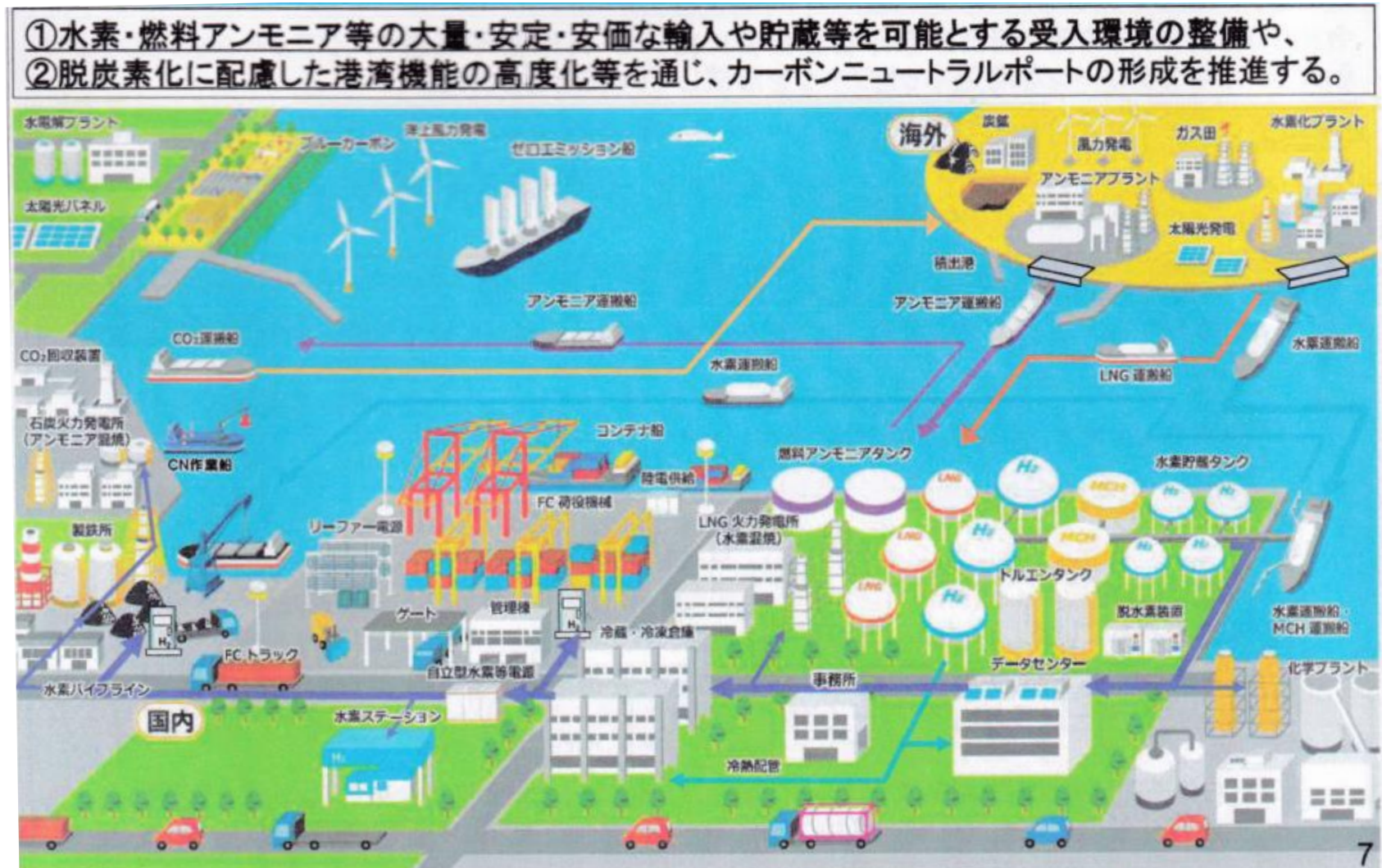
(出所)
「我が国の燃料アンモニア導入・拡大に向けた取り組みについて」 2021年2月
資源エネルギー庁 渡邊政士 氏の
発表資料を一部改変

※ 1 国内の大手電力会社が保有する全石炭火力発電で、混焼/専焼を実施したケースで試算。

※ 2 日本の二酸化炭素排出量は約12億トン、うち電力部門は約4億トン。

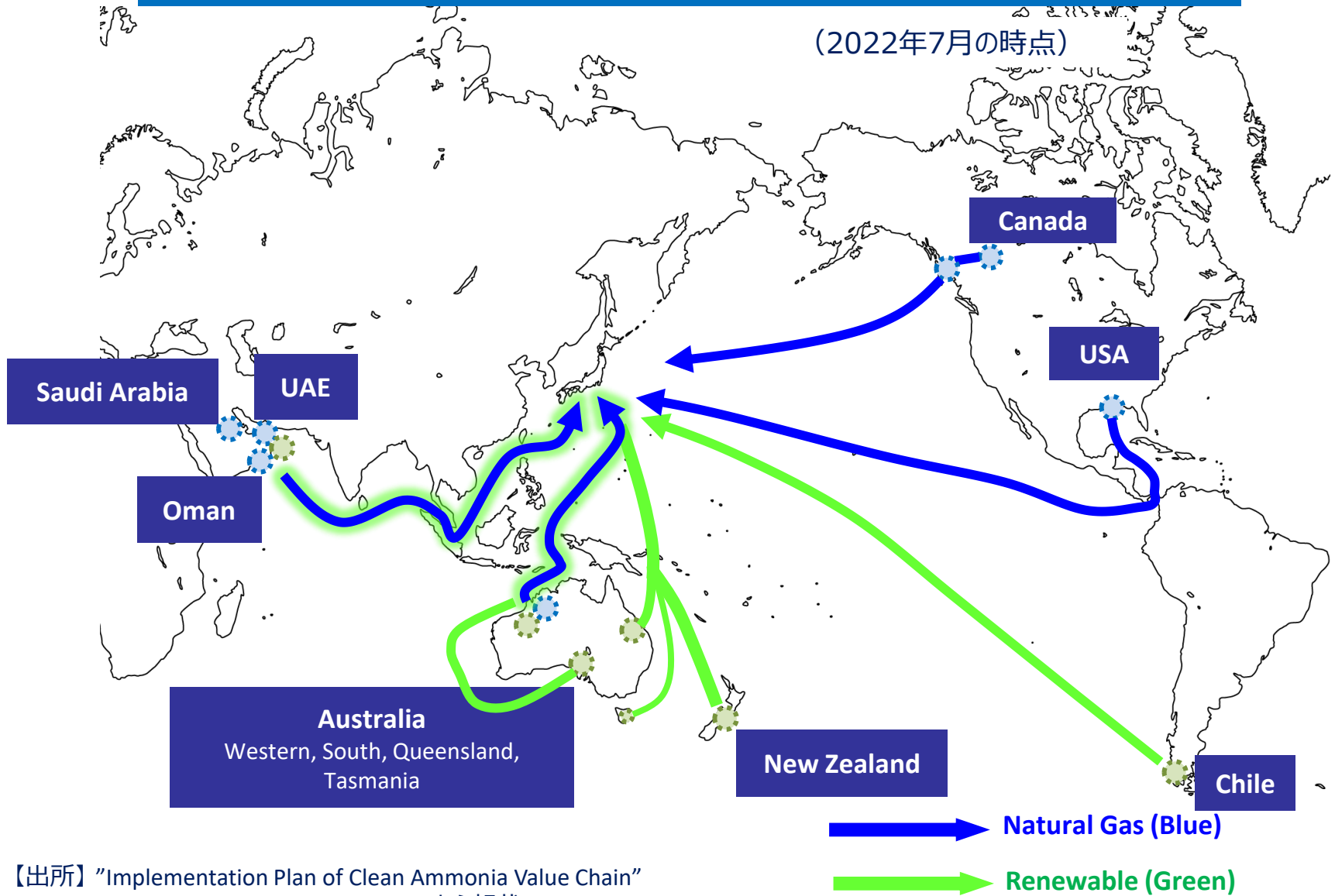
カーボンニュートラルポート（CNP）のイメージ（国土交通省）

- 6 地域の 7 港湾（小名浜港、横浜港・川崎港、新潟港、名古屋港、神戸港、徳山下松港）
- （2021年度から） 6 港湾（酒田港、鹿島港・茨城港、清水港、北九州港、苅田港）、2 地域（四国、沖縄）で検討開始。



燃料アンモニアのサプライチェーンの構築プロジェクト

(2022年7月の時点)



【出所】 "Implementation Plan of Clean Ammonia Value Chain"
by Shigeru Muraki, July 27, 2022 から転載。

6. 将来、水素とアンモニアの役割分担は、どうなるのか？

水素エネルギー導入の今後の展開（考察）

- “ブルー” → “グリーン” :
 - ウクライナ情勢、天然ガス価格/変動の動向
➔ **グリーン** の競争力が早期に高まる可能性も。

■ **発電用途**への水素エネルギーの導入は、NH₃から始まる。

■ その後の**発電用途**への水素エネルギーの導入は？

- ・NH₃は石炭火力、水素はガス火力の脱炭素化の手段
- ・石炭火力は、中長期的には廃止の方向

・**発電の脱炭素化の手段は**
NH₃ ⇒ 水素
（“NH₃はTransitionalの技術”）
の理解は正しくない。

➢ 今後の火力発電の方向に影響する要因

- ・ 新設火力市場の大きさ + **燃焼機器**製造メーカーの事業戦略
 - 水素製造拠点と利用場所が **近接**（欧州、再エネの地産地消（日本を含む））は、**水素？**
〃 **遠隔**（日本、アジア、（欧州の一部を含む））は、**NH₃？**
 - 発電タービンの規模別市場の大きさと 各市場における**主要プレイヤー**の事業戦略
- ・ 液体水素（及び MCH）製造・輸送コスト低減の可能性とそのスピード
- ・ 専焼技術の開発のスピード（水素 > NH₃？）

ドイツ、韓国等
の動向

■ 輸送分野、産業分野

- 自動車 乗用車 : **水素**
トラック、バス : **NH₃？**
- 船舶 内航船 : **水素**
- 外航船 : **NH₃**
- 産業（鉄鋼、石油化学、工業炉） : **水素**

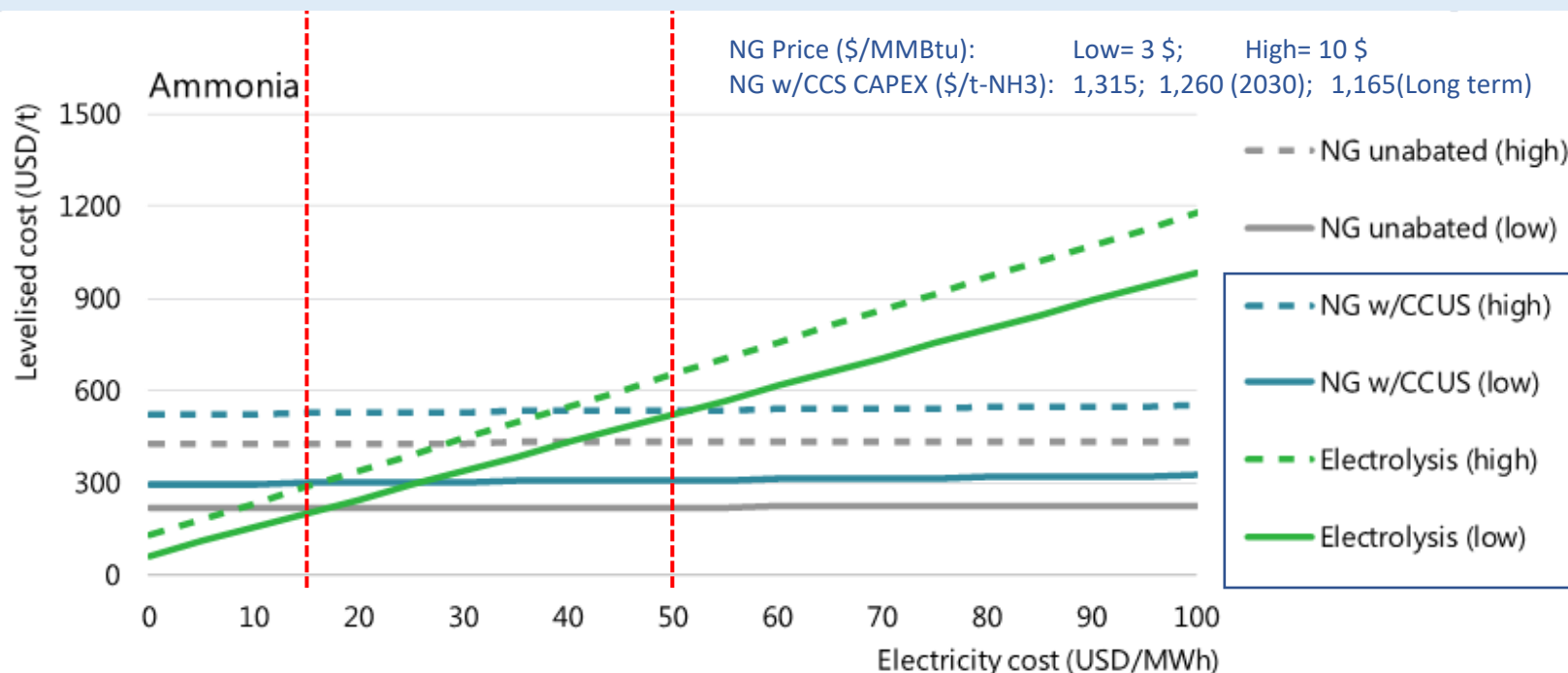
- 液体水素（MCH）製造・輸送コスト低減の可能性とそのスピード
- **NH₃**の分解による**水素**製造技術

Green/Blue NH₃ のコスト競争力関係

(出典) IEA “The Future of Hydrogen”, (2019), Fig 42

■ 電力価格が 15 - 50 \$/MWh になると Green NH₃ のコストが Blue NH₃ を下回る可能性がある。 (天然ガス(NG)コスト： 3 - 10 \$/MMBtu)

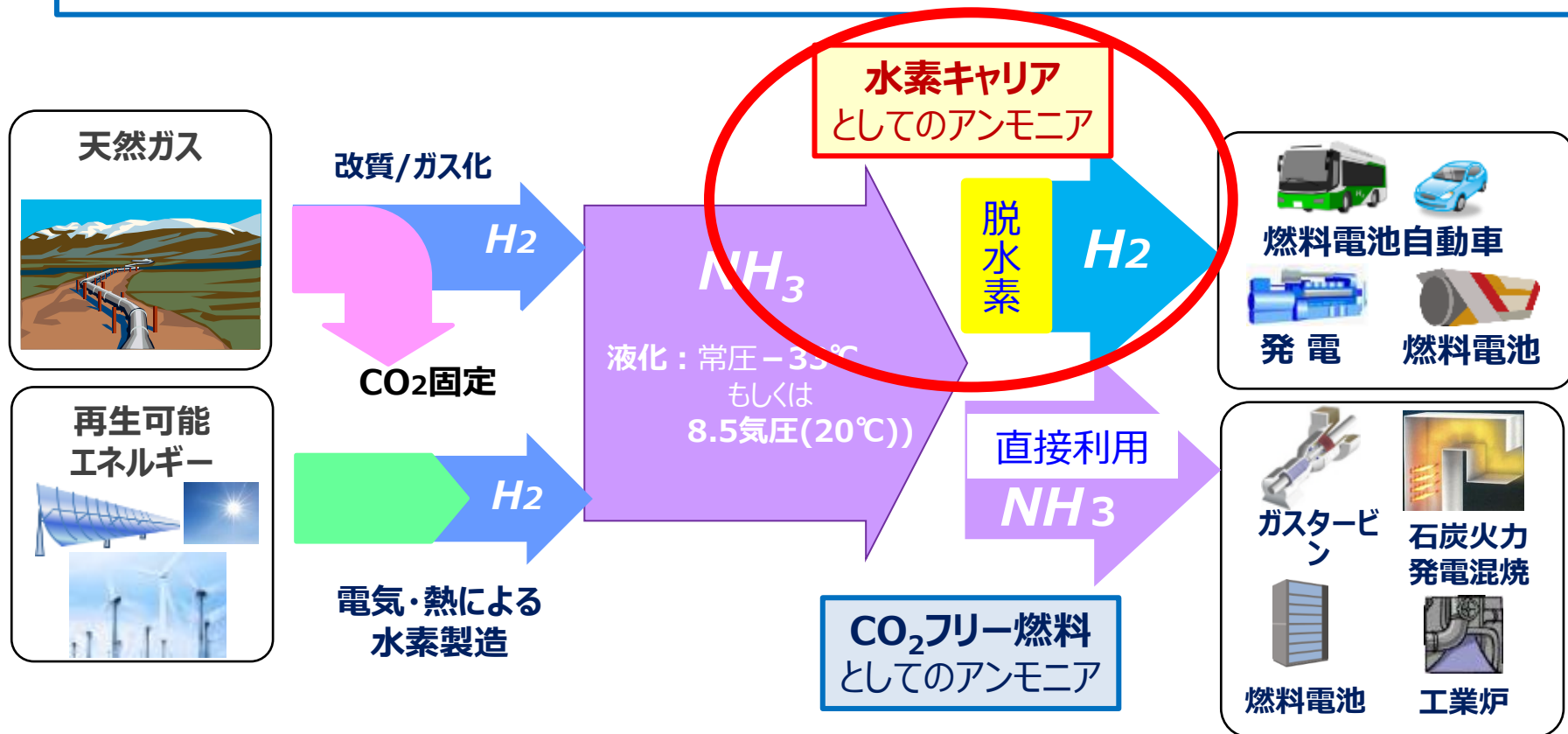
- 電力価格が 15 \$/MWh 以下になると、電解コストが高位の場合でも、Green NH₃ のコストが、NG 価格 3 \$/MMBtu の Blue NH₃ よりも安価。
- NG 価格が 10 \$/MMBtu 以上になると、電解コストが低位の場合電力価格が 50 \$/MWh 以下、電解コストが高位の場合でも電力価格が 37 \$/MWh 程度以下になれば、Green NH₃ のコストが Blue NH₃ のコストを下回る。



Notes: The levelised cost includes the cost of CAPEX on core process equipment, fixed OPEX, fuel and feedstock costs, and the cost of capturing, transporting and storing CO₂. Best practice energy performance is assumed for natural gas-based routes. Electrolyser CAPEX range = USD 455–894/kW_e. Electrolyser efficiency range = 64–74% on an LHV basis. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

水素の大量輸送・貯蔵手段 ⇒ 水素キャリア

- 水素キャリアとしてのアンモニアの役割に要着目。（燃料としてのアンモニアではなく）（アンモニアをクラッキング（脱水素）をして水素を得ても、アンモニアをキャリアとする水素コストは、他の水素キャリアによる水素輸送と同程度。アンモニアにはインフラ面での優位性。）
- アンモニアからの脱水素プロセスの改良（分解条件の緩和、分解速度の向上、安価、水素純度（用途による））が重要。

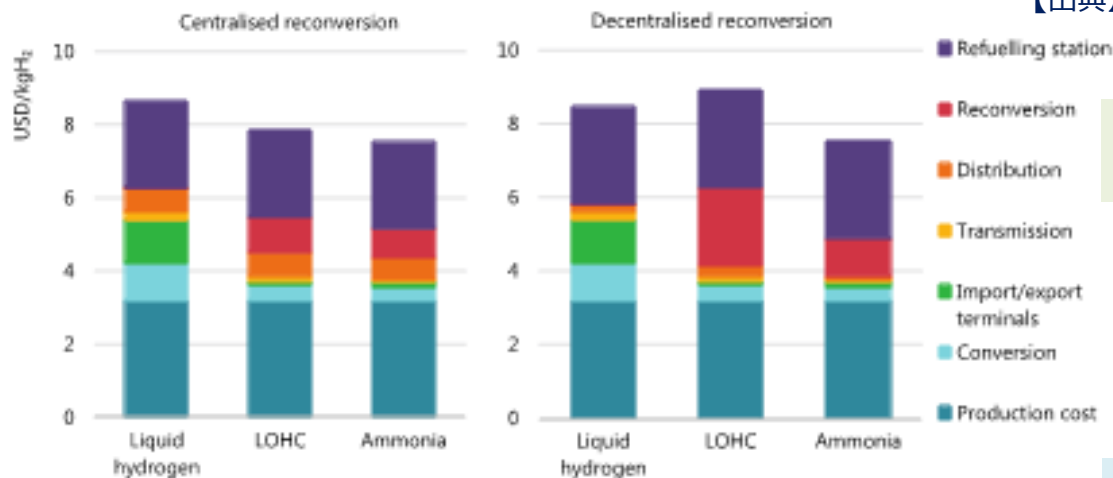


水素エネルギーキャリアとしてのアンモニアの可能性

- 北アフリカから欧州の水素ステーションに水素キャリアを用いてグリーン水素を供給する場合のコスト。
(水素への再転換は、**集中方式**と**分散方式**で行う場合を比較)
- 水素への再転換コスト **■** を考慮してもアンモニアが安価。
- NEOM/Air Productsの事業戦略（太陽光による水素からグリーン・アンモニアを製造し、輸送用燃料市場（＝水素に再転換）で販売）は十分に成立する可能性。

Figure 32. Cost of electrolytic hydrogen imports from North Africa supplied to a hydrogen refuelling station in Europe in 2030

【出典】“The Future of Hydrogen” IEA(2019.6)



Note: Assumes a distribution distance of 100 km. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.
Source: IEA analysis based on IAE (2019), “Economic Evaluation and Characteristic Analyses for Energy Carrier Systems” and Reuß (2019), “A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany”. All rights reserved.

Delivering hydrogen to European refuelling stations in 2030 is likely to cost USD 7.5–9/kgH₂. The choice of centralised or decentralised reconversion depends on distribution distance.

■ 日本のFCV燃料市場のコストパリティの水準は、約90円/Nm³-H₂ *

*: ガソリン価格142.8円/L（日本）

■ 水素STへの水素配送コスト（2030年）は、7.5~9 USD/kg-H₂。

■ 水素への再転換方式の優劣は配送距離に依存。
(この分析では、配送距離100kmを仮定)

7. （補論）「エネルギー脱炭素化技術」の評価の視点

「エネルギー脱炭素化技術」が具備すべき要件

① 科学的（化学的）合理性がある技術か？

$$\begin{aligned}\text{水の電気分解による水素製造に要する電力量} &= 4 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2 \\ &= 45 \text{ kWh/kg-H}_2\end{aligned}$$

① 【脱炭素化効果のスケール】

エネルギーシステムの脱炭素化に量的に意義あるインパクトをもたらすものであること

② 【技術の成熟度】

10～20年程度のうちに社会実装することができるような成熟度をもつものであること

③ 【経済性】

社会実装される際のコストが、現実的に社会が負担し得るレベルのものであること

④ 【ライフサイクルで見た脱炭素化の効果】

適用される新たなエネルギーシステムにおいて、エネルギーの採取から使用、廃棄に至るバリューチェーン全体の脱炭素化に寄与するものであること

水素利用量のスケール感

発電燃料の量的スケール

FCV1台当たりの年間水素消費量	= 90 kg-H ₂ /台/年 (1,000 Nm ³ /台/年)
100万kWの水素専焼発電所の年間水素消費量	= 38 万ton = FCV 420 万台分
1万kWの //	= 760 ton = FCV 8,500台分

発電燃料の輸送量スケール

100 万kWの水素専焼火力発電所の年間水素消費量	= 38 万ton-H ₂ /年 (稼働率=80%、発電効率=60%)
この水素 (液化) 量の輸送に必要な 液化水素船数	= 4,000 隻 (88ton、1,250m ³)
//	= 32 隻 (1.1万ton、160,000m ³)
ローリー数	= 13万台 (45kL (2.86 ton) 液化水素ローリー)
この水素量を製造するための所要電力量	= 17 TWh*
この再エネ電力を発電するための太陽光発電設備容量	= 15 GW (日本: CF=13%) = 1 km ²
	= 10 GW (豪州: CF=19%) = 0.8 km ²
	(* :100万kW原発 約2.5基分の発電量)

1 万kWの水素専焼火力発電所の年間消費水素量	= 760 ton-H ₂ /年 (発電効率=30%)
この水素 (液化) 量を運ぶために必要なローリー数	= 270台 (45kL (2.86 ton) 液化水素ローリー)
この再エネ電力を発電するための 太陽光発電設備容量	= 30 MW (CF=13%) または
風力発電設備容量	= 16 MW (CF=25%)

水素エネルギー利用の多様性

海外

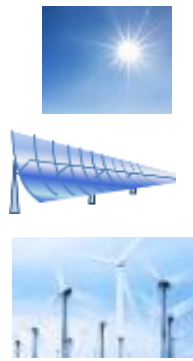
国内

製造

輸送

利用

再生可能
エネルギー



天然ガス
石油
石炭



電気

電気分解
熱分解

改質
ガス化

CO₂

CCS

H₂

短中距離
陸上輸送

長距離
海上輸送

エネルギーキャリア

再エネ電力

高圧水素

液化水素

液化水素

MCH

安価

アンモニア

海上輸送

大量



外航タンカー

CO₂フリーメタン

天然ガス

LNG船

送電線

パイプライン

ローリー

気化

H₂

脱水素

脱水素

NH₃

直接利用

再エネ電力
としての利用

水素としての利用



燃料電池自動車



発電 燃料電池

発電

NH₃の直接利用



ガスタービン



石炭火力
発電混焼



燃料電池



工業炉

(参考)
天然ガス利用

CCS

CO₂

合理的な水素エネルギーの導入のあり方は、国、地域によって異なる

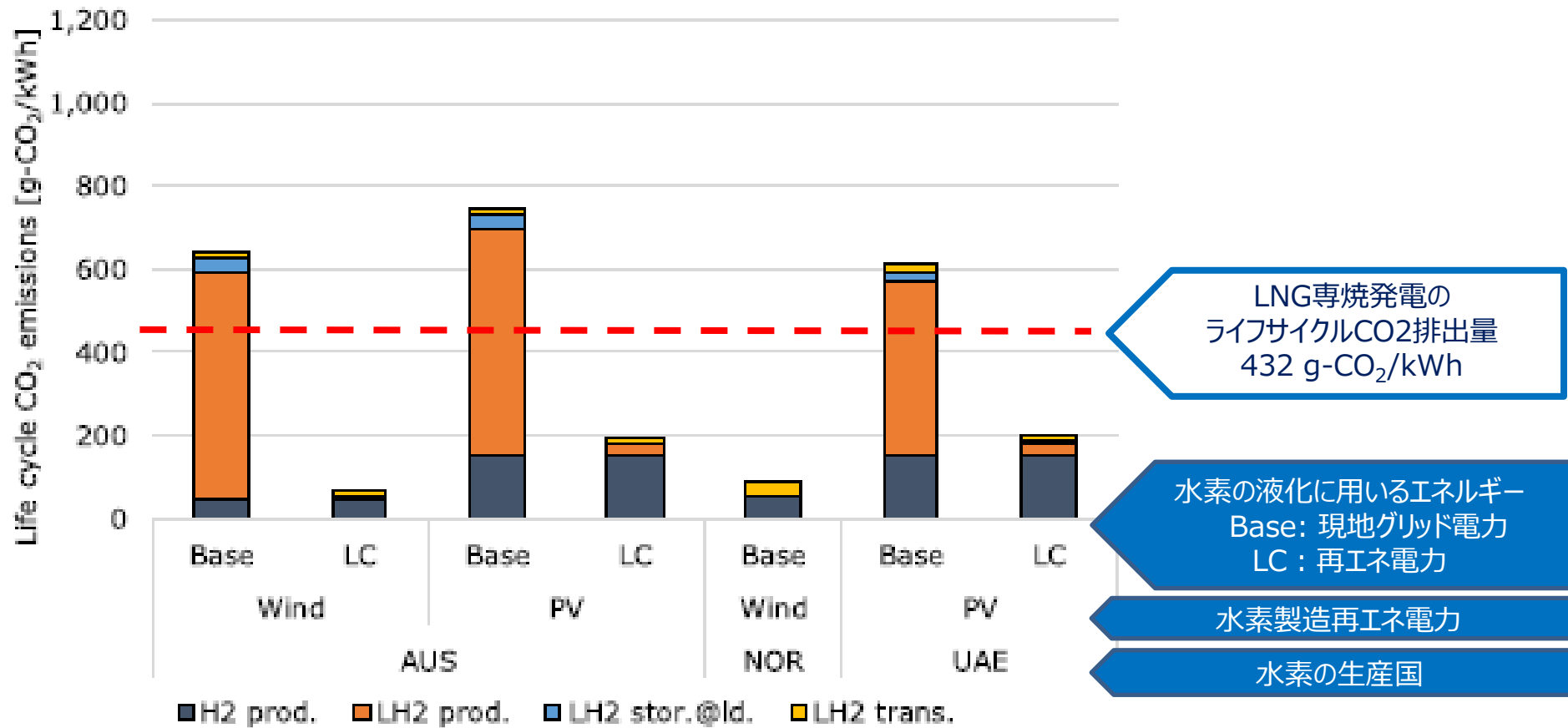
- 水素エネルギーの合理的な導入方法は、水素エネルギーの導入用途、導入量の規模、輸送距離、貯蔵期間によって異なる。

例えば、

- 余剰再エネの地産地消であれば、高圧水素が合理的。
その場合でも量が多い場合、貯蔵期間が長い場合は、別の選択肢も。
- 発電向けの水素エネルギーは、その必要量の規模が大きいこと、海外からの長距離輸送が必要なことからNH₃が合理的。
- FCV向け程度の量であれば、高圧水素（場所、量によっては液化水素？）。

- 欧州地域における水素導入戦略は、必ずしも日本の参考にはならない。なぜなら、欧州は：
 - 域内に豊富な風力や水力等の再エネ資源があり、余剰の再エネ電力が存在する、
 - 水素の需要地が再エネ電力の賦存地域に比較的近接している、
 - 域内には送電線網やガスパイプライン網が構築されている、そして、
 - 暖房用のガスパイプラインを利用した水素の熱エネルギー源としての需要も大きい等、日本とは異なる環境にあるため。

電解水素を液化し、液化水素を水素エネルギーキャリアに用いた 水素専焼発電のライフサイクルCO₂排出量

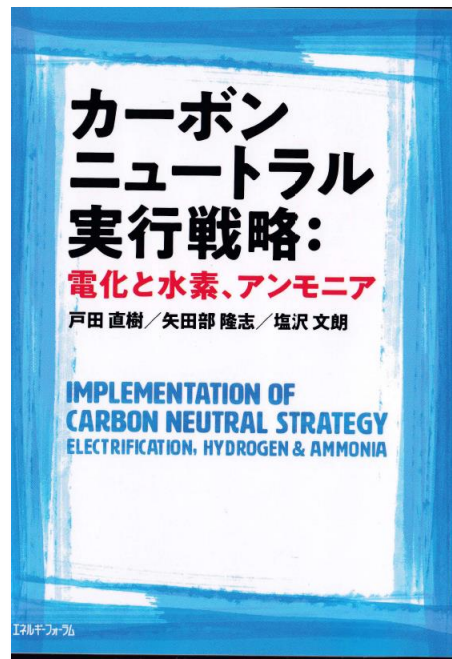


(出所) Akito Ozawa, Yuki Kudoh, Naomi Kitagawa, Ryoji Muramatsu:
“Life Cycle CO₂ emissions from power generation using hydrogen energy carriers”,
International Journal of Hydrogen Energy, 44(2019) 11219-11232 の【図8】に筆者が加筆。

ご静聴、ありがとうございました。

ご質問等は以下にお願いします。

bunro@n07.itscom.net



amazon 売れ筋ランキング 第1位

「エネルギー一般関連書籍部門」(2021年3月12日~24日)

第42回エネルギーフォーラム賞「普及啓発賞」受賞
(2022.2.24)