

# 水素エネルギーとアンモニア

2022.6.20

元内閣府戦略的イノベーション創造プログラム (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

1996.6 通商産業省 化学物質管理課長  
 1999.9 // 技術協力課長  
 2001.7 経済産業省 大臣官房参事官（技術担当）  
 2003.7 // 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

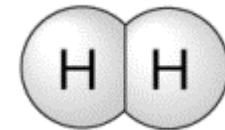
2008.8～21.3 住友化学（株）理事、気候変動対応推進室部長

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  
 OPCW事務局長諮問委員など

# 本日、お話ししたいこと

1. なぜ水素エネルギーが重要なのか？
2. 「水素」、「水素エネルギー」、「Green」 / “Blue”
3. 水素エネルギーキャリア
4. 水素エネルギーとしてのアンモニア (NH<sub>3</sub>)
5. 水素エネルギーとしてのNH<sub>3</sub>の優位性
6. NH<sub>3</sub>の導入計画と課題
7. 水素エネルギーの導入はどのように進むか？
8. 「エネルギー脱炭素化技術」を見る目



H<sub>2</sub>分子

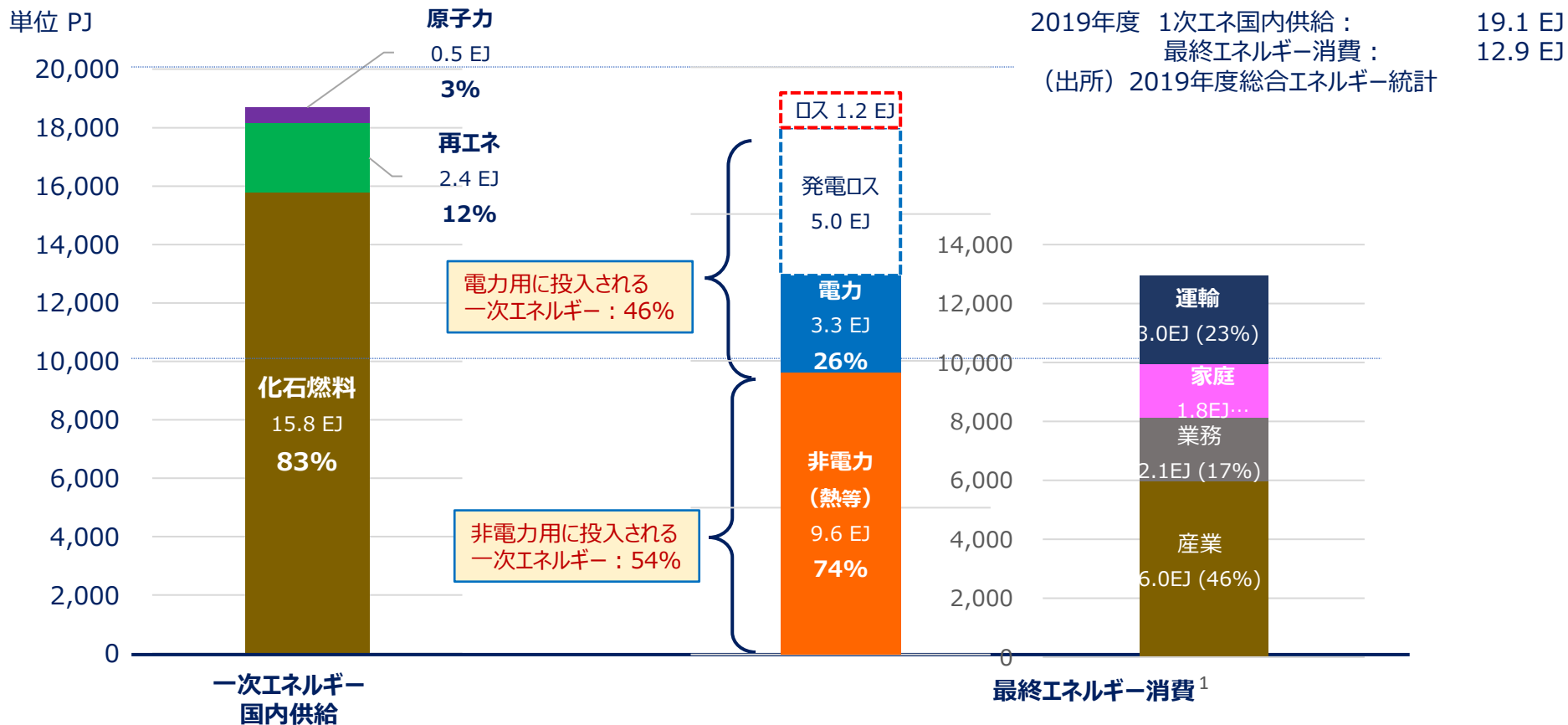


NH<sub>3</sub>分子

# 1. なぜ水素エネルギーが重要なのか？

# 日本のエネルギー需給構造 (2019年度)

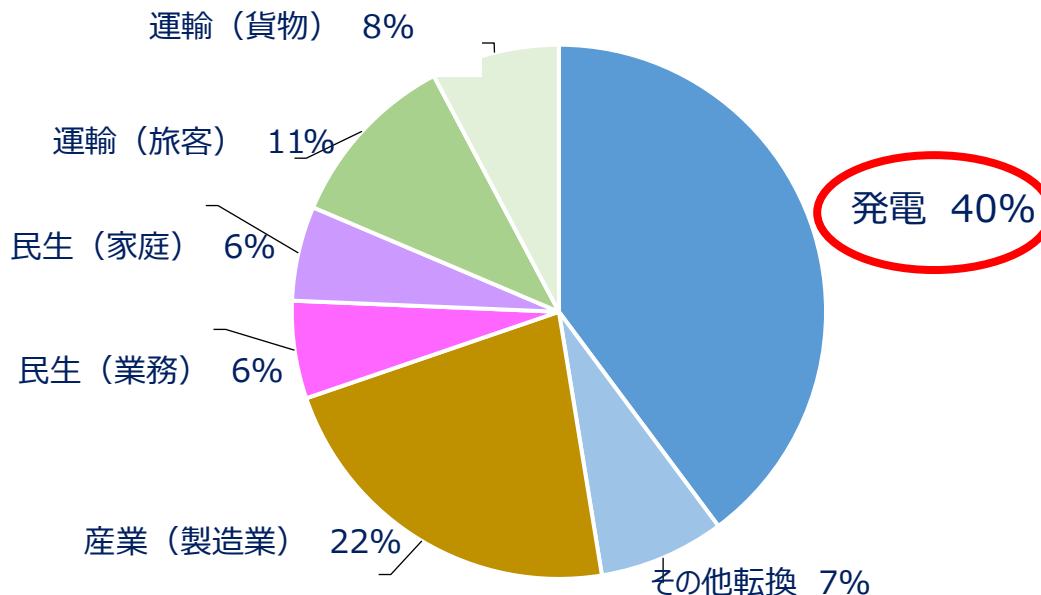
- 日本は一次エネルギーの83%を化石燃料に依存。
- カーボンニュートラルの実現のためには、化石燃料への依存をほぼゼロにしなければならない。
  - ➔ 化石燃料消費の約40%を占める発電燃料の脱炭素化が重要。
- エネルギーの需要サイドにおける構造改革を忘れてはならない。
  - ➔ エネルギー需要の7割強は、主として熱エネルギーでの消費。エネルギーの需要構造の変革が重要。



- 化石燃料消費の多いのは、発電、製造業、運輸（自動車）。
- 電力分野は、化石燃料消費が多いこと、その電力は各分野で使用され、各使用分野においてScope2の排出量としてカウントされることから、電力分野の脱炭素化は重要。

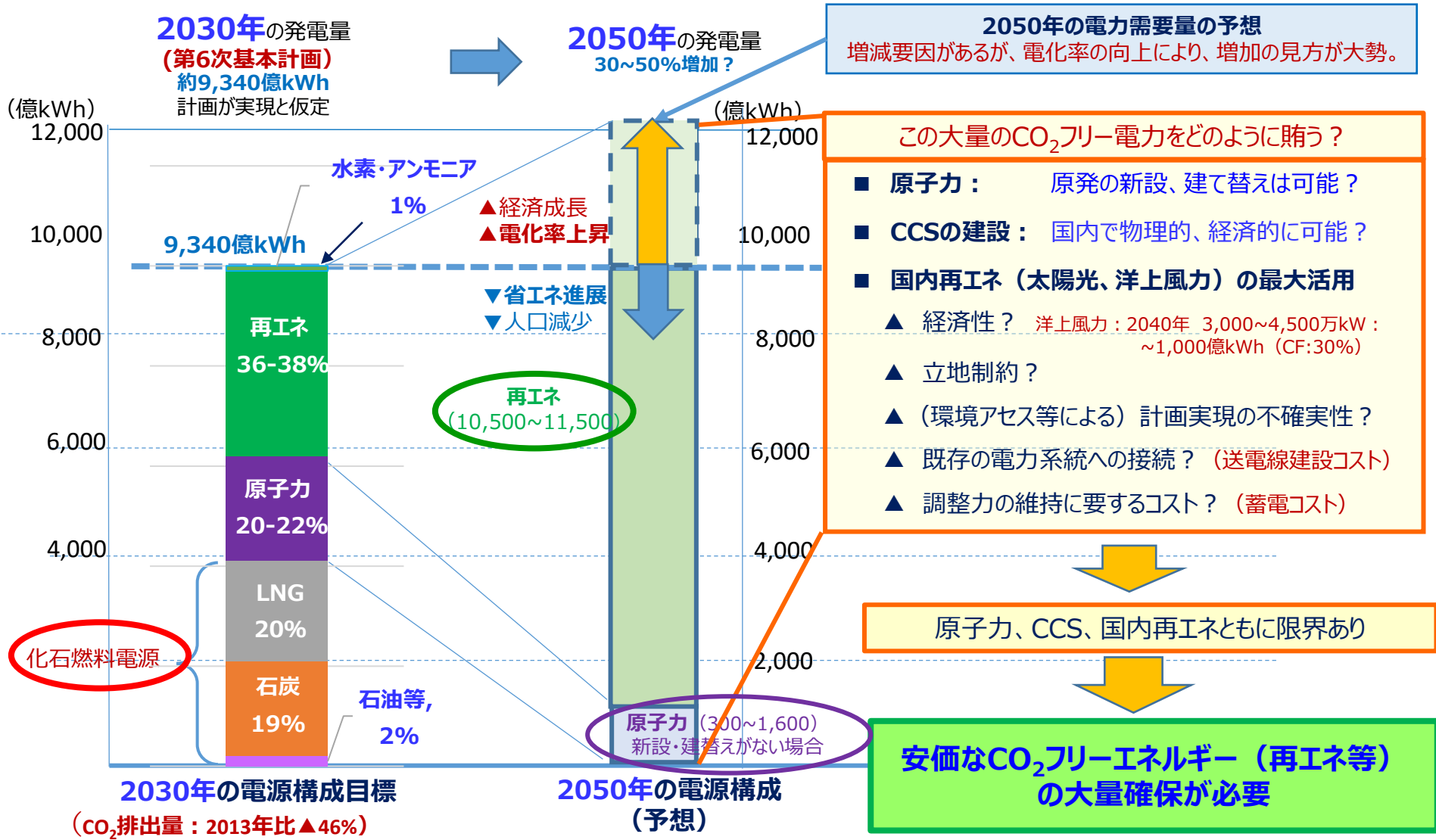
## 化石燃料の部門別消費量の割合

(2019年度 総合エネルギー統計)



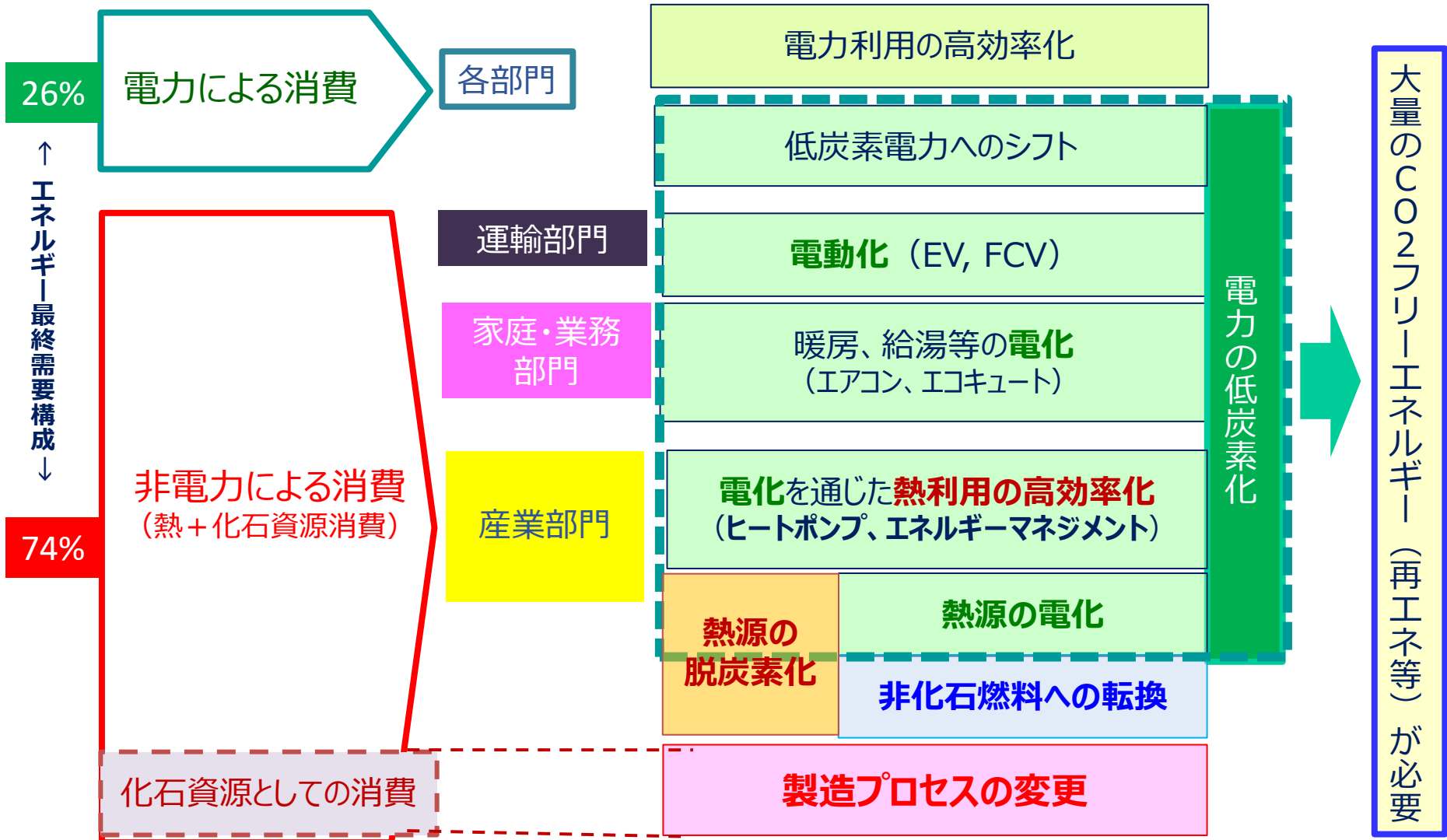
# 電力の脱炭素化：2050年の電力需要量（予想）と電源構成

- 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 ⇒ ?



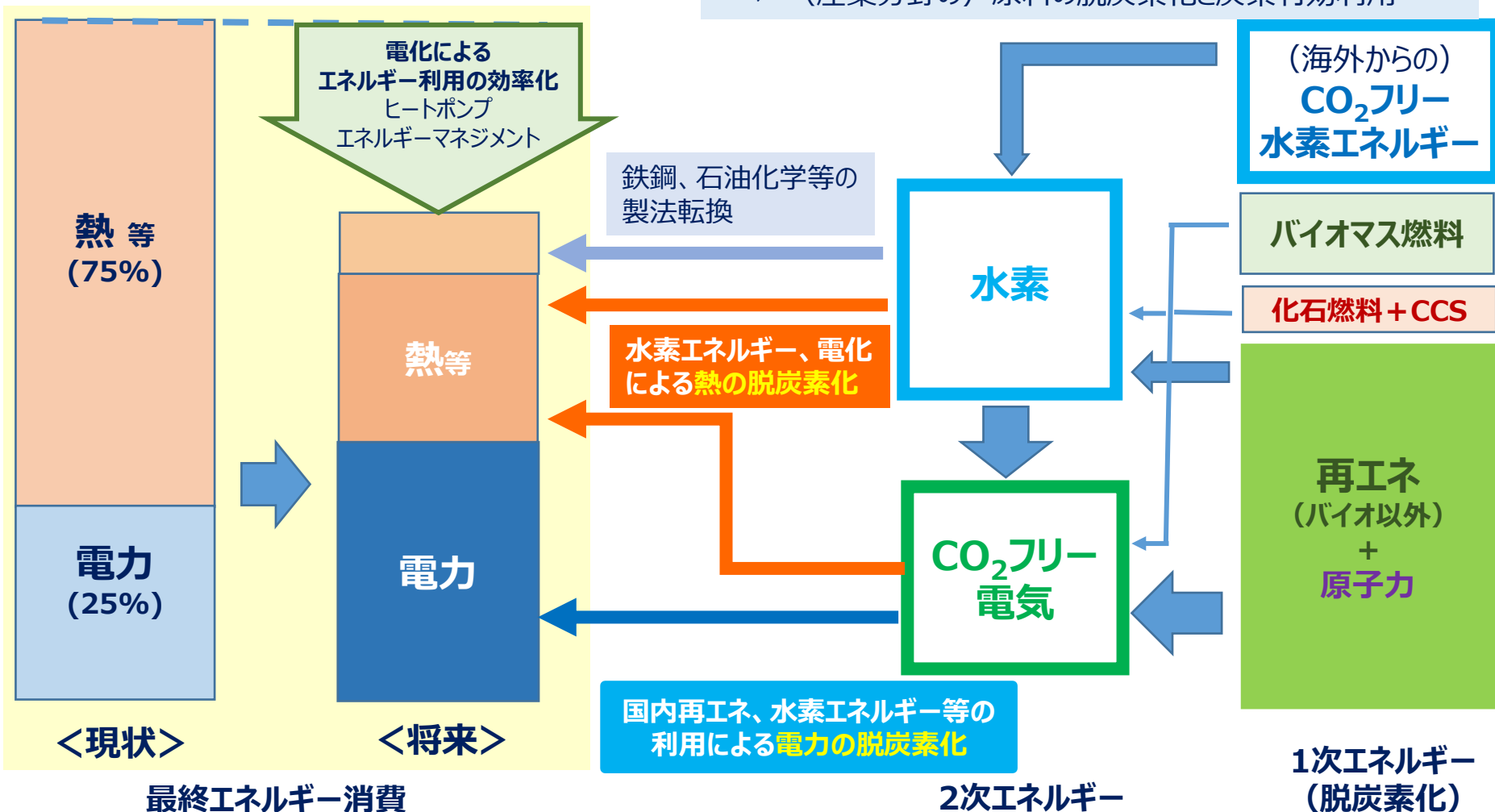


# カーボンニュートラル実現における水素エネルギーの役割

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

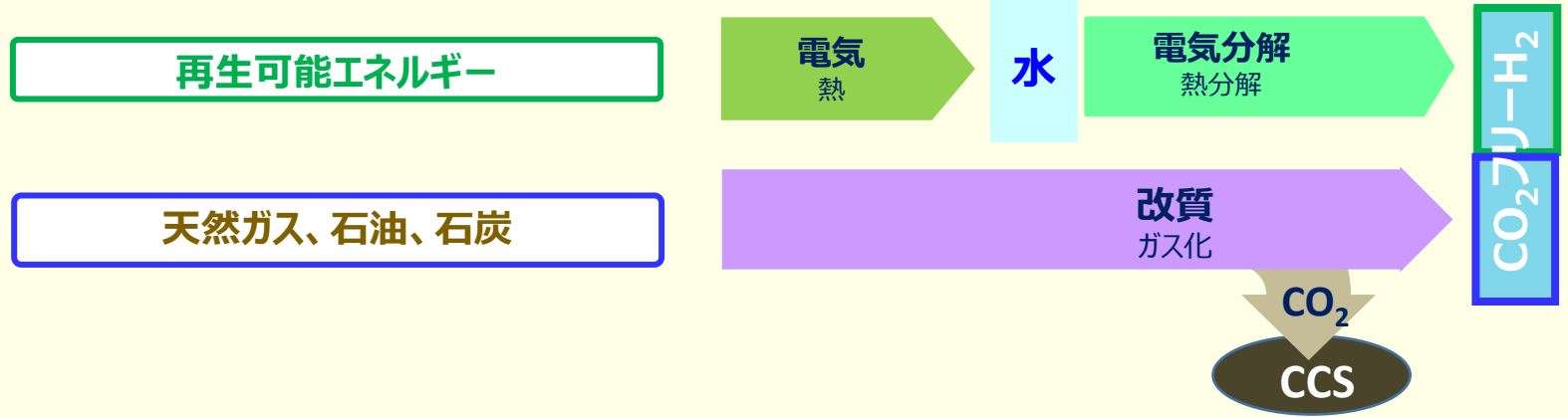


(出典) 「エネルギー産業の2050年 Utility3.0へのゲームチェンジ」 竹内純子編著 (日本経済新聞出版社) の図4をもとに筆者が加筆、修正。

# 大量のCO<sub>2</sub>フリーエネルギー（再エネ等）をどのように確保するか

CO<sub>2</sub>フリーエネルギーの製造

- ◆ **海外には、再エネ**（太陽、風力エネルギー）が**豊富に賦存**している地域が広範にあり、再エネと水から大量で安価な**水素**の製造が可能。



- ◆ (CO<sub>2</sub>フリー) **水素**は、**天然ガスの改質 + CCS** (CO<sub>2</sub>の貯留) でも製造可能。

エネルギーの輸送と貯蔵

- ◆ **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。)
- ・ 電気エネルギー…… 大量の輸送、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。

化学エネルギーである**水素**は、CO<sub>2</sub>フリーエネルギー（再エネ等）の大量導入手段

# 日本にとっての水素エネルギーの重要性と導入目標

## ○ 日本にとって水素エネルギーが重要な理由 :

- ➔ エネルギー供給面 : 大量のCO<sub>2</sub>フリーエネルギー（再エネ等）の導入手段  
⇒ 電源の脱炭素化
- ➔ エネルギー需要面 : 日本の電源、熱源の脱炭素化等の手段。  
(加えて、製造プロセスの脱炭素化、炭素リサイクル)

### ■ 水素エネルギーの効用には、このほかに

- 再エネの地産地消の手段
- 余剰再エネの貯蔵手段（蓄エネ） 等

があるが、日本のエネルギーシステムの脱炭素化の手段としては、効果のスケールが小さい。

## 水素の目標導入量とコスト（第6次エネルギー基本計画）

	導入目標量	導入目標コスト
2030年度	最大300万トン	30 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> (≒3 \$/kg-H <sub>2</sub> )
2050年度	2,000万トン	20 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> (≒2 \$/kg-H <sub>2</sub> )*

\* : 環境価値を含めて既存のエネルギーと遜色ないコスト水準

## 2. 「水素」、「水素エネルギー」、「Green」 / 「Blue」

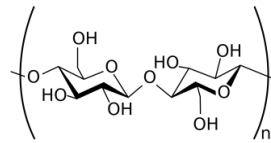
# 水素

1. 水素は、地球上の様々な化合物の分子中に存在する。

水 (H<sub>2</sub>O)

天然ガス (CH<sub>4</sub>)、化石資源 (C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>)

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。

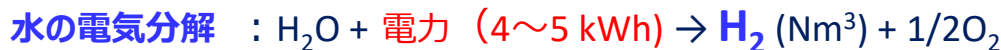
## 水素の製造方法

“▲” 吸熱反応：エネルギーを加える

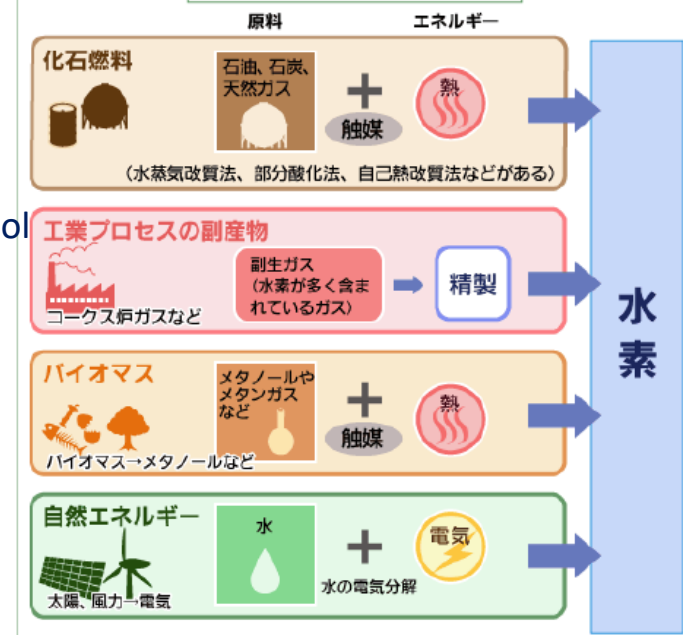


CO<sub>2</sub>吸収

CO<sub>2</sub>が排出される



## 水素の製造方法



# 「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CO<sub>2</sub>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。）

→ 以下、「水素エネルギー」は、アンモニア（NH<sub>3</sub>）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。

**「水素エネルギーキャリア」：** 水素を輸送・貯蔵の容易な物質や状態に変えたもの。  
(単に「エネルギーキャリア」と記す場合がある。)

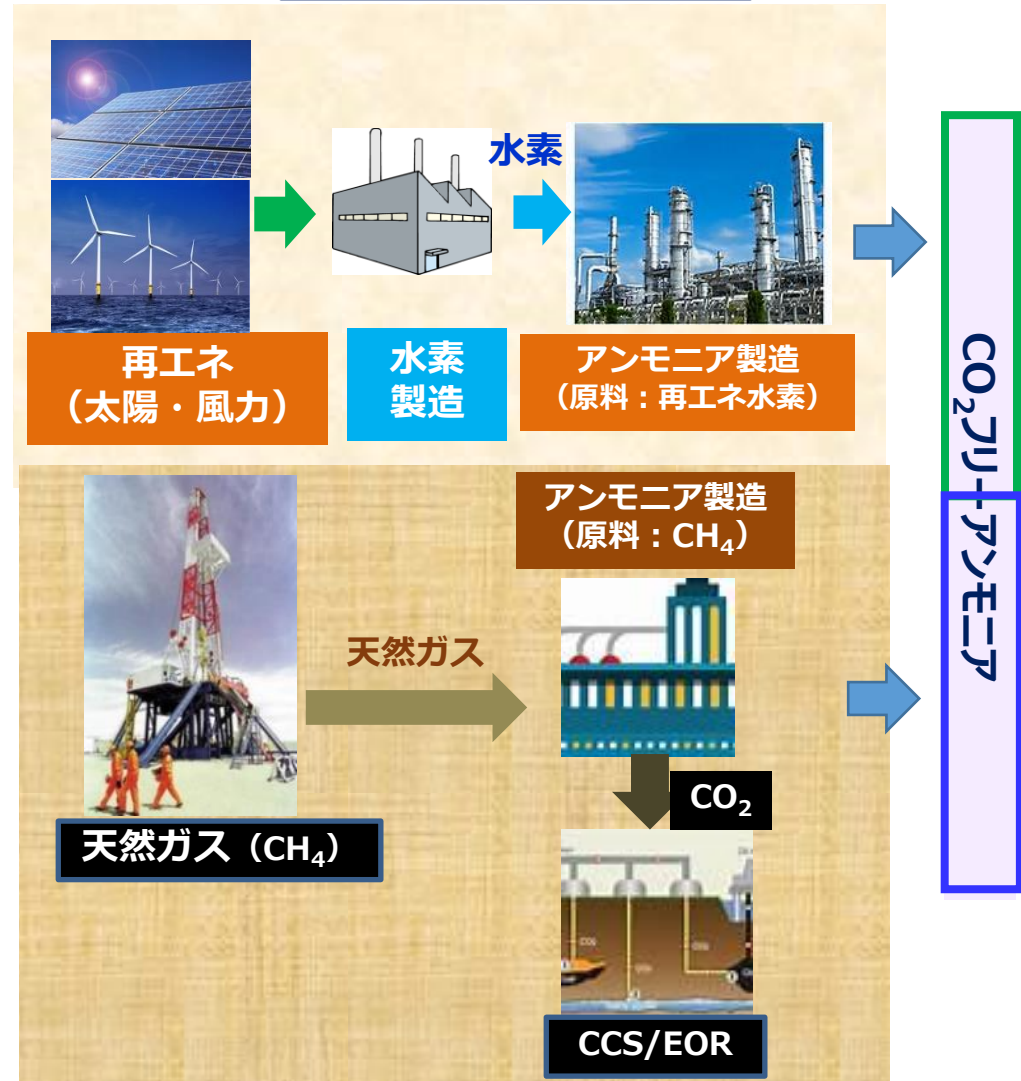
# CO<sub>2</sub>フリー水素とCO<sub>2</sub>フリーNH<sub>3</sub> - “グリーン” と “ブルー” -

□ : グリーン  
□ : ブルー

## CO<sub>2</sub>フリー水素の製造方法



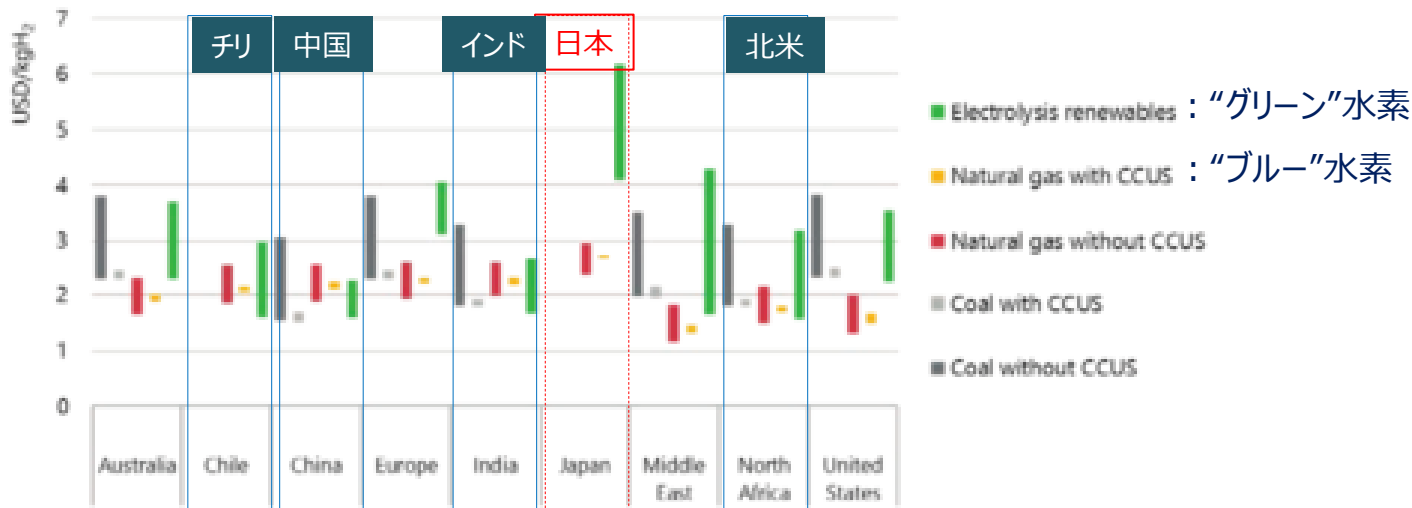
## CO<sub>2</sub>フリーNH<sub>3</sub>の製造方法



# 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。

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 CO<sub>2</sub> price of USD 25/t CO<sub>2</sub> in the near term and USD 100/t CO<sub>2</sub> in the long term. For options from coal and natural gas, the higher value indicates the long-term costs (due to the increasing CO<sub>2</sub> 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.

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



# 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 <sub>2</sub> を分離、回収し、地下貯留（CCS）することでCO <sub>2</sub> 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 <sub>2</sub> 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 <sub>4</sub> ）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](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

# “ブルー”水素と“グリーン”水素の将来価格の見通し（例） （水素製造コストの低減要因）

## ＜水素資源国における水素製造コスト見通し<sup>1)</sup>＞

水素コスト増減要因	
グリーン水素	電力単価の低減
	水電解装置コストの低減
	水電解効率の向上
ブルー水素	天然ガス価格変動

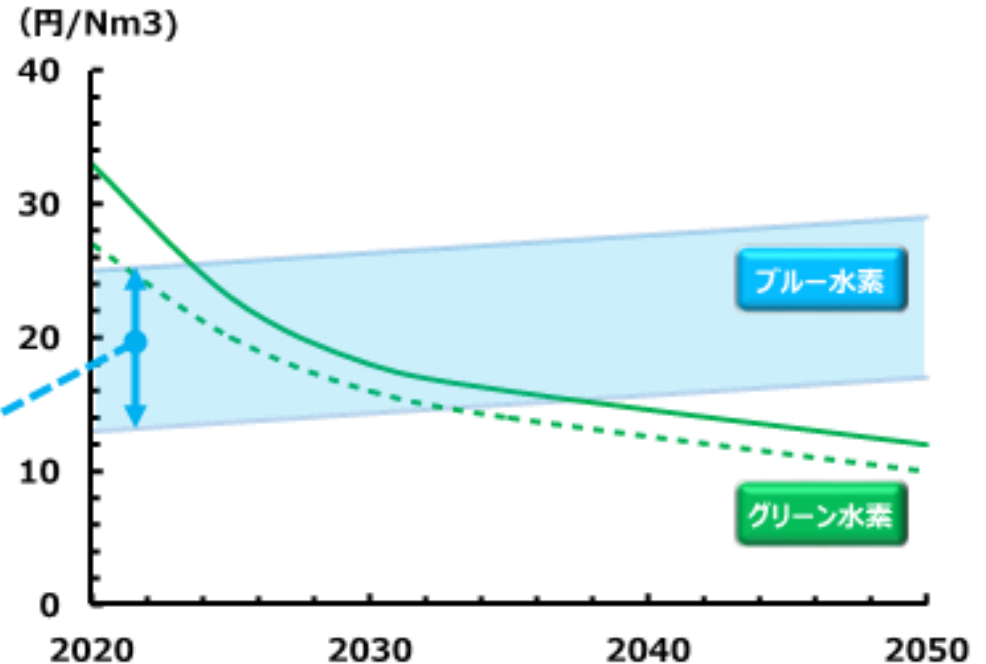
天然ガス価格変動<sup>2)</sup>(2015年～2020年)

→ 2~5\$/mmBtuの変動

→ ブルー水素コスト換算で、10円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>変動

1) IRENA\_Global\_Renewables\_Outlook\_2020を参考

2) Natural gas, U.S.



(出所) 2022年3月29日 総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会  
資源・燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議  
ENEOS（株）発表資料から抜粋

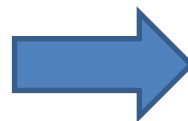
### 3. 水素エネルギーキャリア

## 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ため、液体水素からの**ボイル・オフ**が避けられない。
- 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



電気

電気分解  
熱分解

H<sub>2</sub>

短中距離  
陸上輸送

長距離  
海上輸送

再エネ電力



送電線

高圧水素



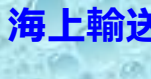
パイプライン

液化水素



ローリー

液化水素



海上輸送

大量

MCH

安価

アンモニア



外航タンカー

気化

H<sub>2</sub>

脱水素

脱水素

NH<sub>3</sub>  
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



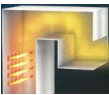
発電 燃料電池

発電

NH<sub>3</sub>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

天然ガス  
石油  
石炭

改質  
ガス化

CO<sub>2</sub>

CCS

CO<sub>2</sub>フリーメタン

天然ガス



LNG船

CCS

CO<sub>2</sub>

# 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

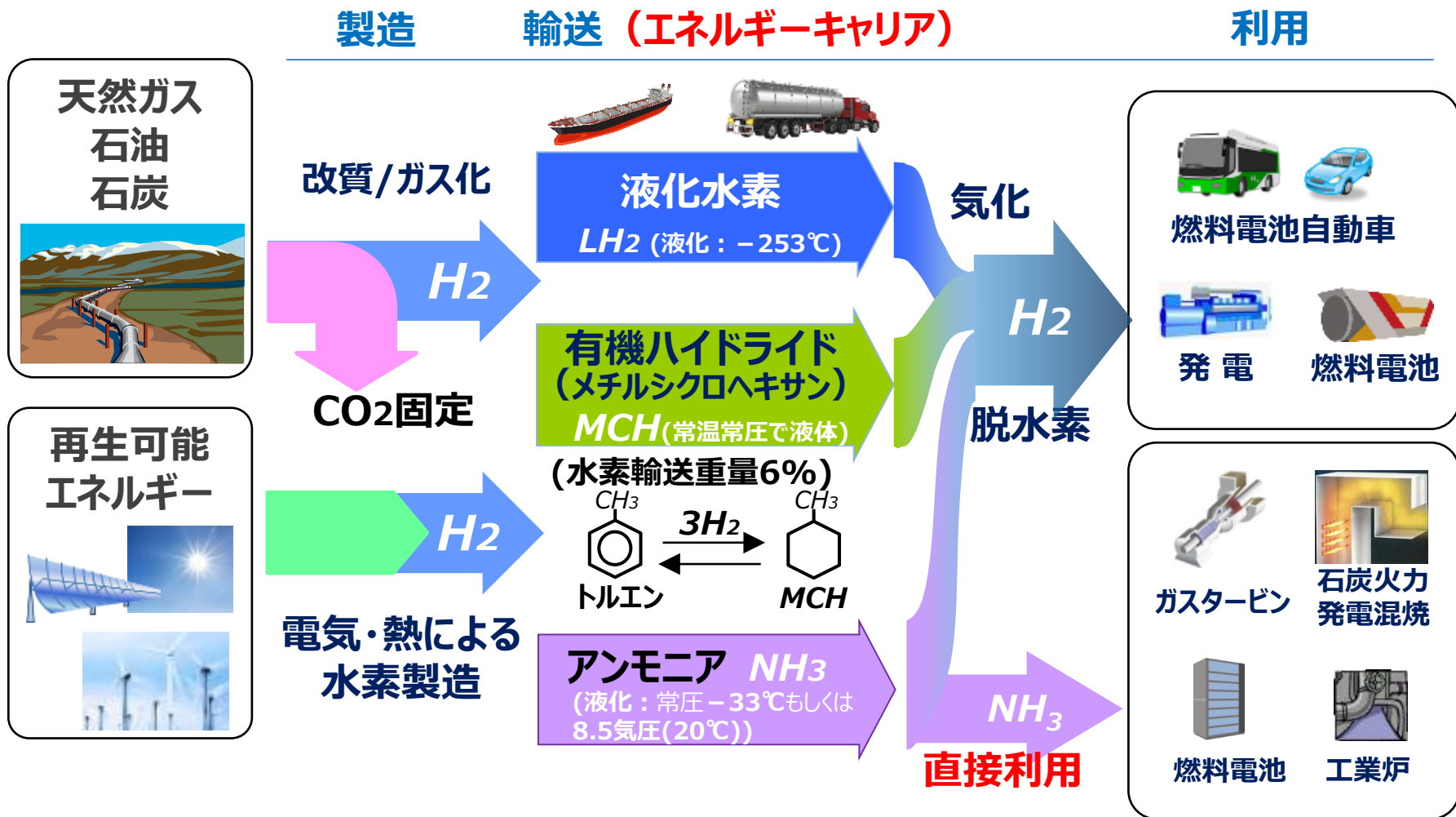
- 水素エネルギーの合理的な導入方法は、水素エネルギーの導入用途、導入量の規模、輸送距離、貯蔵期間によって異なる。

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NH<sub>3</sub>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。

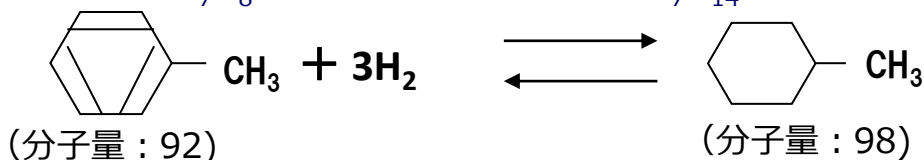
# 水素エネルギーの大量導入手段：エネルギーキャリア



# エネルギーキャリアの物理化学的性状

	水素含有率 (重量%)	水素密度 (kg-H <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> )	沸点 (°C)	水素放出 エンタルピー変化* (kJ/molH <sub>2</sub> )	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 (C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>) (分子量92) とMCH (C<sub>7</sub>H<sub>14</sub>) (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。



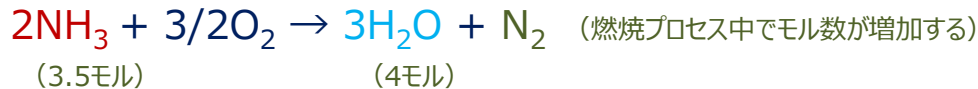
## 4. 水素エネルギーとしてのアンモニア (NH<sub>3</sub>)

# CO<sub>2</sub>フリー燃料、水素エネルギーキャリアとしてのNH<sub>3</sub>

## Advantages

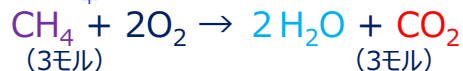
- 水素密度の大きい物質。 (NH<sub>3</sub> : 121 kg-H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>; LH<sub>2</sub> 70.8 kg-H<sub>2</sub>/m<sup>3</sup>)
- 大量輸送、貯蔵技術が確立。 (世界で2億トン/年製造、2,000万トン/年 が国際間で流通)
- 燃焼時にCO<sub>2</sub>等の温室効果ガスを排出しない。

【NH<sub>3</sub>の燃焼】



- 燃焼反応で分子数が増える → 排気気体量が増加する

【メタン (CH<sub>4</sub>) の燃焼】



NH<sub>3</sub>分子

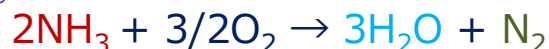
## Disadvantages

- 火が付きにくい。
- 火炎速度が遅い。(火の回りが遅い)
- Fuel NO<sub>x</sub>が発生・排出される懸念

【NH<sub>3</sub>燃焼の副反応】



【NH<sub>3</sub>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 NH<sub>3</sub>の安定的な燃焼が可能
- ② NH<sub>3</sub>燃焼で生成する可能性のあるNO<sub>x</sub>及びN<sub>2</sub>Oの排出抑制が可能

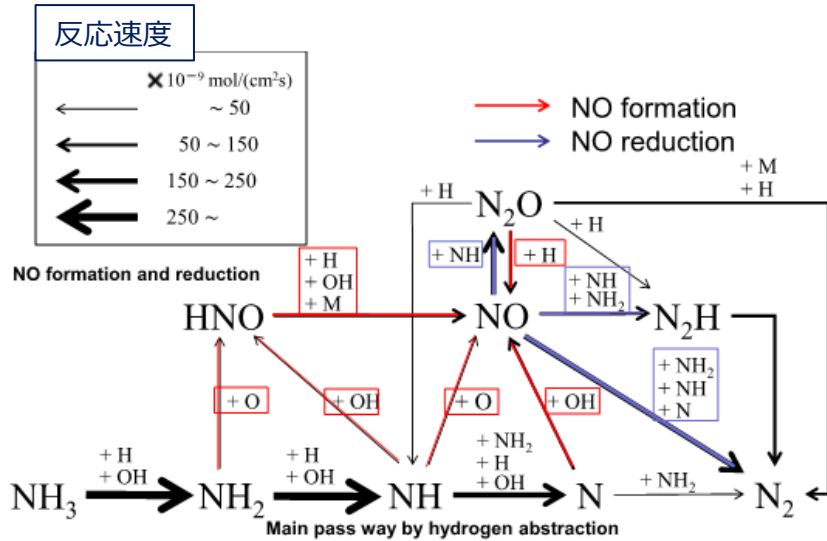


この反応がもっとも安定。

# NH<sub>3</sub>の燃焼で何が起きているか: NH<sub>3</sub> は燃料としても、NO<sub>x</sub> の還元剤としても働く

- ◆ 燃焼器内で燃焼気体中のNH<sub>3</sub>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NH<sub>3</sub>の還元作用で、燃焼中に生成するNO<sub>x</sub>がN<sub>2</sub>に還元される反応が支配的となる。

## P=0.1 MPa, φ = 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。

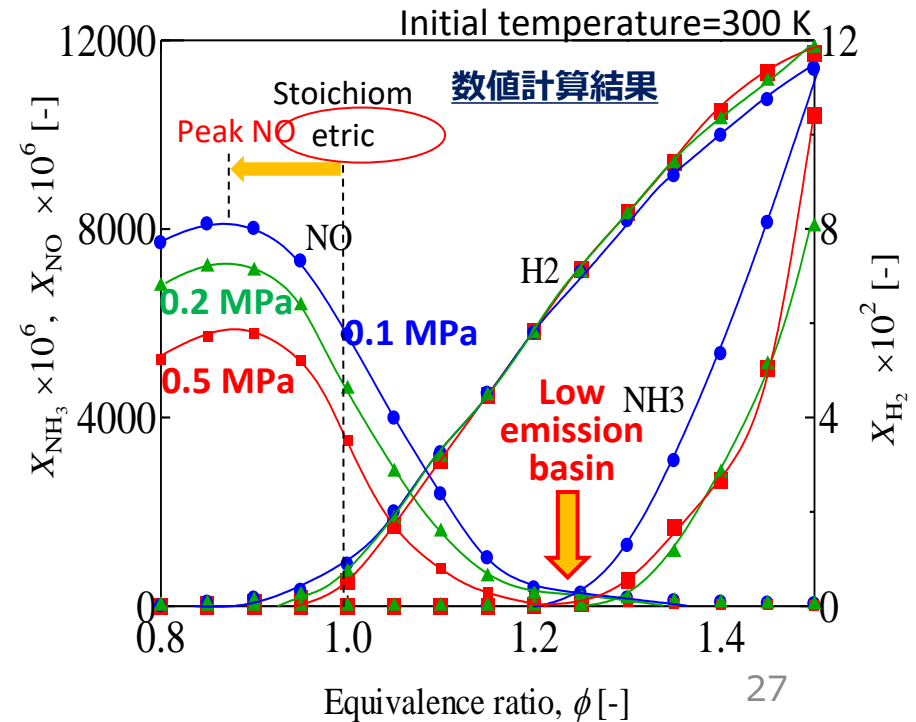


日本燃焼学会誌 2019年11月号

- 燃料当量が1.0を超える燃焼条件でNH<sub>3</sub>とNOの排出量の低下が起きる領域 (“NH<sub>3</sub> and NO emission basin”)が存在。火炎中でNOを還元する、NH<sub>2</sub>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: NH<sub>2</sub> + NO ⇌ N<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O)
- NH<sub>3</sub>とNOの生成は、火炎中の圧力の上昇とともに減少。

## 1-D NH<sub>3</sub>/air premixed flame

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



2022/6/20

東京大学公共政策大学院

# NH<sub>3</sub>混焼・専焼発電技術・機器開発の成果

(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」での成果

### ■ NH<sub>3</sub> の燃焼メカニズムの解明

- NH<sub>3</sub>の安定燃焼が可能であることを確認。(東北大)
- NH<sub>3</sub>燃焼で発生するFuel NO<sub>x</sub>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)

### ■ NH<sub>3</sub>混焼／専焼発電技術・機器の開発

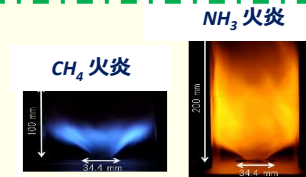
#### 【ガスタービン：GT】

- マイクロ (50-300 kW) GT: NH<sub>3</sub>専焼 (100%) 開発 (TES)
- 中型 (2MW) GT: NH<sub>3</sub>混焼 (20%) 開発 (IHI)
- 大型 (500-600 MWクラス) GT: NH<sub>3</sub>の分解利用システム開発\*

#### 【石炭ボイラ、バーナ】

- 10 MW 微粉炭石炭ボイラ: NH<sub>3</sub>混焼 (20%) 開発 (IHI)

## その後の進展



- 2MW 液体NH<sub>3</sub>専焼 (100%) GT (IHI)
- 40MW NH<sub>3</sub>専焼 (100%) GT (MHI)
- 500~600MWクラス H<sub>2</sub>専焼 GT (MHI)

⇒ 1GWの事業用石炭火力で 20%NH<sub>3</sub>混焼の実施 (JERA、IHI)

- NH<sub>3</sub>高混焼バーナの開発 (IHI)
- NH<sub>3</sub>専焼 (100%) バーナの開発 (MHI)

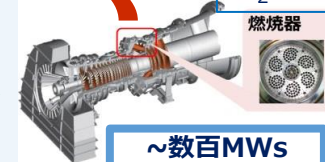
⇒ 事業用石炭火力で50%以上のNH<sub>3</sub>混焼の実施 (IHI、MHI)  
(高混焼バーナ (全数) or 専焼バーナ+微粉炭バーナ)

### \* NH<sub>3</sub>をH<sub>2</sub>キャリアとして用いるNH<sub>3</sub>の分解利用システム



GTの排熱利用

H<sub>2</sub> N<sub>2</sub>  
残存NH<sub>3</sub>



H<sub>2</sub>燃焼器

燃焼器

~数百MWs  
水素ガスタービン

## 5. 水素エネルギーとしてのNH<sub>3</sub>の優位性

# 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	<p>体積：70.8kg/m<sup>3</sup> 重量：100%</p> <p>・-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</p>	<p>・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）</p> <p>・-253℃の極低温での取扱い必要。</p> <p>・ボイルオフによる損失対策が必要。</p>	<p>液化水素用の新規インフラが必要</p>	<p>・水素の燃焼速度が速く、火炎のコントロールが困難、燃焼温度が高い（サーマルNO<sub>x</sub>の発生）等の課題があり、水素専焼タービンは開発中。</p> <p>・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。</p>
MCH	<p>体積：47.3kg/m<sup>3</sup> 重量：6.2%</p> <p>・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</p>	<p>・常温で液体。</p> <p>・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。</p> <p>・脱水素後のトルエン中の不純物量の低減が必要。</p> <p>・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。</p> <p>・トルエンは「劇物」+長期毒性のおそれがある。</p>	<p>ガソリンのインフラの利用が可能</p>	<p>・水素として使うので、上記「液化水素」と同じ。</p>
液化アンモニア	<p>体積：121kg/m<sup>3</sup> 重量：17.8%</p> <p>・-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<sub>3</sub>で同重量の水素の輸送・貯蔵が可能</p>	<p>・常温では気体。-33℃又は8.5atmで液化。</p> <p>・「劇物」。急性毒性、刺激臭がある。</p> <p>・NH<sub>3</sub>のまま直接、燃料として利用が可能。</p> <p>・脱水素する場合には、脱水素にエネルギーが必要。 NH<sub>3</sub>の運べる水素エネルギーの約13%のエネルギーが必要。</p>	<p>NH<sub>3</sub>の輸送・貯蔵インフラ存在</p> <p>LPGと同様のインフラ技術の利用も可能</p>	<p>・小型ガスタービンは専焼が可能。</p> <p>・中型ガスタービンでの混焼が可能（20%（熱量ベース））</p> <p>・石炭ボイラーでの混焼が可能。（20%（熱量ベース））</p> <p>・大型ガスタービン向けのCCGT排熱利用NH<sub>3</sub>クラッキング装置を開発中。（開発・実証済みの水素混焼タービンを利用）</p>

# 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

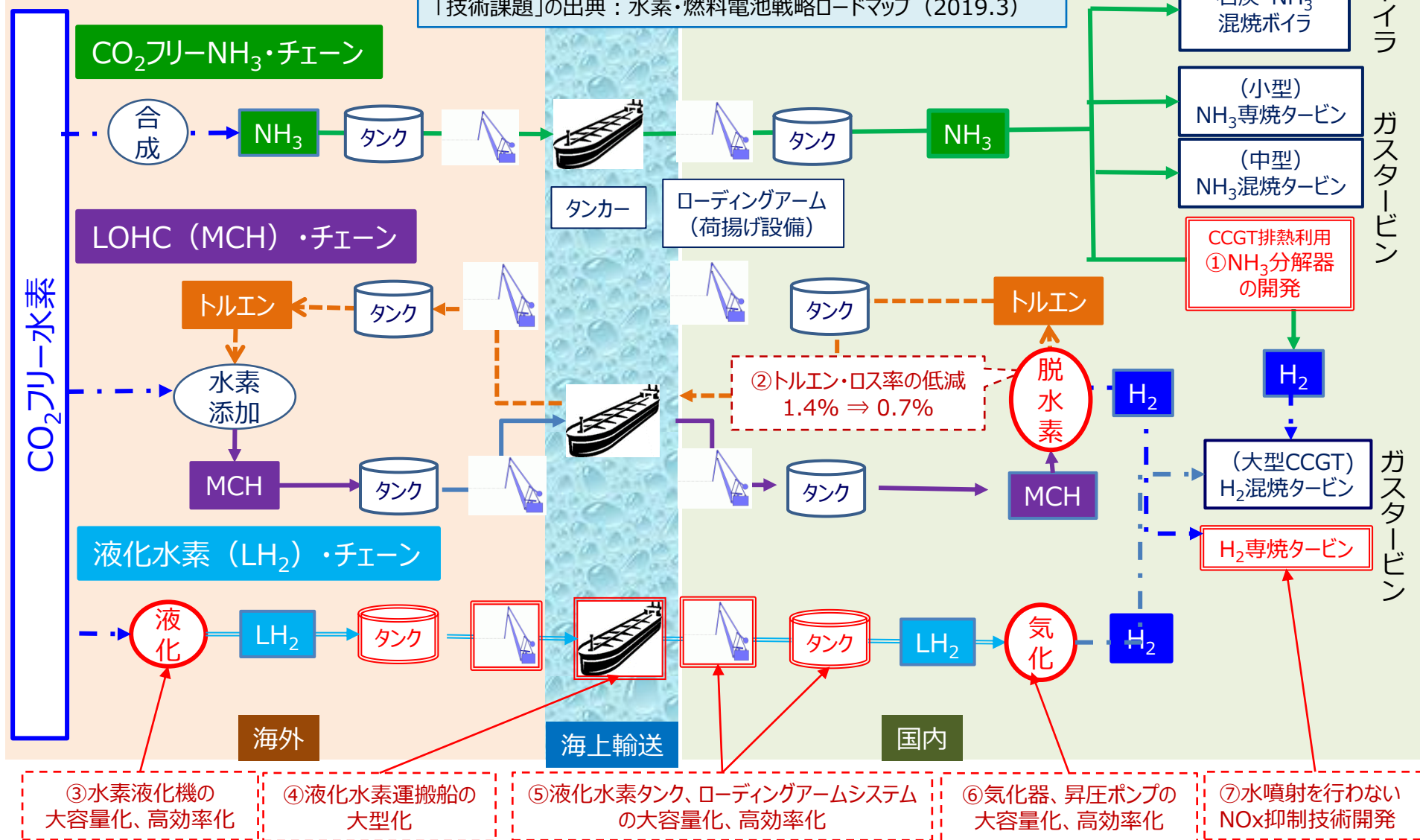
設備機器

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）



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
<b>CO<sub>2</sub>フリー-NH<sub>3</sub>チェーン</b>		
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 <sub>3</sub> 分解器	<ul style="list-style-type: none"> <li>CCGTの排熱の利用により、NH<sub>3</sub>を分解し、生成したH<sub>2</sub>をタービンに燃料供給する装置の開発。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>大型CCGT領域では、H<sub>2</sub>混焼GTが開発済みであること、輸送が容易なCO<sub>2</sub>フリー-NH<sub>3</sub>からCCGTの排熱を利用してCO<sub>2</sub>フリー-H<sub>2</sub>が生成できることから、この方式が追求されている。</li> </ul>
<b>LOHC (MCH) チェーン</b>		
②トルエン・ロス率	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(現状) トルエン・ロス率 1.4%</li> </ul>
<b>液化水素 (LH<sub>2</sub>) チェーン</b>		
③水素液化機	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素液化機の大型化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>5t-H<sub>2</sub>/日 (現状) ⇒ 50t-H<sub>2</sub>/日程度</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素液化エネルギー効率の改善</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>13.6kWh/kg-H<sub>2</sub> (現状) ⇒ 6.0kWh/kg-H<sub>2</sub></li> <li>液化効率 24% (現状) ⇒ 54%</li> </ul>
④液化水素運搬船	<ul style="list-style-type: none"> <li>液化水素運搬船の大型化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1,250m<sup>3</sup></li> </ul>
⑤液化水素タンク、ローディングアームシステム	<ul style="list-style-type: none"> <li>タンクの大型化</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2,500m<sup>3</sup> ⇒ 80,000m<sup>3</sup>程度</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>ローディングアームシステムの大容量化</li> </ul>	
⑥気化器、昇圧ポンプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>大容量化、高効率化</li> </ul>	
⑦水素専焼タービン	<ul style="list-style-type: none"> <li>水噴射を行わないNO<sub>x</sub>抑制技術開発</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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。</li> </ul>

(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。

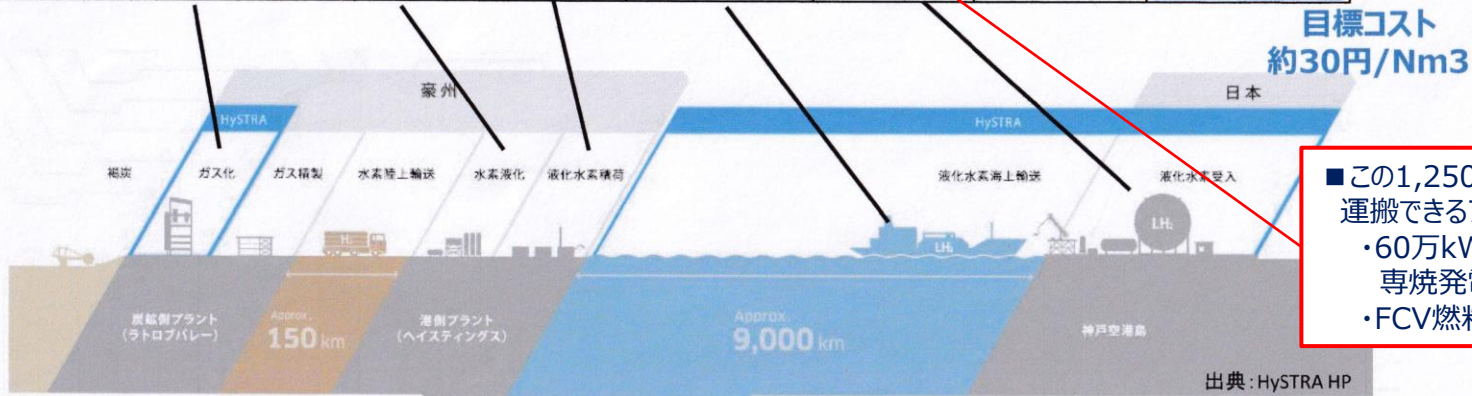


# 【参考】液化水素サプライチェーンに関する資工庁資料

- 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 <sup>3</sup>	1250m <sup>3</sup>	2500m <sup>3</sup>	—	約36t/年**
商用化	770t/d	1000t/d (50×20基)	20万m <sup>3</sup> (5×4基)	32万m <sup>3</sup> (16×2隻)	20万m <sup>3</sup> (5×4基)	100万kW	約22.5 万t/年



\*試算条件：（水素熱量120MJ/kg-H<sub>2</sub> (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

# CO<sub>2</sub>フリー-NH<sub>3</sub>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CO<sub>2</sub>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

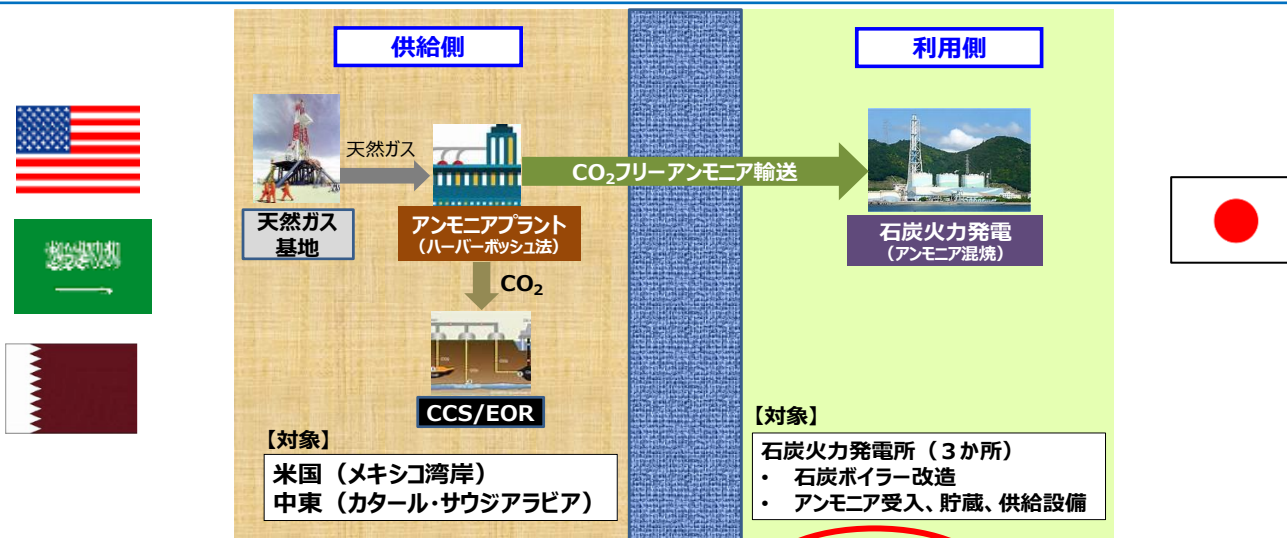
## ■ 2020年代半ば～2030年頃を目指したCO<sub>2</sub>フリー-NH<sub>3</sub>バリューチェーン構築のためのスタディ

**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）
- NH<sub>3</sub>製造能力： 3,300MTPD（1Train）
- CO<sub>2</sub>回収率： プロセス由来 100%，排ガス由来 90% 回収
- CO<sub>2</sub>フリー化： CO<sub>2</sub>のCCS、または、EOR（石油増進回収）による利用



CO<sub>2</sub>フリー-NH<sub>3</sub>価格、石炭発電所のバース渡しで350 \$ / トンの可能性

“350 \$/ton -NH<sub>3</sub>”  
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 <sub>2</sub> (\$/kg-H <sub>2</sub> )
2030年	3
「将来」(2050年)	2

水素と熱量等価のアンモニア価格

NH <sub>3</sub> (\$/ton-NH <sub>3</sub> )
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)

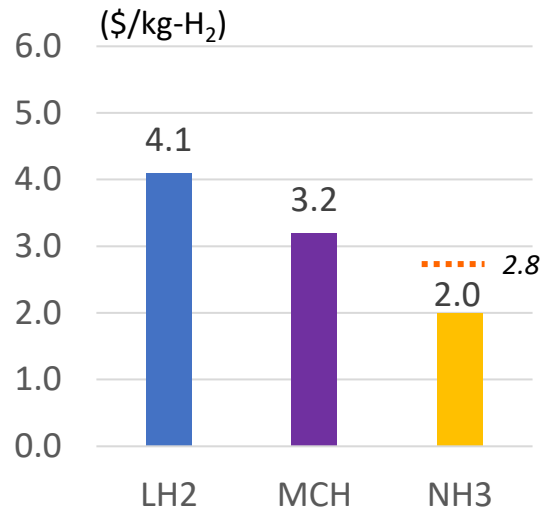
(主な前提) 供給量: 1GWのガス火力発電所に必要となる燃料量(水素量で225,000トン/年)の規模  
想定時期: 2030年  
(カーボンコストは考慮していないケース)

(注) ・NH<sub>3</sub>コストは、NH<sub>3</sub>からH<sub>2</sub>に転換することなく、NH<sub>3</sub>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NH<sub>3</sub>のコスト  
・NH<sub>3</sub>をH<sub>2</sub>に転換して利用する場合のH<sub>2</sub>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 NH<sub>3</sub>をH<sub>2</sub>に転換(分解)することなく、NH<sub>3</sub>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)

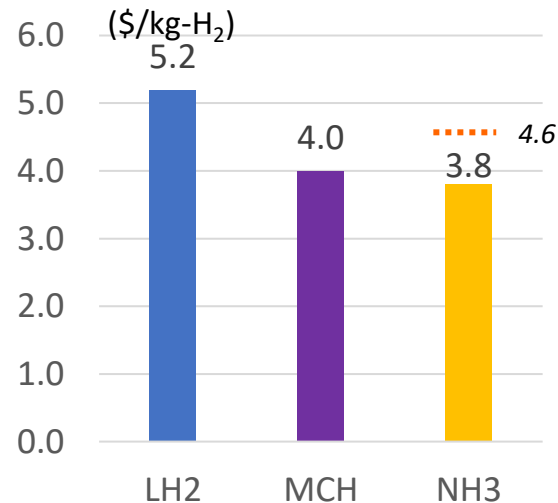
Saudi Gas CCS



(=353 \$/ton-NH<sub>3</sub>)

## オーストラリア グリーン (PV)

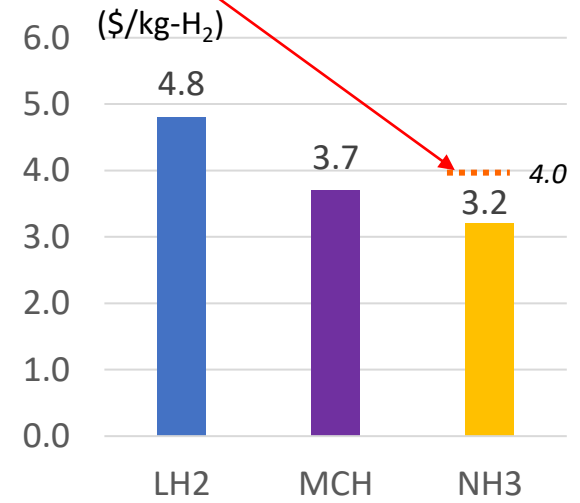
AUS PV



(=676 \$/ton-NH<sub>3</sub>)

## チリ グリーン (Wind)

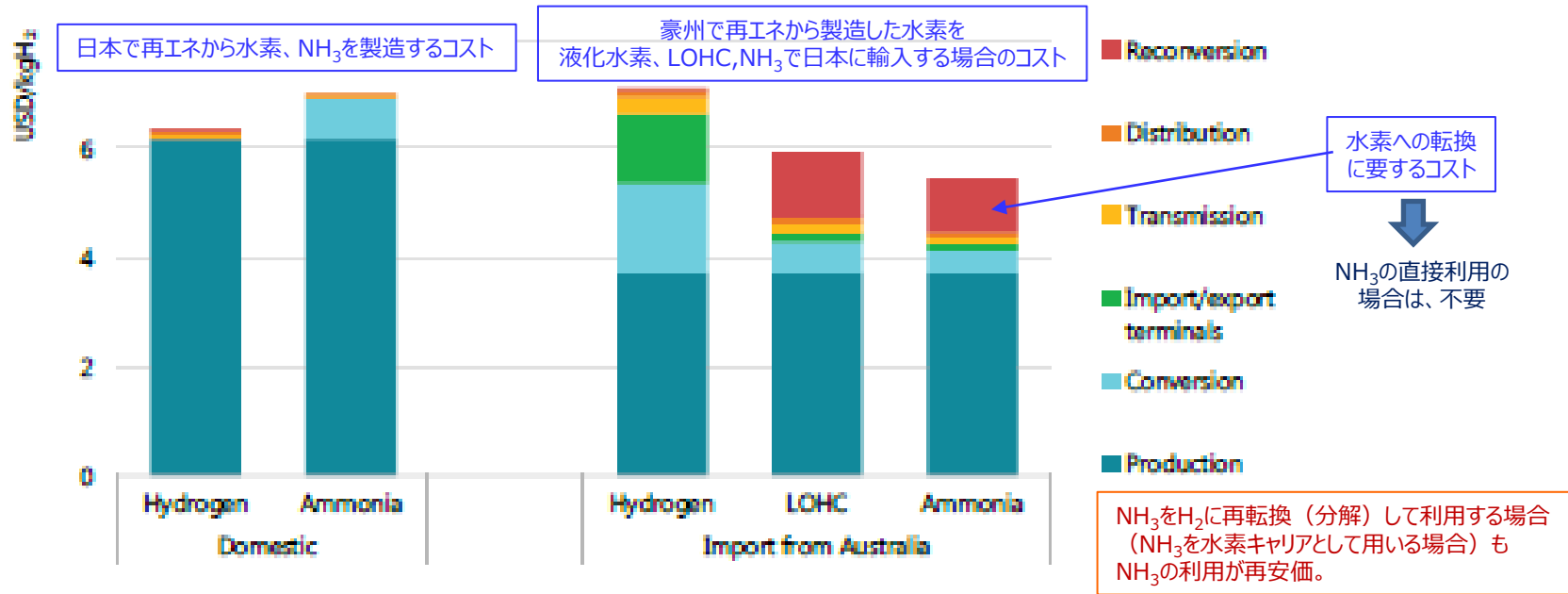
Chile Wind



(=568 \$/ton-NH<sub>3</sub>)

# オーストラリアから日本へグリーン水素/ $\text{NH}_3$ を輸送する場合のコスト (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/hydrogen2019](http://www.iea.com/hydrogen2019).

Source: IEA analysis based on IAE (2009), “Economic Evaluation and Characteristic Analysis 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.

# 水素エネルギーとしてのNH<sub>3</sub>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CO<sub>2</sub>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<sub>x</sub>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、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>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。

## 6. NH<sub>3</sub>の導入計画と課題



# 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 (108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)  
(株) INPEX  
ヴィーナ・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)  
NSユナイテッド海運 (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)

2022/6/20

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)  
タイヤゼブラ電機 (株)  
大陽日酸 (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)  
テックセンター・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)  
三國機械工業 (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)  
The Hydrogen Utility (豪)

(2022年6月8日現在)

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

## 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 (住友化学)  
中村徳彦 (元トヨタ自動車)

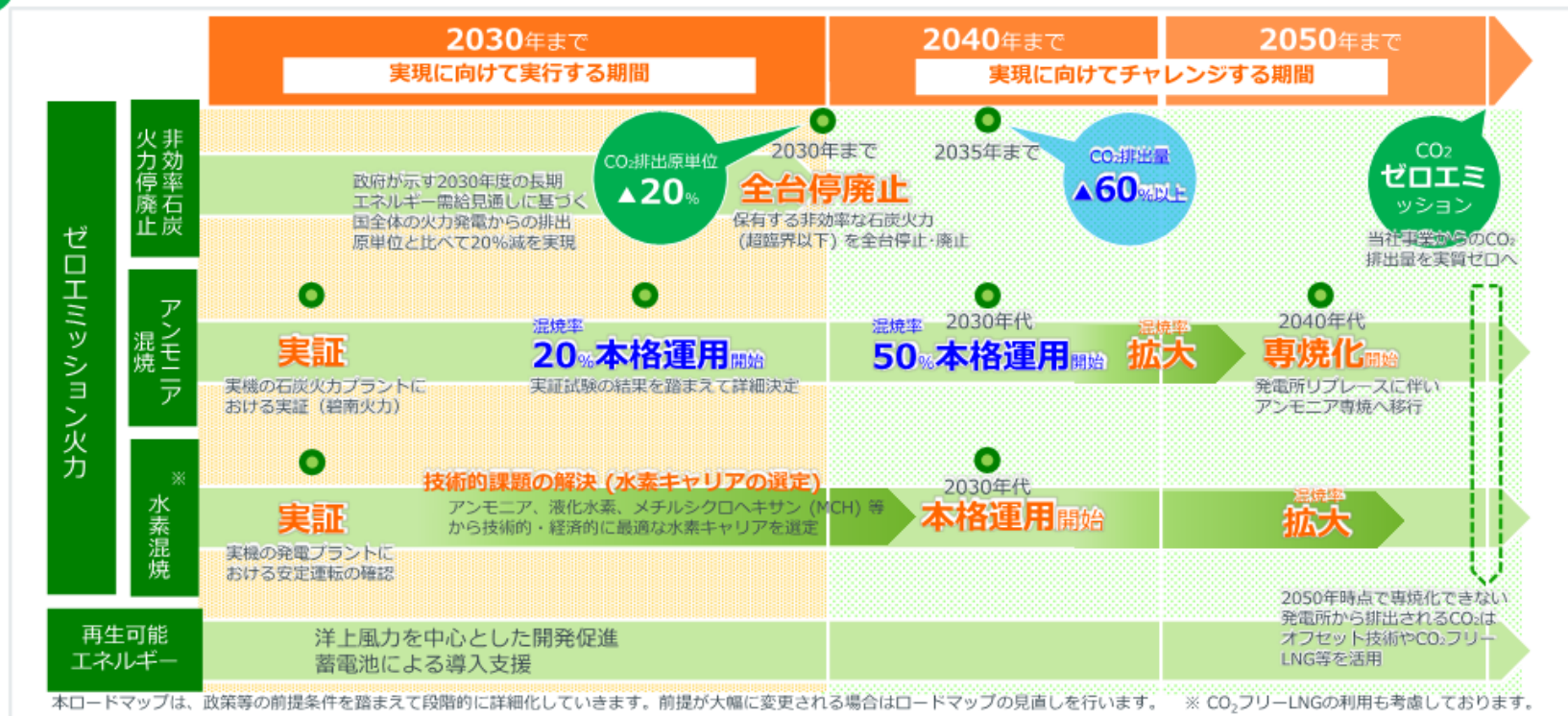
## 特別会員 (3名、27機関)

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) ニューゼーランド大使館  
(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) (ニューゼーランド)

# 「JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」の更新

“JERA”は、東京電力と中部電力の火力発電部門の統合会社で、日本最大の火力発電企業。

## JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ (2022年5月更新)



### JERA環境コミット2030

- JERAはCO<sub>2</sub>排出量の削減に積極的に取り組みます。国内事業においては、2030年度までに次の点を達成します。
- ▶石炭火力については、非効率な発電所(超臨界以下)全台を停廃止します。また、高効率な発電所(超々臨界)へのアンモニアの混焼実証を進めます。
  - ▶洋上風力を中心とした再生可能エネルギー開発を促進します。また、LNG火力発電のさらなる高効率化にも努めます。
  - ▶政府が示す2030年度の長期エネルギー需給見通しに基づく、国全体の火力発電からの排出原単位と比べて20%減を実現します。

### JERA環境コミット2035

- JERAは次の取り組みを通じて、2035年度までに、国内事業からのCO<sub>2</sub>排出量について2013年度比で60%以上の削減を目指します。
- ▶国の2050年カーボンニュートラルの方針に基づいた再生可能エネルギー導入拡大を前提とし、国内の再生可能エネルギーの開発・導入に努めます。
  - ▶水素・アンモニア混焼を進め、火力発電の排出原単位の低減に努めます。

「JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ」、「JERA環境コミット」は、脱炭素技術の着実な進展と経済合理性ならびに政策との整合性およびその実現下における事業環境を前提としています。



# JERA と IHI による商用石炭火力発電所でのNH<sub>3</sub>-石炭混焼発電実証 (NEDO支援事業)

事業内容： JERAの碧南火力発電所4号機（出力：100万kW）で燃料の20%（熱量比）をアンモニアに転換する実証事業。

実証事業期間： 2021年6月～2025年3月  
(アンモニア20%混焼発電の実機実証期間は2024年度末までの約2か月間)  
バーナ設計のため、2021年度10月から5号機で少量アンモニア混焼を実施中。



JERA碧南火力発電所  
(愛知県碧南市)

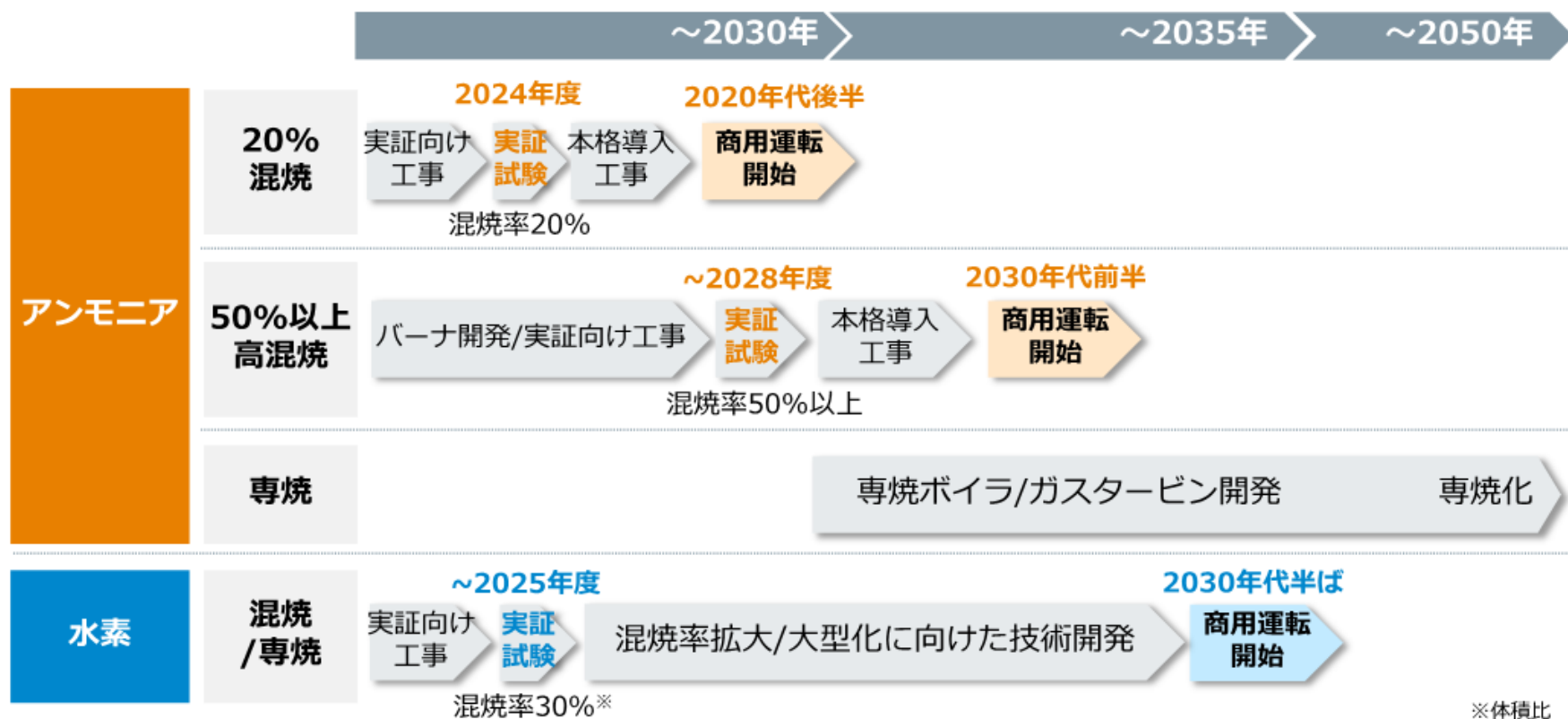
【出典】「2050年におけるゼロエミッションへの挑戦」  
2021年9月 JERA

# 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。

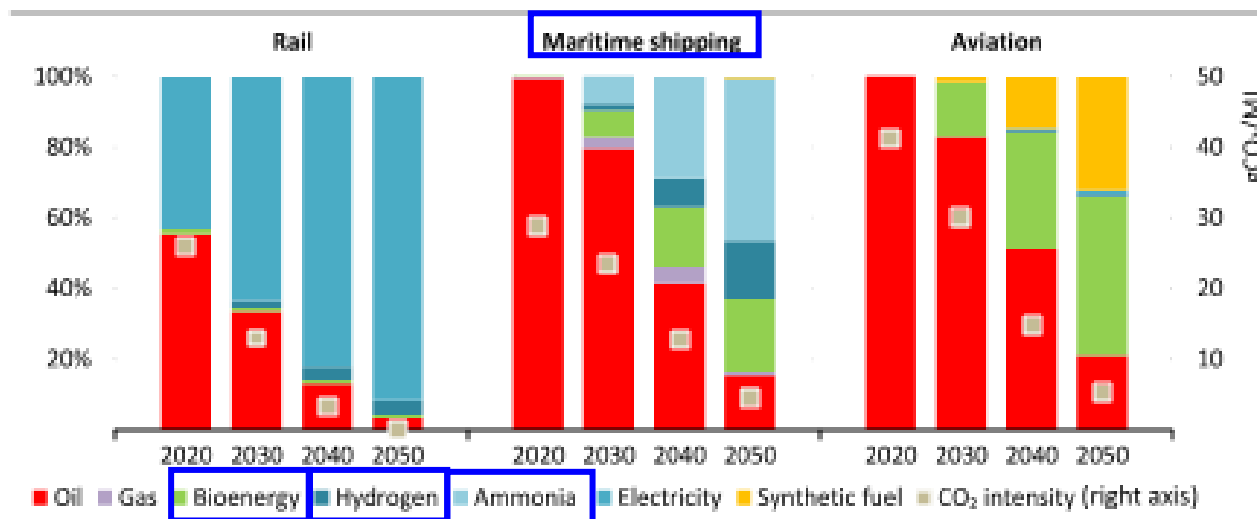
- アンモニアについては、**2024年度に碧南火力4号機において混焼率20%での実証試験を実施**、更に2028年度までに**碧南火力5号機において混焼率50%以上の高混焼試験を実施**。同混焼率での商用運転を目指す。
- 水素については、**2025年度までに自社のガスタービン燃焼器を用いた混焼率30%での実証試験を実施**。**2030年代半ばでの商用運転を目指す**。



※体積比

# “Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector –” IEA (2021.7) が示した海運分野の脱炭素化シナリオ

**Figure 3.25** ▶ Global energy consumption by fuel and CO<sub>2</sub> intensity in non-road sectors in the NZE



IEA. All rights reserved.

*Railways rely heavily on electricity to decarbonise, while shipping and aviation curb emissions mainly by switching to low-emissions fuels*

Note: Synthetic fuel = low-emissions synthetic hydrogen-based fuels.

## ■ 海上輸送用燃料の転換に関する予測

	アンモニア	水素	バイオ燃料
2030年	8%	2%	7%
2050年	46%	17%	21%

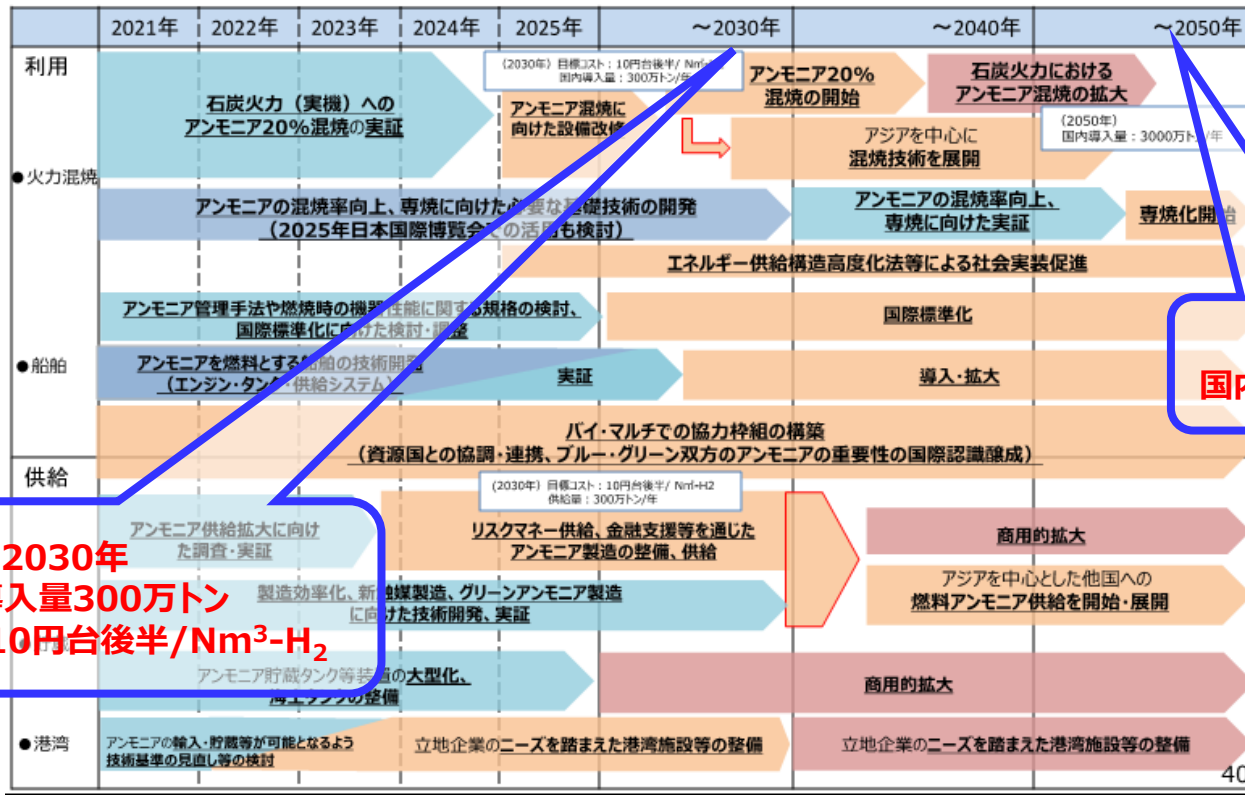
# 第6次エネルギー基本計画での水素・アンモニア発電の位置づけと「グリーン成長戦略」(2021.6)におけるNH<sub>3</sub>関係ロードマップ

➡ **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

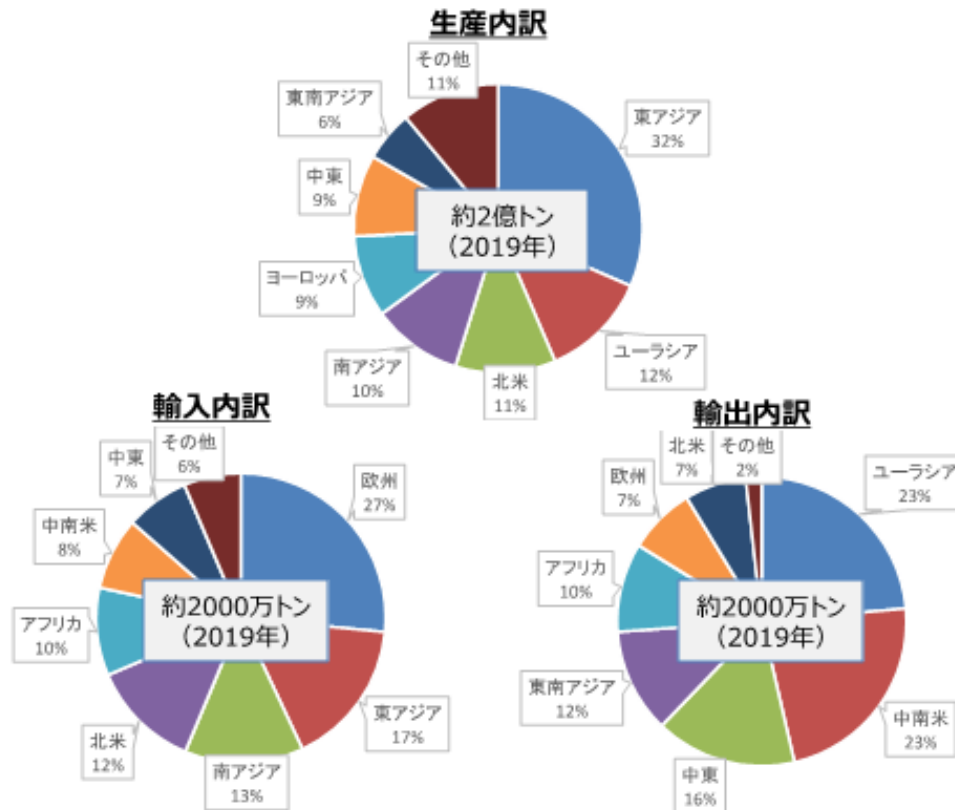


**2030年**  
**国内導入量300万トン**  
**目標コスト：10円台後半/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>**

**2050年**  
**国内導入量3,000万トン**

# アンモニア市場の現状

- 現在、世界の原料用アンモニア生産は年間約2億トン程度。そのうち貿易量は1割（約2000万トン）しかなく、ほとんどが地産地消されている。
- なお、日本の原料用アンモニア消費量は約108万トン（2019年）。うち、国内生産は約8割、輸入は約2割（インドネシア・マレーシアより）。



(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

# NH<sub>3</sub>の混焼、専焼により可能となるCO<sub>2</sub>排出削減のスケール

(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

- NH<sub>3</sub>専焼へのリプレースによって電力部門のCO<sub>2</sub>排出の5割の削減可能。
- 石炭火力での20%混焼により、電力部門のCO<sub>2</sub>排出の1割を削減可能。

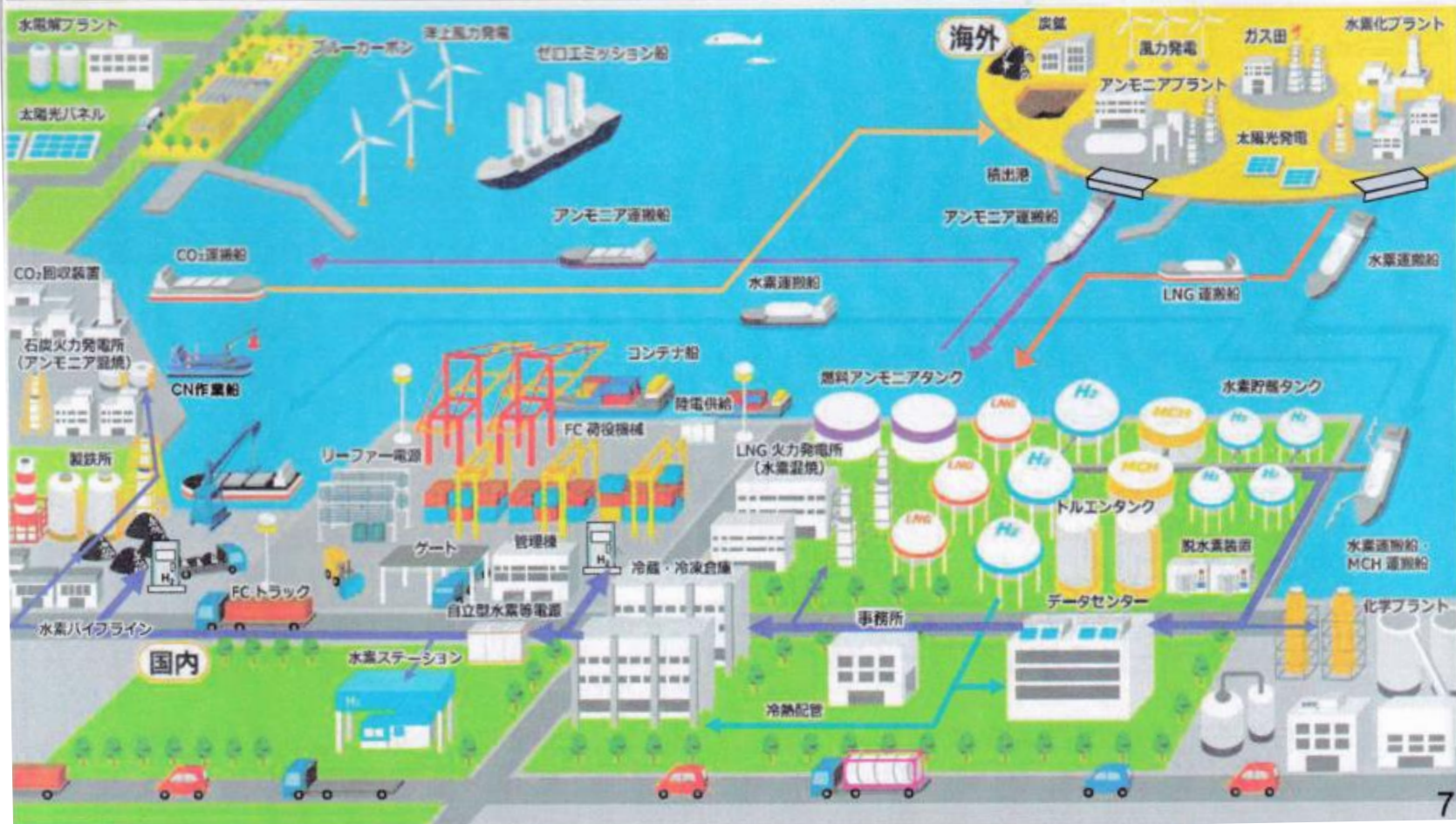
ケース	20%混焼 (※1)	50%混焼 (※1)	専焼 (※1)	(参考) 1基20%混焼
CO <sub>2</sub> 排出削減量 (※2)	約4,000万トン	約1億トン	約2億トン	約100万トン
アンモニア 需要量	約2,000万トン	約5,000万トン	約1億トン	約50万トン

- ※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）

①水素・燃料アンモニア等の大量・安定・安価な輸入や貯蔵等を可能とする受入環境の整備や、  
②脱炭素化に配慮した港湾機能の高度化等を通じ、カーボンニュートラルポートの形成を推進する。



## 7. 水素エネルギー導入はどのように進むか？



# 水素エネルギー導入の今後の展開は？（試論）

## ■ “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 (短期的)
- 電解コストの低減のスピード (中期的)

## ■ 発電分野への水素エネルギーの導入は、NH<sub>3</sub>が先行。

### ■ 火力発電の脱炭素化の方向性

- ・ 火力発電は、（再エネの変動に対する）調整力の維持手段として、今後とも必要（⇔ 蓄電池）
- ・ 石炭火力-NH<sub>3</sub>、ガス火力-水素 の理解は正しくない。
  - 既存石炭火力の脱炭素化 → NH<sub>3</sub>
  - 新設ガス火力の脱炭素化 → 水素、NH<sub>3</sub>？
- ・ 火力に対する市場ニーズ（規模、コスト）、燃焼技術の進歩、水素エネルギーの輸送距離
  - 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
  - 水素製造拠点と利用場所が 近接（欧州、再エネの地産地消利用）は、水素？
  - // 遠隔（日本等）は、NH<sub>3</sub>？

## ■ 輸送分野、産業分野への水素エネルギーの導入

- 乗用車分野： 水素
- トラック、バス分野： (NH<sub>3</sub>？)
- 海運分野 内航船： 水素
- 外航船： NH<sub>3</sub>
- 産業（鉄鋼、石油化学、工業炉）： 水素



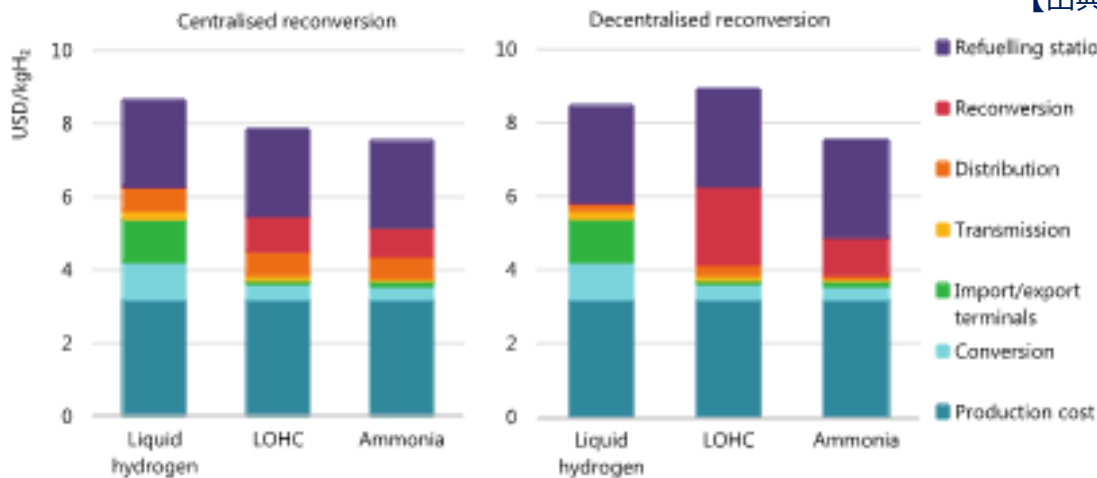
- 液体水素（MCH）製造・輸送コスト低減の可能性とそのスピード
- NH<sub>3</sub>の分解による水素製造技術
- その他、革新的な水素エネルギーキャリア技術の進展

# 水素エネルギーとしてのNH<sub>3</sub>

- 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)
- NEOM/Air Productsの事業戦略 (太陽光による水素からグリーンNH<sub>3</sub>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)



■ 日本のFCV燃料市場のコストパリティの水準は、約90円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> \*

\*: ガソリン価格142.8円/L (日本)

Note: Assumes a distribution distance of 100 km. More information on the assumptions is available at [www.iea.org/hydrogen2019](http://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/kgH<sub>2</sub>. The choice of centralised or decentralised reconversion depends on distribution distance.

■ 水素STへの水素配送コスト (2030年) は、7.5~9 USD/kg-H<sub>2</sub>。

■ 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)

## 8. 「エネルギー脱炭素化技術」を見る目

# 「エネルギー脱炭素化技術」が具備すべき要件

## 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

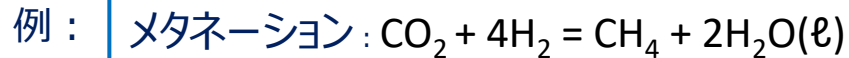
## ④ 【ライフサイクルでの脱炭素化の効果】

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

## ⑤ 科学的（化学的）合理性がある技術か？

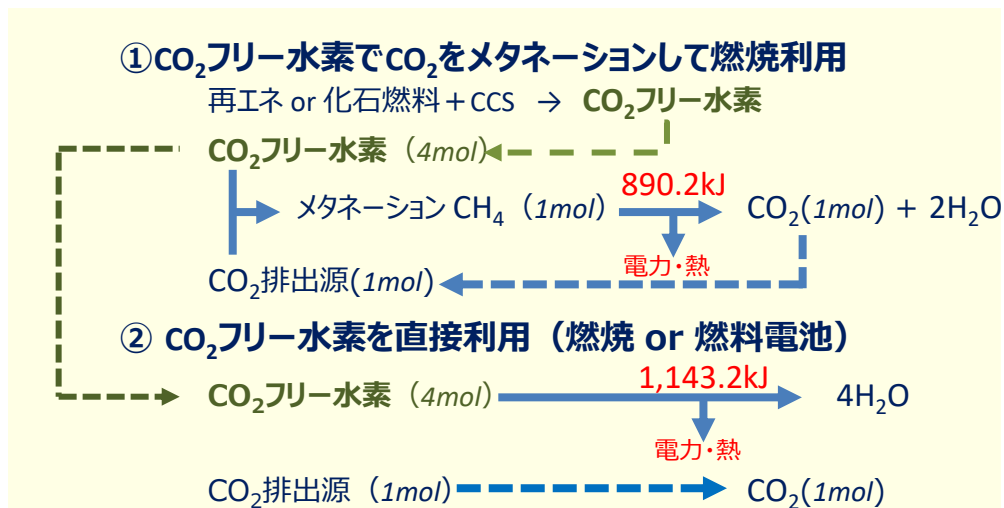
# ① 科学的（化学的）合理性がある技術か？

「カーボンサイクルと有効利用に関する一考察」 岡崎健、『エネルギーと動力』 No.293 2019年秋季号



■ 既存のガス管を使えるというメリットは大だが・・・。

- $\text{CO}_2$ フリー水素のままでの利用に比して、 $\text{CH}_4$ にすることにより、最低でも約2割のエネルギー損失。



さらに、

- 4分子の水素を用いて 1分子の  $\text{CH}_4$  を製造する技術（水素の多く（2分子）が水の生成に使われる）
- 原料に必要となる大量の  $\text{CO}_2$ と  $\text{CO}_2$ フリー水素の入手場所が近接地に存在するか

等の問題あり。

# ① 脱炭素化効果のスケール

エネファーム、FCVに係る 2030年普及目標（エネファーム 530万台、FCV 80万台）の効果

## ○エネファームの普及（2030年、530万台）の効果

- ◆家庭部門のエネルギー消費量：約4%削減  
CO<sub>2</sub>排出量：約800万トン削減。
- ⇒ 日本のエネルギー消費を 約0.6%削減
- ⇒ 日本のCO<sub>2</sub>排出量を 約0.6%削減

## ○FCVの普及（2030年、80万台）の効果

- ◆Well to wheelベース\*で、CO<sub>2</sub>排出量を
- ・改質水素の場合には： 50万トン削減
- ・CO<sub>2</sub>フリー水素の場合には： 100万トン削減。
- ⇒ 日本の化石燃料消費量を約0.2～0.3%削減
- ⇒ 日本のCO<sub>2</sub>排出量を 約0.0～0.1%削減

効果が限定的  
である理由

- ①普及分野
- ②普及水準
- ③水素の起源

# ① 脱炭素化効果のスケール

## 水素利用量に係るスケール感

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

## 発電燃料の量的スケール

$$\begin{aligned} \text{FCV1台当たりの年間水素消費量} &= 90 \text{ kg-H}_2\text{/台/年 (1,000 Nm}^3\text{/台/年)} \\ \text{100万kWの水素専焼発電所の年間水素消費量} &= 38 \text{ 万ton} = \text{FCV 420 万台分} \\ \text{1万kWの} & \quad \quad \quad \text{//} &= 760 \text{ ton} = \text{FCV 8,500台分} \end{aligned}$$

## 発電燃料の輸送量スケール

$$\begin{aligned} \text{100 万kWの水素専焼火力発電所の年間水素消費量} &= 38 \text{ 万ton-H}_2\text{/年 (稼働率=80\%、発電効率=60\%)} \\ \text{この水素 (液化) 量の輸送に必要な 液化水素船数} &= 4,000 \text{ 隻 (88ton、1,250m}^3\text{)} \\ &= 32 \text{ 隻 (1.1万ton、160,000m}^3\text{)} \\ \text{//} & \quad \quad \quad \text{ローリー数} &= 13万台 (45kL (2.86 ton) 液化水素ローリー) \\ \text{この水素量を製造するための所要再エネ電力量} &= 17 \text{ TWh} \\ \text{この再エネ電力を発電するための太陽光発電設備容量} &= 15 \text{ GW (日本 : CF=13\%) = 1 km}^2 \\ &= 10 \text{ GW (豪州 : CF=19\%) = 0.8 km}^2 \end{aligned}$$

## 2050年の水素導入目標量 (2,000万トン)

$$\begin{aligned} \text{水素2,000万ton/年の生産に必要な太陽光発電面積 (日本)} &= 55 \text{ km}^2 \\ \text{この水素 (液化) 量を運ぶために必要な 液化水素船数} &= 1,700 \text{ 隻 (1.1万ton、160,000m}^3\text{)} \end{aligned}$$



# ① 脱炭素化効果のスケール

## 【参考】グリーン水素資源量

【出所】「再生可能エネルギー大量導入における水素の役割」東京大学先端科学センター  
杉山正和教授の 2019.12.5 CTOフォーラムにおける講演資料

日本の水素需要  
見込み@2050

62.3 百万トン/年

「グリーン成長戦略」の2050年  
グリーン水素供給目標量：2,000万トン

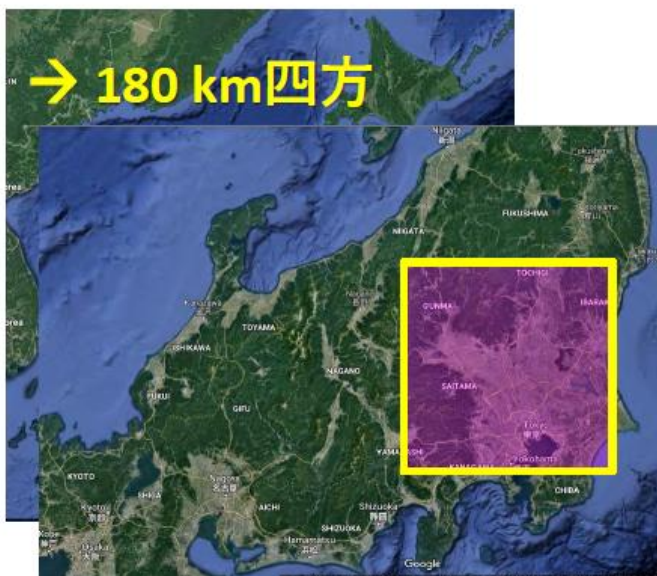


仮に、再エネ電力による水電解で製造すると...

水電解に必要な電力：3100 TWh/年

日本

PV発電容量 ~2700 GW  
(設備利用率 13%)



→ 180 km四方

オーストラリア

PV発電容量 ~1800 GW  
(設備利用率 19%)

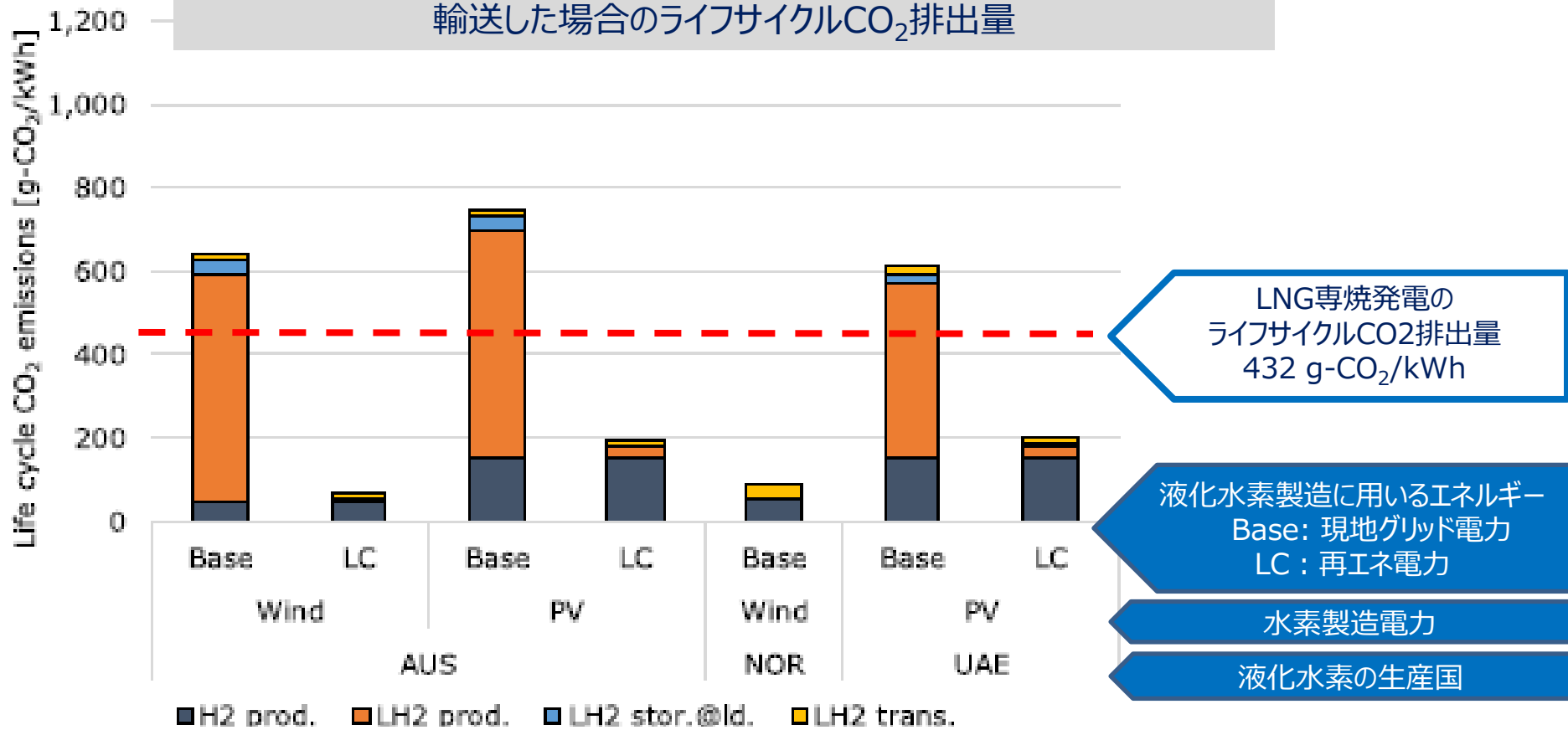


→ 150 km四方



# ④ ライフサイクルでの脱炭素効果

液化水素を水素エネルギーキャリアに用いて水素専焼発電向け燃料水素を輸送した場合のライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量



LNG専焼発電の  
ライフサイクルCO<sub>2</sub>排出量  
432 g-CO<sub>2</sub>/kWh

液化水素製造に用いるエネルギー  
Base: 現地グリッド電力  
LC: 再エネ電力

水素製造電力

液化水素の生産国

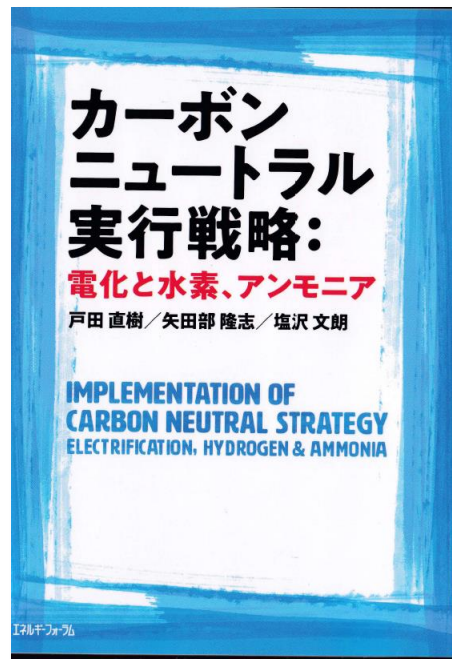
■ H2 prod. ■ LH2 prod. ■ LH2 stor.@ld. ■ LH2 trans.

H2 prod.: H<sub>2</sub> 製造; LH2 prod.: 液化水素製造; LH2 stor.@ld.: 液化水素貯蔵・積載;

# 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](mailto: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)