



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

インフォパック

水素の現実と日本の課題

公益財団法人 自然エネルギー財団
2026年5月



はじめに

1. 水素の現実と日本の戦略

- (1) 水素の現実
- (2) 水素基本戦略
- (3) 水素社会推進法

2. 日本の課題

- (1) 調達量の確保
- (2) 調達コスト目標の達成
- (3) GHG排出削減が不十分な基準値
- (4) 水素が必須ではない用途への大量導入

3. まとめと展望

出典

参考資料

- (1) 水素の種類
- (2) 適した用途
- (3) 用途別のエネルギー効率比較

用語について

- ・低炭素水素 (Low-emissions hydrogen) の種類について、IEAの報告書では、Electrolysisと、Fossil with CCUSの2つに分類している。
- ・ここでは、Electrolysis (水の電気分解) としては一般的なグリーン水素、Fossil with CCUSでは天然ガスとCCSを用いたブルー水素として表現した。

本文で用いた略語

- CIF価格 : Cost, Insurance, and Freight (商品代金に保険料と目的地までの運賃を含んだ、荷揚げ港までの総費用を指す条件)
- CO₂e : CO₂ equivalent (メタンなどCO₂以外のガスの温暖化影響をCO₂に換算して加えたもの)
- FC/FCV : Fuel Cell (燃料電池) / Fuel Cell Vehicle (燃料電池自動車)
- FID : Final Investment Decision (最終投資判断)
- GHG : Greenhouse Gas (温室効果ガス)
- GTCC : Gas Turbine Combined Cycle (複合ガスタービン)
- HHV : Higher Heating Value (高位発熱量、総発熱量)
- IRA : Inflation Reduction Act (インフレ抑制法)
- LHV : Lower Heating Value (低位発熱量、真発熱量)
- LiB : Lithium Ion Battery (リチウムイオン電池)
- LOHC : Liquid Organic Hydrogen Carriers (液体有機水素キャリア)
- MCH : methylcyclohexane (メチルシクロヘキサン、水素キャリアの一種)
- PEM : Proton Exchange Membrane (固体高分子膜)
- RED : Renewable Energy Directive (再生可能エネルギー指令)
- RFNBO : Renewable Fuels of Non-Biological Origin
グリーン水素、グリーン水素から合成した派生燃料 (アンモニア、メタノール、e-fuel)、バイオマス以外の再生可能エネルギー源から得られたエネルギーを含む液体・気体燃料
- ROW : rest of the world (その他の地域)
- USC : Ultra-supercritical (超々臨界: 高効率蒸気サイクルの圧力)

水素は、石油危機への対応や、温室効果ガス削減への期待から、過去2回、大きく注目されるタイミングがあった。現在は、パリ協定に基づくエネルギーの脱炭素化を推進力とした、3回目の波の後半と位置付けられる。今回の波の前半では、ウクライナ侵攻を契機とした策定されたREPowerEUプラン（2022年5月）により、将来のガス代替エネルギーとして水素への期待が大きく膨らんだ。

その期待を背景に多くのプロジェクトが計画されたものの、その後の経済・世界情勢の変化を受け、需要家が確保できていないプロジェクトの中止など、実際の投資につながる案件が絞られるとともに、その将来性に悲観的な見方も見られるようになった。

しかし、EUでは再生可能エネルギー指令（RED-Ⅱ）で自然エネルギー電力を用いた水電解で製造された水素やその派生燃料をRFNBO*と定義。

2023年のRED-Ⅲでは、**2030年までに産業で使用される水素の42%以上をRFNBO**とし、2035年には60%まで引き上げるという目標が示された。これを受け、EUでは産業部門など水素が必要な分野に対する政策的な方向性が強化され、その利用は着実に進むと思われる。

このように、**EUが水素利用の中心を、その必須の用途である産業用を優先**する一方、日本では「水素社会」を実現するためとして、代替技術が存在する発電や運輸（自動車）に重点が置かれている。EUを中心に、世界が水素に対する過度な期待から現実的な活用へと見直しが進む中、日本の政策も、その用途を中心に再検討すべき時ではないだろうか。

項目	最初の波	第2の波	第3の波 (現在)
時期	1970年代～ 1980年代	1990年代後半～ 2000年代	2015年以降
契機	オイルショック	京都議定書 (1997年)	パリ協定(2015年)、 ウクライナ侵攻 (2022年)
目的	石油依存からの 脱却	温室効果ガス削減	脱炭素化
位置づけ	クリーンエネルギー 石油代替	クリーンエネルギー 高効率、低公害	クリーンエネルギー、 熱需要対応、 ガス代替
取組	<ul style="list-style-type: none"> 自動車への利用技術がメイン 水素燃焼、合成燃料など 	<ul style="list-style-type: none"> 自動車用FCV(PEM*)がリード 定置式FC、LiB代替マイクロFCも 	<ul style="list-style-type: none"> グリーン水素製造 電化では対応困難な部門
結果	<ul style="list-style-type: none"> 80年代半ばの原油価格下落で経済性見直し ～収束	<ul style="list-style-type: none"> 水素インフラや高コストが課題となり、乗用車のFCブームが低下 ～収束	<ul style="list-style-type: none"> 発表されたプロジェクトは多いもののFID*は少数 過度な期待から産業部門中心の現実的な対応へ

*RFNBO : Renewable fuels of non-biological origin (非バイオ由来再生エネルギー)

*PEM : Proton Exchange Membrane (固体高分子膜)
 FID : Final Investment Decision (最終投資判断)

1. 水素の現実と日本の戦略

- (1) 水素の現実
- (2) 水素基本戦略
- (3) 水素社会推進法

世界の水素の99%は
化石燃料由来
水素を使えば大量の
GHGを排出

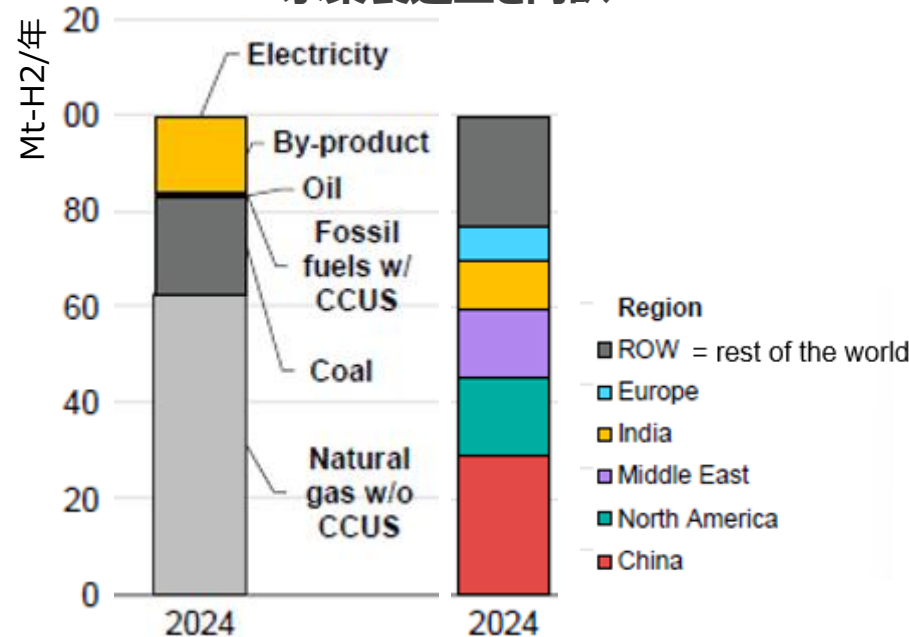
世界の水素製造量

- 世界での水素生産量は約**1億トン**(2024年)
- 原料は天然ガス、石炭、石油、副生水素（化石燃料由来）がほとんどで、水素製造に伴い、**大量のCO₂を排出**している（**9億8,000万t@2024年**）
→そのため、**現在は水素を使ってもCO₂削減には寄与しない**
- 地域別では**中国が約30%**、北米と中東がそれぞれ約15%を占めている

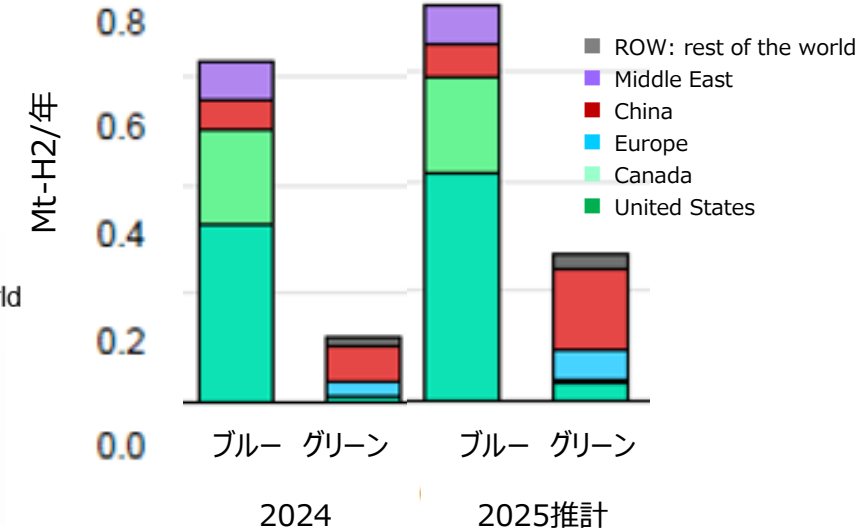
低炭素水素（ブルー、グリーン）の製造量

- CO₂削減のための低炭素水素（ブルー、グリーン）の生産量は、約80万t（2024年）で、**全体（約1億t）の1%以下**
- ブルー水素の方がグリーン水素よりも多いが、グリーンの増加率が高く、両者の差は減少している
- また、**ブルー水素では米国が半分以上を占める**
- 一方、**グリーン水素では中国の比率と増加率が高く、2025年には約2/3を占める見込み**

水素製造量と内訳



低炭素水素製造量と内訳



低炭素水素の製造は、
ブームのあと現実性の
ある案件へ絞り込み

- 2030年までの発表済み低炭素水素プロジェクトは、**最大3,700万t/年**（グリーン水素とブルー水素の合計）
- このうち、**グリーン（約2,800万t/年）が、ブルー（約900万t/年）の約3倍**
- 国別では、グリーン水素はEUと中南米で約5割。ブルーは米国が約6割を占める

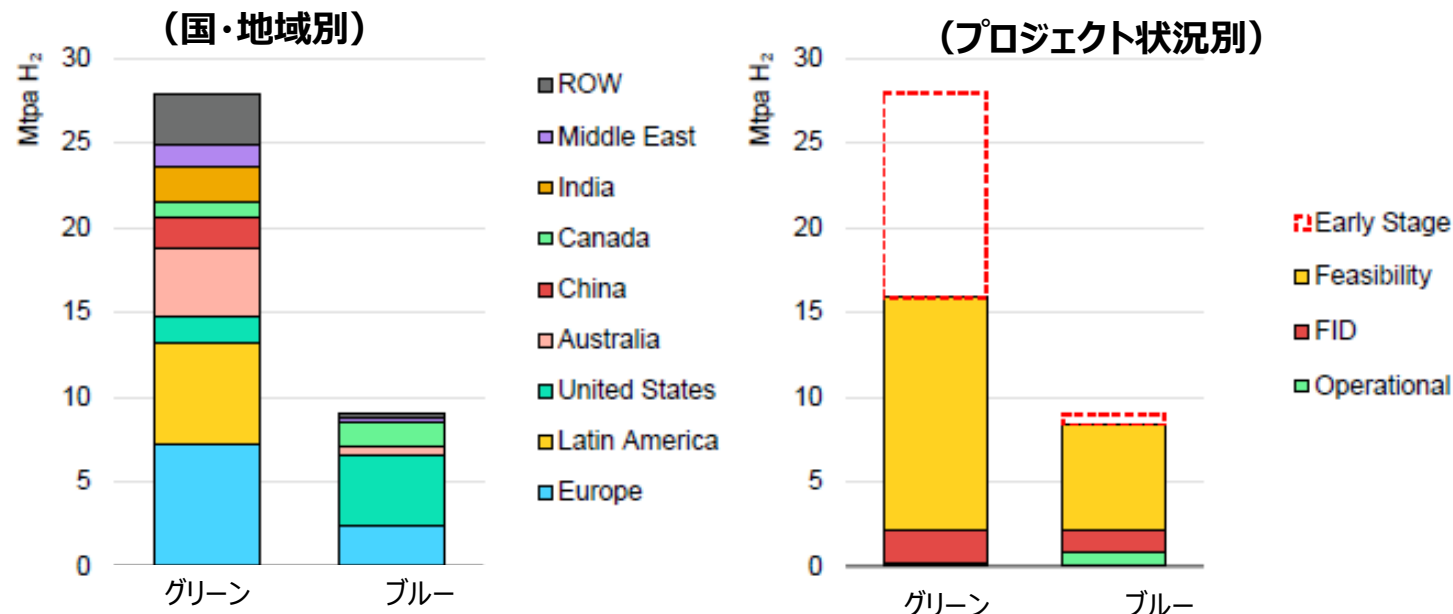


- 一方、プロジェクトの状況として、**グリーン水素でFSに至ったものは約半分**で、残りはFS以前の初期段階
- ブルー水素では、ほとんどのプロジェクトがFSまで進んでおり、約2割程度はFIDや運転に至っている
- また、全体量としては**前年の予測（4,900万t/年）からは大きく減少**。計画の遅れやキャンセルが主な理由

世界の低炭素水素製造量の2030年予測と内訳



初期の「ブーム的」な案件
が淘汰され、実現性の高
い案件に絞り込まれている



98%は石油精製と産業用。EUは2030年までに産業用水素の42%をグリーン化

世界の水素需要

- 2024年の水素需要は約1億tで年々増加
- 用途では産業用と石油精製用が全体の98%
- いずれも化石燃料由来の水素で、製造時に大量のCO₂を排出
- 残り2%では、陸上輸送0.1%、発電0.05%、その他1.85%。新しい用途は増加しているが1%程度

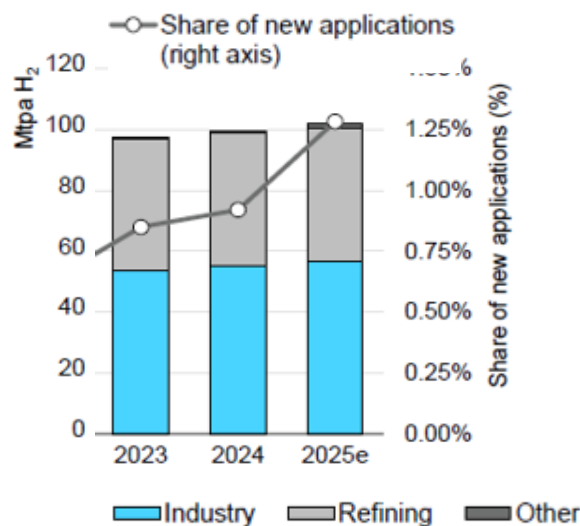


EU再生可能エネルギー指令 (RED) 目標

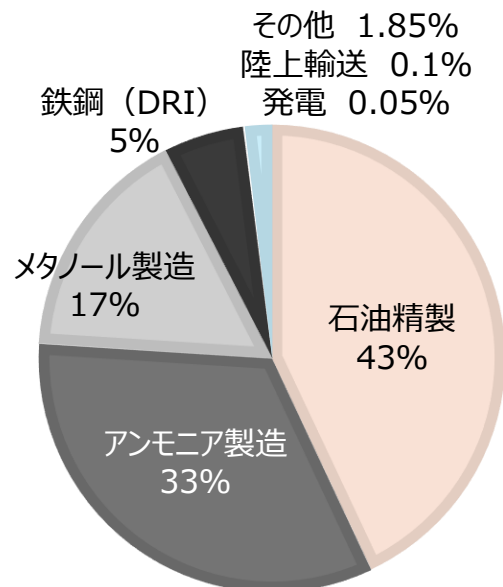
- RED-III 産業および運輸部門での導入目標
- 第22a条 産業界における再生可能エネルギーの主流化：2030年までに産業界で使用される最終エネルギーおよび非エネルギー用途の水素の少なくとも42%、2035年までに60%であることを確保しなければならない。

ただし、以下は分母から除外：①従来の輸送燃料やバイオ燃料の中間製品として使われる水素、②工業残留ガスの脱炭素化によって生成され、そのガスを生産する特定のガスを置き換えるために使われる水素、③工業施設で副産物または副産物から派生する水素（副生水素）

水素の部門別用途の推移 (2023-2025)



水素の用途別比率 (2024年)



出典：IEA_Global Hydrogen Review 2025をもとに、自然エネルギー財団作成

RED-II (2018年12月)

水素関連	再エネ電力由来水素やe-fuelをRFNBO*と定義
------	----------------------------

RED-III (2023年10月)

目標時期	2030目標の強化
EU再エネ目標	2030年42.5%以上(～45%)
水素関連	産業用水素の42%以上をRFNBOに(2035年は60%)
運輸部門	再エネ比率29%、少なくとも1%RFNBOに
産業部門	再エネ、低炭素燃料の利用拡大

*RFNBO : Renewable fuels of non-biological origin (非バイオ由来再エネ燃料)

出典：EU_Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council
EU_Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council

各国で多くのプロジェクトが進むが延期や中止も発生。電解装置メーカーに明暗

- 欧州では、グリーン水素製造と産業用での利用が進む一方、中止となるプロジェクトも発生。主な理由はコスト高と需要不足
- その影響を受け、**水電解装置メーカーでは欧州で明暗が分かれたが、中国企業は規模を拡大**
- 進展しているプロジェクトは、**確実な既存需要(精製、アンモニア製造、鉄鋼など)に基づくものが多い一方、未確定な将来需要(FCV、航空燃料、水素輸出など)はオフテイク契約が不十分で、中止や延期**につながっている

<各国の政策状況>

- EU** : 低炭素水素の制度明確化(GHG算定方法導入)と入札拡大、RED-Ⅲで産業向けに利用義務
- ドイツ** : 産業用を中心に、国内生産拡大・輸入確保・インフラ加速
- 米国** : 税制インセンティブ(IRA)で政策変更の影響(グリーンからブルーへ)
- 中国** : 長期計画を維持しつつ、体系的な産業化段階へ
- インド** : グリーン水素の基準を策定(2025)、精製と肥料で需要創出

<主なプロジェクトの動向>

- グリーン水素製造** : Puertollano (スペイン, Iberdrola)、Holland Hydrogen I (オランダ, Shell)、Normand'Hy (フランス, Air Liquide)、Sinopec Kuqa (中国, Sinopec)
- 利用** : REFHYNE (ドイツ・ラインラント製油所)、tkH2Steel (水素直接還元鉄, thyssenkrupp)
- 一方、延期や中止プロジェクトも発生**。主な理由はコスト高と需要不足
LEAGグリーン水素ハブ (ドイツ)、グリーン水素 (スペイン・Puertollano)、Essen水素プロジェクト (E.ON)、水素製鉄 (ArcelorMittal) など

水電解装置メーカーの明暗

業績	欧米、その他	中国
拡大	John Cockerill(ベルギー)	LONGi Hydrogen Sungrow PERIC Hydrogen
堅調	ITM Power (英国) Plug Power (米国) thyssenkrupp nucera、Siemens Energy(ドイツ)	
経営難	Nel、HydrogenPro (ノルウェー) Elogen (フランス) Quest One (ドイツ) Fortescue(オーストラリア)	
破綻	McPhy (フランス) Green Hydrogen Systems (デンマーク)	—

水素基本戦略（2017年）

- 調達目標（量・価格）を設定し、水素利用（FC等）を促進
- 水素技術の確立と国内市場の創出

→ 2030年電源構成の約1%を水素・アンモニアに
（第6次エネルギー基本計画）

→ グリーンイノベーション基金で、R&D支援

水素基本戦略改定（2023年）

- 2040年の調達目標を追加
- ウクライナ侵略以降の世界の政策・プロジェクト形成の加速を受け、世界の水素市場の取り込みを意図
- 水素等燃料として、アンモニア、合成メタン、合成燃料を含め、低炭素水素/低炭素アンモニアの基準値を示す

→ 水素社会推進法：値差支援、拠点整備支援

→ 第7次エネルギー基本計画：火力発電の燃料に使用

日本の水素戦略の課題

- 1) 調達量の確保（2030年 300万トン/年）
- 2) 調達コスト目標の達成（2030年 30円/Nm³）
- 3) GHG排出削減が不十分な基準値
- 4) 水素が必須ではない用途への大量導入

水素基本戦略（2023年改定）

意義	<ul style="list-style-type: none"> ・海外市場の取り込みを念頭に置いて戦略改定 ・全体方針、産業戦略、保安戦略を柱 ・アンモニア、合成メタン、合成燃料を追加
水素調達目標	<ul style="list-style-type: none"> ・2030年：300万t/年、30円/Nm³ ・2040年：1200万t/年 ・2050年：2000万t/年、20円/Nm³ ・水素・アンモニアの炭素集約度の目標導入
サプライチェーン構築支援	<ul style="list-style-type: none"> ・サプライチェーン構築に向けた制度整備 <ul style="list-style-type: none"> ▶ 低炭素な水素・アンモニアへの値差支援 ・供給インフラの整備に向けた制度整備 <ul style="list-style-type: none"> ▶ タンク、パイプライン等の供給インフラ整備支援
国内生産	<ul style="list-style-type: none"> ・十分な価格低減が見込まれ、将来的に競争力を有する見込みのある国内事業を最大限支援 ・2030年までに国内外において日本関連企業の水電解装置の導入目標を15GW程度と設定
水素利用	<ul style="list-style-type: none"> ・発電：水素アンモニア発電の幅広い混焼率実現 ・燃料電池：プラットフォームとしての地位確立 ・熱、原料利用：水素・アンモニアバーナー、ボイラー、水素ガスタービンコージェネの導入普及、鉄鋼業・石油化学産業等における水素の利用促進

水素基本戦略による300万吨調達（2030年）実現のための支援制度（2024年施行）

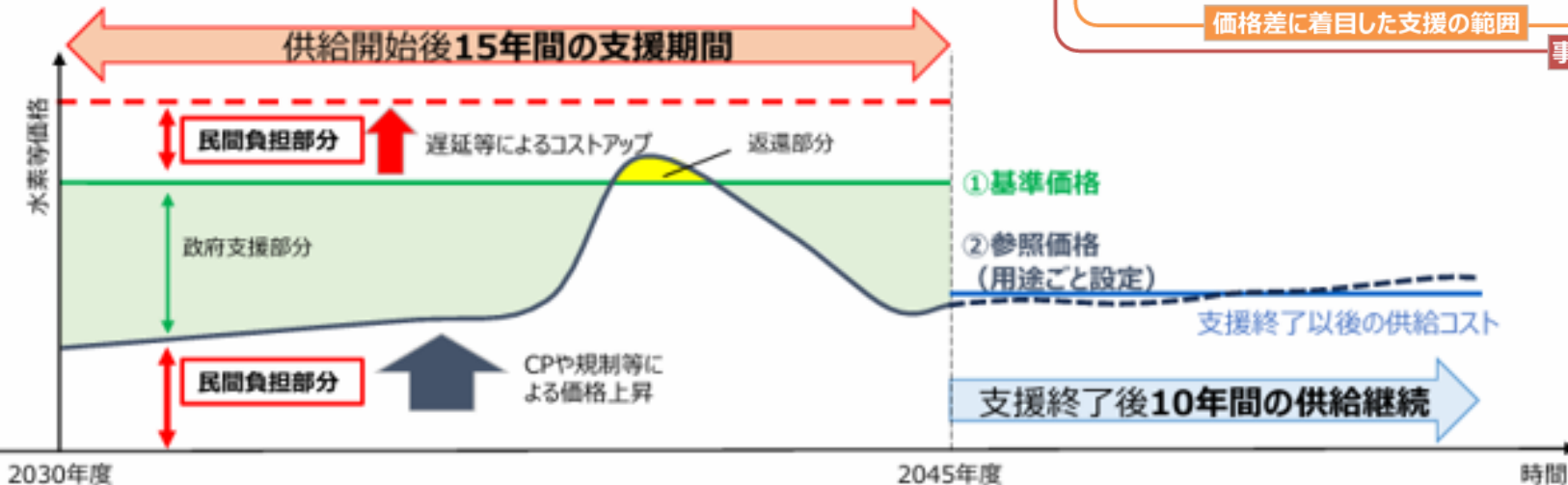
- 拠点整備支援（受入れ設備整備）
- 値差支援事業（燃料調達）

対象：水素、アンモニア、合成燃料、合成メタン
「低炭素」要件：CO₂排出量基準値の規定

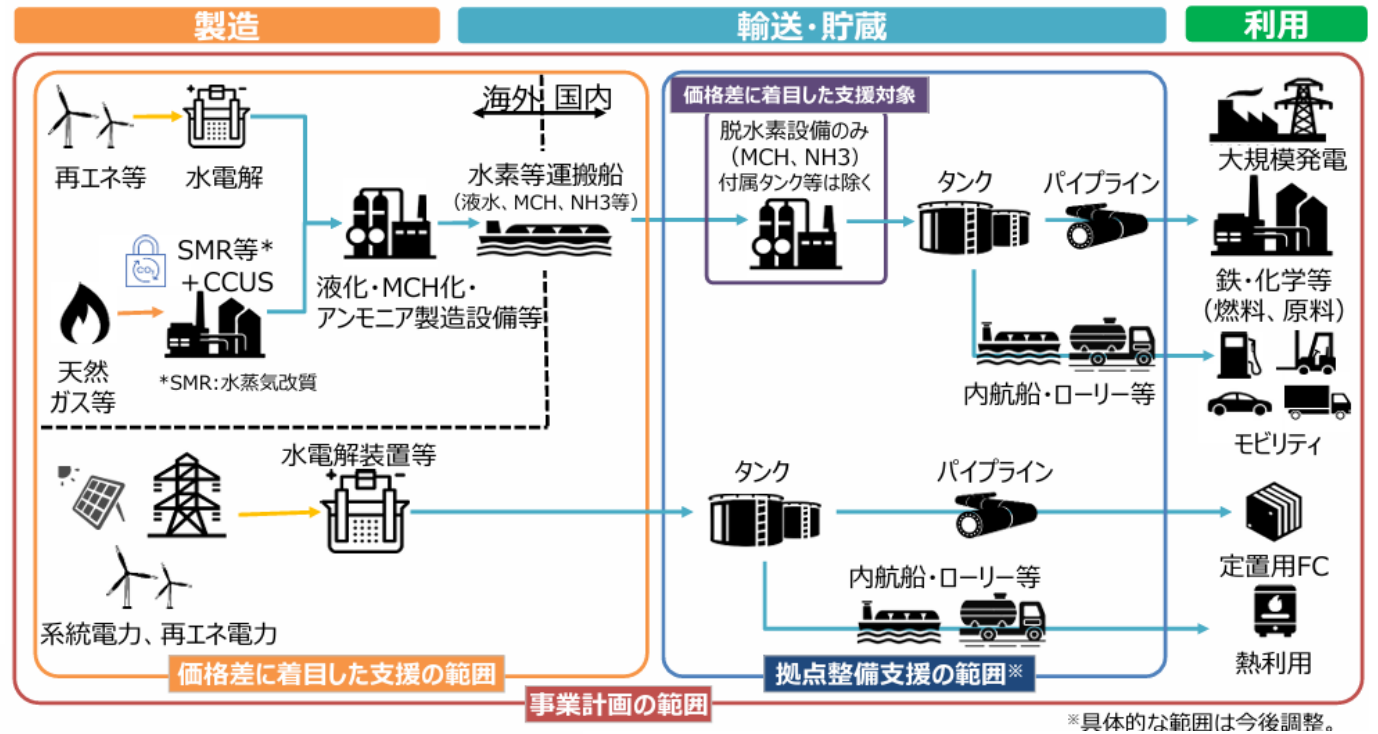
※値差支援

基準価格*と参照価格**の差額を支給するもので、支援期間は15年、その後10年間の供給が求められる。支援条件として年間1,000t以上、調達者と利用者双方のコミットが必要となっている。

水素等燃料の値差支援内容



水素等燃料のサプライチェーンと支援範囲



- * 基準価格：水素等燃料の価格で、事業者がプロジェクトコストを回収できる水準に設定
 - ・ 原料価格、設備費用、運転維持費
 - ・ 資金調達コスト、利益、税金
- ** 参照価格：低炭素水素等の代替物（化石燃料等）の市場価格と環境価値

出典：経産省 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・アンモニア政策小委員会（第14回）資料1 P23

2. 日本の課題

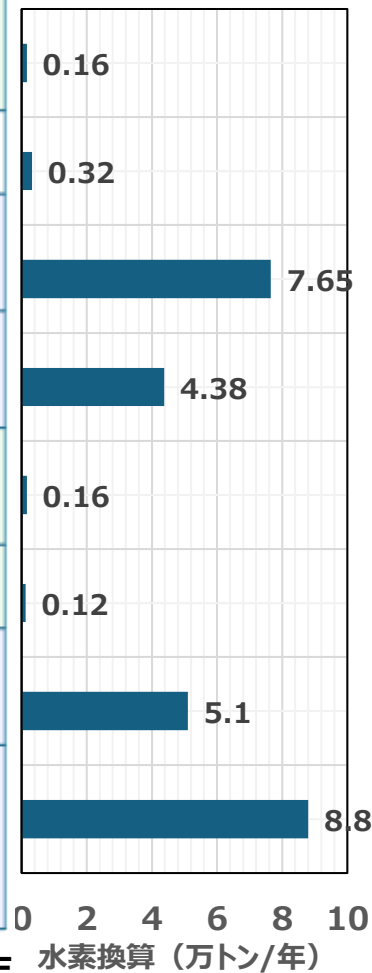
- (1) 調達量の確保
- (2) 調達コスト目標の達成
- (3) GHG排出削減が不十分な基準値
- (4) 水素が必須ではない用途への大量導入

調達量の確保：現在、値差支援事業の97%が石炭混焼用ブルーアンモニア

- 日本国内の水素製造量は、年間192万トン。2030年目標300万t/年のためには、新たに約100万t/年の水素調達が必要。
- 現在の192万トンは産業用と副生水素で、いずれも化石燃料から製造され、CO₂を排出する。**産業分野の脱炭素化のためには、低炭素水素への置き換えも必須**となる。
- 2030年調達のための値差支援事業では27件の申請があり、現在8件が認定。その供給量は水素に換算して26.7万t/年で、まだ目標量の27%。
- そのうち**4件は石炭火力混焼用のアンモニアで、全体の97%を占めている**。一方、話題性のある**国内のグリーン水素事業は、全3件合計でも0.44万t/年で、全体の1.6%にすぎない**のが現状。

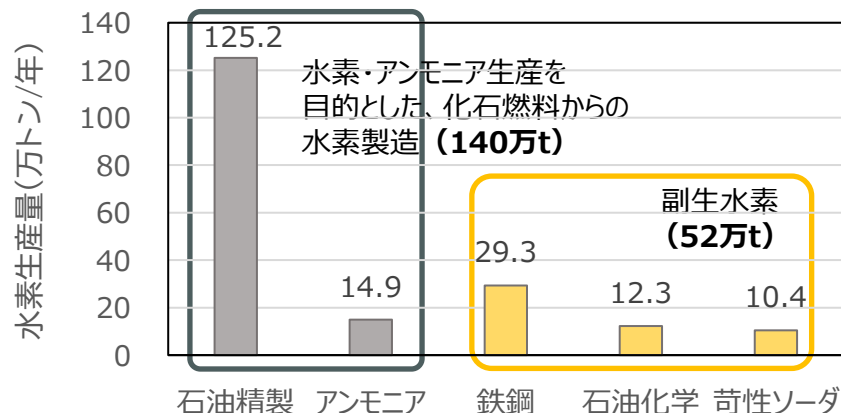
認定された価格差支援事業と調達量（水素換算）

供給者	利用者	生産地	用途	種類	水素換算 万t/年
豊田通商、ユーラスエナジーホールディングス、岩谷産業	愛知製鋼	愛知県東海市	特殊鋼製造	グリーン水素	0.16
レゾナック	レゾナック、日本触媒	神奈川県川崎市	アンモニア誘導品製造	廃プラ水素アンモニア	0.32
CFI、JERA、三井物産	JERA、豊田自動織機等	米国ルイジアナ州	碧南火力混焼	ブルーアンモニア	7.65
CFI、JERA、三井物産	北海道電力、UBE三菱セメント、東ソー等	米国ルイジアナ州	苫東厚真火力混焼	ブルーアンモニア	4.38
やまなし hidroジェンカンパニー、サントリーホールディングス	サントリーホールディングス、巴商会	山梨県	殺菌工程熱源	グリーン水素	0.16
やまなし hidroジェンカンパニー、ヒメジ理化	ヒメジ理化、巴商会	福島県	工場熱源	グリーン水素	0.12
三井物産	北海道電力、三井物産、IHI、苫小牧埠頭	米国ルイジアナ州	苫東厚真火力混焼	ブルーアンモニア	5.1 (推定)
JERA	JERA、豊田自動織機、AGC、日本碍子、アイシン福井、中部電力ミライズ等	米国ルイジアナ州	碧南火力混焼	ブルーアンモニア 50万t (推定)	8.8 (推定)



*2026年3月末時点

日本国内における水素製造量



調達量の確保：多くの調達プロジェクトが計画されているが、進んでいるのはその一部



- 商社とエネルギー関連企業を中心としたプロジェクトは多いものの、**FSの次段階に進んだものはまだ少数**
- 米国のブルーアンモニア輸入案件が多く、ほとんどが発電用で245万t/年（水素換算で43.2万t/年）

出典：各社の発表資料をもとに、自然エネルギー財団作成

企業	案件名	調達国	相手先企業	調達量	用途・供給先	生産/供給時期	契約時期	ステータス
JERA 三井物産	Blue Point	米国	CF Industries	50万t/年 ブルーアンモニア	発電（碧南4号機）	2029年開始	2023-25	FID済
JERA	Baytown	米国	ExxonMobil	50万t/年 ブルーアンモニア	ゼロエミ火力	2028年目標	2024	検討（契約済）
三菱商事 出光興産	Baytown(周南)	米国	ExxonMobil	90万t/年 ブルー水素(製造) 約100万t/年 ブルーアンモニア	発電・化学・燃料	2029目標	2024	検討
丸紅	Baytown(神戸)	米国	ExxonMobil	約25万t/年 ブルーアンモニア	発電(コベルコパワー神戸)	2030年度まで	2025	検討（契約済）
双日	インド供給網	インド	Sembcorp	約20万t/年 グリーンアンモニア	九州の産業・発電	2020年代後半	2024	検討（契約済）
伊藤忠	カナダ案件	カナダ	Petronas / IPL	ブルーアンモニア、ブルーメタノール	発電・化学原料	2027目標（当初）	2022	FS段階
伊藤忠	南アフリカ	南アフリカ	Hive Hydrogen	グリーンアンモニア	発電・船舶燃料	—	2023	FS段階
伊藤忠	北九州受入	日本、輸入	—	国産グリーン水素 輸入アンモニア	鉄鋼・化学、発電等	水素需要9万t(2030)、 70万t(2040)	2024	FS段階
住友商事	チリ案件	チリ	Colbún	グリーン水素、アンモニア	日本向け輸出	—	2022-23	FS段階
J-POWER	オマーン	オマーン	Yamna / EDF	グリーン水素、アンモニア	発電燃料	2.5GW水電解装置	2024	FSへ
J-POWER	Bell Bay	豪州	Origin Energy	約42万t/年 グリーンアンモニア	発電燃料	—	2021	休止（2023）
ENEOS 三井物産	UAE	UAE	ADNOC	5万tで実証、20万t/年へ拡張 (副生、ブルー水素)	製油所、発電等	輸送はMCH	2022	FS段階
ENEOS	サウジアラムコ	サウジアラビア	Saudi Aramco	ブルー水素、アンモニア	国内供給（燃料）	輸送はアンモニア、MCH	2021	FS段階
ENEOS	米国MCH	米国	MVCE Gulf Coast	グリーン水素	日本への輸出をFS	輸送はMCH	2024	FS段階
ENEOS 住友商事	サラワク州	マレーシア	SEDC Energy	グリーン水素9万t(2030)		輸送はMCH	2023	共同開発契約
ENEOS 大阪ガス	大阪湾	日本	調達先は不明	グリーン水素を輸入、 国内でe-メタン製造	6,000万Nm ³ /年の e-メタン製造	輸送はMCH	2023	共同検討開始
ENEOS	南オーストラリア州	オーストラリア	Neoen Australia	グリーン水素	発電、製鉄、FCV	輸送はMCH	2021	共同検討開始
ENEOS	クイーンズランド州	オーストラリア	ENEOS (Direct MCH)	グリーンMCH(150kW)		輸送はMCH	2023	実証プラント運転 開始

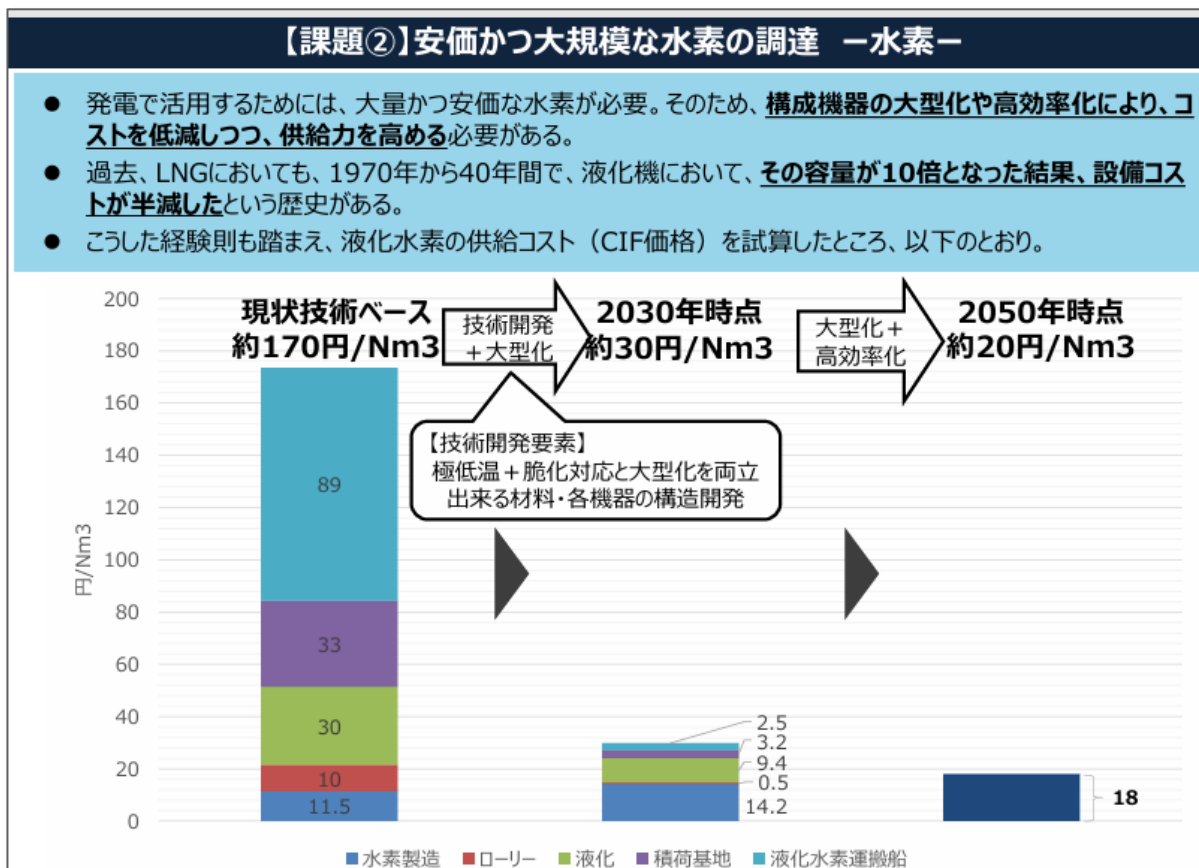
2. 日本の課題

- (1) 調達量の確保
- (2) 調達コスト目標の達成
- (3) GHG排出削減が不十分な基準値
- (4) 水素が必須ではない用途への大量導入

調達コストの課題：政府目標の達成は困難

- 政府は、水素の調達として海外の安価な水素を大量に輸入することで、輸送が大きな割合を占めるコストの大幅な低減をめざしている。その大量輸送を前提に、輸送を含むCIF価格*として**2030年に約30円/Nm³、2050年に約20円/Nm³**という目標を示した。
- 一方、次に示すように大規模調達でコストダウンという目論見の見直しを迫る事態が発生している。
 - ①大量輸送のための大型船開発の遅れ*
 - ②世界的なインフレの影響で、関連設備やエネルギー価格の高騰が常態化、
 - ③目標策定時(約110円/\$：2020年)と比べて大幅な円安状況(約159円/\$)で日本の購買力が大幅に低下。

大量輸送によるコストダウン予測



*日本経済新聞 川崎重工、水素実証の計画見直し 豪からの調達に遅れ (Nov. 14, 2024)

*CIF価格：Cost, Insurance, and Freight
商品代金に保険料と目的地までの運賃を含んだ、荷揚げ港までの総費用を指す条件



海外からの水素調達
撤退に関するニュース

調達コストの課題：輸送と貯蔵ともに、LNGよりも大型設備となることが避けられない

- 水素の輸入（船舶輸送）には、液化、アンモニア、MCHの利用が検討されているが、いずれもLNGよりも体積当たりのエネルギー密度が低く*、**その輸送や貯蔵には、LNGに比べて2~4倍規模の設備が必要**。これは、LNGと同等のエネルギーを輸送して貯蔵するには、より大型の輸送船と貯蔵タンクが必要ということの意味する * LNGが22.3MJ_LHV/Lに対し、液化水素は8.5MJ_LHV/L
- また、液化水素の輸送には極低温(-253℃)を保つ必要があるが実用化レベルになく、国のプロジェクトでその搬入出や貯蔵のための特殊な装置の開発が行われている



このように、水素の輸入には、その規模と性能の両面で、LNG以上の設備コストを要する

各水素キャリアの特徴とインフラ規模（LNG比）

● 燃料や輸送形態に応じて、熱量や物的特性に差異があるが、既存燃料と同等の熱量を確保するためには、より多量の水素・アンモニアが必要となる。

燃料・キャリア		液化水素	MCH	アンモニア
熱量		120MJ/kg (8.50MJ/L)	7.33MJ/kg (5.5MJ/L)	18.6MJ/kg (12.7 MJ/L)
同じ熱量確保に要するインフラ規模(容量換算)	重油比 43.4MJ/kg (39.0MJ/L)	約4~5倍	約7倍	約3倍
	LPG比 50.0MJ/kg (25.5MJ/L)	約3倍	約4~5倍	約2倍
	LNG比 49.1MJ/kg (22.59 MJ/L)	約2~3倍	約4倍	約2倍
液体となる条件、毒性		-253℃、常圧 毒性無	常温常圧 トルエンは毒性有	-33℃、常圧等 毒性、腐食性有


液化水素の大量輸送に関する技術開発例

(参考) 大型化に伴う技術開発 (液化水素の例)

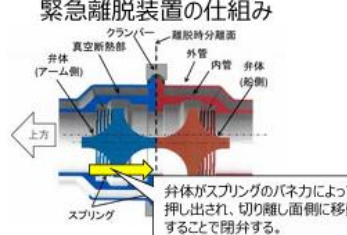
- 材質をステンレス等に制限する過酷な条件（極低温や脆化）に対応しつつ、コスト低減に資する大型化を進めるための技術開発を支援中。

【例①：ローディングアーム（船舶から液化水素を荷揚げする設備）】

パイロットスケール



緊急離脱装置の仕組み



弁体がスプリングのバネ力によって押し出され、切り離し面に移動することで閉弁する。


技術開発要素

- ① 極低温に耐えつつも、柔軟性を確保出来る新構造の開発(構造自体を検討中)
- ② 大口径化と緊急離脱時の水素放出量の最小化(迅速な閉弁)の両立を可能とする緊急離脱システム*の開発

*突風等によりタンカーの急激な移動等の不測の事態が生じた際、流体をバージすること無く、短時間で安全にタンカーから切り離すシステム

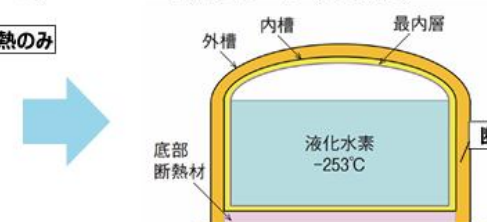
【例②：陸上貯蔵用タンク】

パイロットスケール(2,500m3)



真空断熱のみ

商用スケール(5万m3)



断熱材

技術開発要素

- ① 真空断熱+断熱材の最適組合せの追求
- ② 自重に耐えられる新構造(球型 → 平底円筒型)

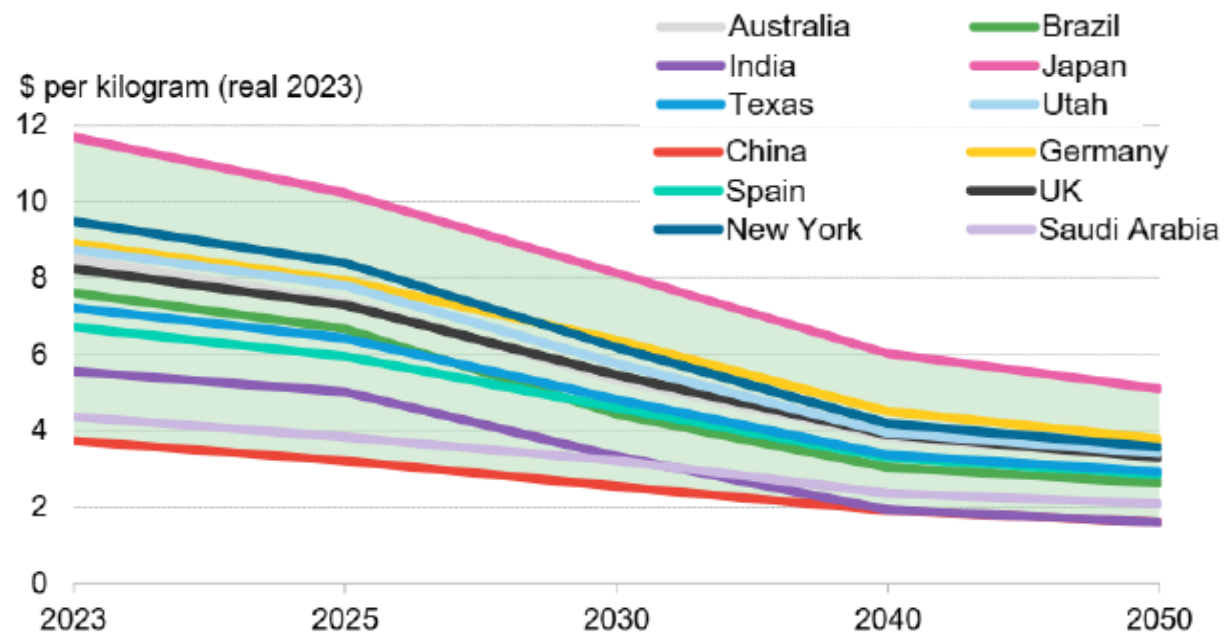
調達コストの課題：日本は輸入工程でコストアップするため、国産と同レベルになる可能性

- 日本の水素コストは、\$11.7/kg(2023年)、\$5.09/kg(2050年)と、世界の中でも高いレベルにある（左図）
- 一方、海外で安い水素を調達しても、日本では船舶輸送にともなう変換・輸送・再変換の工程で、追加設備と投入エネルギーの分のコストが追加される。この輸送に、液化水素、アンモニア、LOHC（有機水素キャリア）のいずれを用いても、もとの水素コストの約3倍となり、国内で製造されるグリーン水素と同等レベルとなるという試算もある（右図）
- 一方、コストにかかわらず、国産水素は、エネルギー安全保障、貿易収支の改善、国内産業育成と雇用にもつながるメリットがある



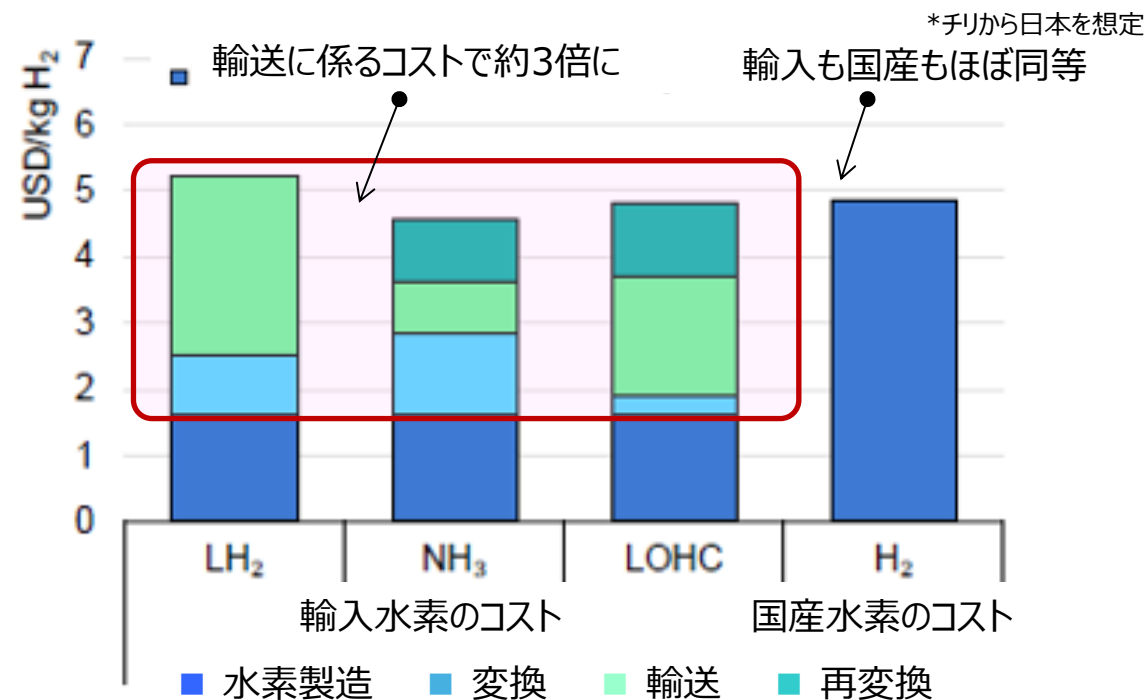
輸入と国産のいずれも、日本の水素は世界の中でも高いコスト水準となるため、用途と量を限定した戦略的な利用が必要

世界におけるグリーン水素コストの比較



出典：BloombergNEF Hydrogen Levelized Cost 2025

海上輸送*されるグリーン水素と、国産グリーン水素の将来コスト比較



出典：IEA Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity (April, 2023)

- グリーン水素の製造コストは、水電解装置と自然エネルギー電力コストを基に試算*される
- 現在、水電解装置のコストは14.4万円/kWとされる。日本における自然エネルギー電力コストを10.9円/kWhとすると**、**国産グリーン水素のコストは約84円/Nm³**
- 水電解装置の**2030年目標値（52,000円/kW）**が達成でき、2040年の電力価格を6.9-8.8円/kWh*とした場合、**水素コストは47-55.6円/Nm³**まで低減する。
- 2030年の目標値（30円/Nm³）に対してはまだ差が大きいですが、海外でもグリーン水素は約\$3/kg以上と予想されており（前ページ）、**輸送も含めたコストでは国産有利となる可能性がある*****
- この試算では、kWhあたりの**電力が1円下がれば水素コストは4.5円/Nm³、水電解装置費は1万円下がって2.1円/Nm³低下**となった



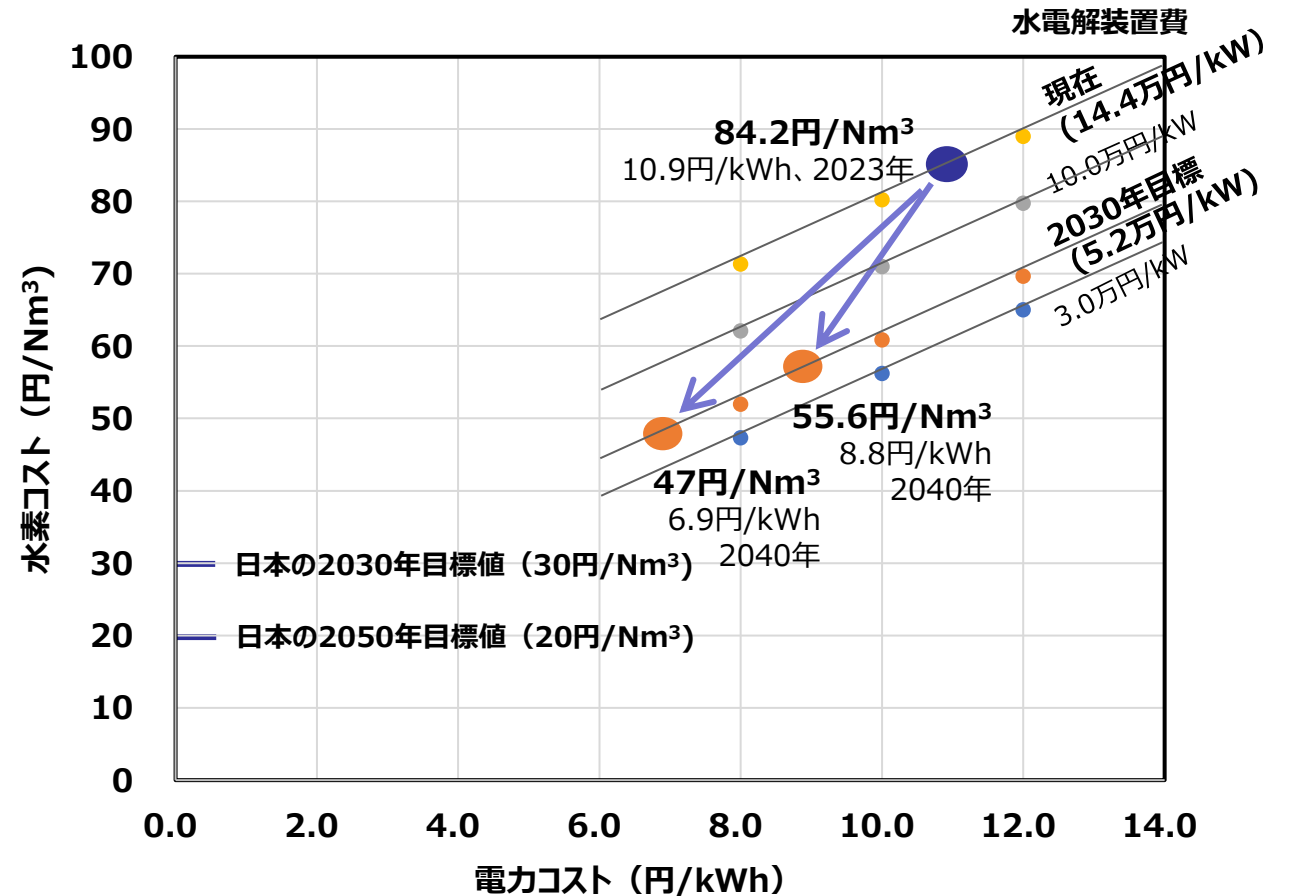
国産グリーン水素のコスト低減には、自然エネルギー 電力のコスト低減が有効

* ここでは、種々の条件を仮定した試算結果を示す

** 経産省「発電コスト検証に関するとりまとめ」（2025年2月6日）

*** 2030年の海外でのグリーン水素コストを\$3/kg、輸送に同等のコストを要するとし、159円/\$で試算した場合、\$6/kg →85円/Nm³

電解装置コストをパラメータとした場合の水素製造コスト



出典：経産省「再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（2025年10月）、経済産業省資源エネルギー庁「発電コスト検証に関するとりまとめ」（2025年2月6日）をもとに、自然エネルギー財団作成

調達コストの課題：国産のグリーン水素は、国内産業に対するメリットが多い

- 国内で水素が製造できれば、**グリーン水素としてGHG排出量をほぼゼロ**とできるだけでなく、輸送やメタンリークの影響もなくなる
- **エネルギー安全保障や、経済的な波及効果も期待できる**だけでなく、最終的には海外企業に流れる**多額の値差支援が国内への投資**となる



そのためには、十分な量の自然エネルギー電力の確保が必要

	輸入	国産
水電解装置*	・現地の装置で製造	・国産の装置を使用 → 国産メーカーだけでなく、部品や周辺機器、設置やメンテナンス業務など、経済的な波及効果あり
GHG排出量	・燃料変換、海上輸送に伴うGHG排出が追加 ・ブルー水素の場合は、 上流工程でのメタンリーク、CO₂の未回収分のGHGも発生 ・今後はライフサイクル全体での算定基準となり、現在のWell-to-Gateに加え、 輸送や燃料変換工程での排出量が加算 される見通し	・ほぼゼロ ・国内での輸送、貯蔵にともなう排出量が発生する (地産地消的な利用であれば、輸送や貯蔵に伴うGHGは排出されない)
水素コスト	・現地での水素コストに加え、 燃料変換、海上輸送、貯蔵設備のコストが加算 される ・円安と世界的なインフレが進行し、当初の戦略策定時に想定していた目標価格では調達できない恐れが高い	・水電解装置と自然エネルギー電力のコスト低下が進めば、 円安状況下で輸入水素に対して競争力を持つ可能性 (47～55.6円/Nm ³ : 3.3～3.9\$/kg) 2040年の発電コスト(前ページ)、ドル換算は約159円/\$ (2026年4月)
メリット	・世界中から低コストの水素を調達可能 ・LNGのサプライチェーン活用	・ GHG排出削減 ・ エネルギー自給率と経済安全保障の向上 ・ 国内産業育成と競争力強化
課題	・輸入頼み、世界情勢の影響大	・ 自然エネルギー電力の確保とコストダウン

* 水電解装置は中国製のコスト競争力が高いが、中国以外の国で使う場合は、その国特有の法規制の対応や、現地での設置、装置の周辺機器が必要となる。また、定期的なメンテナンスや故障対応も必須となるため装置のコスト競争力がそのまま有利とはならない

2. 日本の課題

- (1) 調達量の確保
- (2) 調達コスト目標の達成
- (3) GHG排出削減が不十分な基準値
- (4) 水素が必須ではない用途への大量導入

GHG排出量：サプライチェーンの範囲によってCO₂排出量は異なる

- 水素は、使用時にはCO₂が排出されないものの、その製造や輸送に伴う各プロセスでのエネルギーを消費によるCO₂排出や、化石燃料ではメタン*が排出される。そのため、基準や比較を行うため、製造から利用までのプロセスを4つに分けて、算定範囲を規定している。
- 現在は、原料（化石燃料や水、電力など）から水素製造までのWell-to-Gateで比較することが多いが、**輸送や最終利用までを含んだ Well-to-Wheel（ライフサイクルやサプライチェーン全体）を基準範囲とする方向**となっている。

* 石炭や天然ガスでは、化石燃料採掘や輸送工程から排出されるメタン(GHG80@20年)も、CO₂換算してカウントされる。

水素製造に伴う各プロセスとCO₂排出の算定範囲
(天然ガス由来のブルー水素の例)

Gate-to-Gate

- ・ 水素製造、CO₂処理工程
- ・ CO₂処理量によって排出量が異なる

Well-to-Gate

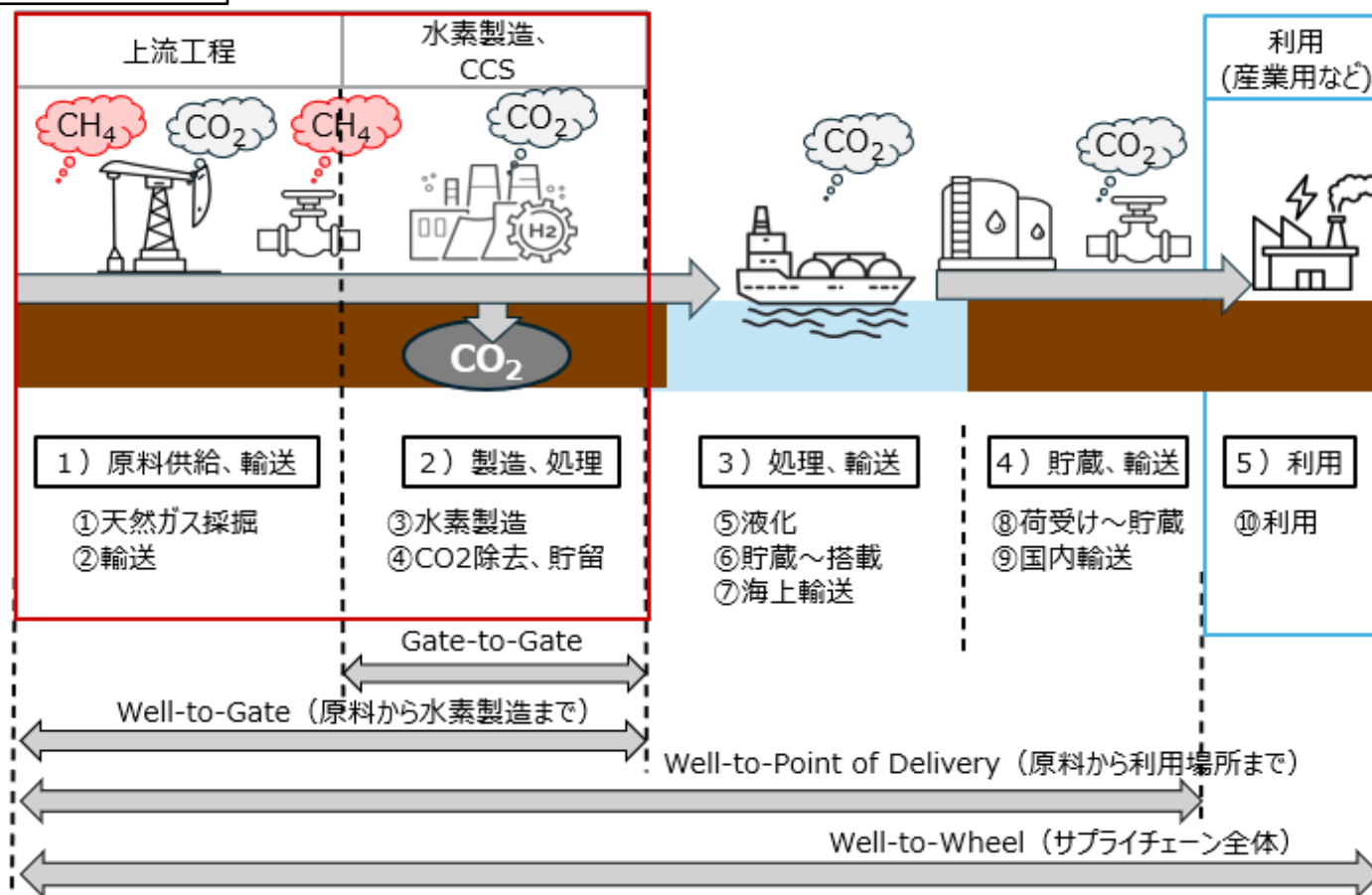
- ・ Gate-to-Gateに対し、上流側の原料供給と輸送を加えたもの

Well-to-Point of Delivery

- ・ Well-to-Gateに対し、利用者に届けるための輸送を加えたもの

Well-to-Wheel

- ・ Well-to-Point of Deliveryに対し、利用プロセスによる排出を加えたもの
- ・ サプライチェーン全体を示す

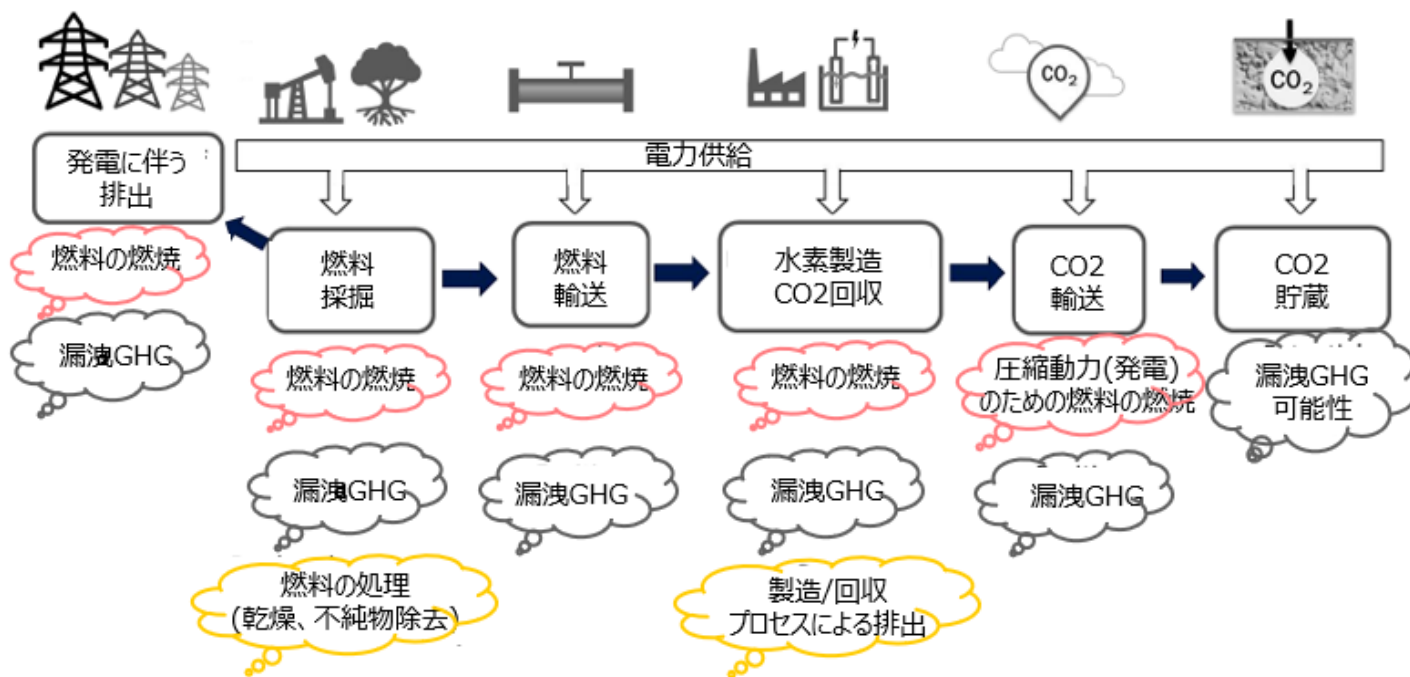


GHG排出量：上流工程も厳しくカウントされる（米国と英国の例）

- 各プロセスでの漏洩燃料（メタン）だけでなく、使用するエネルギー由来のGHGもカウントされる
- **米国、英国ではすでにガイドラインを策定し**、各プロセスでの温暖化ガス全体のリストアップとその算定方法を示し、これらの合計を基準値としてカウントしている

英国における低炭素水素製造に関連するGHG排出源の種類と内容

米国DOEのクリーン水素製造基準で示された、上流工程でのGHG排出ポイント



	排出源の種類	内容
E T		水素製造に係る全排出量 (gCO ₂ e)
上流	E feedstock supply	原料の採掘、処理、輸送における排出量 (天然ガスの場合)
	E energy supply	水素製造に要するエネルギーによる排出量 (電力、蒸気、熱、燃料)
水素製造	E input materials	製造に必要な材料からの排出量 (原材料以外の水、酸素、塩、触媒等)
	E process CO ₂	水素製造プロセスからのCO ₂ 排出量
	E fugitive non-CO ₂	水素製造プロセスからの温暖化ガス排出量 (メタン、NO _x 、SF ₆ 、PFC、HFCs)
C C S	E CO ₂ capture and network entry	CO ₂ 回収、浄化、圧縮、輸送の排出量 (貯留までのプロセス)
	E CO ₂ sequestration	回収され、永久的に貯留される量
	E compression and purification	3MPa、純度99.9%の水素に必要な圧縮と浄化に関する排出量
	E waste fossil counterfactual	廃棄化石燃料を用いた場合の排出量

出典：U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Guidance (2022)をもとに自然エネルギー財団作成

出典：UK Low Carbon Hydrogen Standard (2023)をもとに自然エネルギー財団作成

GHG排出量：欧米よりも水素の基準値は緩く、アンモニアは算定範囲と基準値の両方緩い



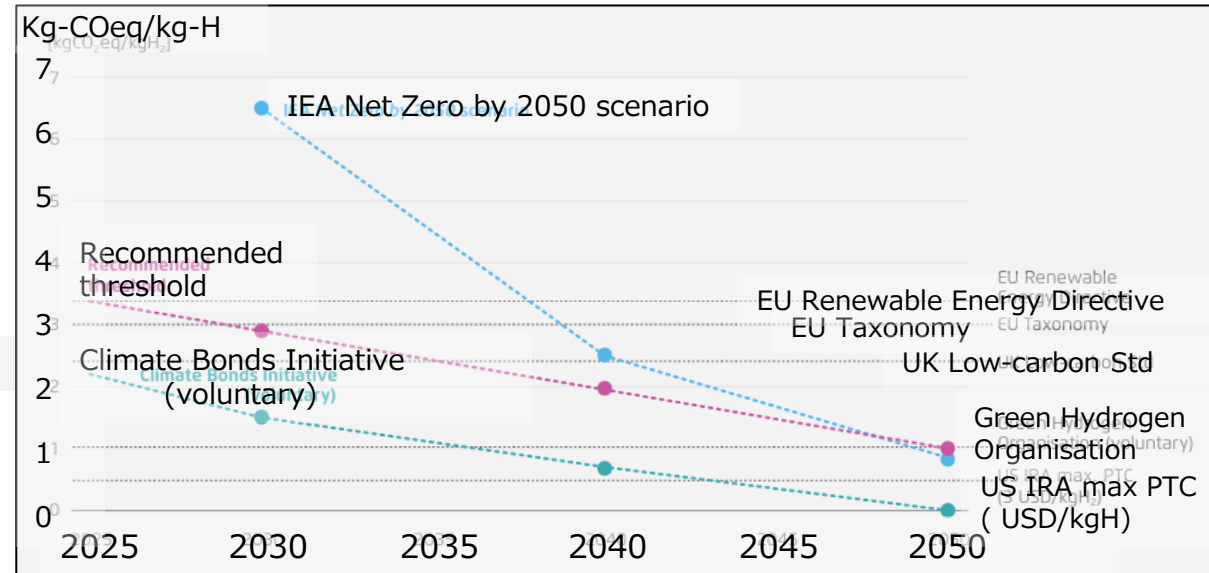
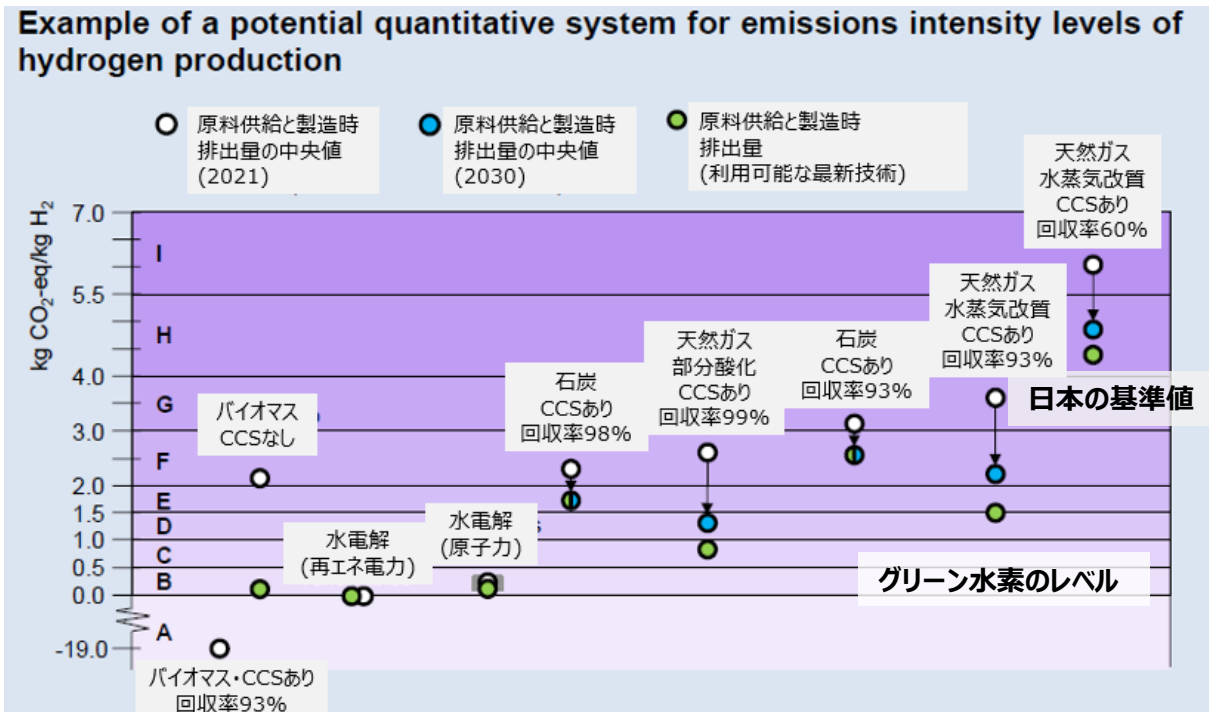
- 日本の水素社会推進法で、値差支援の条件として水素と派生燃料のGHG排出量基準値が示された
- 水素の基準値を比較すると、EUタクソミーは日本より約1割、英国は3割厳しく、ドイツはほぼゼロであり、産地証明も必要
- 派生燃料のアンモニアは、EU基準より算定範囲が狭く（輸送を含まず）、基準値も緩い（1.7倍）
- 米国がより厳しい基準へ誘導するのに対し、日本は緩い基準の燃料への値差支援が15年継続、その間の改善は求めないものとなっている

国	名称	名称	製造方法	範囲	基準値	考え方
日本	アンモニア	水素社会推進法	特定なし	Well-to-Gate	0.87 kg-CO ₂ e/kg-NH ₃ (46.8 g-CO ₂ e/MJ_LHV)	グレーアンモニアの約7割減
	合成燃料	水素社会推進法	特定なし	サプライチェーン全体	39.9 g-CO ₂ e/MJ_LHV	グレー水素の7割減 + 合成と輸送を加算
	合成メタン			サプライチェーン全体	49.3 g-CO ₂ e/MJ_LHV	グレー水素の7割減 + 合成と輸送を加算
EU	RFNBO	RED-III	再エネ電力	ライフサイクル全体	3.4 kg-CO ₂ e/kg-H ₂ (28.2 g-CO ₂ e/MJ_LHV)	基準燃料 94g-CO ₂ e/MJ_LHVの70%減

RFNBO: バイオマス以外の再生可能エネルギー源から得られたエネルギーを含む液体・気体燃料（グリーン水素および、グリーン水素から合成したアンモニア、メタノール、e-fuel）

国	名称	名称	製造方法	範囲	基準値 kg-CO ₂ e/kg-H ₂	考え方
日本	水素	水素社会推進法	特定なし	Well-to-Gate	3.4	グレー水素の約7割減
EU	水素	EU Taxonomy	特定なし	Well-to-Gate	3.0	グレー水素比 73.4%減
ドイツ	水素	National Hydrogen Strategy	グリーン	Well-to-Gate	≒ 0 (産地証明必要)	グリーン水素拡大まで暫定的にブルー可
英国	水素	UK Low Carbon Hydrogen Standard	水電解(電源問わず)、天然ガス CCS、バイオマス、廃棄物	Well-to-Gate	2.4	20g-CO ₂ e/MJ_LHV
米国	水素	IRA_Clean Hydrogen Production Tax Credit	特定なし	Well-to-Gate	2.5-4 1.5-2.5 0.45-1.5 <0.45 0.12 \$/kg 0.15 0.2 0.6	4kg-CO ₂ e/kg-H ₂ を閾値とし、低いほど高額税控除(\$/kg)

- IEAは、水素の環境適合性を評価するため、CO₂排出量を用いてAからIまでの9レベルを設定した。日本の3.4kg-CO₂e/kg-H₂は、Gレベルで7番目、一方、グリーン水素はレベルBに相当する。EUで大量のグリーン水素が流通する2030年には、レベルBが標準となる可能性が高いと思われる。
- またドイツの研究機関（agora energiewende）は、2050年までに気候中立を達成するというEUのコミットメントのためには、水素のCO₂排出量を現在の3.38 kg-CO₂ eq/kg-H₂から開始し、**2030年までに3 kg（EUタクソミー基準）、2040年までに2 kg、2050年までに1 kgに達するよう、変化させていくべきと主張している**。また、IEAの2050年ネットゼロシナリオに沿うには、2040年までに約2.5 kg-CO₂ eq/kgH₂、2050年までに1 kg-CO₂ eq/kg-H₂の排出量にすべきとしている。



出典：Agora energiewende: Low-carbon hydrogen in the EU をもとに自然エネルギー財団作成

出典：IEA_Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity (April 2023) などをもとに自然エネルギー財団作成

低炭素水素のGHG排出量範囲として、日本は輸送を含めていないが、EUでは輸送を含めたライフサイクル全体での算定への移行が進む。これが国際標準化した場合、海外調達がメインの日本の水素は、GHG排出量で不利になる恐れが大きい。

排出量算定範囲に関する動向

1) Delegated Act on low-carbon Hydrogen

- ・ 2025年12月～
- ・ 化石燃料比70%以上のGHG削減、**28.2g-CO₂eq/MJ**
- ・ 原材料供給から、燃料製造、輸送・流通、燃料使用時まで

2) 再生可能エネルギー指令 (RED-III)

- ・ 2023年10月～
- ・ **RFNBO：グリーン水素、グリーン水素から合成した派生燃料**（アンモニア、メタノール、e-fuel）、バイオマス以外の再生可能エネルギー源から得られたエネルギーを含む液体・気体燃料
- ・ **燃料のライフサイクル全体で、3.4kg-CO₂eq/kg-H₂（28.2g-CO₂eq/MJ）以下**
- ・ グリーン水素の電力には、①追加性、②同時性、③近接性が必要

3) ISO国際基準 (TS 19870:2023)

- ・ **2023年11月に国際基準として発行**
- ・ 水素の生産と輸送に関連するGHG排出量算定の方法

Delegated Act on low-carbon Hydrogen

(低炭素水素に関する委任法令)

今後拡大が予想されるEUの水素市場において、脱炭素化の加速を目的に、ライフサイクル全体の排出量と間接排出、さらに上流のメタン排出と実際の炭素回収率も考慮した条件が示された。燃料の輸送も含まれており、日本の輸入水素等燃料への影響が大きい。

項目	内容
背景	EUは2030年までに再生可能水素と低炭素水素をそれぞれ1,000万トン生産・輸入を目標
目的	EUが水素市場を拡大し、脱炭素化を加速するための法的・技術的基準を整備。
内容	低炭素水素の定義を「化石燃料比70%以上のGHG削減」と明確化し、算定方法を統一。
効果	水素投資の不確実性を解消し、欧州市場統合を促進。
対象	①CCSを用いた天然ガス由来水素（ブルー水素）、②低炭素電力による電解水素、③メタン熱分解（固体炭素回収）による水素
条件	化石燃料基準値94 g-CO₂e/MJのうち28.2 g-CO₂e/MJ（7割減）が排出上限値。
算定範囲	入力（原材料等）の供給に伴う排出（輸送・貯蔵からの排出を含む）、製造プロセスの排出、 燃料の輸送・流通の排出（完成燃料の貯蔵・流通からの排出を含む） 、燃料使用時の排出、CCS/CCUによる削減分

2. 日本の課題

- (1) 調達量の確保
- (2) 調達コスト目標の達成
- (3) GHG排出削減が不十分な基準値
- (4) 水素が必須ではない用途への大量導入

必須ではない用途：日本の強みとされる燃料電池は、なかなか普及せず

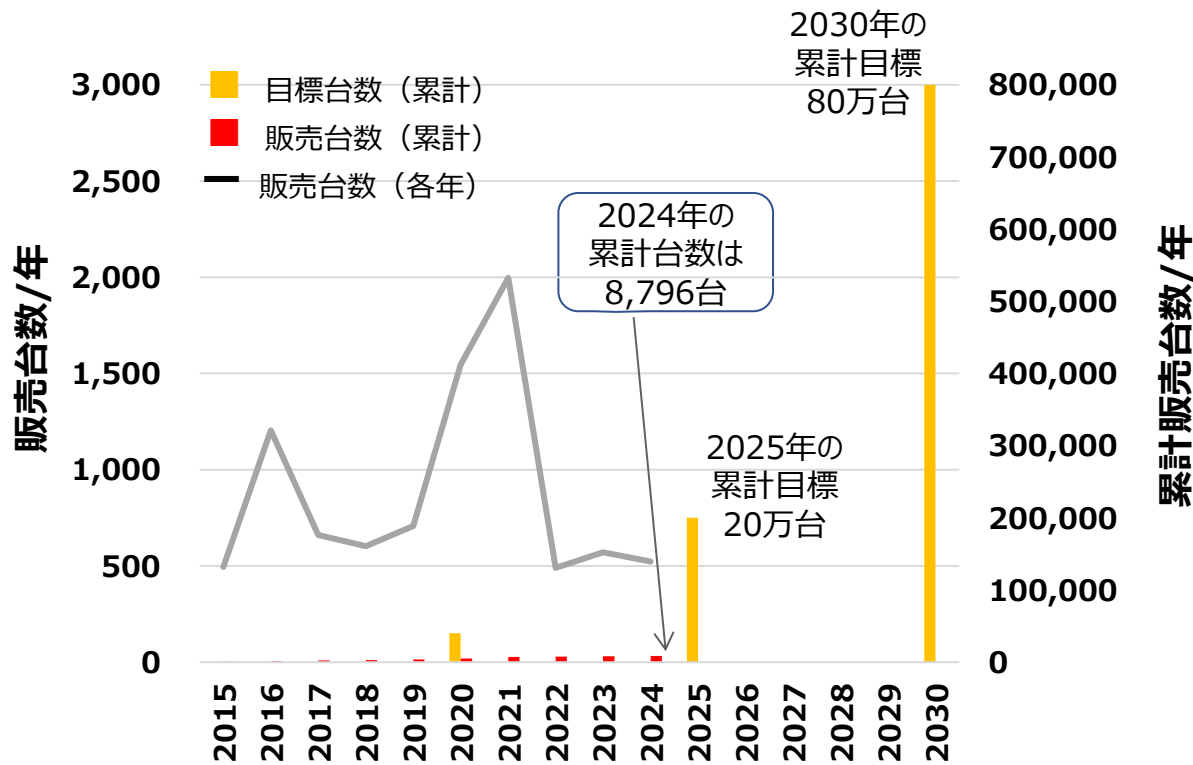
燃料電池（乗用車と家庭用）は、日本が強みを持つ水素の利用分野と示されてきたが、いずれも普及からは程遠い。

- 燃料電池乗用車(FCV)の販売台数はこの数年500台/年前後で、2024年の累計台数は8,796台と、2025年目標の20万台の20分の1以下、**2030年目標の80万台の100分の1程度**

→ 第7次エネルギー基本計画では、商用車へのシフトが示された

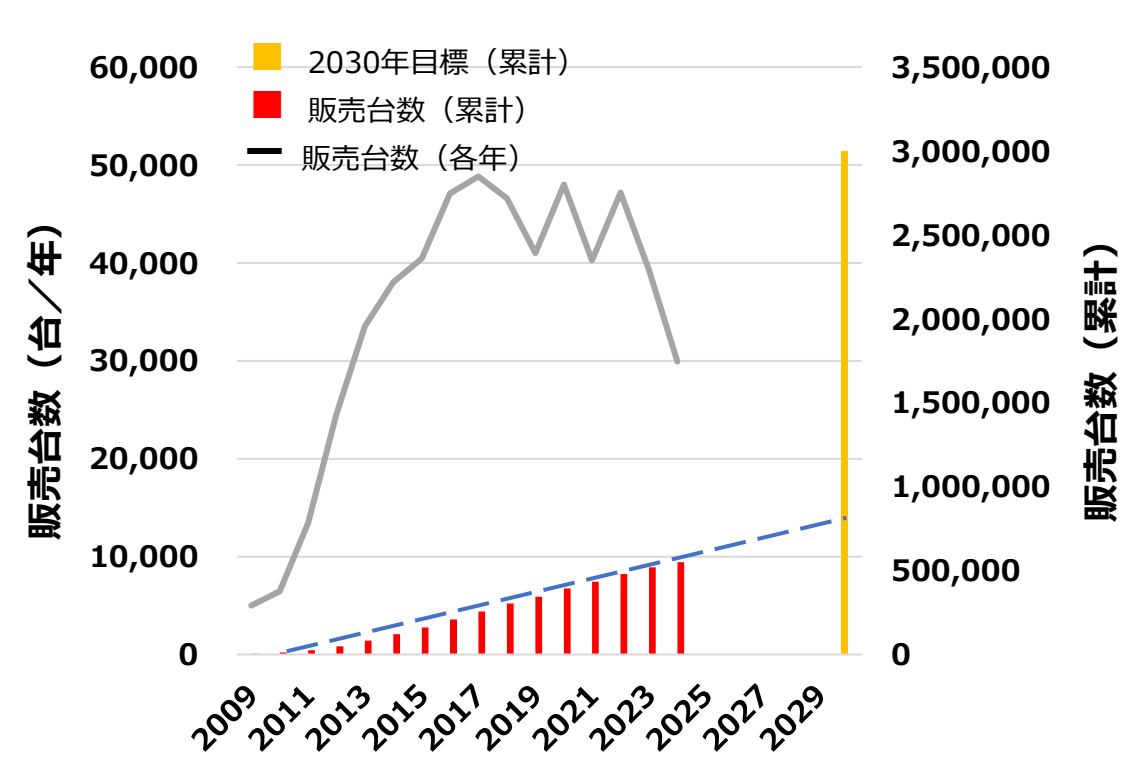
- 家庭用燃料電池(FCコージェネ)も、商品化では世界に先行したものの、目標通りの普及には至らず。
- 販売台数は近年低下傾向で、累計台数約55万台(2024年)でも、**2030年の目標300万台の1/4程度**と予測される。

FCVの販売台数の推移（各年、累計）



出典：次世代自動車振興センター

FCコージェネの販売台数の推移（各年、累計）

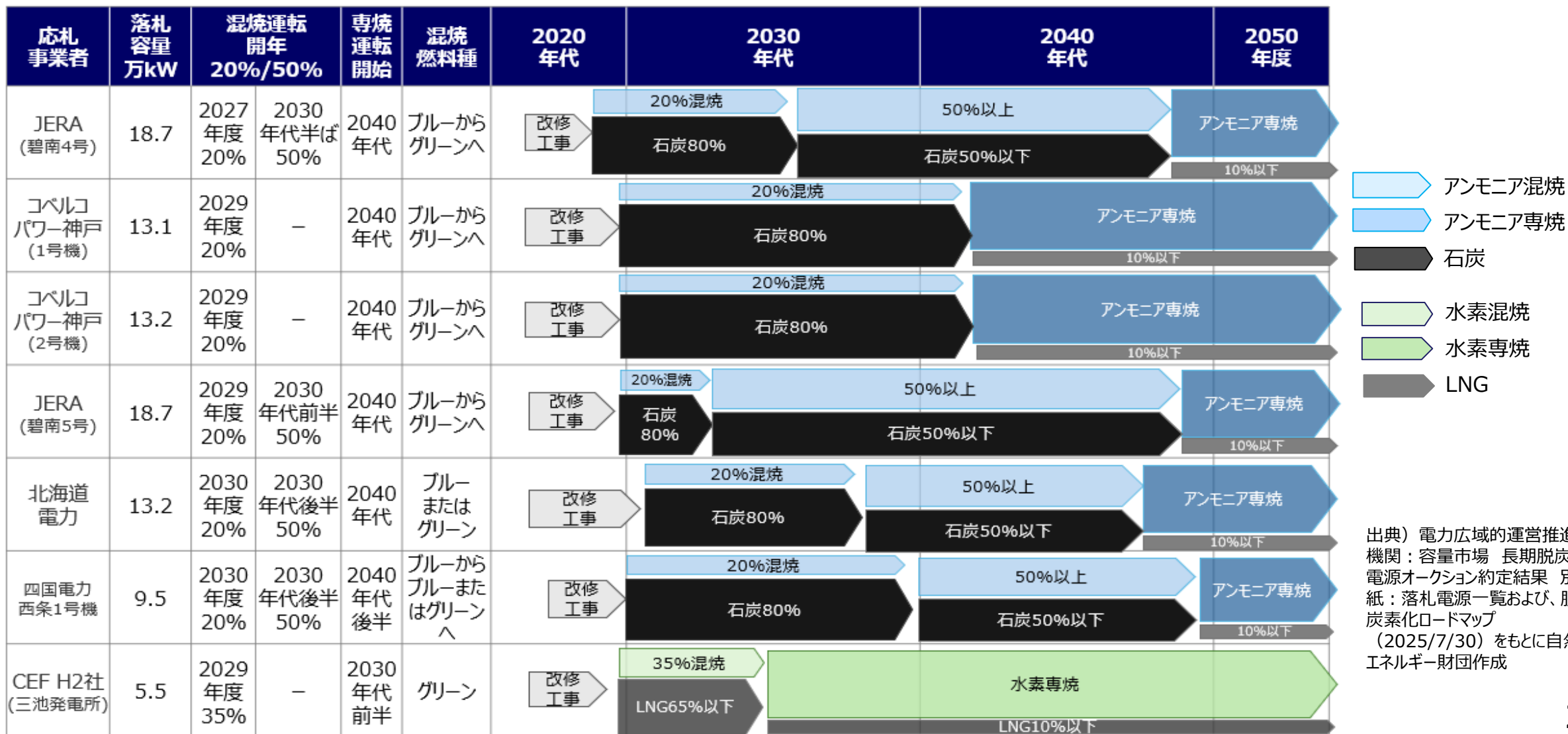


出典：コージェネ財団/エネファームメーカー販売台数

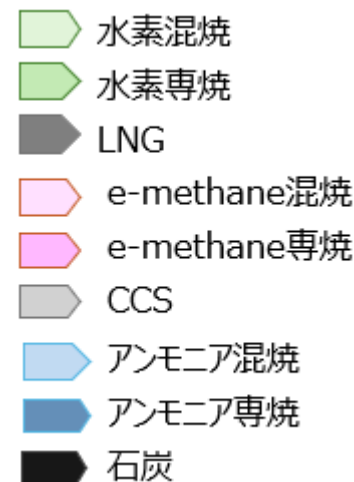
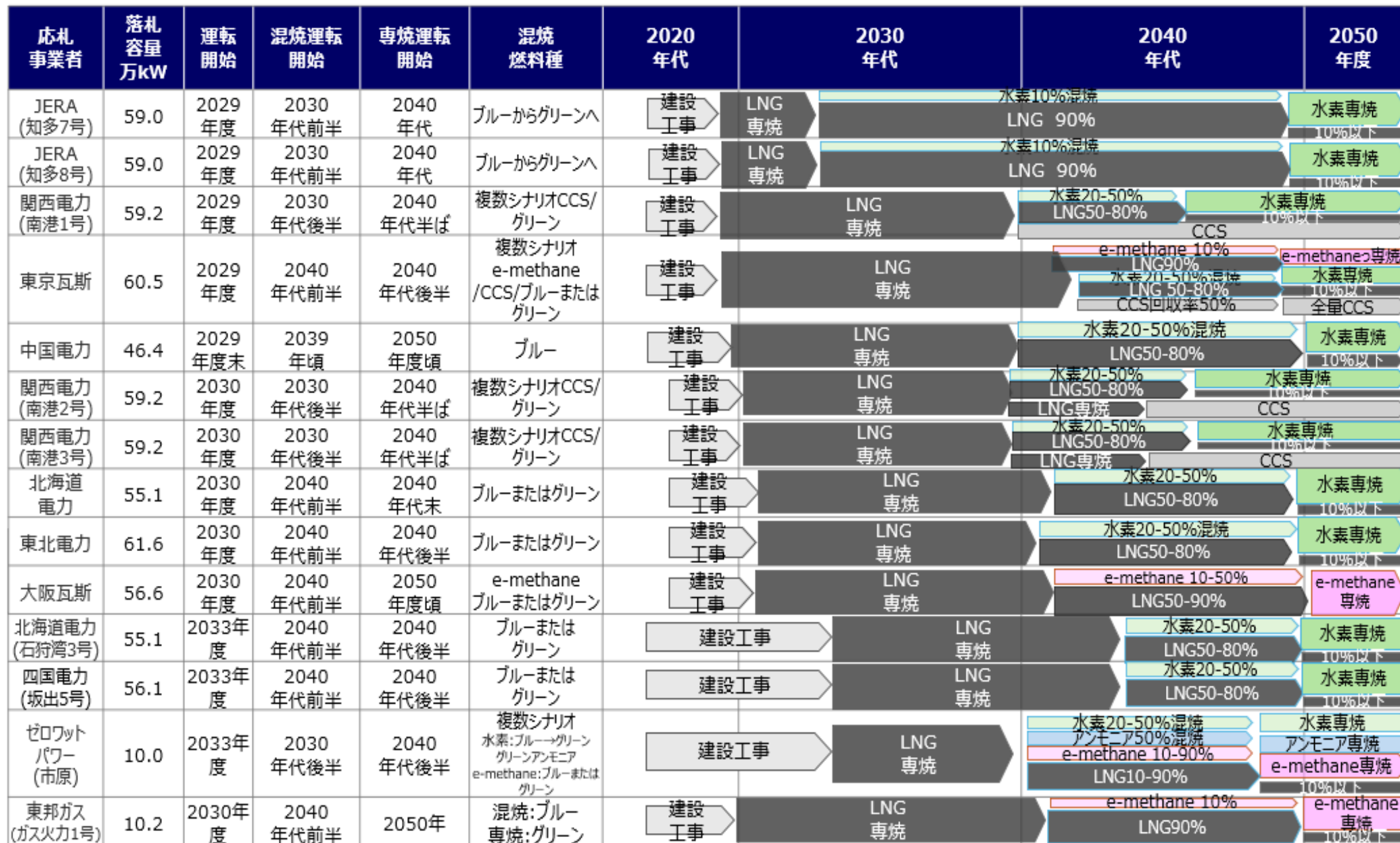
必須ではない用途：長期脱炭素電源オークションにより、2040年後半まで石炭が使われる



- 水素戦略で示した目標コスト達成のための大規模サプライチェーンの需要側として、日本では火力発電への燃料利用が計画されている。
- 長期脱炭素電源オークションでは、石炭火力へのアンモニア混焼とLNG火力への水素混焼が推進されているが、アンモニアや水素が石炭やLNGの使用を長引かせていることもわかる。つまり、**水素やアンモニアが、2050年近くまでの石炭利用に道を拓く結果**となっている。

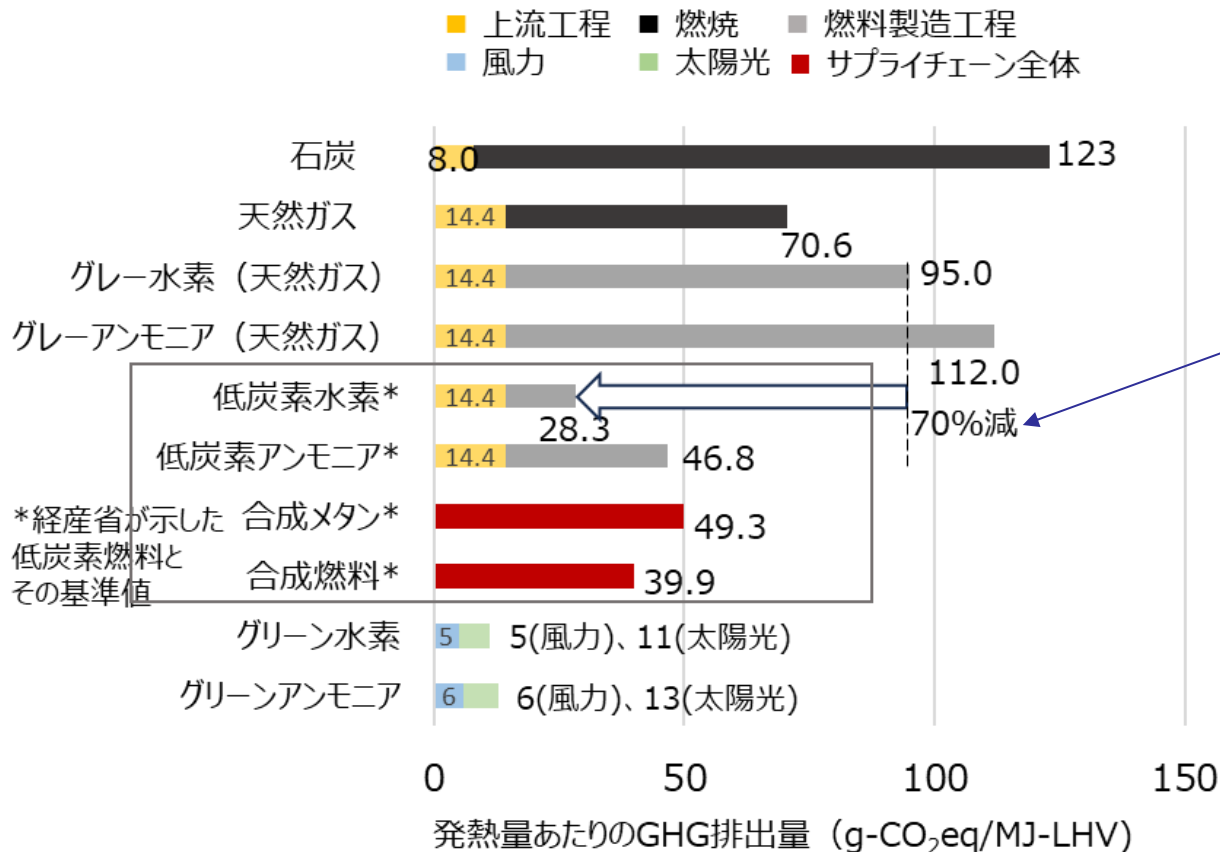


必須ではない用途：将来の水素転換を予定して、多くのLNG専焼火力が新設される



出典) 電力広域的運営推進機関：容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果 別紙：落札電源一覧および、脱炭素化ロードマップ (2025/7/30) をもとに自然エネルギー財団作成

- 発熱量あたりのGHG排出量を比較すると、天然ガスよりグレー水素が大きく、グレーアンモニアはさらに大きい*。また、上流工程でのメタン漏洩に起因するGHGは、石炭よりも天然ガスのほうが大きい。
- グレー水素やグレーアンモニア製造時のCO₂を分離貯留するブルー水素/アンモニアは、製造工程からのCO₂を100%除去したとしても上流工程からのGHG（メタン漏洩）が残る。



* 天然ガスから製造される水素には、燃料成分である炭素が含まれていないからであり、水素と窒素から合成されるグレーアンモニアは、製造エネルギーに伴うGHGが含まれるからである。

<低炭素水素のGHG排出量>

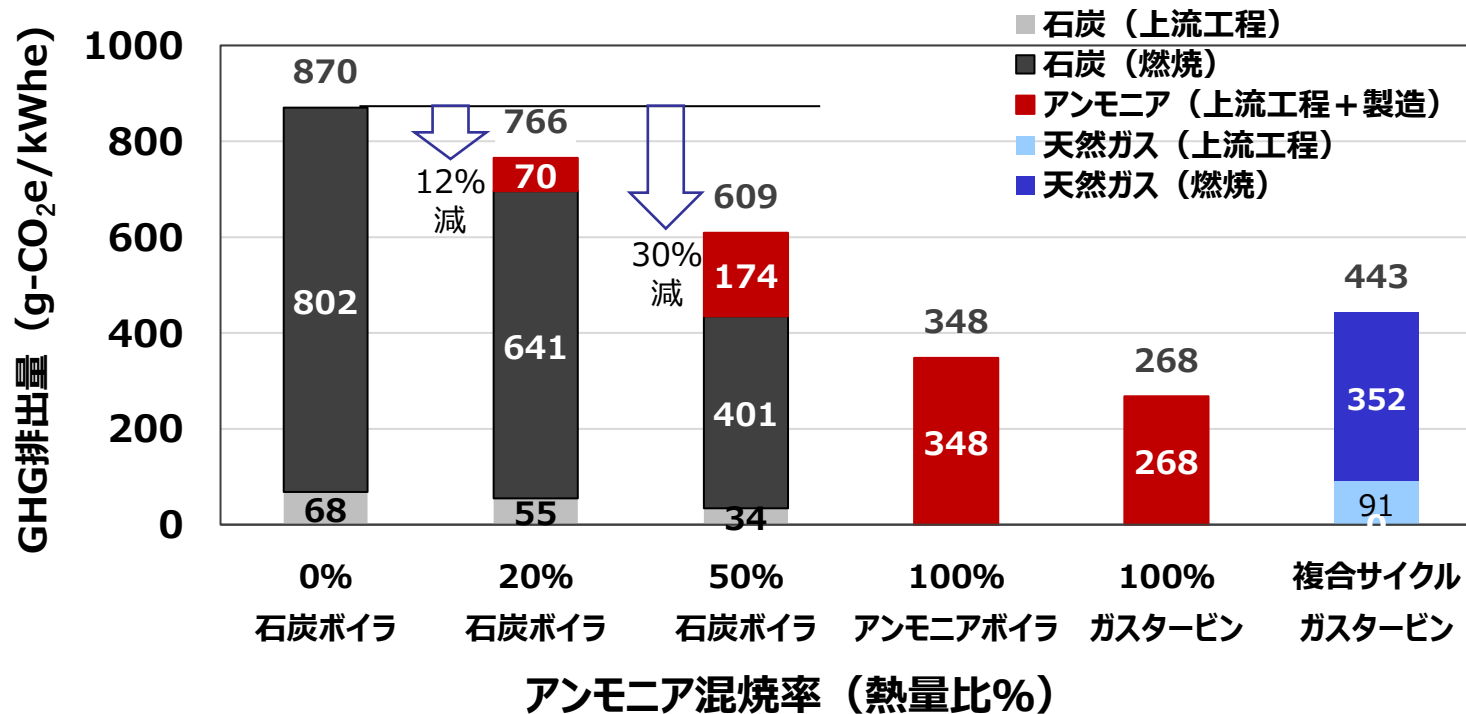
- グレー水素の炭素集約度の7割減とするために、製造工程で必要となるCO₂分離回収率は約83%（上流工程がそのままの場合）
- 上流工程の削減も天然ガス事業者に促す必要がある

- 経産省が示した低炭素水素および関連燃料（アンモニア、合成メタン、合成燃料）の排出基準を発熱量あたりの値に換算し、IEA報告書のデータ（天然ガス、グレー水素、グレーアンモニア）と比較。
- 合成メタンと合成燃料はサプライチェーン全体、その他はWell-to-gate範囲

発電でのGHG排出量：日本の基準値*のアンモニアでは、100%燃焼でも石炭火力の3割のGHGを排出

- 水素とアンモニアは、その燃焼時にCO₂は発生しないものの、国は低炭素水素等燃料として上流側も含めたCO₂排出量の基準値を設けている。そのため、**燃料のサプライチェーンを考慮すると、最大で基準値のCO₂は発生することとなる**
- 現在、脱炭素火力として、石炭火力発電へのアンモニア混焼が進められているが、アンモニアを使用することで基準値のCO₂が発生すると考えた場合、20%混焼のCO₂削減率は12%、50%混焼でも削減率は30%に過ぎず、天然ガス火力（複合サイクルを想定）よりも大きな排出量となってしまう。また、**将来想定されるガスタービンでアンモニア*専焼(100%)を行ったとしても、石炭の7割減にしかならず(268 g-CO₂e/kWhe)、3割分は排出される**

* 日本の低炭素アンモニアの基準値：0.87 kg-CO₂e/kg-NH₃ (46.8 g-CO₂e/MJ_LHV)



石炭アンモニア混焼

発電効率は、USC*の40%
(HHV:高位発熱量基準)
混焼率は熱量比

石炭からのGHGは燃焼 (METI資料) と
上流 (IEA資料) の合計値

アンモニアのGHG排出量は、METI基準値
(0.87kg-CO₂e/kg-NH₃)

アンモニア100%は、ボイラと、複合サイクル
ガスタービンの場合を併記

天然ガス火力

発電効率は、GTCC**の52% (HHV:高位発熱量基準)

注：上記の排出量は、アンモニアの基準 (Well-to-gate) に合わせ、石炭と天然ガスも上流工程を含めた。
輸送工程は含まれていない

* 超々臨界圧発電
** ガスタービン複合発電

出典：上流工程はIEA (The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector, 2022 Feb)、燃焼およびアンモニア、発電効率は経産省資料をもとに、自然エネルギー財団にて作成。

3. まとめと展望

水素の現状

- 現在の水素は99%が化石燃料由来で、製造時に大量のCO₂を排出している
- その削減のための低炭素水素の製造は、現在1%以下。2030年に向けて多くのプロジェクトが計画されたが、投資判断まで至ったものは少数
- 利用側のプロジェクトも一部を除いて停滞している

しかし 欧州では再エネ指令（RED-Ⅲ）で産業用水素のRFNBO化が示され、この分野での低炭素水素の利用が有望視 されている。

日本の課題

① 輸入ブルー水素 中心の調達計画



2030年の調達に向けて進行中のプロジェクトのほとんどが輸入のブルーアンモニアで発電用(石炭火力混焼)。また、値差支援事業で認定された8件のうち4件が輸入ブルーアンモニアで、**全体の調達量の97%**。国内のグリーン水素は3件あるが、その量は1.6%に過ぎない。

② 輸入水素は 高コスト



日本のグリーン水素は、世界の中でも高コスト。一方、海外で安い水素を調達しても、船舶輸送に伴う変換・輸送・再変換の工程で、新しい特殊な設備や投入エネルギーのコストが追加され、もとの水素コストの約3倍となる見込み。さらには円安で輸入コストが上昇。

⇒ **日本で使う水素は、国産/輸入いずれも海外よりも高コストとなるため、必須の用途に限定し、最小限の利用とする必要**がある。

③ GHG排出量が高い



水素は、製造や輸送工程でのCO2排出に加え、ブルー水素は上流工程における漏洩メタンによる温暖化影響が大きい。欧州では、輸送工程を含む燃料のライフサイクル(サプライチェーン)全体を算定範囲とする基準が策定され、ISOでも国際標準規格化が進められている。一方、船舶輸送による輸入がメインの日本の水素は、現在は輸送を含まないWell-to-Gate範囲で低炭素水素の基準値を設けている。

⇒ **サプライチェーン全体での基準値も追加検討し、上流工程や輸送での環境負荷低減への取組みを開始する必要**がある。

④ 必須ではない 用途への利用



日本は、発電混焼や燃料電池など、多様な用途に大量の水素を使う「水素社会」を目指しているが、「高コスト社会」となる恐れもある。

⇒ **それを避けるため、電化で対応できる輸送や発電は最小限とし、水素が必須の産業用や長距離輸送用に絞って使うべき。**

今後の展望

輸入水素は、コスト（円安の影響）、環境負荷（輸送もカウント）ともに不利になっていくことが懸念される。しかし、用途と使用量を限定すれば、**国産のグリーン水素活用の可能性も高くなり、以下のメリットも大きい**

- ① **エネルギー自給率と経済安全保障の改善**
- ② **国内の産業と雇用育成**
- ③ **CO₂排出量削減**

そのためには、**水素製造にも活用できる、国内での十分な自然エネルギー電力の確保**が求められる。

はじめに

European Commission : [REPowerEU – phase out of Russian energy imports](#)
 EU: [Directive \(EU\) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018](#)
 EU: [Directive \(EU\) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023](#)

1. 水素の現実と日本の戦略

水素の現実

IEA: [Global Hydrogen Review 2025](#)
 European Commission: [Clarity to hydrogen sector with new EU methodology for low-carbon hydrogen and fuels \(8 July 2025\)](#)
 Germany Federal Government: [National Hydrogen Strategy Update \(July 2023\)](#)
 U.S. Department of the Treasury: [U.S. Department of the Treasury Releases Final Rules for Clean Hydrogen Production Tax Credit \(Jan 3, 2025\)](#)
 中国: [国家能源局举行新闻发布会 介绍《中国氢能发展报告\(2025\)》相关情况\(2025-4-28\)](#)
 India: [National Green Hydrogen Mission \(23 Jan 2023\)](#)
 The Extractor Magazine: [Over 1,500 green hydrogen projects announced across 70 countries \(Oct. 24, 2025\)](#)
 Thyssenkrupp: [Research for hydrogen-based steel production \(2024-3-7\)](#)
 Hydrogen Central: [Cancelled and postponed green hydrogen projects – US, EU, Asia \(July 23, 2025\)](#)
 Clean Technica: [Hydrogen's Brutal Month: Billions Lost As Mega-Projects Collapse](#)
 John Cockerill: [John Cockerill Hydrogen finalizes a €116 million capital increase to continue its strategic development plan \(Jun.25, 2025\)](#)
 ITM: [Financial Reports \(Sep.3, 2025\)](#)
 Plug Power: [Plug Power Reports Q4 and Full Year 2025 Results with Strong Sales Growth and Margin Expansion \(Mar.2, 2026\)](#)
 thyssenkrupp Nucera: [Fiscal Year 2024/2025: thyssenkrupp nucera Performs Solidly in a Challenging Market Environment and Significantly Increases EBIT](#)
 Siemens Energy: [Annual Report 2025](#)
 Nel ASA: [Annual Report 2025](#)
 Investigate: [HydrogenPro ASA – Fourth quarter of 2025 financial results \(27 Feb. 2026\)](#)
 GTT: [Initial Conclusions of Elogen's Strategic Review and Changes in GTT's Governance \(2025-2-10\)](#)
 Everllence: [Quest One initiates program to strengthen competitiveness \(Feb. 7, 2025\)](#)
 CKM Newsletter: [Fortescue Resets Hydrogen Strategy Amid Record-Breaking Iron Ore Performance \(July 28, 2025\)](#)
 Euronext Market: [McPhy Energy : John Cockerill Hydrogen appointed as the buyer of the majority of McPhy's activities, including the Belfort Gigafactory - Judicial reorganization proceedings converted into judicial liquidation \(Jul. 8, 2025\)](#)
 Inderes: [Announcement on commencement of restructuring \(10 March 2025\)](#)
 LONGI: [LONGI Hydrogen \(閲覧日 2026年3月23日\)](#)
 CNESA: [Sungrow Initiates Hong Kong Stock Listing! \(25, Aug. 2025\)](#)
 PERIC: [PERIC Hydrogen Technologies Co., Ltd \(閲覧日 2026年3月23日\)](#)

水素基本戦略

経産省 [水素基本戦略 \(2023年6月\)](#)
 経産省 [エネルギー基本計画 \(令和7年2月\)](#)

水素社会推進法

経産省 [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・アンモニア政策小委員会 \(第14回\) \(2024年6月7日\)](#)

2. 日本の課題

調達量の確保

NEDO報告書 (副生水素供給ポテンシャルに関する調査: みずほ総研 (2020年9月))
 経産省 [脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律 \(水素社会推進法\)](#)
 JERA: [ブルーアンモニア製造事業の共同開発および燃料アンモニア調達に向けた CF Industriesとの協業検討について \(2023/01/17\)](#)
 JERA: [低炭素水素・アンモニア製造プロジェクトへの参画に関するエクソモービルとの共同検討について \(2024/03/25\)](#)
 三菱商事: [グリーン水素・グリーンアンモニア製造プロジェクトへの参画に関する共同検討について \(2024年9月13日\)](#)
 丸紅: [丸紅の米国低炭素水素・アンモニア製造プロジェクトへの参画および日本向けサプライチェーンの構築に関する共同検討について \(2025年5月8日\)](#)
 双日: [双日、インドから日本へのグリーンアンモニア供給について Sembcorpおよび九州電力と基本合意 \(2024年6月6日\)](#)

調達コスト目標の達成

経産省 [総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 \(第35回会合\)](#)
 ABC News [Plan to turn Latrobe Valley's coal into hydrogen hits major roadblock \(10 Dec 2024\)](#)
 日本経済新聞: [川崎重工、水素実証の計画見直し 豪からの調達に遅れ \(Nov. 14, 2024\)](#)
 経産省 [総合資源エネルギー調査会 第2回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会 合同会議 \(2022年4月18日\)](#)
 Bloomberg NEF [Hydrogen Levelized Cost 2025](#)
 IEA [Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity \(2023\)](#)
 経産省 [「再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画 \(2025\)](#)
 経産省: [令和8年度以降の調達価格等に関する意見 \(令和8年2月5日\)](#)

GHG排出削減が不十分な基準値

USA [U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard \(CHPS\) Guidance \(2022\)](#)
 UK [UK Low Carbon Hydrogen Standard \(Jan. 2026\)](#)
 Agora energiewende [Low-carbon hydrogen in the EU \(24 July 2024\)](#)
 EU [Directive \(EU\) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council \(2023\)](#)
 EU [2025/2359 Commission Delegated Regulation \(EU\) 2025/2359](#)
 ISO: [ISO/TS 19870:2023](#)

水素が必須ではない用途への大量導入

次世代自動車振興センター: [EV等 保有台数統計 \(閲覧日2026年3月23日\)](#)
 コージェネ財団: [エネファームメーカー販売台数 \(閲覧日2026年3月23日\)](#)
 電力広域的運営推進機関: [長期脱炭素電源オークション \(閲覧日2026年3月23日\)](#)
 電力広域的運営推進機関: [脱炭素化ロードマップ \(2025年7月30日\)](#)
 IEA [The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector \(2022\)](#)

参考資料

- (1) 水素の種類
- (2) 適した用途
- (3) 用途別のエネルギー効率比較

水素は、原料と製造方法によって大きく3つに分類される。

● グレー水素

- ・ 化石燃料から製造
- ・ CO₂排出量が多い
 - 25.4kg-CO₂e/kg-H₂ (石炭)
 - 11.4kg-CO₂e/kg-H₂ (天然ガス)




● ブルー水素

- ・ グレー水素製造時に発生するCO₂を分離回収、貯留したもの
- ・ 回収率によってCO₂排出量が異なる

● グリーン水素

- ・ 再生電力を用いた水の電気分解で製造
- ・ CO₂は発生しない

Color-code typology of hydrogen production

	GREY HYDROGEN	BLUE HYDROGEN	GREEN HYDROGEN
Process	Reforming or gasification	Reforming or gasification with carbon capture	Electrolysis
Energy source	Fossil fuels 	Fossil fuels 	Renewable electricity 
Estimated emissions from the production process ^a	Reforming: 9 – 11 ^b Gasification: 18 – 20	0.18 – 6.1 ^c	0

Note: a) CO_{2-eq}/kg = carbon dioxide equivalent per kilogramme; b) For grey hydrogen, 2 kg CO_{2-eq}/kg assumed for methane leakage from the steam methane reforming process. c) Emissions for blue hydrogen assume a range of 99.8% and 68% capture rate.

(参考) 水素の種類：さらに細かく

- 電気分解では、原子力と系統電源があるが、再エネ由来のグリーンが主流。
- 化石燃料由来では、CO₂を炭素固体で排出するターコイズ水素製造の研究も進む。

	分類		原料	製造方法	CO ₂ 排出量
電気分解	グリーン		水、電力 (再生可能エネルギー由来)	電気分解	最少
	パープル/ピンク		水、電力 (原子力発電)	電気分解	最少
	イエロー		系統電力	電気分解	中 (系統の原単位次第)
化石燃料由来	ブルー		天然ガス	水蒸気改質 + CO ₂ 分離回収・貯蔵	少
			石炭	石炭ガス化 + CO ₂ 分離回収・貯蔵	少
	ターコイズ		天然ガス	熱分解	固体で排出 (炭素)
	グレー	グレー	天然ガス	水蒸気改質	中
		ブラウン	褐炭	石炭ガス化	大
ブラック		石炭	石炭ガス化	大	

出典：Global Energy Infrastructure “Hydrogen – data telling a story” (2021年3月) をもとに自然エネルギー財団作成

(参考) 水素に適した用途は？

GHG削減に向けたステップ

- 1) 省エネ
- 2) 電化
- 3) 再エネ電力の拡大

民生用では電化が進む

PV + 電池、
暖房、給湯のヒートポンプ化
調理加熱の電化

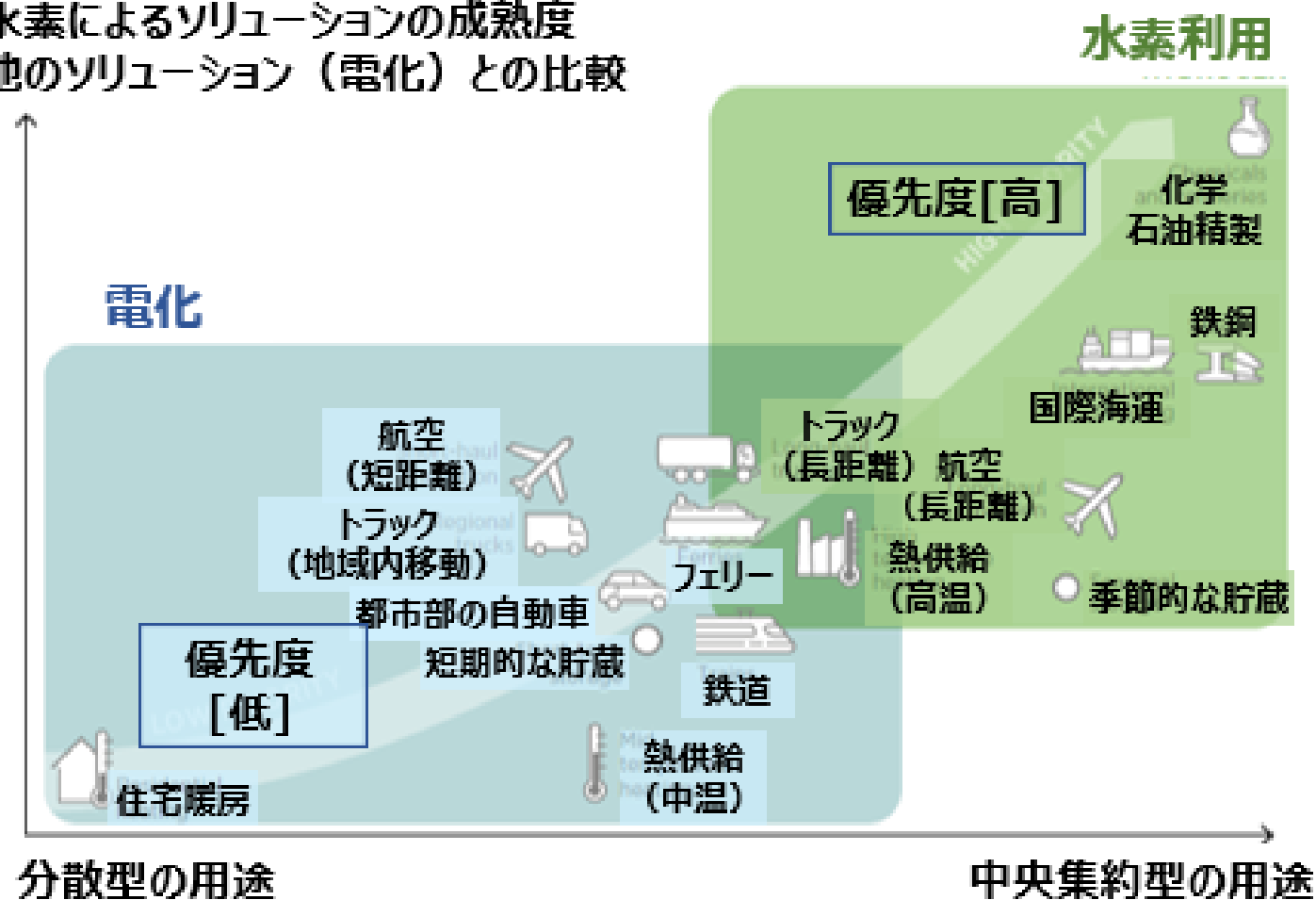


水素利用

電化では代替できない用途
産業分野（化学、石油精製）
鉄鋼
長距離輸送（航空、海運）

水素利用と電化の位置づけ

水素によるソリューションの成熟度
他のソリューション（電化）との比較

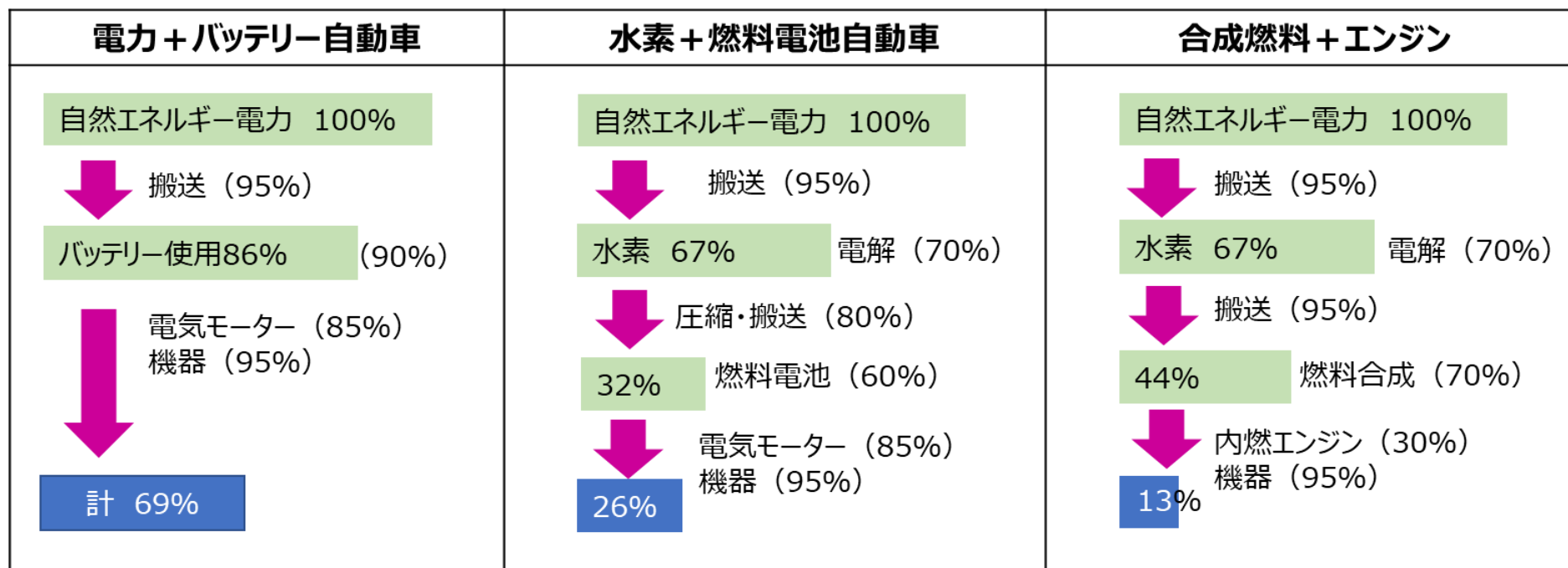


運輸部門の水素利用

- 燃料製造から走行までのエネルギー効率で、電気自動車は水素利用の燃料電池車等を大きく上回る。
- トラック（長距離、重量車）では水素が優位であると考えられていたが、電気自動車の参入により燃料電池車の優位性が不透明に。その結果、トラックやバスでの水素は「意見が分かれる」という評価。

エネルギー効率の比較

- 電気自動車 : 走行に出力できるエネルギーは発電された電力の69%。
- FCV : 水素の製造とその搬送、燃料電池の使用に伴うエネルギー消費が大きく、最終的には26%。
- 合成燃料 : 水素と合成燃料の製造・搬送、エンジン効率も考慮すると、13%。

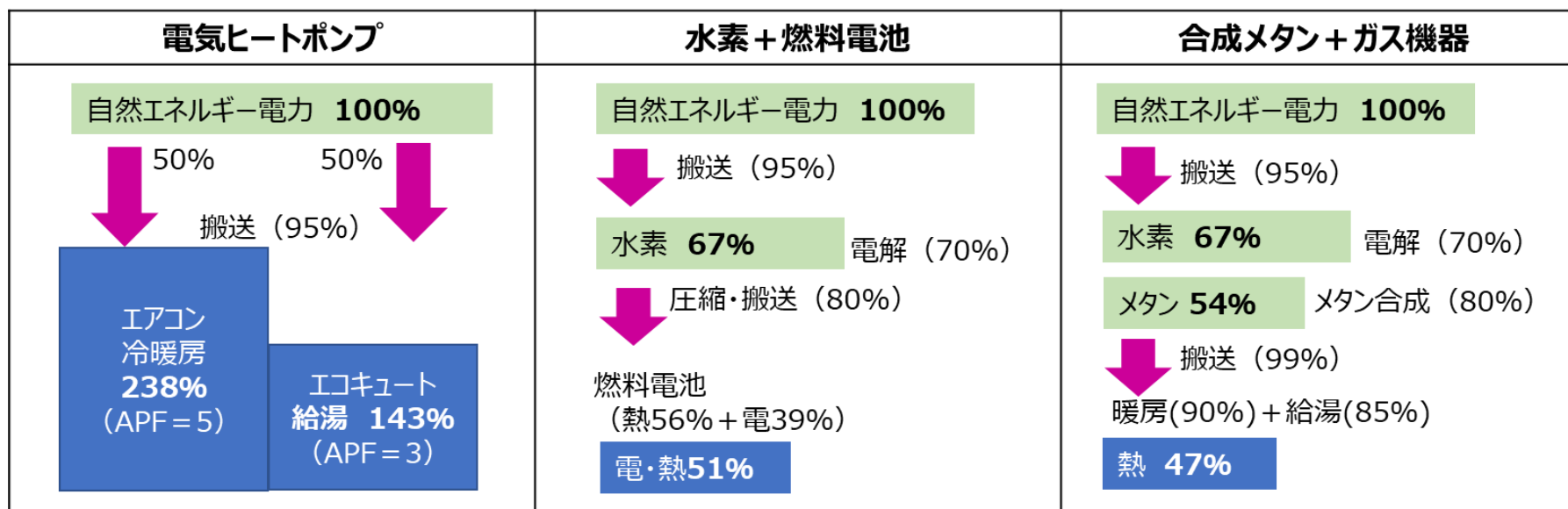


建築部門の水素利用

- 全体として優先度が低いことが共通認識。特に個別建物での水素利用は「好ましくない」とされる。
- 建物の熱利用では、ヒートポンプを利用した電気暖房器具や給湯器が商用化、普及。

エネルギー効率の比較

- ヒートポンプ : 空気中の熱を利用することで、元の電力の5倍（エアコン）、3倍（エコキュート）に利用。
- グリーン水素、グリーン合成燃料 : 製造過程で30%以上のロスが生じ、元の電力の50%前後の出力。



出典) Agora Energiewende "The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels" (2018年4月) を基に自然エネルギー財団作成

- 直接自然エネルギー電力を使ったほうが、グリーン水素やグリーン合成メタンに変換して利用するより格段に効率が良い。
- 個別の建物における水素の選択は電気ヒートポンプが使用できない場合に限られる。

産業部門の水素利用

水素利用の優先度が高い分野だが、近年、電化の可能性が進展し、水素利用の優先度が低下。

200℃未満

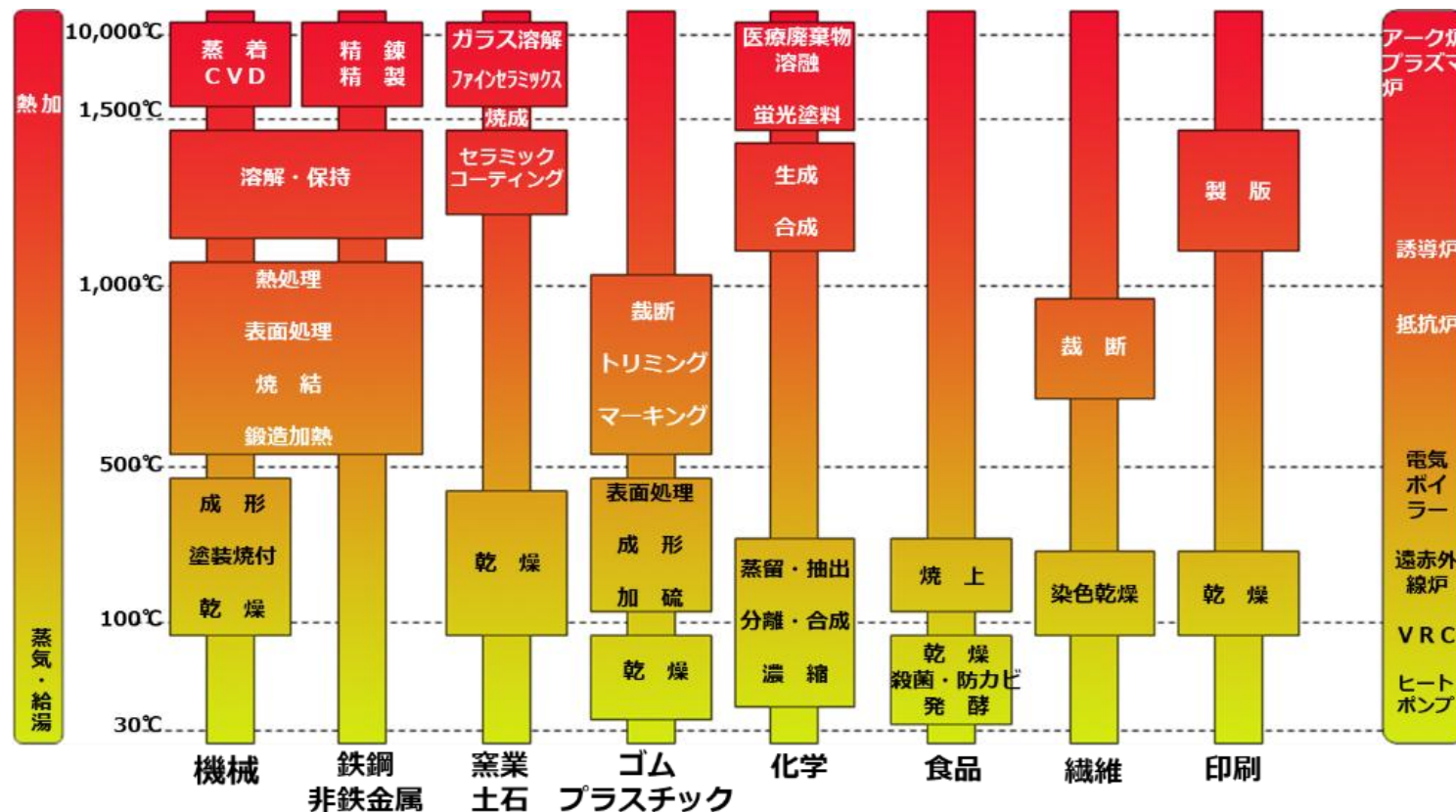
電化促進：電気ヒートポンプが効率よく、コスト効果もある

1000℃以上

水素の領域と言われてきたが、電気加熱が可能に。

5000℃を超える領域

アーク炉やプラズマ炉で、蒸着加工、精錬、ガラス溶解等の工程で電気加熱が可能に。



加熱技術の進展も考慮し、製品や製造プロセスごとに、エネルギー転換にむけた設備投資の判断をしていく必要。

出典：(一社)日本エレクトロヒートセンター「エレクトロヒート 電気加熱システム 活用ガイド 紹介(産業用電気加熱の適用領域)」(2019年8月)



自然エネルギー財団

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

【インフォパック】水素の現実と日本の課題

2026年5月

執筆 石原 寿和 自然エネルギー財団 上級研究員



www.renewable-ei.org