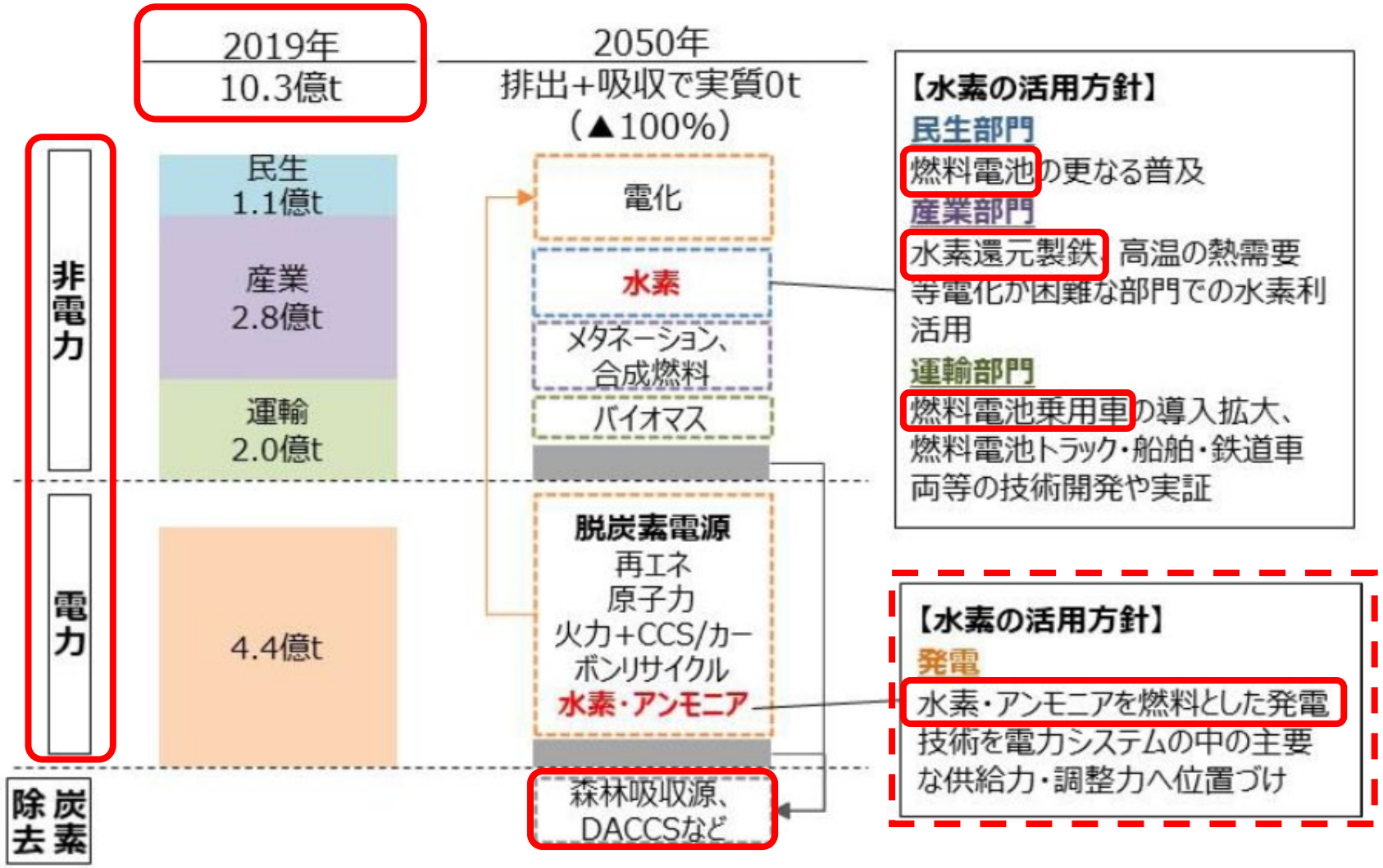
January 2023 / Japan

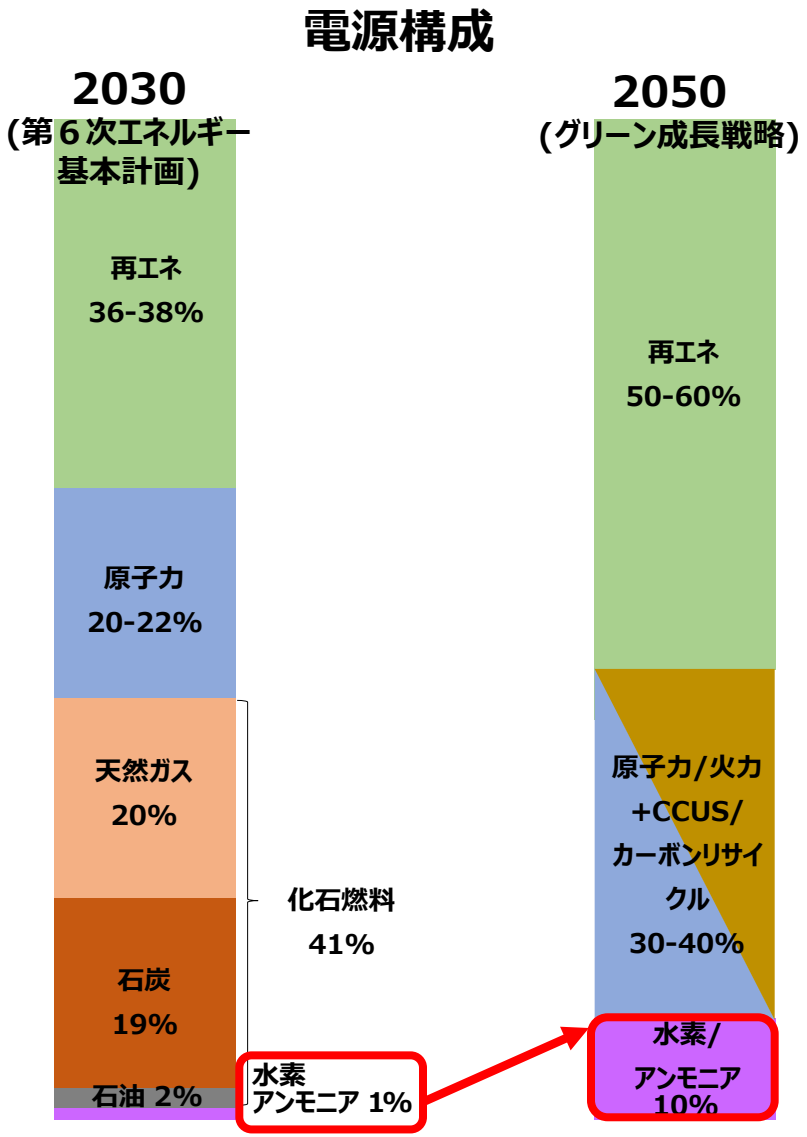
# 日本の石炭アンモニア混焼政策

Climate & Energy Area / Policy Researcher
Hajime Takizawa

IGES
公益財団法人
地球環境戦略研究機関

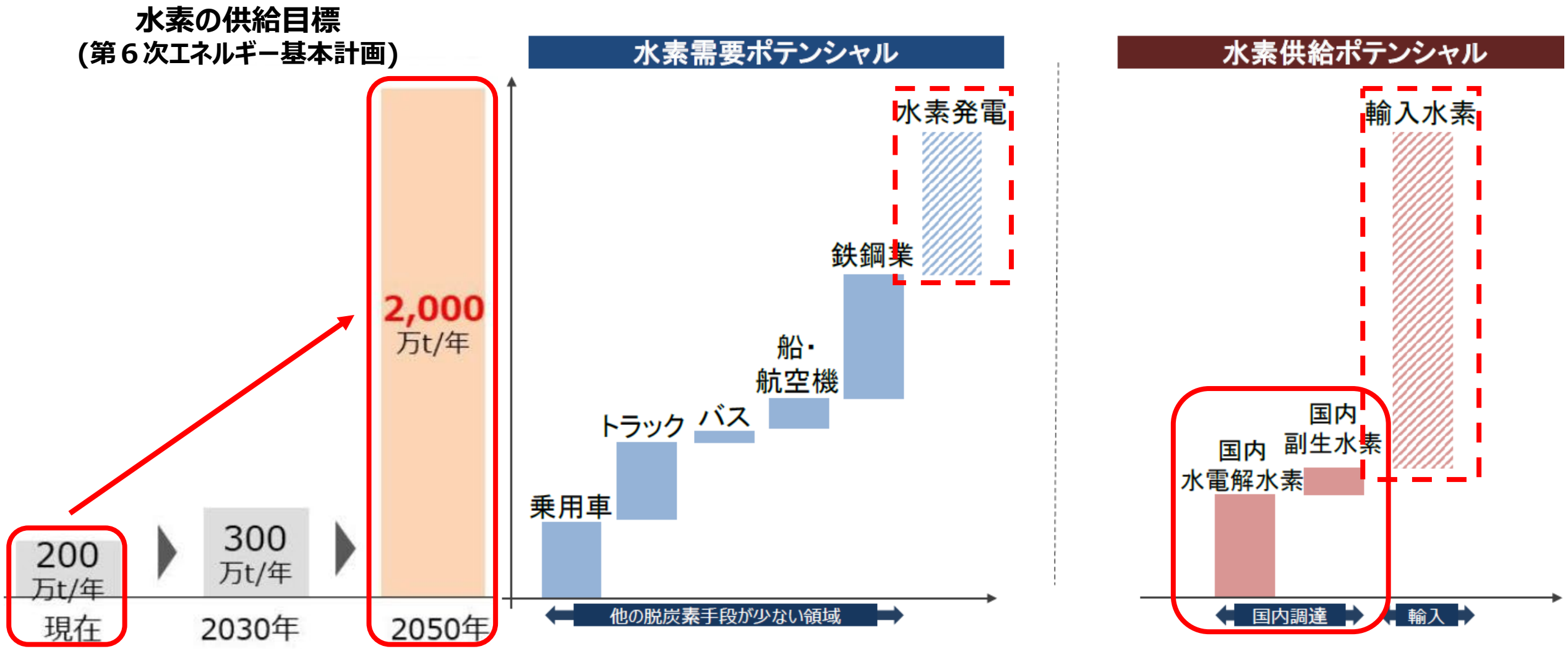
# 日本の脱炭素政策と電源構成




出典：水素保安戦略の策定に係る検討会報告書（経済産業省）2022年12月26日

# 水素の供給目標と需給ポテンシャル




出典：水素保安戦略の策定に係る検討会報告書（経済産業省）2022年12月26日、2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討（同）2021年12月21日

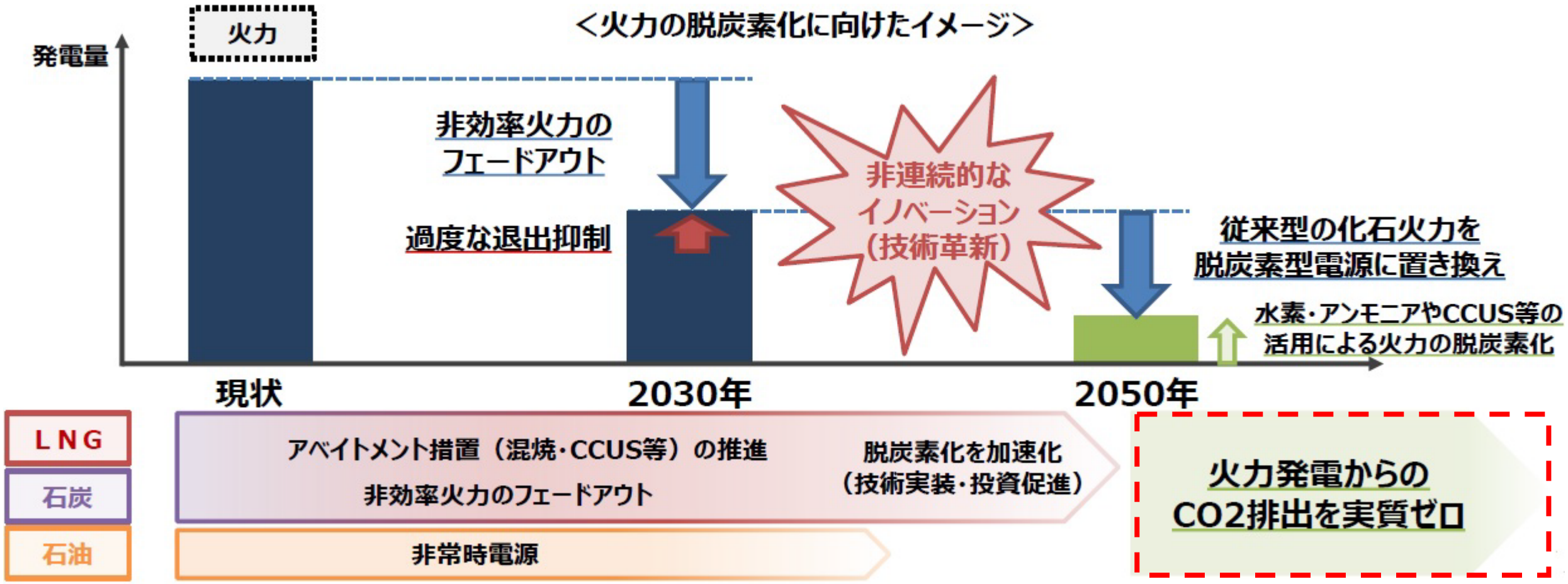
# 発電部門における水素/アンモニア利用

窒素($N_2$) + 水素($H_2$) => アンモニア($NH_3$)

| | 水素 | アンモニア |
|---|---|---|
| **概要** | • 燃焼速度が比較的近いガス火力発電に水素を混入。水素の燃焼速度が速いため、その燃焼を制御する技術が必要。<br>• 上記制御技術を使うことで、ガスタービンの水素専焼化も可能。 | • 発電用バーナーの中心にある再循環領域（高温・低酸素）にアンモニアを一定速度で投入することで、アンモニアの分解及び還元反応を促進しつつ、アンモニアを燃焼。<br>• アンモニアは燃焼速度が石炭に近いことから、石炭火力での利用に適している。 |
| **現状の取組** | • 小型器（1MW）での専焼は現在実機で実証を開始し、大型器（数十万kW級）は30%の混焼率を達成するための燃焼器の技術開発が完了。<br>• コストが下がれば、2050年時点での有望な電源となり得るため、JERAも2030年頃からの混焼開始を目指すことを表明。他電力会社も活用に関心。 | • NOx発生の抑制が課題であったが、混焼バーナーの開発に成功。現在大容量での混焼試験を実施中、2021年度から2024年度まで、実機を活用した20%混焼の実証を予定。<br>• こうした取組も踏まえ、JERAが2020年代後半からの火力発電での燃料アンモニアの活用に向けた計画を表明。その他電力会社も活用に関心。 |
| **強み** | • **既存のガスタービン発電設備のタービン部など多くの設備をそのまま利用可能**、アセットを有効活用出来る。<br>• 調整力、慣性力機能を具備しており、系統運用安定化に資する。 | |
| | • 一カ所で大規模な水素需要を創出し、**水素の利活用を更に高めるための国際サプライチェーン構築に大きく貢献**出来る。<br>• 水素専焼の技術開発に見通し有。 | • 既に肥料用途を中心にアンモニア市場が存在。**既存の製造・輸送・貯蔵技術を活用したインフラ整備が可能。**<br>• -33℃（常圧）で液化が可能であるため、**輸送や貯蔵コストの抑制が可能。** |
| **弱み** | • 液化水素の場合、脆化に加え、極低温という厳しい環境に耐えうる材質を使う必要。<br>• MCHやアンモニアを水素キャリアとして使う場合、脱水素行程でもエネルギーを使う。 | • 混焼率向上、専焼化にあたっては**NOxの抑制技術、発電に必要な熱量を確保するための収熱技術が必要。**<br>• 毒性があるため、取り扱いには配慮が必要。 |

出典：電力分野のトランジションロードマップ （経済産業省）2022年2月

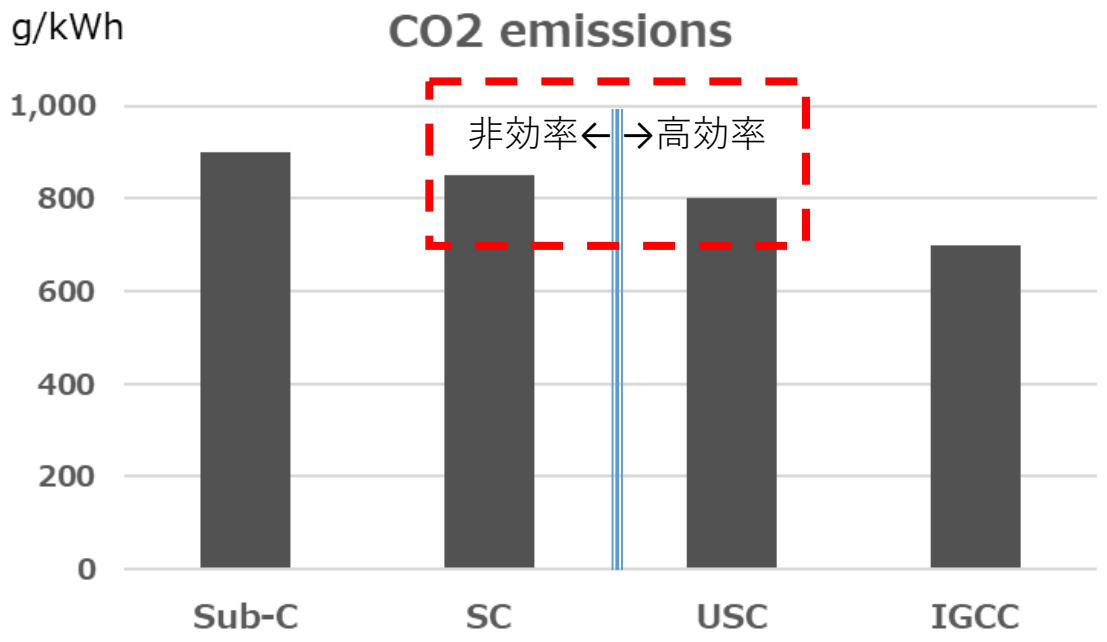
# ２０５０年に向けた火力発電の段階的廃止




出典：火力政策をめぐる議論の動向について（経済産業省）２０２１年１１月１８日

# 非効率石炭火力のフェードアウト政策

## 発電方式別石炭火力のCO2排出量

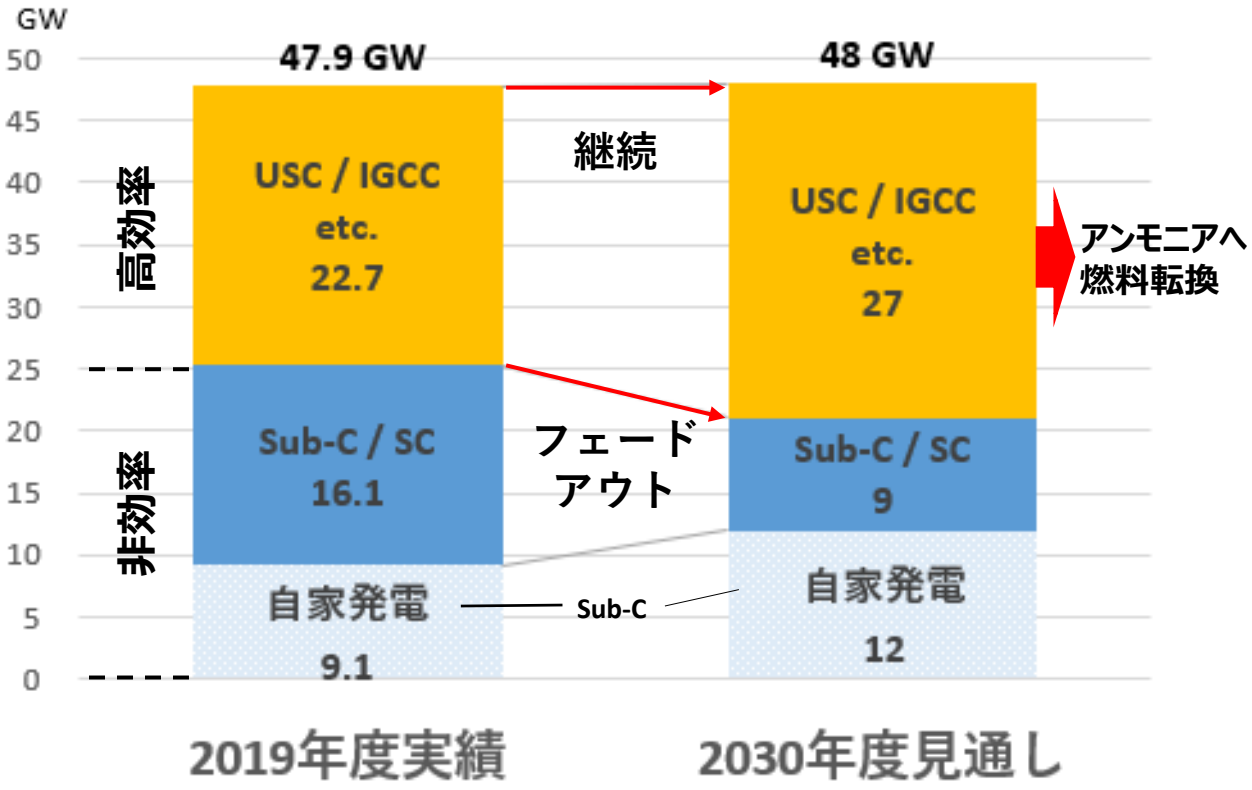



非効率← →高効率

| 発電方式 | Sub-C | SC | USC | IGCC |
|---|---|---|---|---|
| CO2排出量 | 900g/kWh | 850g/kWh | 800g/kWh | 700g/kWh |
| 発電効率 | 38%以下 | 38-40% | 41-43% | 46-50% |

出典：石炭火力検討ワーキンググループ、長期エネルギー需給見通し小委員会 (経済産業省) 2020年8月7日, 2015年3月30日

## 石炭火力の設備容量




出典：火力政策をめぐる議論の動向について（経済産業省）2021年12月14日

# Ｇ７による発電部門の脱炭素化

**G7 Leaders' Communiqué (28 June 2022)**

- **Coal power generation is the single biggest cause of global temperature increase**
- **We commit to accelerating phase-out of domestic unabated coal power generation**
- **We commit to achieving a fully or predominantly decarbonised power sector by 2035**

| | Coal Power Phase-Out | 100% Clean Power | Net Zero |
|---|---|---|---|
| UK | ✓ 2024 | ✓ 2035 | ✓ 2050 |
| Canada | ✓ 2025 | ✓ 2035 | ✓ 2050 |
| France | ✓ 2022 | ? 2030s* | ✓ 2050 |
| Italy | ✓ 2025 | ? 2030s* | ✓ 2050 |
| USA | ? 2035* | ✓ 2035 | ✓ 2050 |
| Germany | ✗ 2038* | ? 2030s* | ✓ 2045 |
| Japan | ✗ - | ? 2030s* | ✓ 2050 |

EMBER

*US coal power phase-out implied by 2035 clean power target. *Germany's new coalition is discussing a Paris-aligned 2030 coal exit but this is not formalised. *G7 leaders agreed to 'overwhelmingly' decarbonised power in the 2030s. Version: 19 Oct 2021

# 日本が主張するアジアで石炭火力が必要な大義名分

## 欧州の実情

- **再エネ資源が豊富（特に風力）**。
- 大陸であり**グリッドのカバレッジが広く**、かつ、グリッド間の**連結性が高い**。
- **石炭火力の多くは老朽化**しており償却済み。（脱石炭が容易）
- **天然ガスパイプライン**が利用可能。
- （一部の国をでは）**原子力を積極的に活用可**。
- 当面、**電力需要の伸びは鈍化**。

⇒ **風力や太陽光といった再エネに重点を置いたトランジションを推進**。

## アジアの実情

- **再エネ資源が偏在**。（※風力は一部を除き乏しく、平地の多くは人口密集地）
- **島嶼部が多いうえ、大陸も各グリッドのカバレッジが狭い**。さらに、グリッド間の**連結性も低い**。
- 電力需要の伸びに伴い石炭火力発電量は過去20年間に顕著に上昇。**償却中の比較的新しい石炭火力**が多い。
- パイプラインは限られておりガス供給は**LNG中心**。
- 当面、**原子力を活用可能な国は限られる**。
- **電力需要は急速に増加中**。

⇒ 3Eを満たす単一の電源が存在せず、再エネに加え**こうした事情を反映した多様なアプローチが必須**。

日本は、以下の観点からアジア諸国と類似したエネルギー構造

- **安定的で質の高い電力供給**を確保するため、再エネポテンシャルの低さやグリッドの狭小さを踏まえると、**ゼロエミッション火力、技術が不可欠**。
- 地理的に相互に近接しており、**水素やアンモニアなどのサプライチェーンを共同で作り上げることが可能**。
- 政府間、ビジネス間の結びつき、信頼関係が強く、**技術やノウハウの相互融通の実績**。



出典：カーボンニュートラル実現に向けた国際戦略（経済産業省）2022年3月1日

# 石炭アンモニア混焼の課題

課題１：開発途上の石炭アンモニア混焼技術
課題２：アンモニアの供給不足
課題３：水素・アンモニアの高い発電コスト
課題４：化石燃料を使用して製造した水素からのCO2排出

# 課題１：開発途上の石炭アンモニア混焼技術

- 火力発電における燃料アンモニアの発電利用においては、**燃焼安定性やNOx発生の抑制等の技術課題が存在するが、混焼率を高めることで、燃焼方法の更なる工夫・改善が必要**。
- **石炭火力ボイラ（対向式・旋回式の２種類のバーナー方式）とガスタービンでは、**課題克服に異なる技術が求められるため、**それぞれに対応した混焼・専焼技術の開発・実機実証を行う。**
- アジア等における**石炭火力発電のアンモニア高混焼化・リプレースによるガスタービン専焼化の移行を可能とする技術を、従来の見通しよりも大幅に前倒して2030年までに確立**する。

【アンモニア燃焼時の主な課題】

**①アンモニアの着火・燃焼の安定性**

アンモニアの燃焼速度が低いことから、着火が困難。
また、燃焼速度や火炎温度が低く、必要な熱量の確保が困難。

⇩

燃焼の安定化に向けた収熱技術開発。

**②NOx対応：**

窒素分が増加し、NOxがより多く生成される。

⇩

NOxの低減につながる燃焼方法の技術開発。

**③未燃アンモニア対応**

排ガス中に残留する未燃アンモニアが発生。

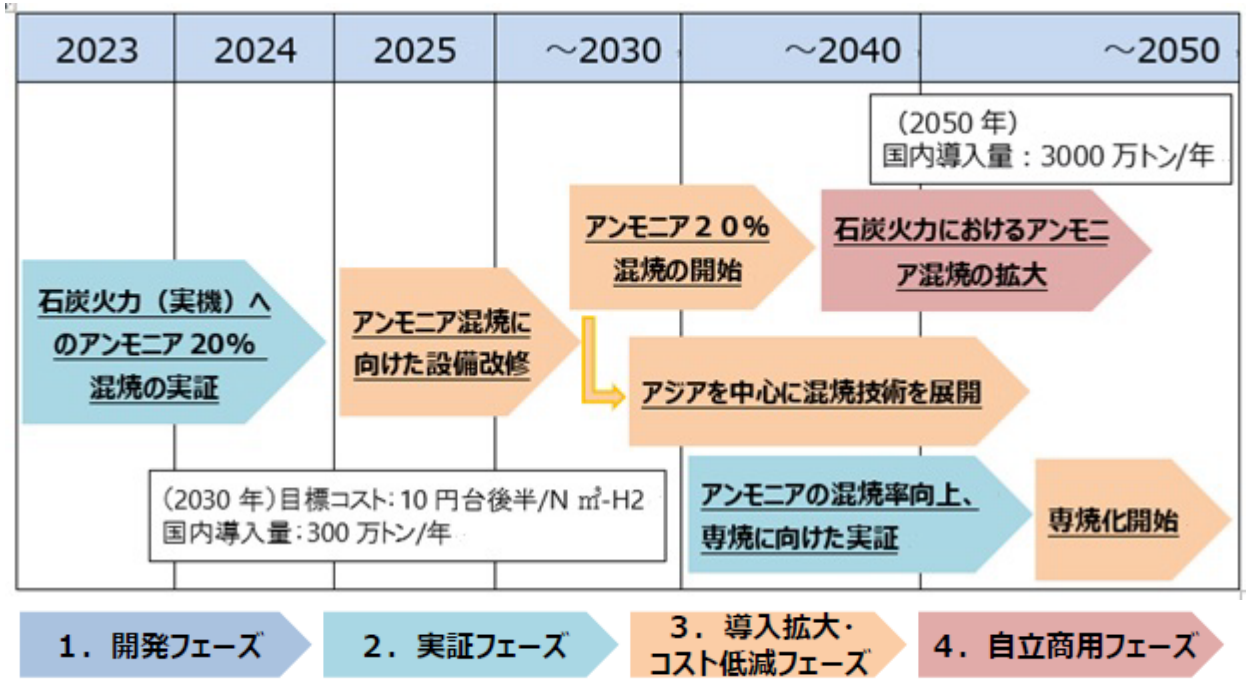
⇩

燃料の燃え切りを向上させるためのバーナー技術開発。

出典：「燃料アンモニアサプライチェーンの構築」プロジェクトの研究開発・社会実装の方向性（経済産業省）2021年8月

# 課題２：アンモニアの供給不足

## 燃料アンモニアの成長戦略「工程表」

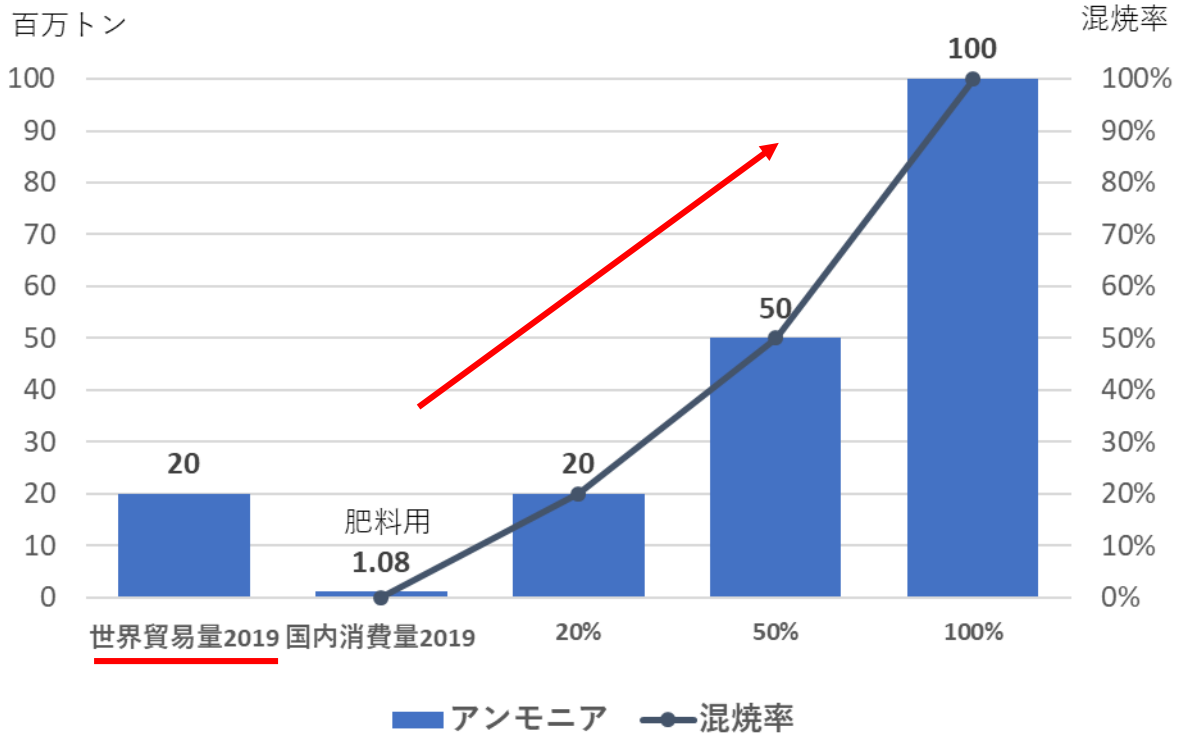



出典：水素・アンモニアサプライチェーン投資促進・需要拡大策について（経済産業省）2022年4月18日

**発電用途を中心とした利用拡大により、2030年時点では年間300万トン、2050年時点では年間3,000万トン程度の国内での燃料アンモニアが想定される。**

出典：「燃料アンモニアサプライチェーンの構築」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（経済産業省）2021年9月14日

## 日本国内の石炭火力における混焼に必要なアンモニアの量

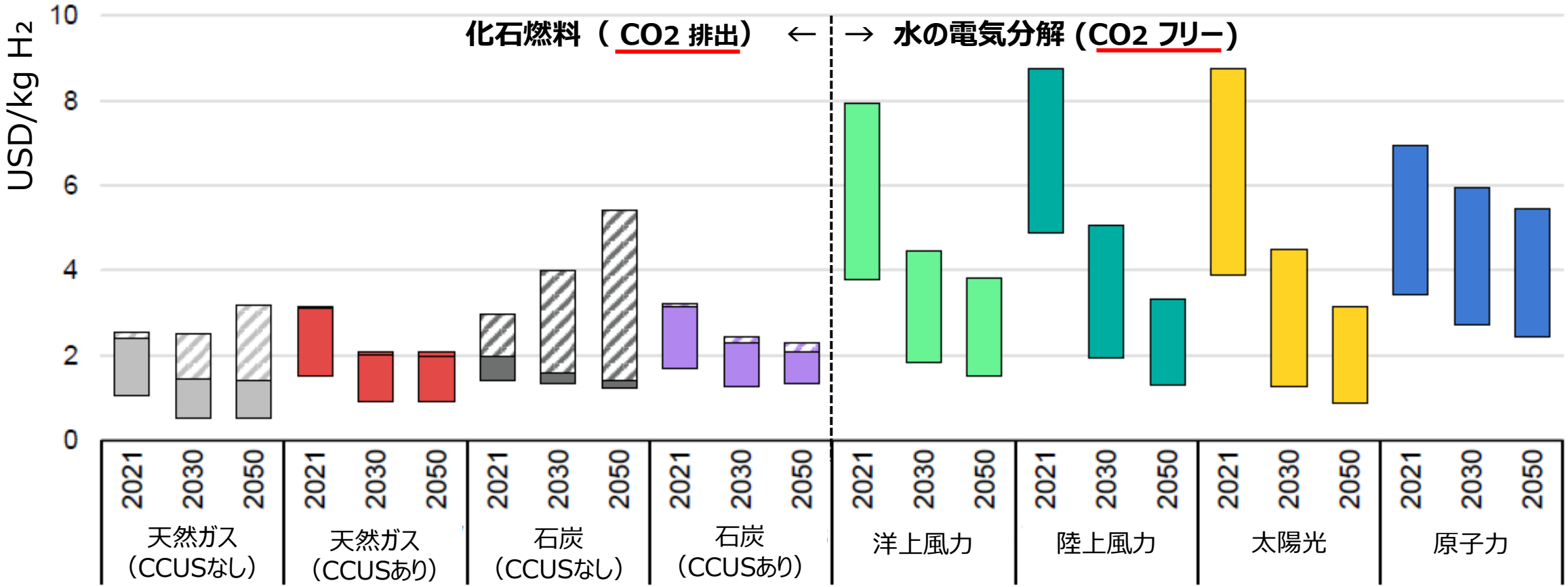



※アンモニア混焼20%を実施すると、1基（100万kW）につき年間約50万トンのアンモニアが必要と想定

出典：２０２１年エネルギー白書 第８章　強靭なエネルギーシステムの構築と水素等の新たな二次エネルギー構造への変革 (経済産業省)

# 水素の製造コスト（技術別）

**Levelised cost of hydrogen production by technology in 2021 and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2030 and 2050**



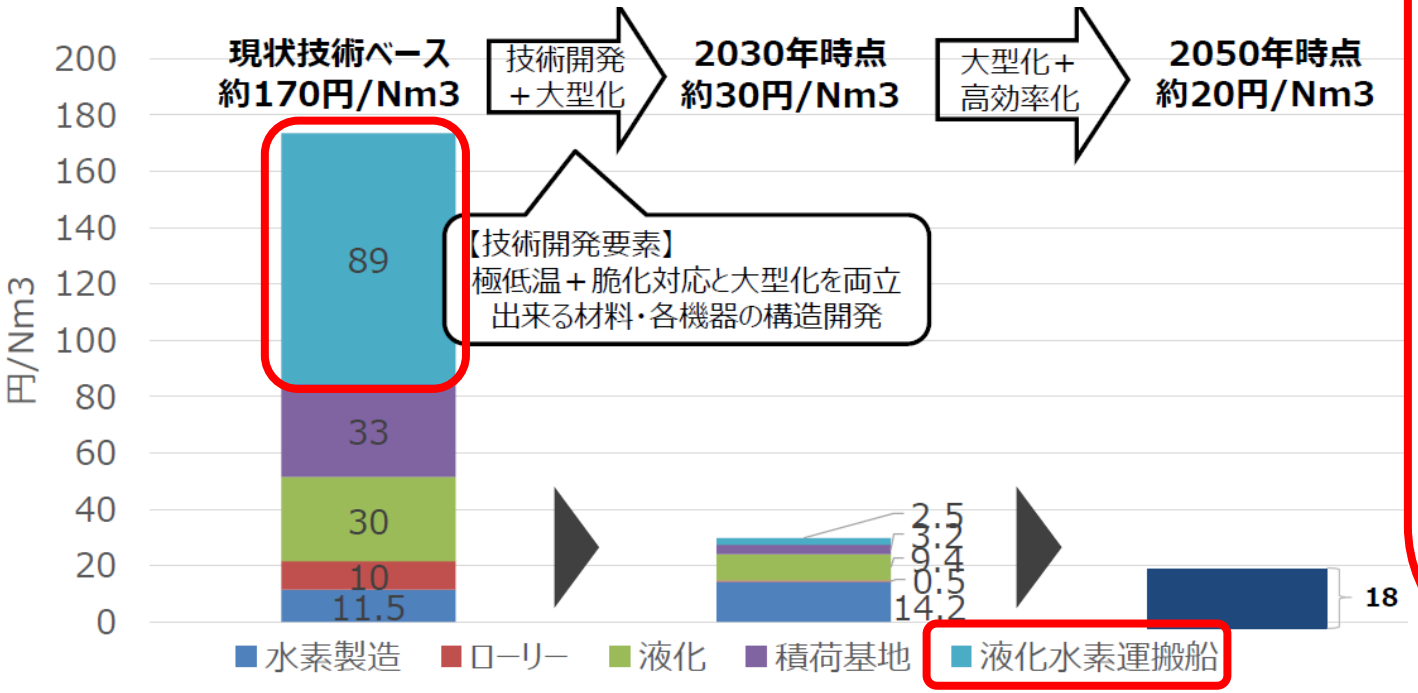

Notes: Ranges of production cost estimates reflect regional variations in costs and renewable resource conditions. The dashed areas reflect the $CO_2$ price impact, based on $CO_2$ prices ranging from USD 15/tonne $CO_2$ to USD 140/tonne $CO_2$ between regions in 2030 and USD 55/ tonne $CO_2$ to USD 250/ tonne $CO_2$ in 2050.

Sources: Based on data from McKinsey & Company and the Hydrogen Council; Council; IRENA (2020); IEA GHG (2014); IEA GHG (2017); E4Tech (2015); Kawasaki Heavy Industries; Element Energy (2018).

Source: IEA Global Hydrogen Review 2022, p. 92

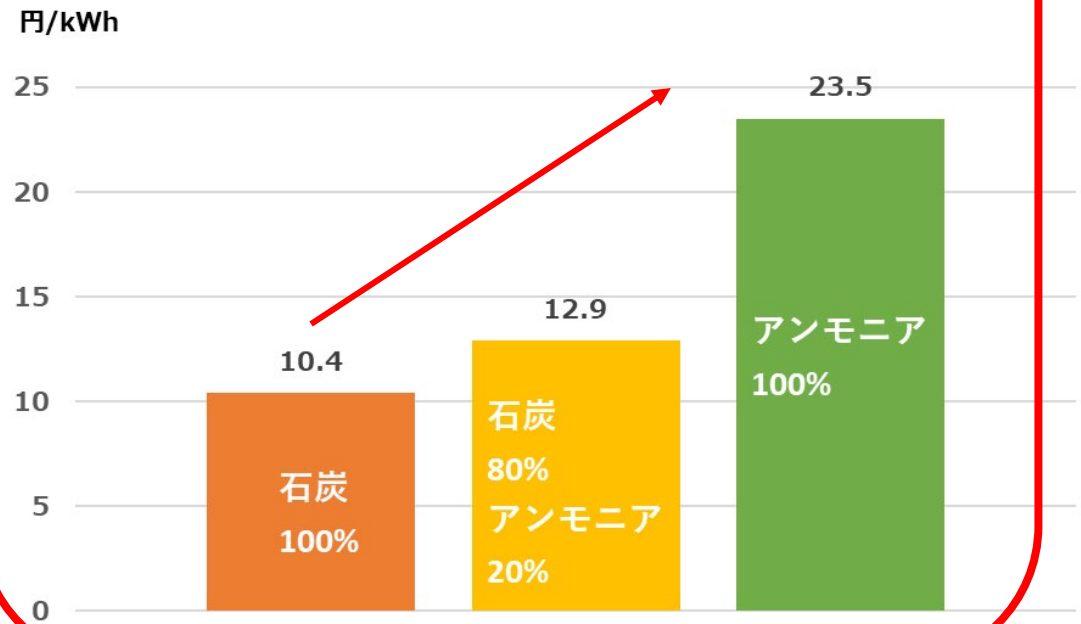
# 課題３：水素・アンモニアの高い発電コスト

## 液化水素サプライチェーンのコスト低減等の見通し



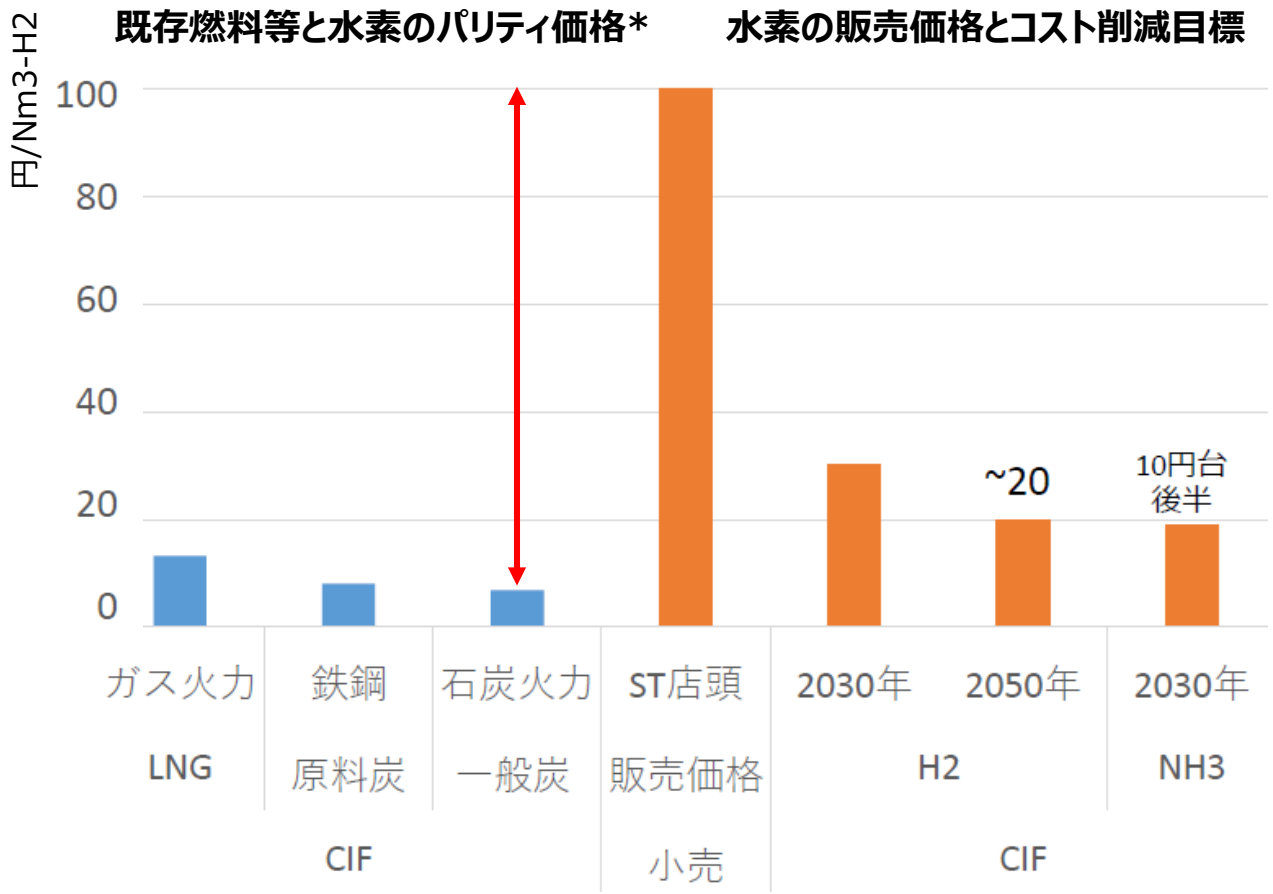

出典：水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について
（経済産業省）2022年8月26日

## 石炭アンモニア混焼による発電コスト試算



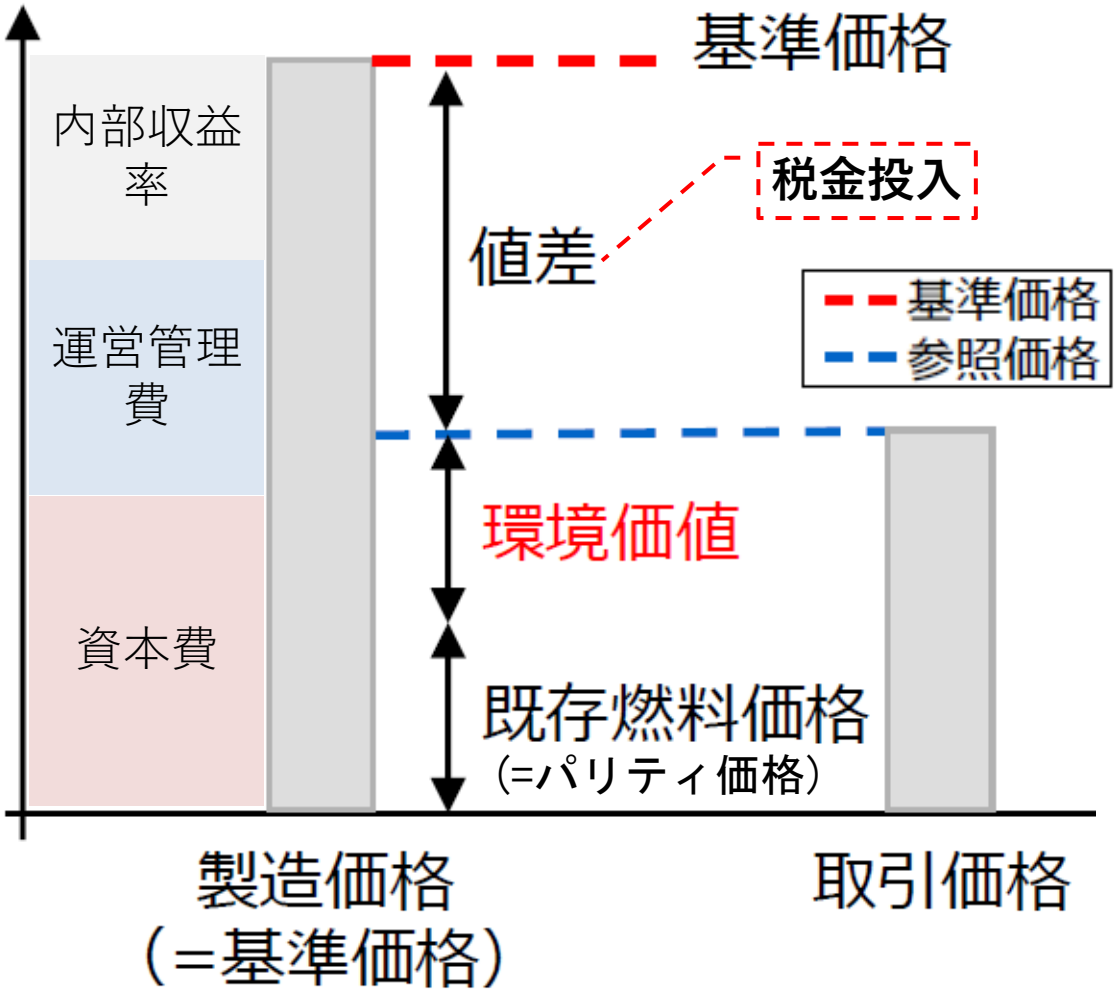

出典：２０２１年エネルギー白書 第８章　強靭なエネルギーシステムの構築と水素等の新たな二次エネルギー構造への変革 (経済産業省)

# 水素・アンモニアのサプライチェーン構築に向けた政府の財政支援案




*パリティ価格：異なる燃料が持つエネルギー（熱量）を同等（パリティ）にして価格を比較したもの

出典：水素・アンモニアサプライチェーン投資促進・需要拡大策について（経済産業省）2022年4月18日




出典：水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について（経済産業省）2022年11月16日

# 課題４：化石燃料を使用して製造した水素からのCO2排出

## 支援対象プロジェクトのCO2閾値（諸外国の例）

| 対象地域 | ラベル | 公表時期 | 要求事項 | 目的 |
|---|---|---|---|---|
| EU | EUタクソノミー対応水素 | 2022 | • LCA全体排出量が化石燃料由来のものより73.4%削減されたもの（3.0kg-CO2/kg-H2）<br>• 水素化合物については70%削減されたもの | • 気候変動緩和のための投資の誘導 |
| 英国 | 低炭素水素 | 2022 | • 15~20g-CO2/MJ-LHV（1.8~2.4kg-CO2/kg-H2）※Well-to-Gate | • 政府政策や補助金の対象に用いられる |
| ドイツ H2Global | グリーン | 2022 | • EUタクソノミーを基準に考えるが、70%以上の削減を求める可能性もある | • 入札条件の一つとして用いられる |
| 豪州 | 原産地証明制度 | 2021 | • IPHEの計測方法等に基づいたCO2排出量の報告する ※Well-to-Gate | • 豪州原産地証明制度（Guarantee of Origin）における認証を付与 |
| 米国 | クリーン水素 | 2021 | • 2.0kg-CO2/kg-H2 ※Gate-to-Gate | • 補助金の対象に用いられる |
| － | 低炭素水素 | 2017 | • 天然ガス由来水素と比して60%が削減されたもの（将来的な閾値厳格化の可能性） | • 自主的なCeritfHy制度による認定 |
| － | カーボンニュートラル水素 | 2020 | • 上流を含むゼロミッション（オフセット分を差引）<br>• 化石燃料由来の水素製造は50%以上のCO2を貯蔵し、炭素を恒久的に固定 | • 民間の自主的基準であるTÜV Rheinland Standardの認定を取得 |

出典：水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について（経済産業省）2022年8月26日

# グレー水素・アンモニアの支援のあり方（案）

- ＣＮに向けて、水素利用を拡大し大きな需要を作りながら**水素・アンモニア全体のクリーン化**を進めていく。
- その際、ＣＣＳ等の技術が未確立な事情等によって、開始当初はクリーンではないが、将来的に**クリーン化が確約されたグレー水素・アンモニア**は支援の対象から排除されるものではなく、**クリーン化までの移行期間を設定し、支援期間に上限**を設ける等、速やかな移行を求めることとしてはどうか。
- こうした条件は、クリーン化の技術や経済性が確立されていない足下の状況を考慮した、**制度開始時点の経過的な措置**に留め、制度開始から一定期間経過後は、商用開始時からクリーン水素・アンモニアとなる事業のみを支援対象とする仕組みを考えてはどうか。
- また、商用開始当初からクリーン水素・アンモニアを供給する事業者との評価には、何らかの差を設ける必要があるのではないか。

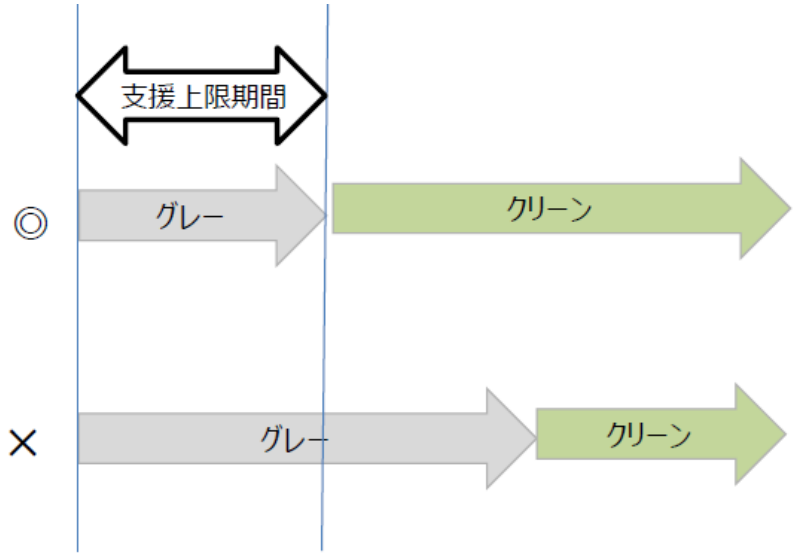
**対象となるプロジェクト**

◎　商用開始時からクリーン水素・アンモニア

○　商用開始時はグレー　⇒　クリーン水素・アンモニアに移行
※グレー支援時期には上限を設ける等、速やかな移行を求める措置を併せて整備。

×　商用開始時よりグレーで、クリーンへの移行未定

×　商用開始時よりグレーで、クリーンへの移行が支援期間上限を超える場合

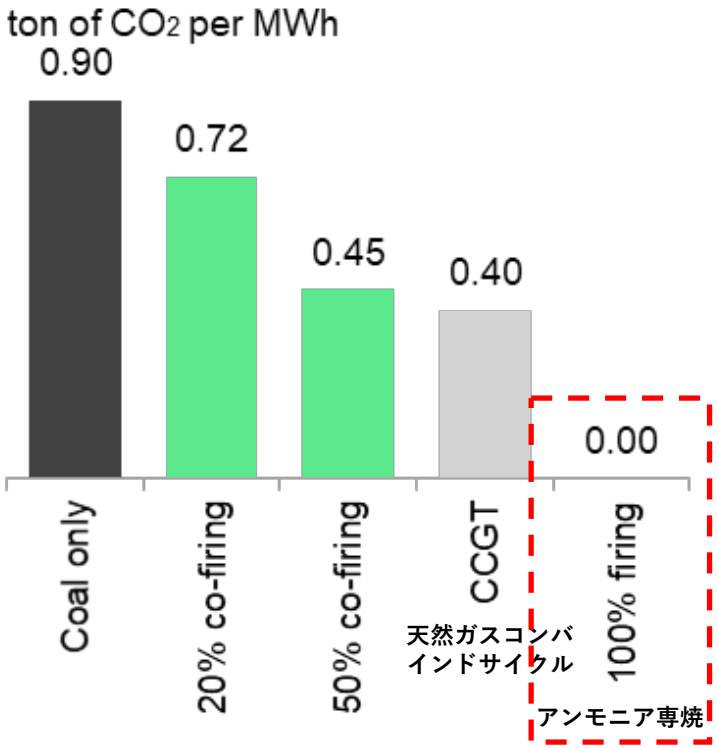



出典：水素・アンモニアの商用サプライチェーン支援制度について（経済産業省）2022年8月26日

# 石炭アンモニア混焼発電からの実質CO2排出量

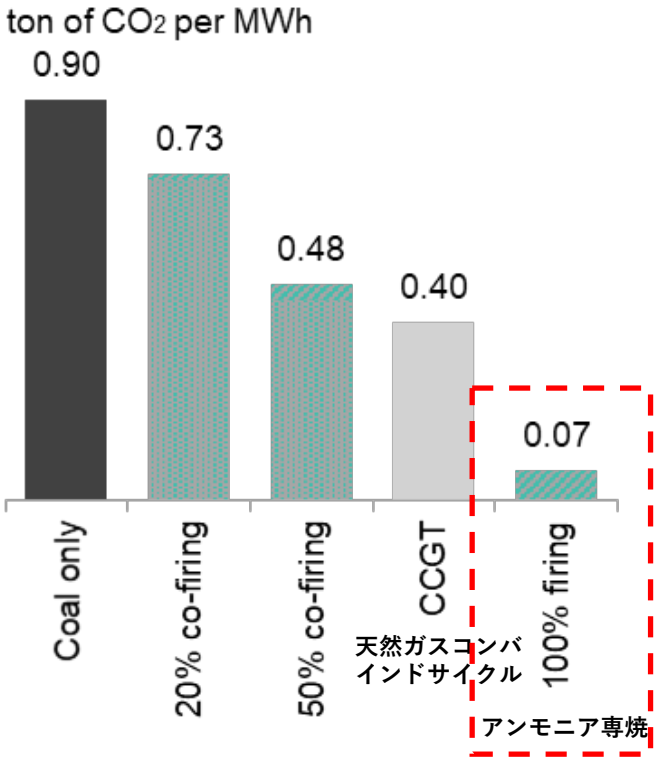
Emissions from power generation and production of green ammonia

**グリーンアンモニア（CO2フリー）**



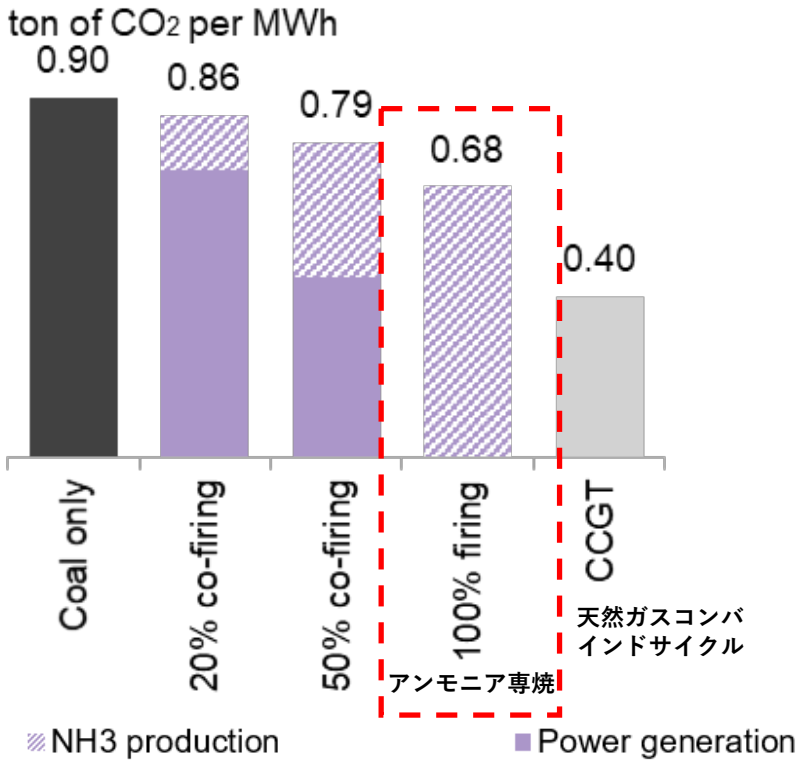

Emissions from power generation and production of blue ammonia

**ブルーアンモニア（排出削減措置あり）**




Emissions from power generation and production of gray ammonia

**グレーアンモニア（排出削減措置なし）**



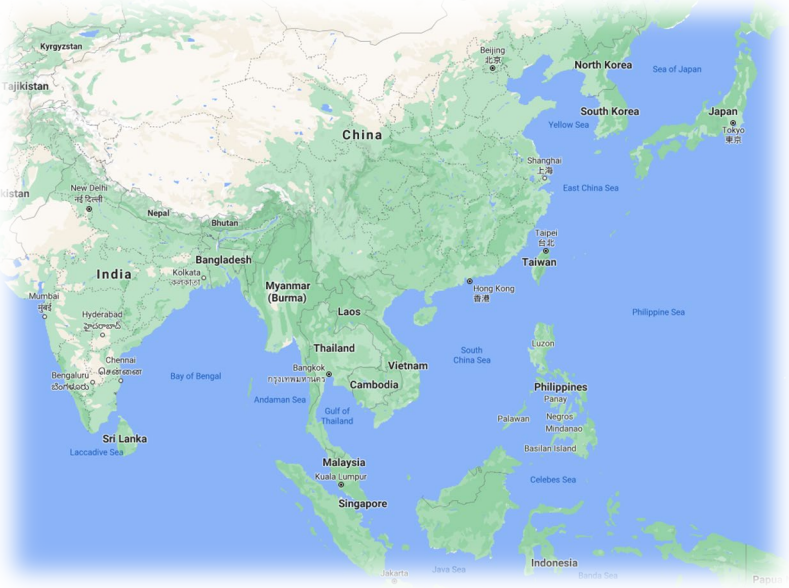

- Source: BloombergNEF. Note: Emissions for power generation and ammonia production. Gray (unabated) ammonia production assumes 9kg of CO2 emissions to produce 1kg of hydrogen. Blue ammonia production assumes 90% CO2 capture rates of carbon capture and storage (CCS) technologies for unabated hydrogen production.

# まとめ

石炭アンモニア混焼４つの課題

①開発途上の混焼技術(現在、混焼率20%)

②アンモニアの供給不足

③水素・アンモニアの高い発電コスト

④化石燃料を使用して製造した水素からのCO2排出