

アンモニア混焼

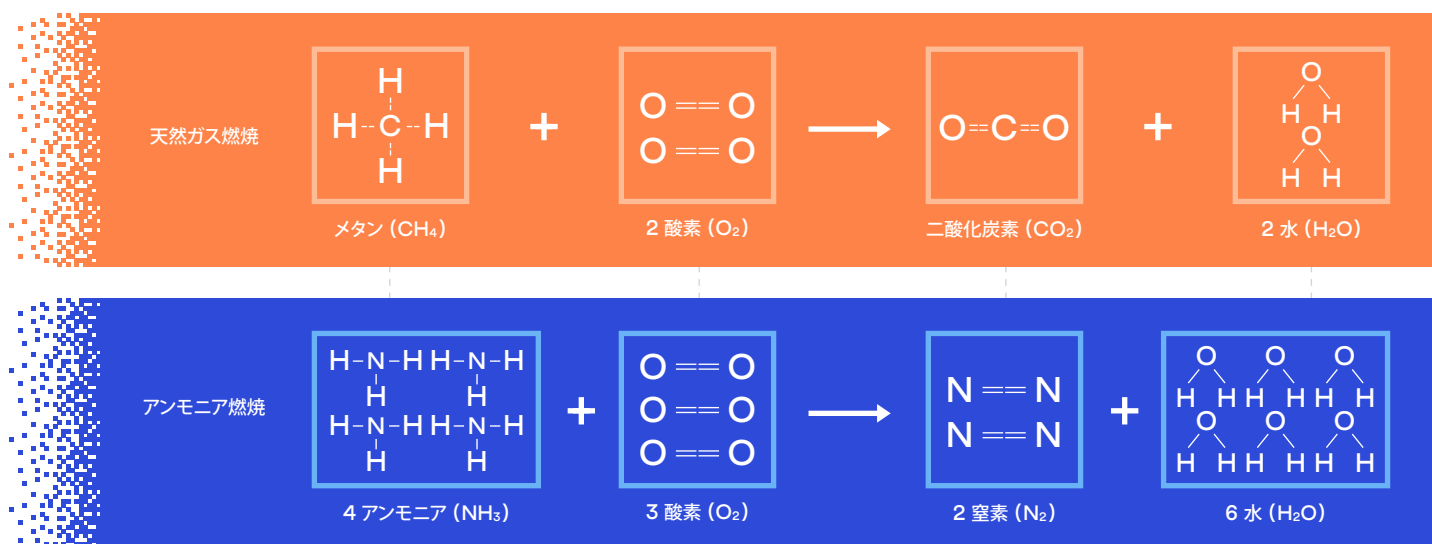
要旨

- 1 日本の政策立案者と電力会社はアンモニア混焼を電力部門の脱炭素化の重点技術として特定し、技術の商品化のために多額の資本を投入している。本稿の分析では、これらの投資が日本のエネルギーのトリレンマという課題を克服する助けにはならないことが判明した。
- 2 アンモニアの最も安価な原料であるグレーアンモニアのコストは現在、エネルギー当量ベースで燃料炭の約4倍である。石炭のコストの15倍であるグリーンアンモニアの場合、コスト差は一層拡大する。
- 3 現時点で、最安価のグレーアンモニアの20%混焼で、燃料費は石炭と比較して倍である。アンモニアと石炭の混焼は、炭素価格が205ドル/tCO₂になる経済的に利用価値を得るには2040年までかかり、その結果、LCOEが約280ドル/MWhという、きわめて高い金額になる。
- 4 主張とは裏腹に、アンモニア混焼による排出量削減効果はほとんどない。現時点で技術的に実施可能な混焼率20%では、排出係数はガス燃焼複合サイクル発電所(CCGT)の倍に近い値にとどまり、IEAのNZEに従うには、2035年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある。
- 5 ブルーアンモニアとグリーンアンモニア、またはそのどちらかを使用しない限り、二酸化炭素強度とエネルギー強度が高い従来のアンモニア製造法の性質により、混焼による排出削減効果はない。
- 6 原料としての安価なガスがないため、国内産アンモニアはきわめて高額になる。よって、日本の電力会社は安価な海外からの輸入に頼らざるを得ず、日本のエネルギー安全保障問題がさらに深刻化する。
- 7 電力部門での適性は低いが、アンモニアにはゼロカーボン経済への移行を支えるための他の多くの用途があり、セメントや鉄鋼などの排出削減が困難な部門での使用を拡大すべきである。

理解のための基礎知識

アンモニアは特に天然ガスを始めとする化石燃料と同様のエネルギー特性を持つ。主にメタンで構成される天然ガスは、酸素と共に燃焼すると、炭素と水素の結合が切れてエネルギーが放出され、副産物として二酸化炭素と水が生成される。同様に、アンモニアを直接燃焼した場合、熱を加えることで窒素と水素の結合が切断され、エネルギーが放出され、副産物として窒素と水が生成される(図2.1)。

図 2.1 天然ガス燃焼とアンモニア燃焼の化学反応



引用元: TransitionZero

アンモニアは水素の誘導体として、また、ゼロカーボンへの移行を支えるために水素を回収、貯蔵、運搬する容易な手法として議論されることが多い。高いエネルギー密度²、貯蔵と輸送が容易性³、十分に確立されたサプライチェーンがその魅力である⁴。近年、低炭素燃料としてのアンモニアの直接燃焼を進めようとする動きも増している。アンモニアの燃焼からは二酸化炭素が

排出されず、燃焼段階ではゼロカーボン燃料である⁵。さらに、アンモニアのバリューチェーンは比較的成熟しており、水素経済が発展する間の中継ぎの燃料として魅力的である。水素は純粋な形で使用するか、またはアンモニアなどの水素キャリアを通じて使用できる。

2 アンモニアはエネルギー密度が高く(高位発熱量(HHV)で22.5 MJ/kg)、エネルギー貯蔵媒体として適している。実際、アンモニアのエネルギー密度(15.6 MJ/L)は液体水素(9.1 MJ/L)よりも高い。

3 アンモニアは-33°Cで容易に冷却して液体アンモニアの形で貯蔵できるため、融通性があり容易に使用可能な水素エネルギー貯蔵媒体になる。アンモニアと比べ、水素は貯蔵のために-253°Cの極低温まで冷却する必要がある。圧縮空気貯蔵という選択肢を考慮した場合も、同様の差が存在する。さらに、アンモニアは水素と比べて引火性があるかに低く、安全に取り扱うことができる。

4 アンモニアは肥料、機械への供給原料、触媒反応物質として広く使われ、国際取引とサプライチェーンのインフラストラクチャも確立している(運搬船、専用ターミナル、貯蔵用タンクなど)。

5 化石燃料を原料として使用した場合、アンモニア製造の炭素強度の上昇が考えられる。しかし、ゼロカーボン代替策も利用できる。アンモニア製造に関する種々の技法については後述する。

しかし、水素の直接の使用については、

- 1 運搬が困難、
- 2 低いエネルギー密度、
- 3 高い爆発リスク

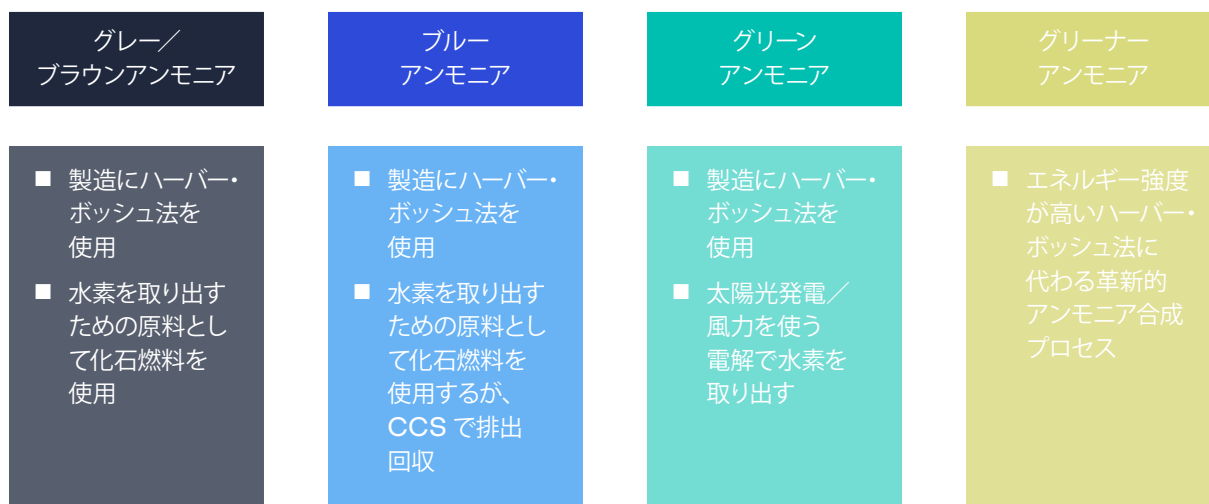
が妨げになっている。その結果、アンモニアがそれに代わる水素キャリアとして多々研究されている。

ブラウン、グレー、ブルー、グリーンという異なる形のアンモニアが存在する。グレーアンモニアとブラウンアンモニアは供給原料として化石燃料を使用して製造され、前者では天然ガス、後者では石炭が使われる。現在、製造されるアンモニアの多くがグレーアンモニアであり、水素を製造するために水蒸気メタン改質 (SMR) という方法が使われる。500°C、250 気圧という厳しい運転環境により、SMR はきわめてエネルギー強度が高いプロセスであり、アンモニア製造工程におけるエネルギー需要の 80% を占める⁶。気候変動に関する懸念が高まる中、付随する高排出量という理由で、化石燃料からのアンモニア製造における脱炭素処理が迫られた。その結果、ブルーアンモニアとグリーンアンモニアという異なる 2 種類の低炭素代替技術が登場した。

ブルーアンモニアでは、化石燃料原料とハーバー・ボッシュ法を使用する。従来の水素の取り出し方法であるが、排出量を削減するために CCS 技術を使用する。ベストケースシナリオでは、CCS 工程中の漏出を考慮し、ブルーアンモニアで排出量がグレー/ブラウンアンモニアよりも 80 ~ 90% 減少する⁷。しかし、ブルーアンモニアの気候への影響は不明である。数例の研究で、上流での排出量 (上流の天然ガス製造からのメタン漏洩など) を勘案した上で、ブルーアンモニアのライフサイクル排出量は天然ガス火力発電と同等と考えられている⁸。

一方、グリーンアンモニアでは、アンモニア製造には従来のハーバー・ボッシュ法を使用するが、風力や太陽光発電などの再生可能エネルギー源を電源とする水電解により水素を取り出す。さらにより環境に良い (グリーン) アンモニア製造法では、電気化学的プロセスとケミカルループなどの革新的な手法を用いる⁹。現時点では市場シェアが 10% 未満であるが、さまざまなブルー/グリーンアンモニア製造工場建設計画が準備中であり、アンモニアバリューチェーンの脱炭素処理に対する関心の強さが示唆される。実際、現在のグリーンアンモニア事業案の規模は 4,800 万トン¹⁰ 弱と推定され、2020 年の世界アンモニア市場の 25% に相当する。

図 2.2 アンモニア種別



引用元: TransitionZero

注: 低炭素またはゼロカーボン燃料と見なすことができるのはブルーアンモニアとグリーンアンモニアのみである。

世界で消費されるアンモニアの約 96% は、化石燃料を使うハーバー・ボッシュ法で製造され、供給原料として最もよく使われるのが天然ガス (メタン) と石炭であり、次いで石油である¹¹。このプロセスはエネルギー強度が高い。水素を取り出すための原料として化石燃料を使用すると、プロセスガスと燃焼による排出の両方で二酸化炭素が排出されるため、プロセスの炭素強度

が高い¹²。実際、アンモニア製造は世界的なエネルギー需要の約 2%、二酸化炭素排出量の約 1.3% を占める¹³。また、アンモニア合成は排出強度が最も高い化学工業プロセスの 1 つと見なされる¹⁴。従って、供給原料として化石燃料に頼る水素/アンモニア経済へと向かう転換には、気候面での改善効果は皆無であり、むしろ悪化することさえ考えられる。

6 The Royal Society (2020)
7 Energy Transitions Commission (2018)
8 Haworth and Jacobson (2021)

9 Smith, Hill and Torrente-Murciano (2020)
10 GCPA (2021)
11 RMI (2020)

12 Energy Transitions Commission (2018)
13 The Royal Society (2020)
14 The Royal Society (2020)

囲み 2.1 日本のアンモニア研究開発 (R&D) の沿革

日本では 1970 年代と 1980 年代から、エネルギー安全保障を改善するための代替エネルギー源という観点から、エネルギーキャリアとしての水素の利用研究が始まった。しかし、技術的・経済的ハードルの高さにより、水素に対する関心は急速に衰えた。2011 年の福島原発事故後、大規模な原子炉稼働停止が続き、代替エネルギー源を広く模索する中で、日本政府はエネルギーキャリア技術プログラムにより、水素に関する研究を復活させた。研究対象は製造、輸送、利用という水素バリューチェーンの 3 つの主要部分であった。5 年計画に基づき、政府から 1 億 5,000 万ドル (米ドル) の出資を受け、業界リーダーと政策立案者が協力して水素バリューチェーンの発展を研究し、そこでアンモニアが水素の輸送キャリアとして考慮された。プログラムの一部として、石炭・アンモニア混焼の技術的実行可能性を確認するために、一連の実験室試験と実証試験が実施された。



実験室試験

商用発電所での試験に先立ち、大阪大学と電力中央研究所 (CRIEPI) のチームによる一連の実験室試験が実施された。これらの初期試験で、石炭とアンモニアの混焼の技術的実行可能性が確認されると同時に、プロセスにおける NO_x 排出の抑制に関する重要な見識も提供された。



中国電力ー 水島発電所

初期の実験室試験結果に基づき、中国電力は 156 MW の水島発電所 2 号機 (石炭火力) で 0.6% ~ 0.8% アンモニア混焼のテストベッド試験を実施した。このパイロット試験は 2017 年 7 月 3 日から 2017 年 7 月 9 日までの 7 日間にわたり実施された。パイロット試験の結果では、石炭の 0.6% ~ 0.8% アンモニアとの混焼による効率低下は起きず、さらに、2 号機からの NO_x 排出量の著しい増加も起きなかったとし、中国電力は石炭とアンモニアの混焼は「石炭火力発電所の広範な改修を必要とせず、従って、既存の石炭火力発電所を最大限に利用できる安価な二酸化炭素削減技術」であると主張した¹⁵。



IHI: 20% アンモニア混焼

2017 年 12 月、IHI は兵庫県相生発電所の 10 MW 燃焼試験施設で、20% アンモニア混焼のテストベッド試験を実施した。この実証試験は IHI が新たに開発した石炭アンモニア混焼バーナーの試験として、戦略的イノベーション創造プログラム (SIP) に基づき実施された。この実証試験は実践/商用条件での最高水準のアンモニア混焼であり、日本におけるアンモニア混焼の大規模実証の先鞭をつけるものであった。



JERA-IHI : 1 GW 碧南火力発電所での 石炭との 20% アンモニア混焼

2021 年 5 月、JERA と IHI は商用石炭火力発電所で 20% アンモニア混焼の初の実証プロジェクトに着手することを発表した。この実証プロジェクトの目的は、大規模な商業規模の石炭火力発電でアンモニア混焼の技術的実行可能性を確認し、ボイラーの熱吸収と排気ガスなどの環境影響特性の両方を評価することである。この事業は 2021 年 6 月から 2025 年 3 月までの約 4 年間実施され¹⁶、2024/2025 年に試験発電に進む予定である。

日本におけるアンモニア混焼の現状

アンモニアは複数の工業プロセスで重要な役割を務めるが(囲み 2.2 を参照)、発電における用途は少ないと考えられる。現段階では、発電のための 100% 直接アンモニア燃焼の商業適用例はないが、三菱¹⁷、IHI¹⁸、JERA などの大手タービンメーカーや電力会社が、そうしたクリーンなカーボンフリーの路線に沿った研究開発への投資を行っている。IHI と三菱重工の両社は、2025 年までに最初の 100% アンモニア対応タービンを開発することを目標としている。

その間の中継ぎ的ソリューションとして、他の燃料とのアンモニア混焼が研究されてきた。日本では石炭とガス両方とのアンモニア混焼に関する複数の適用技術の試験を実施してきた。現在の技術的制約では、石炭との 20% アンモニア混焼率(エネルギー量ベース)が技術的に実施可能と見なされている。日本政府は 2021 年 6 月に目標値の引き上げを発表し、2030 年までに石炭との 50% アンモニア混焼の達成¹⁹、それと共に、統合イノベーション戦略に基づき、同時期までに 300 万トンのアンモニアの輸入という目標を発表した²⁰。

日本政府は産業界の支援を受け、電力部門において石炭の最重要排出量削減対策としてアンモニア混焼を強く推奨してきた。アンモニアとの混焼には既存の石炭火力発電所の大がかりな改修が不要であるため、資本支出が少ないという要因により、この戦略は既設発電所を稼働し続けたい日本の多くの電力会社に

支持されている。政府の後押しを受け、これらの適用技術の技術的・商業的実行可能性を探るために、学术界と産業界により一連の実証試験が実施された。

一連の実証試験の中で最新のものが、JERA の 1 GW 碧南火力発電所における 20% アンモニア混焼である。日本の公立研究開発機関である新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) は、この試験に対して 1,110 億円 (10 億米ドル) の予算を計上し、試験は JERA の碧南火力発電所 4 号機で実施される²¹。政府の資金は、アンモニアの調達、貯蔵用タンクと蒸発器などの関連施設の建設、碧南 5 号機の別サイトで試験される混焼専用バーナーの開発に配分されるものと予想される。碧南の試験は商用発電所における日本初のアンモニア混焼である。商業的・技術的に実行可能であることが証明された場合、日本は 2020 年代半ばから後期にかけて、アンモニア混焼に向けた既存施設の改修を進め、その後、2050 年までに混焼率の引き上げ/100% アンモニア燃焼を目指す。

IHI は 2 MW のガスタービンで 70% 液体アンモニアの天然ガスとの混焼試験を実施した。この実証試験は 2019 年 4 月から 2021 年 3 月に実施され、NEDO が資金提供した。この条件で、液体アンモニアを燃焼器に直接噴霧した。液体アンモニアを使用することで蒸発器が不要になり、資本コストを削減できる。しかし、この技術はレディネスの段階という点で、石炭とのアンモニア混焼とガスユニットへの水素混合の両方よりも劣る。よって、電力部門でのアンモニアの使用に関する議論は、石炭との混焼に集中する傾向がある。ガスとのアンモニア混焼の適用には、アンモニアの腐食性というさらなる課題がある。

貯蔵タンク内のアンモニア



17 Mitsubishi Power (2021)

18 IHI (2021a)

19 Argus Media (2021)

20 Cabinet Office, Government of Japan (2020)

21 NEDO (2021)

囲み 2.2 アンモニアの種々の用途

アンモニアは電力部門において技術的、経済的、環境的な課題に直面しているが、より幅広い脱炭素化への重要な鍵である。アンモニアは工業プロセスと輸送において、そして、それよりは小規模であるが熱利用部門においても、重要な役割を果たすことが期待される。



化学プロセスの供給原料としてのアンモニア

石油精製と石油化学業界での供給原料としてのアンモニアの利用は、重要な「後悔のない」適用技術の1つと見なされ、特に、これらの部門で今のところゼロカーボン代替策が存在しないことがその根拠である。



工業用炉でのアンモニア

また、アンモニアは直接燃焼を通じて工業用炉でも使用できる。工業部門の脱炭素化では、他にも多様な発電用原料を利用できる電力部門と比較して排出削減の選択肢が少なく、高コストの場合も多く、難易度が高いと見なされる。このため、アンモニアにより化石燃料を置き換えることは、電化を除けば、利用可能な最善の脱炭素化方法の一つと考えられる。アンモニア混焼は、エネルギー強度が高い鉄、鉄鋼、セメント産業での用途を探ることができる。



輸送燃料としてのアンモニア

アンモニアのさらに別の用途として、内燃機関で駆動する車両でのディーゼルまたはガソリンに代わる燃料としての可能性がある。これまでの研究で、アンモニアを燃料とする輸送では、温室効果ガスの排出が従来のディーゼル/ガソリン車の3分の1未満であることが示されている²²。しかし、この技術を広く展開する前に、点火²³と安全性（アンモニア漏洩の潜在性）の問題と取り組む必要がある。



船舶輸送でのアンモニア

海運業についても排出基準が厳格化する中で、アンモニアが船舶用の燃料として有望視される可能性がある。海運用燃料としてのアンモニアの利点は、(1) 高いエネルギー密度、(2) 安全性、(3) 低い排出量である。しかし、アンモニアを使う能力を備えた利用可能な船舶用機関はまだ登場していない。さらに、アンモニアは水素よりもエネルギー密度が高いが、ディーゼルや燃料油などの従来の船舶燃料とは比較にならない。大手エンジンメーカーの Wartsila と MAN Energy を先頭に、業界はアンモニア対応型エンジンの商品化に努めている。今後のアンモニアの使用に関して浮上する課題としては、主に排出（主に NO_x の排出）、腐食、安定性が想定される。



航空機でのアンモニア

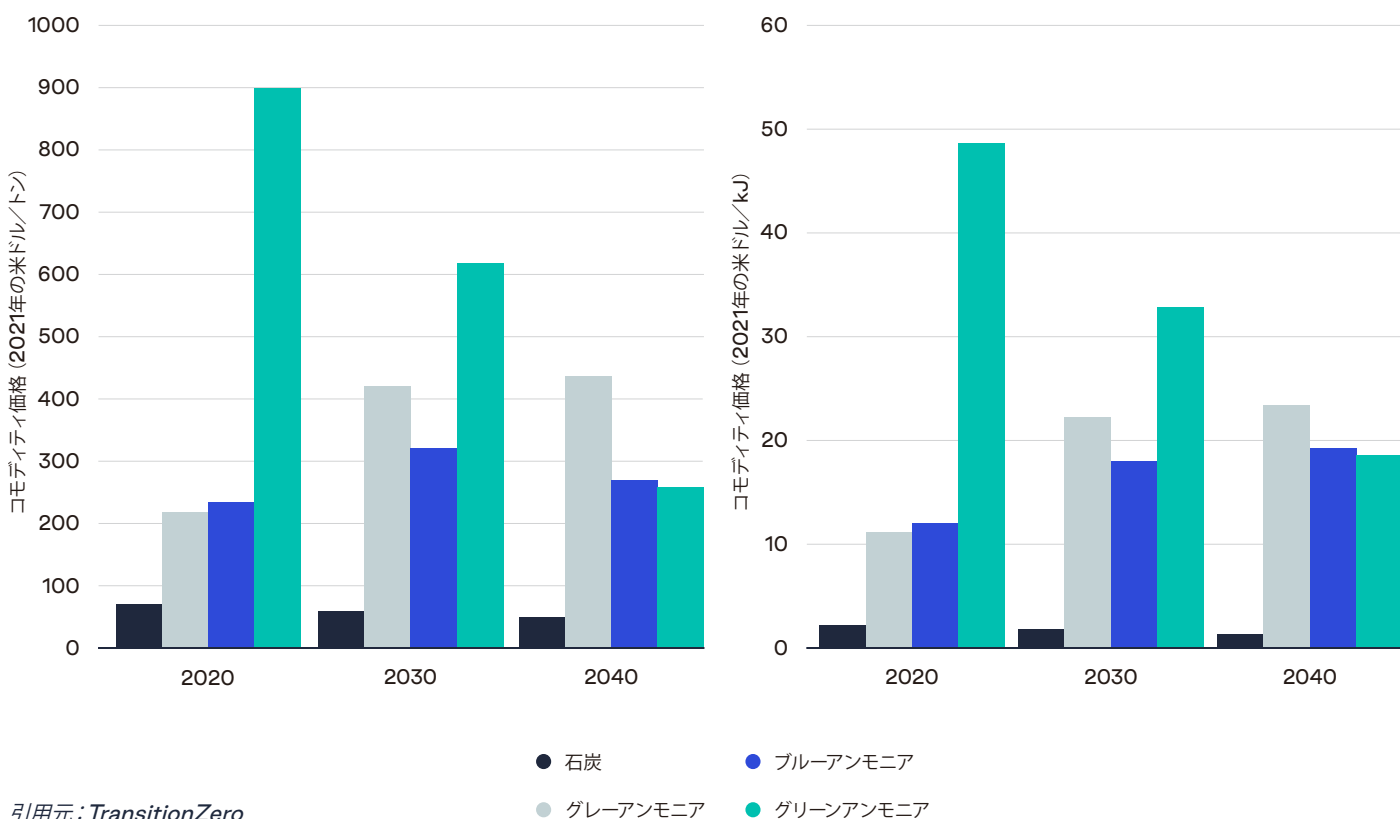
また、ジェット航空機燃料としてのアンモニアの用途も検討されている。英国の科学技術施設会議は、航空機で使用するためにアンモニアを有効に熱分解できるプロトタイプを設計するために民間部門との間でパートナーシップ契約を締結した。概念実証後、パートナーらはこの技術の試験的導入を目指している²⁴。

アンモニア混焼のコスト評価

アンモニア混焼の商品化に伴う最初の課題の1つがコストである。アンモニアの最も安価な原料であるグレーアンモニアのコストは、現在、エネルギー当量ベースで燃料炭の約4倍であり、グリーンアンモニアにおいては、さらにエネルギー当量ベースで石炭の15倍とコスト差はさらに拡大する。炭素価格が全世界でIEAのNZEに基づき制度化されると仮定すると、2030年までにグレーアンモニアのコストは大幅に上昇し、ブルーアンモニアやグリーンアンモニアなどの低炭素オプションの競争力が増す。

グリーンアンモニアの迅速な商品化を支えるには、電解槽のコストを下げるのが主な課題になる。電解槽の低コスト化は、電気エネルギーの必要性を下げる高温水電解におけるブレークスルー、さらに、経済規模およびシステム部品と発電所の設計の標準化に伴う低コスト化に依存する。これらの進歩がなければ、グリーンアンモニアの競争力獲得は2040年まで見込まれず(図2.3)、加えて、エネルギー当量ベースでアンモニア全種と比較しても、石炭が最安価のオプションであるという状態が続く。

図 2.3 アンモニア価格予測値



引用元: TransitionZero

LCOE の評価

アンモニア混焼などの最新技術のコストを下げることは、技術採用を可能にする決定的要因である。政策環境に後押しされ、水素関連の研究が復活したものの、電力部門での水素の使用は他の使用事例と比較して軽視される傾向がある(表 2.1)²⁵。広範な

国際的サポートがない状態では、発電におけるアンモニア/水素の用途は限られるものと見込まれる。アンモニア混焼の導入を妨げる他のハードルは技術そのものに起因する。各プロジェクトでカスタマイズを必要とするため、実践からの学習効果が制限される。現段階では、アンモニア混焼には専用バーナーを使用する必要があり、アンモニアを炎に注入する方法および注入箇所に関する厳密な制御も必要である。

表 2.1 国家水素戦略の部門別優先度

国家	電力		工業					輸送		
	発電	補助的サービス	鉄と鉄鋼	化学原料	精製	その他(セメントなど)	熱利用	道路輸送	海運	航空
オーストラリア	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
日本	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
韓国	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
EU	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
フランス	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ドイツ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ハンガリー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
オランダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ノルウェー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ポルトガル	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
スペイン	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
チリ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
カナダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

引用元: TransitionZero、World Energy Council (2021)²⁶ の内容を一部編集

● 即時 ● 中 ● 低/無

25 季節的な需要変動のバランスを取るために、長期的エネルギー貯蔵オプションとしてのアンモニア適用の可能性が検討されてきた。しかし、そのような適用に伴う高い変換損失が、いまだに大規模な展開を阻む技術的ハードルとなっている。また、再生可能エネルギーの浸透に伴う断続性という課題を支えるための柔軟な発電方法として、ガスタービン中でアンモニアを直接燃焼するという手法も検討されている。しかし、アンモニアの空気との燃焼反応速度は遅いため、安定した炎の維持

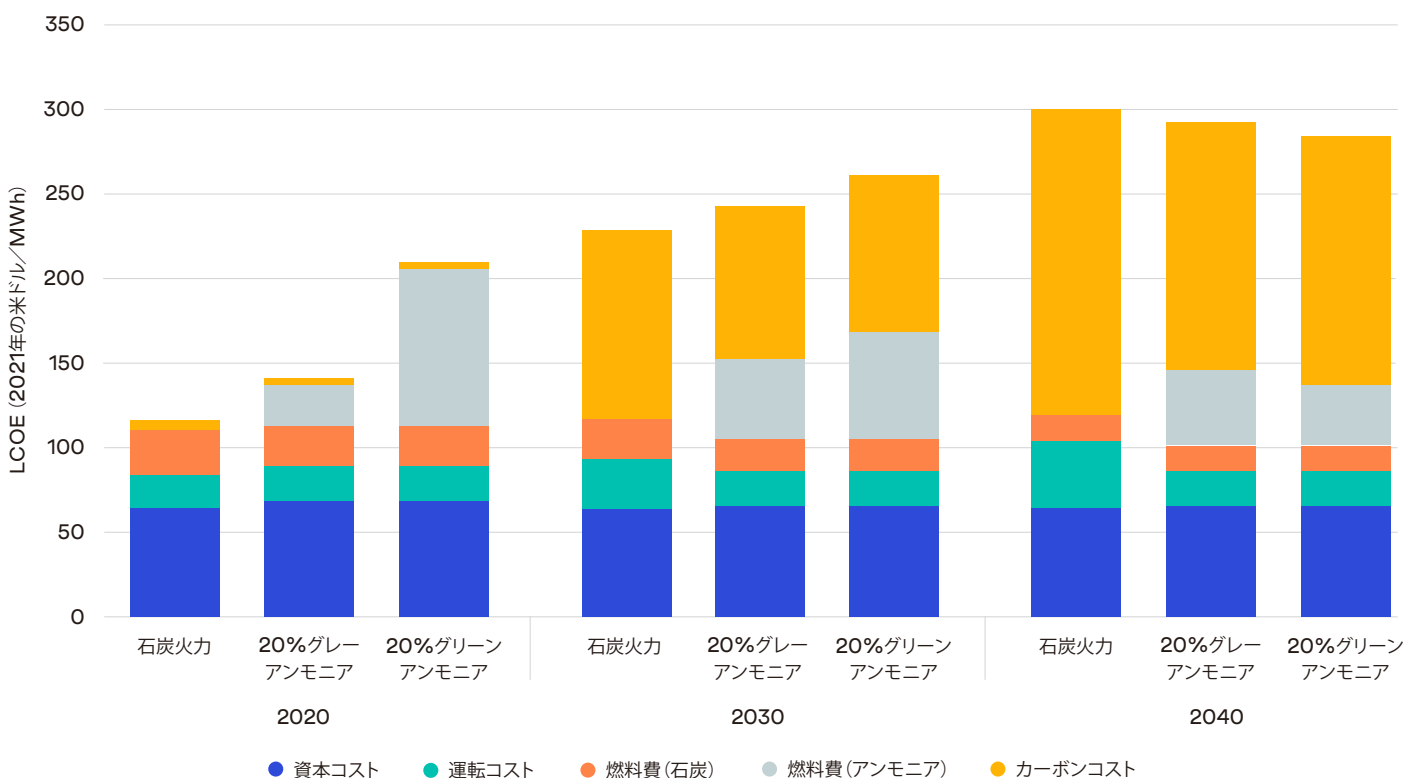
に関する技術的課題が導入の障害になっている。これに対する1つの潜在的解決策が、アンモニアを水素と窒素に分解し、ガスタービン内で水素を燃焼させることである。しかし、熱分解プロセスには大量のエネルギーが必要であり、そのような適用の全体的エネルギー効率を下げる。

26 World Energy Council (2021)

最安価のグレーアンモニアの20%混焼でさえ、燃料費は石炭の2倍である。世界的に炭素価格の価格付けの上昇が予想されるため、2030年と2040年に価格の動きが若干シフトするが、エネルギー当量ベースの燃料価格の上昇で、20%アンモニア混

焼では総燃料費が石炭の3倍になる。経済面でアンモニアと石炭の混焼に競争力がつくのは、炭素価格が205ドル/tCO₂に上昇する2040年であり(図2.4、結果的に、LCOEは約280ドル/MWhになり、これは法外な高コストである。

図 2.4 発電におけるアンモニア混焼のコスト内訳



引用元: TransitionZero

注: 炭素コストは日本における発電に伴う炭素コストを意味し、IEAのNZEに基づき、2030年に130米ドル/tCO₂、2040年に205米ドル/tCO₂である。上流でのアンモニア製造に伴う炭素コストは、生産施設の地理上の位置により変動し、アンモニアのコストの一部として燃料費の一部に組み込まれる。推定炭素価格の範囲は2030年が15~130米ドル/tCO₂、2040年が35~205米ドル/tCO₂であり、IEAのNZEに沿っている。

さらに、アンモニア混焼では、アンモニアの輸入を支えるインフラストラクチャ(例えば貯蔵タンク、パイプライン、蒸発器)などの新規設備に要する追加費用も生じる。アンモニア燃焼を支えるための既存内燃機関の改装と設計変更も、資本コストの増加

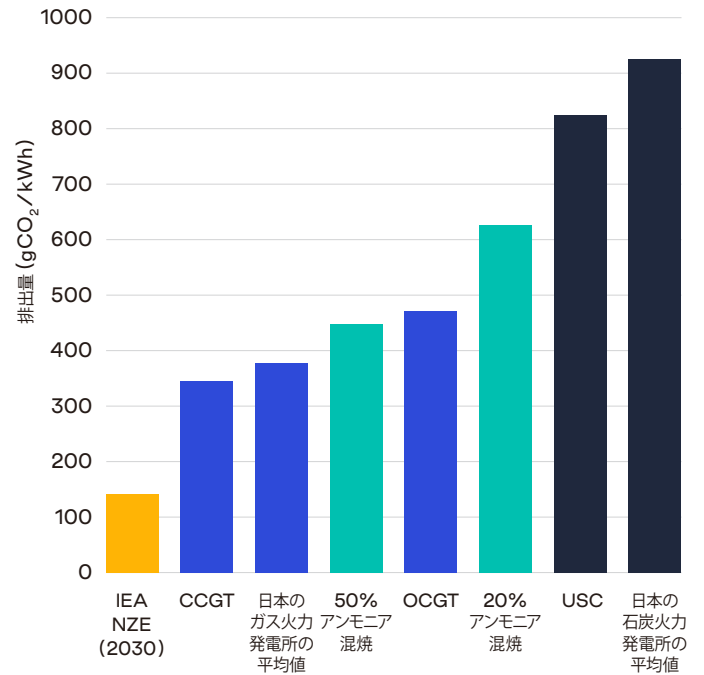
につながる。炭素コストの急上昇および電解槽とCCSの技術における劇的なコスト減の両方またはその一方が起きなかった場合、従来の石炭火力発電所のアンモニア混焼に対するコスト的優位は今後10年間続くものと見込まれる。

アンモニア混焼による排出削減可能性

これまでなされた主張とは異なり、アンモニア混焼による排出削減効果はほとんどない。発電段階で、石炭燃焼に伴う排出は混焼されるアンモニアにそのまま代行され、混焼率が排出削減率の代用となるのみである。現時点で技術的に実施可能な混焼率 20% では、排出係数はガス燃焼複合サイクル発電所 (CCGT) の倍に近い値にとどまる。それよりも高い 50% という混焼率では、単位発電量あたりの排出量がガス発電の排出量に近くなる。一方で、ガス発電は、IEA の NZE に合わせるには、2035 年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある²⁷。混焼率を 50% よりも相当に高くしない限り、石炭火力発電所におけるアンモニア混焼には、排出削減効果は僅かなものにとどまる。

それよりも高い 50% という混焼率では、単位発電量あたりの排出量がガス発電の排出量に近くなる。一方で、ガス発電は、IEA の NZE に合わせるには、2035 年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある

図 2.5
さまざまな発電技術における排出強度



引用元: TransitionZero

注: IEA NZE は IEA ネットゼロ・ロードマップに掲げられた発電の炭素強度を意味する。CCGT はガスタービン・コンバインドサイクル発電、OCGT はオープンサイクル・ガスタービンの排出係数を意味する。どちらもガス発電技術である。USC は超々臨界圧発電方式の排出係数を意味する。USC 発電所が最高効率の石炭火力発電所と見なされている。



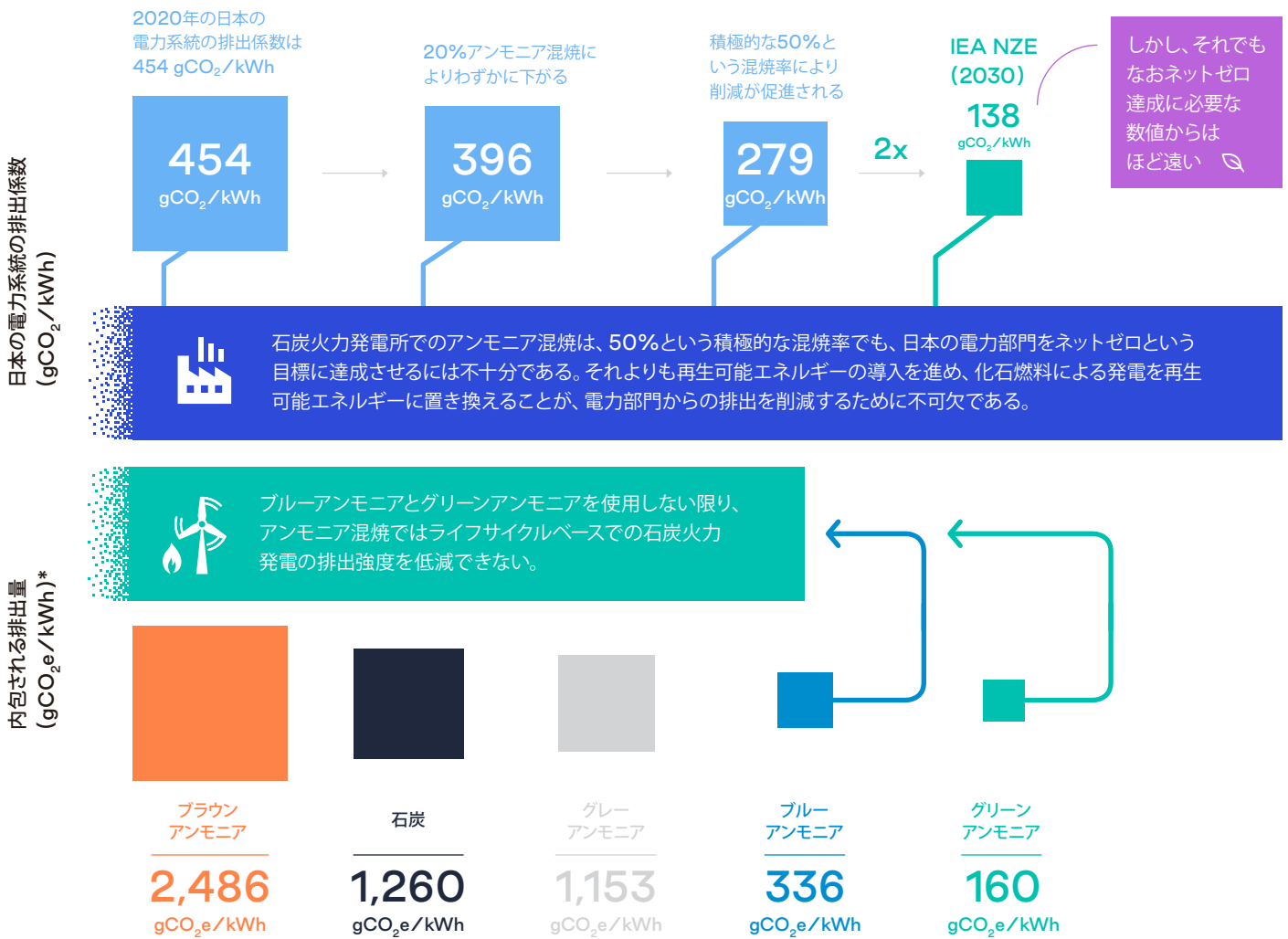
アンモニアは石油化学工業の供給原料として一般的に使用されている

IEA が実施したライフサイクル分析に基づき、CCS 対策なしの化石燃料を使い製造されたグレーアンモニアには、112 ~ 249 gCO₂/MJ (1,090 ~ 2,423 gCO₂/kWh) の埋め込まれた排出量が含まれる²⁹。これは石炭の直接燃焼に伴う排出量の倍に相当する。ブルーアンモニアとグリーンアンモニアの両方または一方を使用しない限り、混焼による純排出削減はない。ブルーアンモニアとグリーンアンモニアの使用により、上流での排出量は最小限まで削減できるが、海上輸送用燃料としての重燃料油の使用など、炭素強度が高い輸送手段の使用により生じ

る潜在排出量があり、それによりライフサイクル排出量が 3 ~ 10 gCO₂/MJ (29 ~ 97 gCO₂/kWh) 増加する³⁰。

IEA の NZE に合わせるには、アンモニア混焼はブルーアンモニアまたはグリーンアンモニアのみを考慮すべきである。しかし、グリーンアンモニアの電力から電力への変換効率率は 22% であり³¹、変換過程で 80% 近いエネルギーが無駄になる。このエネルギー効率面での厳しい代償により、発電におけるグリーンアンモニアの使用に関して根本的な疑問が生じることになる。

図 2.6 日本における石炭とアンモニアの排出係数およびライフサイクル排出量の比較



引用元: TransitionZero

注: *埋め込み排出量には上流の製造、中流の輸送、下流の燃焼に伴うすべての排出量が含まれる。この推定値には炭素以外の排出量も含まれる。アンモニア混焼が石炭火力発電所の効率に与える影響に関してはコンセンサスがなないため、全発電所に関して 37% という熱効率を用いた。ブルーアンモニアのネットの排出削減効果については、特に回収された二酸化炭素を原油増進回収 (EOR) に利用し、下流での排出がさらに増加する場合など、やはり疑問が生じる可能性がある。しかし、この分析例では、CCS の下流での適用は考慮していない。

アンモニア混焼のその他の課題

技術的課題

アンモニア混焼には技術に伴う課題がある。アンモニアは可燃性が低く、発火温度が高く、炎の速度と温度が低く、可燃性範囲が狭く、放射による熱移動が大きい。これらの課題により、アンモニアは発電所における直接燃焼には適さない。数例のパイロット試験計画で実証に成功したが、この技術の規模拡大については現時点では不明である。さらに、石炭火力発電所の稼働に伴う複雑さにより、各発電所の構造が異なる。このため、十分に幅広いサンプル数がない状態では、各発電所に対するアンモニア混焼の真の効果を確定することは難しい。発電所の構成におけるわずかな違いは、高額な改装費用につながる場

大気汚染

石炭とのアンモニア混焼による直面の懸念の1つが大気汚染である。アンモニア中の窒素が原因で、アンモニア混焼は NO_x 排出量の増加を引き起こす可能性がある。シミュレーション研究の結果、混焼率が低いほど NO_x 排出量が多く、混焼率が上昇するに従い排出量が減少することが判明している。しかし、そのトレードオフとして、混焼率が 40% を超えると未燃アンモニアが増加する³³。未燃アンモニアが NO_x および SO_2 と反応し、二次生成の $\text{PM}_{2.5}$ ³⁴ が形成されることにより、大気汚染が悪化する。

エネルギー安全保障

日本のエネルギー政策の中心はエネルギー安全保障である。現在、日本は国内のアンモニア需要 100 万トンの約 75 ~ 80% を生産している。アンモニア経済の拡大と発電所におけるアンモニア利用の増加により、日本は国内生産能力の拡大に投資するか、または海外輸入に頼る必要がある。

今回の分析に基づき、運搬費を考慮に入れても、海外の供給源からの輸入により、アンモニア全種に関して日本はアンモニアの

合や、効率と性能に不利益が生じる場合があり、プロジェクトの経済性が打撃を受ける。

碧南火力発電所に関し、20% 混焼率に基づき、ベースロード稼働を仮定すると、JERA は実証プロジェクトのために年間 50 万トンのアンモニアを調達する必要があると推定される。しかし、同社は碧南火力発電所 4 号機での試験のためにわずか 3 ~ 4 万トン、碧南火力発電所 5 号機での実証試験のために追加の 200 トンの調達のみを発表しており³²、このことからパイロット試験が小規模であることは明らかであり、この技術がまだ商業的に準備が整っていないことを示唆している。

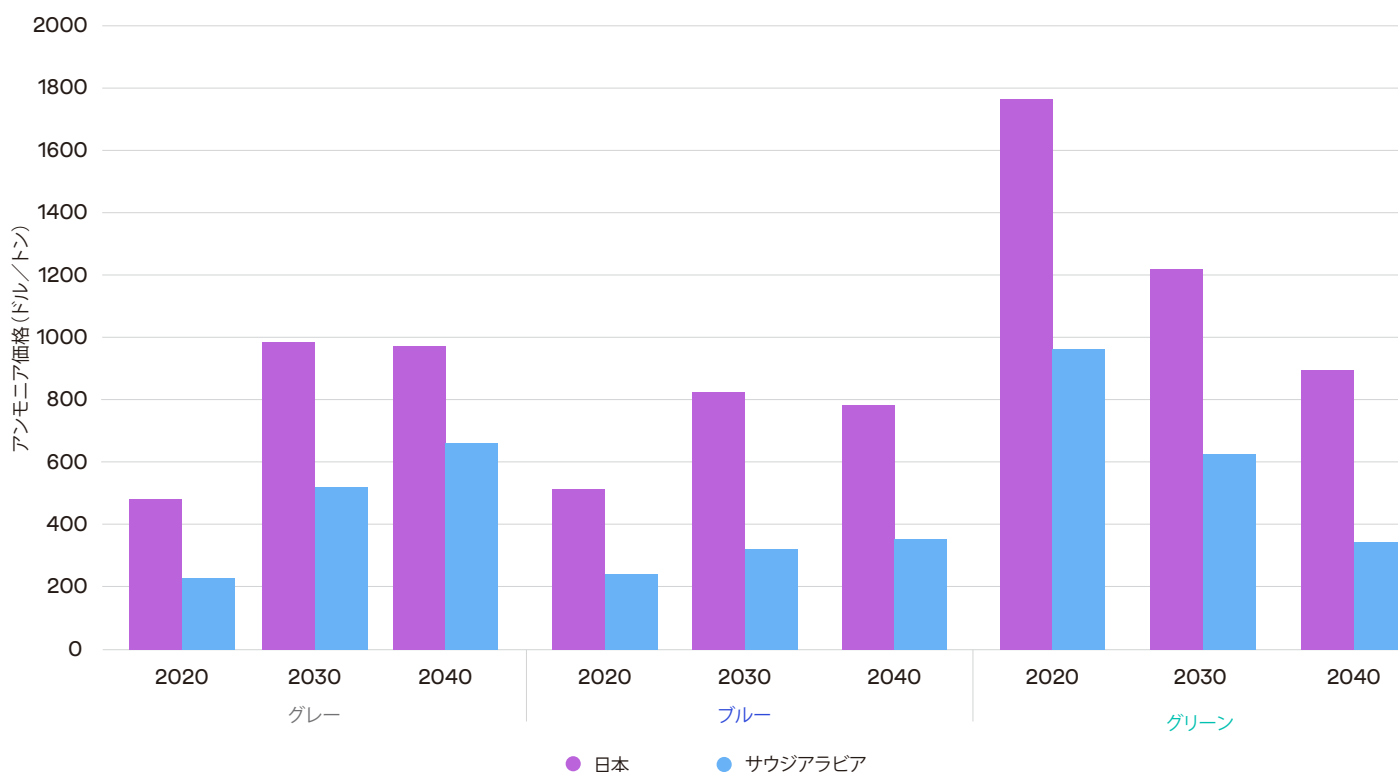
アンモニアは NO_x 排出の抑制に使われることも多いため、これは NO_x と NH_3 との興味深い変動を示唆する。炎の温度が低く、炎が不安定であると、 NO_x 排出とフライアッシュ中の未燃炭素により大気汚染が発生する。実証プラントとパイロット試験では排気ガス汚染の顕著な増加は未確認であるが、プラントの技術設計は複雑であり、十分な注意しない限り、やはり局所的な大気汚染のリスクは高い。大気汚染の制御は可能であるが、しばしばこれらの技術のコストは高く、ボイラーの効率が下がる。

コストの約半分を節約できる可能性がある。装置などの資本的経費は世界的に同等になるものと考えられるが、供給原料としての安価な天然ガスおよびコスト競争力がある再生可能エネルギーの存在により、国内生産と海外輸入の価格差の拡大が見込まれる。国産アンモニアと輸入アンモニアの価格差は、日本の電力会社が安い輸入アンモニアに頼る以外にあまり選択肢がないことを意味する。

32 Platts (2021a)
33 Ishihara et al (2020)

34 NO_x および SO_2 の酸化産物が NH_3 と反応し、 $\text{PM}_{2.5}$ を形成する (二次生成 $\text{PM}_{2.5}$ と呼ばれる)。

図 2.7 国内生産と海外輸入の比較



引用元：TransitionZero

注：日本はすでにサウジアラビアからブルーアンモニアの最初の輸入を行った。回収された二酸化炭素は近くのメタノール施設で、またはEORに利用される。サウジアラビアにおけるグリーンアンモニア製造には太陽光発電が使われると想定した。

このシナリオは日本のエネルギー安全保障を悪化させる。20%の混焼率を仮定すると、日本は電力部門で使用するために毎年2,000～2,500万トンのアンモニアを必要とするが、これは現在の需要の20倍以上に相当し、2020年の世界アンモニア市場規模にほぼ匹敵する。このような大量のアンモニアの輸入により、日本はさまざまな不確実性要因の影響を受けやすくなる。

第一の不確実性要因は、エネルギー転送とアンモニア市場の発展の速度である。世界アンモニア市場の急速な拡大は、企業レベルまたは国家レベルのいずれかで決定されるさまざまな移行戦略に基づいている必要がある。世界経済が必要な速度と規模で低炭素燃料に移行しない限り、日本が高コストの陳腐化/最先端技術に固定化してしまう危険性は高い。

第二の不確実性原因は、新たなサプライチェーン全体にわたる予想外の地政学的ショックであり、それが価格/供給ショックにつながる可能性への懸念である。そのようなリスクを軽減するために、日本企業は将来利用する専用供給源の確保を目指し、海外での

上流事業の開発を検討している。これらの努力にもかかわらず、アンモニアや水素などの新生低炭素燃料の国際海運取引が、日本のエネルギー不確実性を増大させるのみであることは疑う余地がない。

最後の不確実性は輸入アンモニアの供給源確保の不安定から生じる。多様なサプライヤーが存在することは、日本のエネルギー安全保障と資源依存性にとり有益となる可能性もあるが、2020/2021年にガスで経験した乱高下は、地域と国の需給の流動性が国際市場に予想外のショックを与え、資源の安定性を揺らぐ可能性への教訓となった。輸入への高い依存性により、日本は以下の2点による影響を受けやすくなる。

- 1 スポット市場に頼った場合の不確実性と価格によるショック。
- 2 日本が長期的な安定性のために価格を固定した場合の価格プレミアム。

図み 2.3 地図：日本の世界的なアンモニア投資

世界的な上流アンモニア供給事業への日本の現在のパートナーシップ/投資の一部を以下にまとめた。



35 Mitsubishi Corp(2021)
36 Nikkei Asia (2021a)
37 Nikkei Asia (2021b)

38 IHI (2021b)
39 ENEOS (2021)
40 Nikkei Asia (2021c)

41 ITOCHU (2021)
42 Platts (2021b)

43 Nikkei Asia (2021d)
44 Nikkei Asia (2021e)

結論

アンモニアの使用は日本の送電網を脱炭素化するための鍵を握る技術であると言われるが、現在、経済、環境、技術の諸方面において数々の障害に直面している。この分析では、アンモニアが法外な高コストの発電技術であり続けることが見込まれ、カーボンニュートラルという日本の目標達成に対しては、ほとんど効果がないことを示している。アンモニアがコストと気候の両面で有効になるためには、電解槽のコスト激減、電力部門におけるアンモニアの純燃焼を可能にする技術的ブレークスルー、需要拡大に対応できるグリーンアンモニアの世界取引市場の迅速な構築を必要とするが、1.5°C 達成に見合う形でこれらを実現化できるという証拠は少ない。経済と環境に関する説得力のある論拠が存在しない状況から考えると、根底にある動機は石炭火力発電所の存続と受け取れる。日本企業が発電においてアンモニアを追求し続けることは、不必要な株主価値下落につながることになる。

アンモニアはタンクに入れて電車で輸送する場合がある





参考文献

アンモニア混焼

Ammonia Energy Association (2020) A Deep Dive into SIP “Energy Carriers” Ammonia Combustion Research (second half). [文献入手先](#)

Argus Media (2021). Japan to advance ammonia co-firing technology. [文献入手先](#)

Cabinet Office, Government of Japan (2020). Integrated Innovation Strategy 2020. [文献入手先](#)

ENEOS (2021). ENEOS signs MoU with Aramco for blue hydrogen and blue ammonia collaboration. [文献入手先](#)

Energy Transitions Commission (2018). Mission Possible: Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors. [文献入手先](#)

GCPA (2021). Blue and green ammonia: a 1 billion ton a year energy market? [文献入手先](#)

Haworth and Jacobson (2021). How green is blue hydrogen? [文献入手先](#)

IEA (2021). Net Zero by 2050. [文献入手先](#)

IEA (2021). The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector. [文献入手先](#)

IHI (2021). IHI Becomes World’s First to Attain 70% Liquid Ammonia Co-Firing Ratio on 2,000-Kilowatt-Class Gas Turbine. [文献入手先](#)

IHI (2021). IHI and Partners Launching Ammonia Co-Firing Technology Feasibility Assessments at Coal Power Stations in Malaysia with Partners and for Other Companies to Establish Local Carbon-Free Ammonia Supply Chain. [文献入手先](#)

Ishihara et al (2020). Numerical calculation with detailed chemistry of effect of ammonia co-firing on NO emissions in a coal-fired boiler. [文献入手先](#)

ITOCHU (2021). Agreement Reached on Joint Feasibility Study of the Ammonia Value Chain between Eastern Siberia and Japan to Achieve a Decarbonized Society. [文献入手先](#)

Klüssmann et al (2020). Ammonia Application in IC Engines. [文献入手先](#)

Medina et al (2021). Review on Ammonia as a Potential Fuel: From Synthesis to Economics. [文献入手先](#)

Mitsubishi Power (2021). Mitsubishi Power Commences Development of World’s First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System. [文献入手先](#)

NEDO (2021). Accelerate technological development for practical application of ammonia co-firing technology. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Mitsubishi's ammonia fuel project in Indonesia to tap carbon capture. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Japan's Jera to produce ammonia for power with Malaysia's Petronas. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Saudi Aramco bets on ammonia-hydrogen business with Japan. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Mitsui to build \$900m 'blue ammonia' plant in Australia. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Norway's Yara looks to supply zero-carbon 'green ammonia' to Japan. [文献入手先](#)

Platts (2021). Japan's JERA to procure 40,000 mt ammonia for 20% co-burning with coal by 2024-25. [文献入手先](#)

Platts (2021). Japan strikes first fuel ammonia cooperation deal with Abu Dhabi's ADNOC. [文献入手先](#)

RMI (2020). Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry. [文献入手先](#)

Smith, Hill and Torrente-Murciano (2020) Current and future role of Haber-Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. [文献入手先](#)

The Royal Society (2020). Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. [文献入手先](#)

UKRI (2020) Ground-breaking study to find a truly green aviation power system. [文献入手先](#)

World Energy Council (2021). Hydrogen on the horizon: national hydrogen strategies. [文献入手先](#)



Jacqueline Tao
Jacqueline@transitionzero.org
transitionzero.org
+44(0)71234567

注意事項

本調査報告書（以下、「報告書」とします）では一般情報のみを提供します。報告書の内容は随時変更される場合があります。報告書に含まれる情報と意見は信頼性が高いと当団体が判断した情報源に基づくものであり、また、それらの情報源は一般に公開されており、報告書の所見を確認するために閲覧することができます。報告書の正確さ、完全性に関しては明示的か暗示的かを問わず、当団体はなんら表明も保証も行いません。本書に含まれる情報と関連するいかなる性質の賠償請求または損失に対しても（法律によって許容される範囲内で）、逸失利益または間接的もしくは結果的損害を含め、ただしそれらに限定せず、当団体は賠償責任を負いません。本書の編纂に使用した情報はパブリックドメインの複数の情報源および当団体のライセンサーから収集されています。情報の一部が当団体またはそのライセンサーに帰属する独占的な知的財産である場合があります。当団体は投資アドバイザーではなく、いかなる司法管轄区域内においても、特定の企業、有価証券、投資ファンド、その他の投資手段への投資を勧める表明を行いません。そのような投資または他の金融コミットメントに関し、本報告書に依拠した決定を下すことはおやめください。