

報告書

グリーン水素 国際サプライチェーンの 経済性に関する分析

2021年10月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

目次

サマリー	1
第 1 章 背景と目的	4
第 2 章 分析対象と方法論	5
第 3 章 分析結果から得られる示唆	8
3.1. 水素サプライチェーンの経済性	8
3.2. カーボンフットプリントを踏まえた水素サプライチェーンの経済性	12
3.3. 分析における課題	17
第 4 章 グリーン水素サプライチェーン構築に向けた提言	19
4.1 日本の水素需要の見込み	19
4.2 グリーン水素輸出国における水素利用の促進	20
4.3 国際協力の可能性	21
APPENDIX: 主要な想定	24

著者:

柴田善朗, 鬮思超, 吉田昌登, 中村博子, 坂本敏幸

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

グリーン水素国際サプライチェーンの経済性に関する 分析

サマリー

我が国は 2050 年の脱炭素化に向けて水素が必要となるが、我が国国内の水素製造可能量が限定的と推察されることから、輸入水素の重要性が高まる。輸入水素には、潜在的な輸出国や水素製造源等、多様な組合せが考えられる。我が国はこれまで、豪州、ブルネイ、サウジアラビア等の国と、国際水素・アンモニアサプライチェーン構築に向けた調査・実証を行ってきており、現在も継続中である。また、アルゼンチンやロシア等とも二国間の対話を通じて将来の協力関係の強化を目指している。これらの国以外にも、例えばチリは、安価な再生可能エネルギー資源が豊富に賦存しており、我が国の水素輸入にとって有望な相手国になると期待できる。

本研究では、我が国と潜在的な水素輸出国を結ぶ国際水素サプライチェーン全体の経済性とカーボンフットプリントを分析した。水素キャリアは、液化水素、メチルシクロヘキサン、アンモニアを検討した。潜在的な水素輸出国と水素製造源の組合せとしては、豪州、チリ、米国からのグリーン水素、豪州とサウジアラビアからのブルー水素を対象とした。

液化水素またはメチルシクロヘキサンを水素キャリアとして利用する場合は、チリからのグリーン水素がグリーン水素の中で最も経済的であり、2030 年に見込まれる水電解設備費を 1/2 水準まで低減することによって、ブルー水素の経済性に匹敵することが分かった。一方、水素キャリアにアンモニアを利用する場合は、サウジアラビアと豪州の天然ガスからのブルー水素の方が安価である。水電解設備費の低減と併せて、仮に\$100/t-CO₂ の炭素価格の導入を想定すると、グリーン水素のカーボンフットプリントがブルー水素よりも小さいため、水素キャリアが液化水素またはメチルシクロヘキサンの場合は、チ

りのグリーン水素のブルー水素に対する優位性が高まる。ただし、水素キャリアがアンモニアの場合は、天然ガス由来のブルー水素の方が安価である。

グリーン水素サプライチェーンの経済性を更に改善するためには、グリーン水素製造コストの削減が求められる。例えば、太陽光発電と風力発電の出力の合成により水電解への入力電力を平滑化し設備利用率を向上させること、水電解を水素製造と併せてグリッドサービスにも利用することで対価を得ること等が考えられる。また、初期の水素長距離国際輸送方法としてアンモニアを水素キャリアとして選択する場合には、再エネの変動性に対応したグリーンアンモニア製造技術の更なる開発が求められる。一方で、現状、アンモニアが利用できる分野は発電や船舶用燃料等に限られる点に留意が必要である。脱炭素化に向けて鍵を握る産業部門や自動車部門で必要性が高まると考えられる水素の国外からの大量供給には、液化水素やメチルシクロヘキサンが期待される。

グリーン水素輸出国の観点からは、水素の輸出に加えて、国内の水素利用促進も取り組むべき課題である。世界的なカーボンニュートラルの流れにおいて輸出国でも脱炭素化に向けた取組みの強化が予想され、水素の利用が一つのオプションとなり得る。グリーン水素輸出国の国内において水素利用を促進することは、水電解、燃料電池、水素燃焼機器等の関連産業の発展にもつながる。

また、水素によるエネルギーの長期貯蔵は蓄電池と比べて容易である点も重要な視点である。水素は季節をまたぐ貯蔵ができることから、基幹送電網と分断されている僻地等において、自然変動再エネをベースとしたエネルギーシステムの構築に役立つ。水素の長期貯蔵は、国内のエネルギー安定供給やレジリエンスの強化にも貢献し、更にはエネルギーの備蓄の機能も有することから、エネルギーセキュリティの改善にもつながることにより着目すべきである。

我が国にとっては、輸入水素に関して、経済性以外の重要な視点はエネルギーセキュリティである。脱炭素化の議論の高まりによって、しばしば軽視されがちであるが、エネルギーのほぼ全量を国外に依存するわが国にとって、エネルギーセキュリティの改善は非常に重要なテーマである。現在我が国が化石燃料を輸入している国から水素を輸入することになると、我が国のエネルギーセキュリティは改

善されない点に注意が必要である。この観点から、グリーン水素は、我が国のエネルギー輸入の多様化・分散化を通じてエネルギーセキュリティの改善に貢献する。例えば、チリのグリーン水素は、経済性に優れているのみならず、エネルギー輸入の分散化にも貢献すると同時に、アジア太平洋地域に位置することから中東地域やシーレーンに関する地政学的リスクを回避することができる。日本とチリまでの長距離は水素輸送コスト増大の懸念を抱かせるかもしれないが、本分析では、輸送コストの距離依存度は小さく、サプライチェーン全体のコストに与える影響は限定的であることが示された。

我が国と水素輸出国との水素サプライチェーン構築や水素の国内利用拡大の実現のためには、両国間の協力関係の構築・強化が必須となる。両国の政府間の対話、学界、産業界、金融界等からのより多くのステークホルダーを交えた議論の深化、これらに基づくビジネスマッチングによって、具体的なビジネスへの道筋が開かれる。また、我が国と水素輸出国の両国間の協力関係を他国へ展開することで、将来的には、国際的な水素・アンモニア市場の形成にもつながるかもしれない。

第 1 章 背景と目的

日本がどのように水素を調達すべきかという近年の議論は東日本大震災から 1 年経った 2012 年に遡る。当時、原子力発電の事故や早期の再生可能エネルギー導入拡大に対する障壁によって、電力の脱炭素化をどのように進めるかという課題に直面していた。以来、我が国は、国外からの安価な水素調達に向けた取組みを強化してきた。近年、我が国政府や民間企業は、石油・ガス産出国からのブルー水素輸入に向けた議論を重ねてきた。昨秋の前菅首相の 2050 年カーボンニュートラル宣言により、我が国の水素輸入に対する重要性は更に高まりつつある。

現在のところブルー水素は安価であると思われている。しかしながら、ブルー水素には本来的な課題がある。例えば、カーボンフットプリントはグリーン水素よりも大きい、化石燃料利用に対する国際的な圧力が高まりつつある、現在の石油・ガス産出国からブルー水素を輸入することになれば我が国のエネルギーセキュリティは改善されない等である。このような課題に対応することができるグリーン水素にはメリットがあると考えられる。例えば、再生資源に恵まれているチリは、非常に安価なグリーン水素を供給できる可能性を持っている¹と同時に、オーストラリアや米国と同様にアジア太平洋地域に属しており、石油・ガス産出国への過度な依存を回避しつつ、水素輸入源の分散化と言う観点から、我が国のエネルギーセキュリティ改善に貢献することができる。

本研究は、将来的なグリーン水素供給国と我が国を結ぶサプライチェーンの経済性とカーボンフットプリントを明らかにしつつ、ブルー水素との比較に基づき、メリットと課題を議論する。

¹ “The Future of Hydrogen”, IEA, 2019

第 2 章 分析対象と方法論

グリーン水素の生産源は太陽光発電と風力発電とする。グリーン水素生産国は、チリ、オーストラリア、米国とする。ブルー水素の生産源は天然ガスと石炭、生産国はサウジアラビアとオーストラリアを想定する（表 1）。

表 1. 水素輸出国と水素製造源

	輸出国	水素源
グリーン水素	チリ	太陽光発電、風力発電
	豪州	太陽光発電、風力発電
	米国	太陽光発電、風力発電
ブルー水素	サウジアラビア	天然ガス
	豪州	天然ガス、石炭

注：アンモニアを含む

輸出国から我が国への水素サプライチェーンにおいては、水素製造、輸出国国内の水素輸送（水素パイプライン）、水素から水素キャリアへの変換、輸出港、国際輸送、日本における輸入港、水素への再変換を対象とする。水素キャリアは、液化水素（LH₂）、メチルシクロヘキサン（MCH）、アンモニア（NH₃）を検討する。MCHとNH₃には水素への再変換が必要とする（各々、脱水素、クラッキング）。一方で、NH₃に関しては、水素キャリアのみならず、石炭火力との混焼や 100%NH₃の発電用燃料としても期待されていることから、水素への再変換が不要な場合も検討する。

また、NH₃製造については、二つのケースを想定する。NH₃製造にグリーン水素若しくは石炭+CCSのブルー水素が用いられる場合は、水素製造とアンモニア合成（Haber-Bosch プロセス）は個別のプロセスとして扱う（図 1）。一方、天然ガスが NH₃製造に利用される場合は、広く使われている成熟した技術であり、水素製造と NH₃合成が統合されているシステムとする（図 2）。

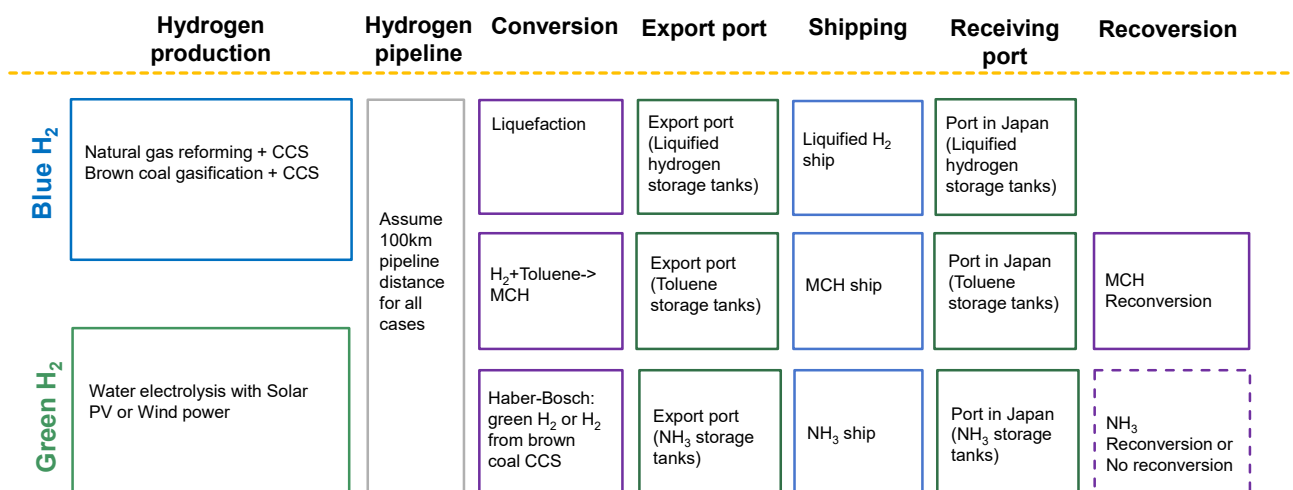


図 1. 水素サプライチェーン

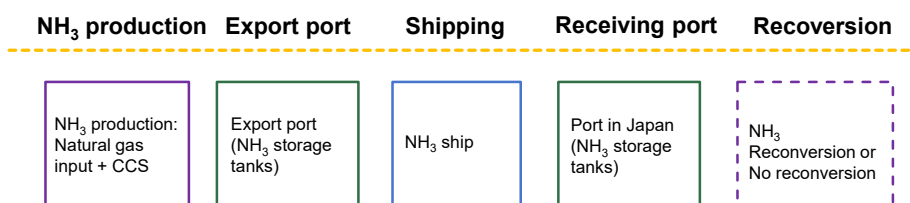


図 2. 天然ガス由来ブルーアンモニアサプライチェーン

経済性と GHG 排出量 (CO₂ 換算) を複数の水素サプライチェーンの間で比較するために、全てのサプライチェーンにおいて同じ水素製造量を設定した (22.5 万トン : 1GW の水素専焼ガスタービン火力発電の年間消費量に相当)。また、2030 年を評価対象年とする。

水素サプライチェーンのコストは多様なファクターから影響を受けるが、サプライチェーンのプロセスごとのエンジニアリング的な詳細については、本研究のスコープに含まれるものではない。プロセス全体について、妥当と思われる想定を置くことで分析を行っている。したがって、本研究で示される数値は、一定の仮定の下での一つの可能なケースを示すものであって、実際の将来のサプライチェーンの経済性や GHG 排出量は、本分析結果と異なる絵姿を示す可能性がある。しかしながら、想定は IEA (International Energy Agency) や政府の調査研究等の信頼性の高いソースに基づいている。

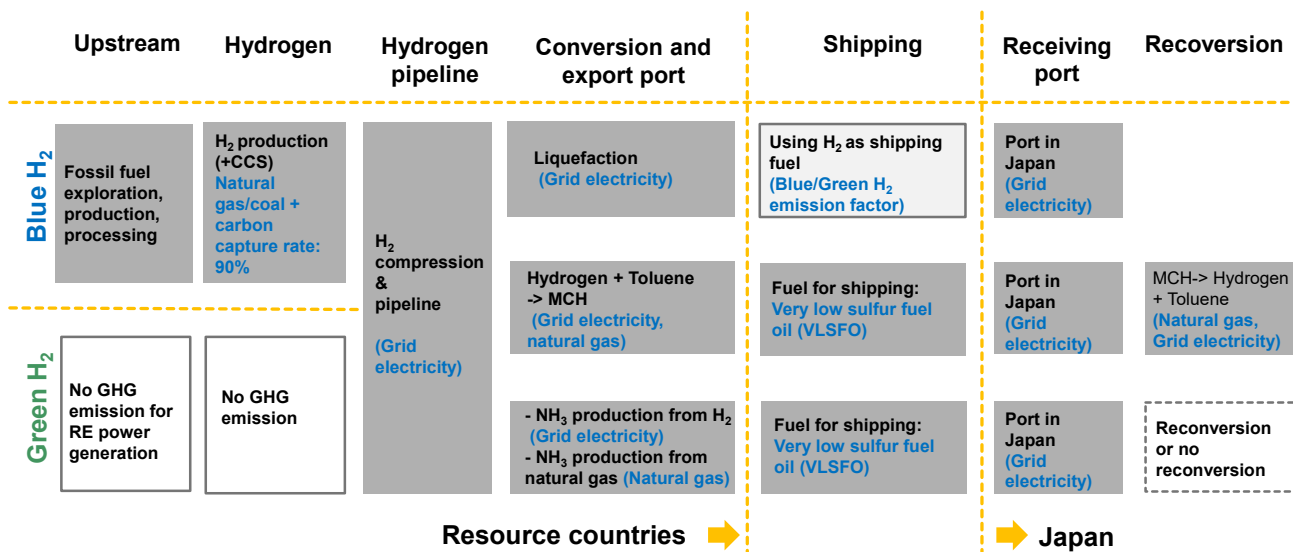


図 3. 水素サプライチェーンと GHG 排出量評価フローと排出源

本研究では、水素サプライチェーン全体での GHG 排出量を特定する (図 3)。各プロセスへ投入されるエネルギーからの GHG 排出量のみを対象とし、構成設備・機器の製造における GHG 排出を含むライフサイクル評価ではない。一方、化石燃料生産におけるメタン漏洩等の GHG 排出は含まれている。

第3章 分析結果から得られる示唆

第2章で示した方法に基づき、日本までの水素の供給コスト（\$/kg-H₂）とカーボンフットプリント（kg-CO₂eq/kg-H₂）をサプライチェーンの間で比較する。

ブルー水素の製造技術は既に成熟した技術であり今後のコスト削減余地は小さいが、一方、グリーン水素製造に必要となる水電解にはコスト削減余地が大きいと考えられることから、水電解の設備費については、Base Caseで\$700/kW、Low Electrolyzer Cost Caseで\$336/kWの二つのケースを設定した（現在は\$900/kW）。また、カーボンフットプリントがサプライチェーンの経済性に与える影響を見るために、Low Electrolyzer Cost Caseに対して炭素価格を踏まえたケースも検討した。

3.1. 水素サプライチェーンの経済性

図4に水素サプライチェーンのコストを示す。日本の需要側に供給する最終製品を同一とすることによって異なる水素キャリアを同等に比較するために、NH₃については水素への分解プロセスも含めている。

まず、水素キャリアがLH₂の場合を見ると、Base Caseにおいて、グリーン水素サプライチェーンの中ではチリの風力（Chile_Wind：\$4.8/kg-H₂）が最も競争力が高い。続いてチリの太陽光（Chile_PV：\$5.1/kg-H₂）となる。チリの風力由来グリーン水素は、豪州のブルー水素（AUS_gasCCSとAUS_CoalCCS：\$4.8~4.9/kg-H₂）と競合できるが、サウジアラビアからのブルー水素（Saudi_GasCCS）が最も安価（\$4.1/kg-H₂）である。水電解の設備費をおよそ半分に低減できれば（Low Electrolyzer Cost Case）、チリのグリーン水素（Chile_WindとChile_PV）は\$4.5/kg-H₂まで抑制することができ、豪州のブルー水素よりも安価になる。一方で、サウジアラビアのブルー水素よりはまだ高い。

水電解の設備費の低減によってグリーン水素サプライチェーンの経済性は向上し、豪州の太陽光由来グリーン水素（AUS_PV）も豪州のブルー水素より安価になる。しかしながら、水電解の設備費に対す

るグリーン水素製造コストの感度は、再エネの設備利用率から影響を受ける点に留意が必要である。再エネの設備利用率が高いほど、水電解の設備費低減による水素製造コスト削減効果は小さくなる。

水素キャリアが MCH の場合のサプライチェーンの間の経済性の相対関係は、LH₂ の場合と大きな違いは見られない。一方、NH₃ が水素キャリアの場合は、チリからのグリーン水素のコストは、Low Electrolyzer Cost Case においても \$3.7~3.8/kg-H₂ と、サウジアラビアのブルー水素 (Saudi_GasCCS: \$2.8/kg-H₂) や豪州からのブルー水素 (AUS_GasCCS: \$3.3/kg-H₂) よりも高い。これは、天然ガスからのブルーアンモニアの製造は、原料天然ガスの投入からアンモニアの生成までの一連のプロセスが統合的に最適化された成熟技術であり、水素製造とアンモニア生成が分離されるグリーンアンモニア製造や石炭からのブルーアンモニア製造よりも、生産コストを抑制できることに起因する。

グリーン水素における水素キャリア間の比較については、再水素化プロセスを踏まえても、キャリア合成と海上輸送コストが安価であることが影響し、MCH (Base Case で \$3.7/kg-H₂ ~ 4.8/kg-H₂、Low Electrolyzer Cost Case で \$3.4/kg-H₂ ~ 4.2/kg-H₂ for the) が最も競争力のあるオプションとなった。

アンモニアが直接発電用途 (石炭火力との混焼やアンモニア専焼ガスタービン²) に利用される場合は、輸入港でのアンモニアの水素への分解プロセスが不要となることから、サプライチェーンのコストは削減される。図 5 にアンモニア直接利用の場合のアンモニアサプライチェーンのコストを示す。最も安価なグリーンアンモニアは Low Electrolyzer Cost Case におけるチリの風力と太陽光由来の \$2.9/kg-H₂ (Chile_wind と Chile_PV) で、豪州の石炭由来のブルーアンモニア (AUS_coalCCS) よりも安価であるが、天然ガス由来のブルーアンモニア (AUS_gasCCS と Saudi_gasCCS) よりも高い。

² アンモニア専焼ガスタービンには多様な形態があるが、ガスタービンの排熱でアンモニアを水素に分解しガスタービンに水素を投入する水素専焼タービンも期待されている。

国際輸送コストに着目すると、チリと米国が豪州やサウジアラビアと比較して日本から遠距離に位置するが、サプライチェーン全体のコストに占める国際輸送コストの割合は小さく、輸送距離の長さは大きなデメリットにならないことがわかる。

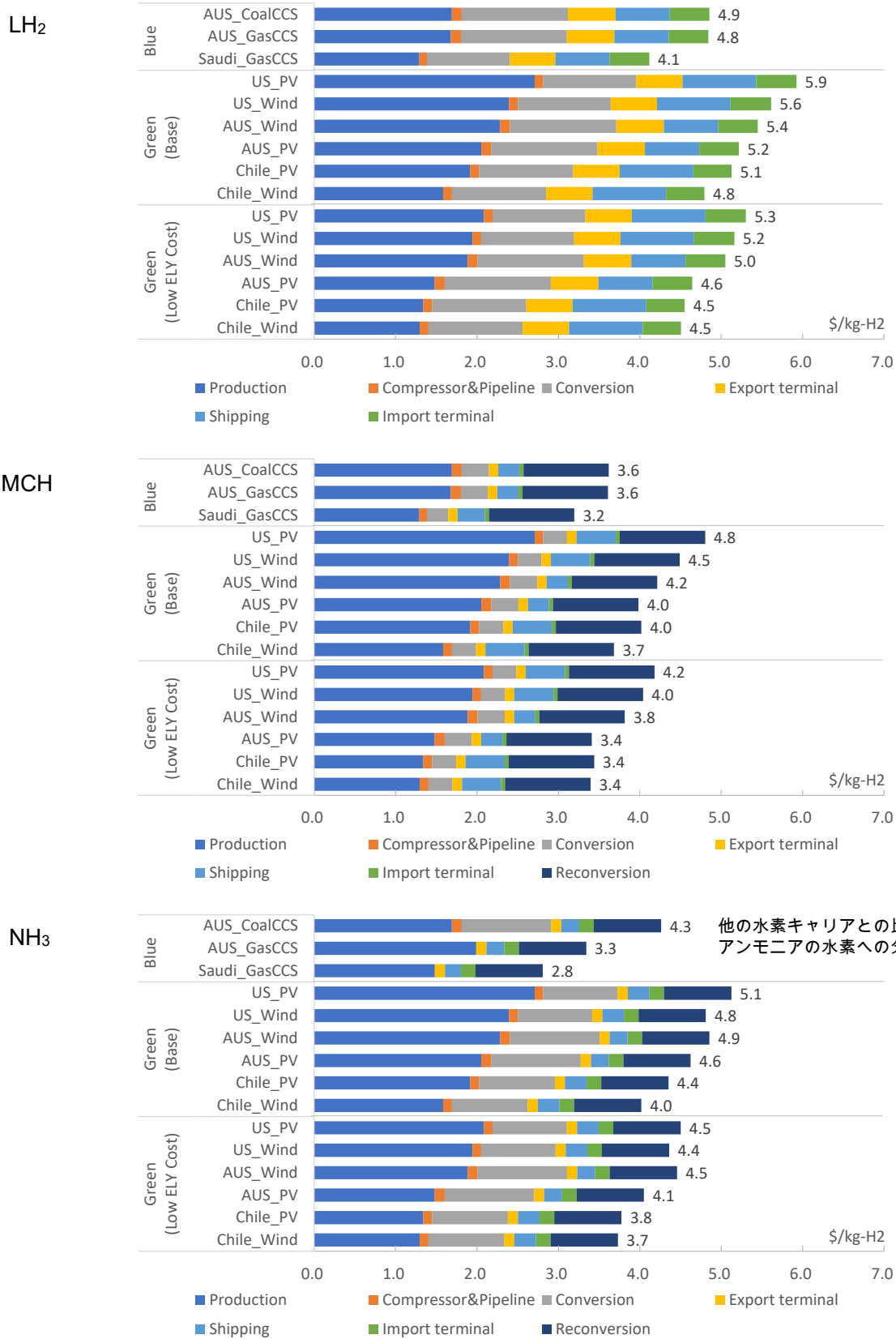


図 4. 水素サプライチェーンコスト

注：“Base”は Base Case、“Low ELY Cost”は Low Electrolyzer Cost Case を指す。

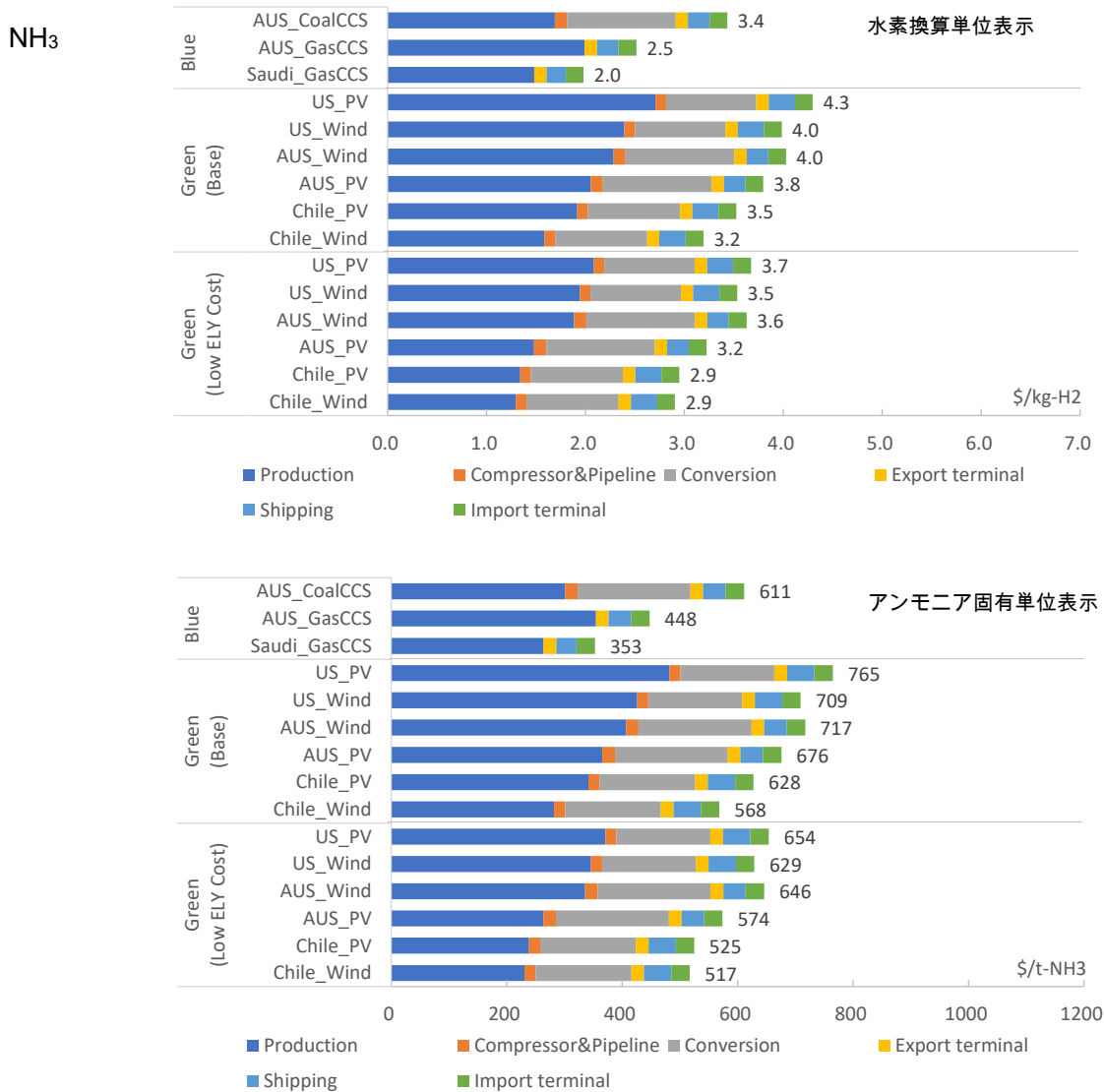


図 5.アンモニアサプライチェーンコスト (アンモニア分解無し)

注：“Base”は Base Case、“Low ELY Cost”は Low Electrolyzer Cost Case を指す。

3.2. カーボンフットプリントを踏まえた水素サプライチェーンの経済性

各サプライチェーンのカーボンフットプリントを図 6 に示す。水素製造プロセスにおいては、グリーン水素の GHG 排出量はブルー水素よりも極めて小さい。一方で、サプライチェーン全体で見ると、水素キャリアへの変換プロセスに必要となる電力や熱の投入も踏まえなければならない。本研究では、水

素キャリアへの変換プロセスに投入される電力は系統から調達するものと想定した。したがって、例えばチリ等の電力の CO₂ 排出係数³の低い国ほど、水素キャリアへの変換プロセスからの CO₂ 排出量は少なくなる。また、ブルー水素・アンモニア製造の CCS (二酸化炭素回収貯留) 率を 90% と想定している。

水素キャリア間を比較すると、LH₂ のカーボンフットプリントが最も小さい。これは、国際輸送において他の水素キャリア船は重油を利用するが液化水素船は水素を利用すること、液化水素は日本での再水素化が不要であることが大きな要因である。アンモニアについては、分解が不要な場合はカーボンフットプリントが減少する。

³ 系統電力の CO₂ 排出係数は、各国政府公表資料に基づく 2030 年断面での電源構成から推計した。

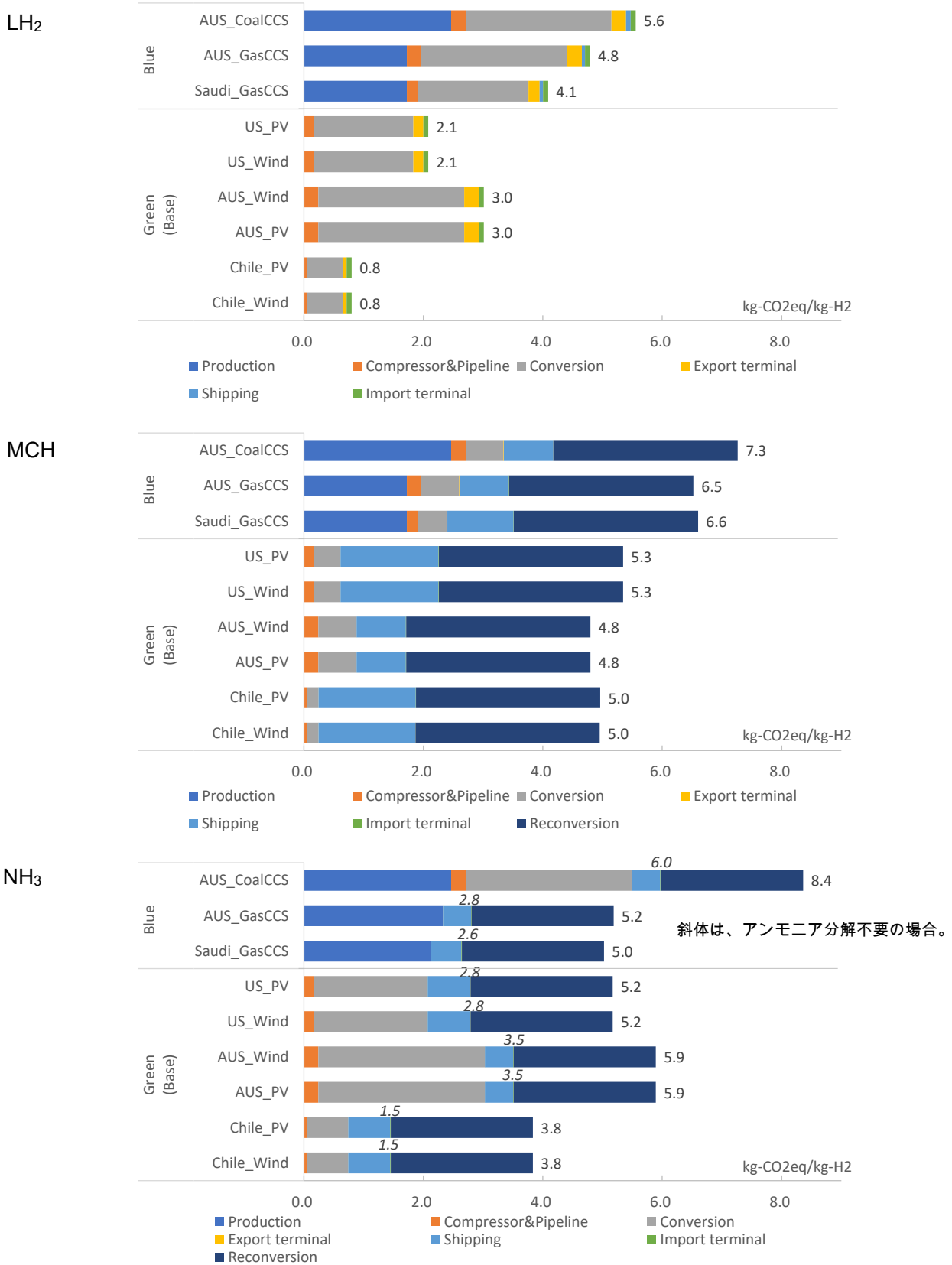


図 6. 水素サプライチェーンにおけるカーボンフットプリント (GHG 排出量)

GHG 排出評価においては、化石燃料資源の開発・生産における漏洩 GHG も含めている。ただし、各国の信頼性の高い情報は得られないことから、米国における石炭開発とガス開発・生産・精製における漏洩 GHG 排出係数の平均値を他国にも適用した。米国の漏洩 GHG 排出係数は、環境保護庁 (U.S. Environmental Protection Agency) の報告書⁴、ガス統計⁵、石炭統計⁶に基づき算出した。実際には、化石燃料資源上流からの漏洩 GHG は個別ケースに依存することから、詳細な情報の把握による正確な分析は今後の課題である。

カーボンニュートラルに向けた取組みを強化する中でカーボンプライスを検討する国も増加しており、水素サプライチェーンにおける GHG 排出はコストになる可能性も考えられる。水素サプライチェーンの経済性に与えるカーボンプライスの影響を見ることを目的に、仮に\$100/t-CO₂のカーボンプライスが課せられる場合を想定し⁷、サプライチェーンのコストを計算した結果を図 7 (水素) と図 8 (アンモニア) に示す。グリーン水素とブルー水素共にコストは上昇するが、ブルー水素の上昇幅の方が大きい。水素キャリアが LH₂ と MCH の場合は、Low Electrolyzer Cost Case においてチリからのグリーン水素 (Chile_Wind と Chile_PV) は、サウジアラビアからのブルー水素 (Saudi_gasCCS) と競合できるようになる。一方、水素キャリアが NH₃ の場合は、サウジアラビアと豪州の天然ガス由来のブルーアンモニアのほうが安価である。

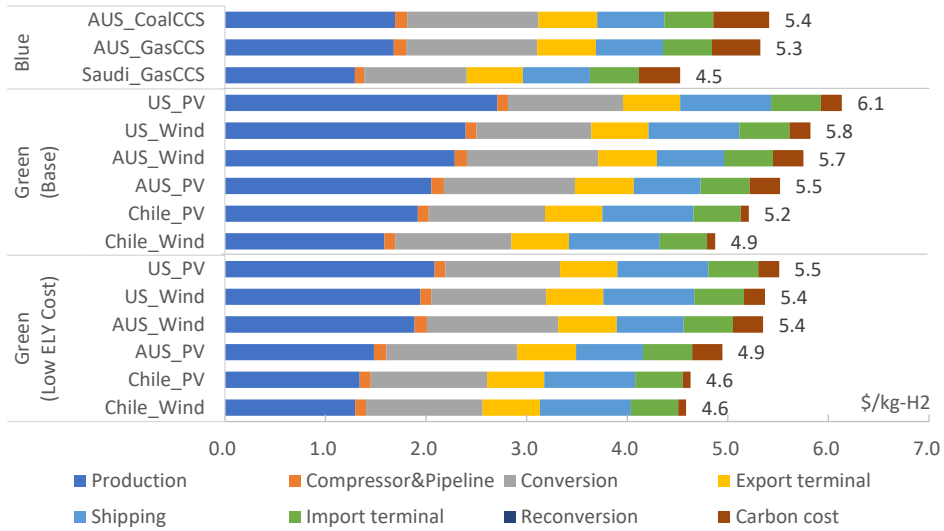
⁴ United States Environmental Protection Agency, Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2019, https://www.epa.gov/sites/default/files/2021-04/documents/us-ghg-inventory-2021-main-text.pdf?VersionId=wEy8wQuGrWS8Ef_hSLXHy1kYwKs4.ZaU

⁵ Natural gas production data from U.S. Energy Information Administration (EIA): https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FPD_mmcf_a.htm

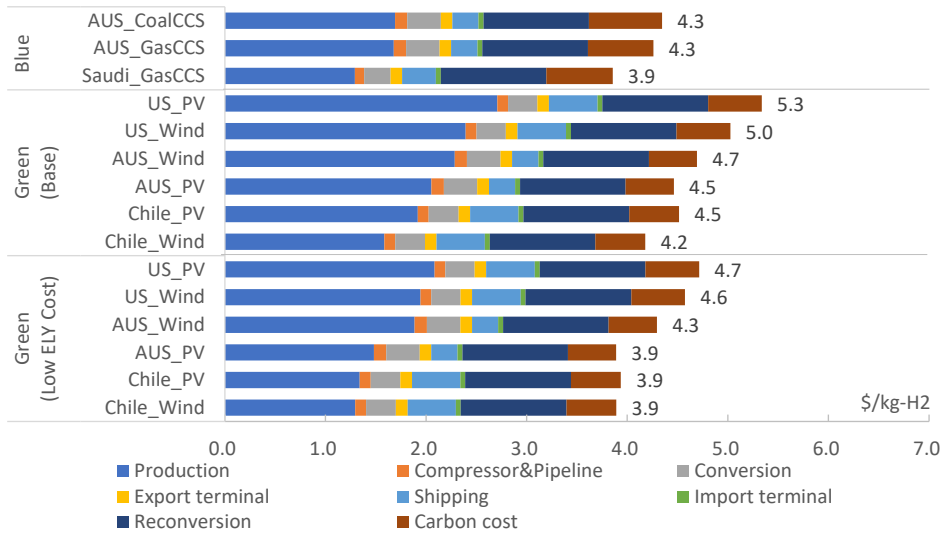
⁶ Coal production data is also in the same EPA report

⁷ 日本のカーボンプライスに関する政策決定について、本研究のスタンスは中立である。\$100/t-CO₂という価格水準は、カーボンプライスがサプライチェーンの経済性に与える影響を見るために想定したものであり、政策的な意図はない。

LH₂



MCH



NH₃

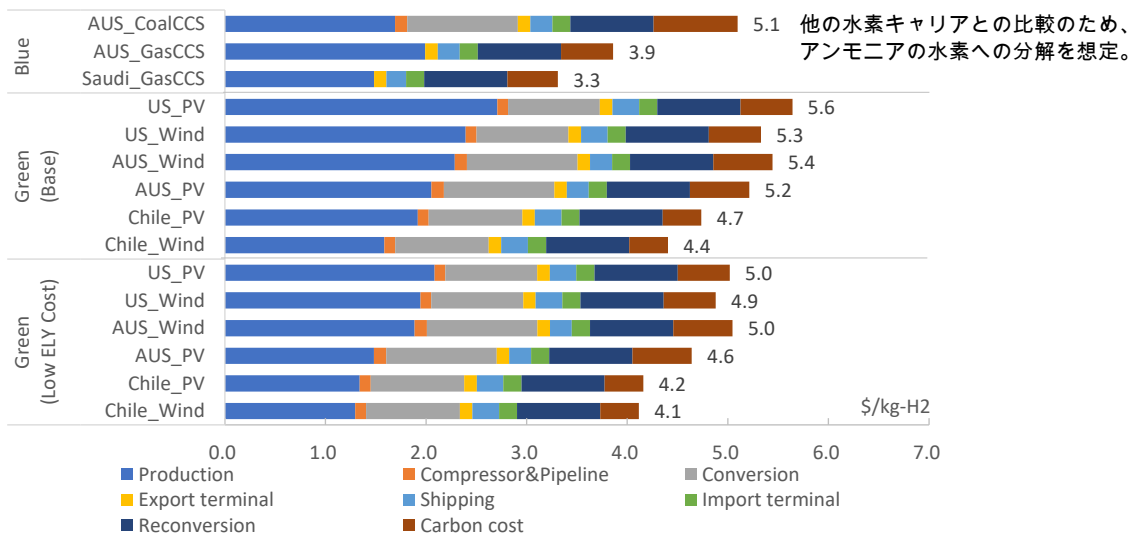


図 7. 炭素価格を含む水素サプライチェーンコスト

注：\$100/t-CO₂の炭素化価格を想定。

NH₃

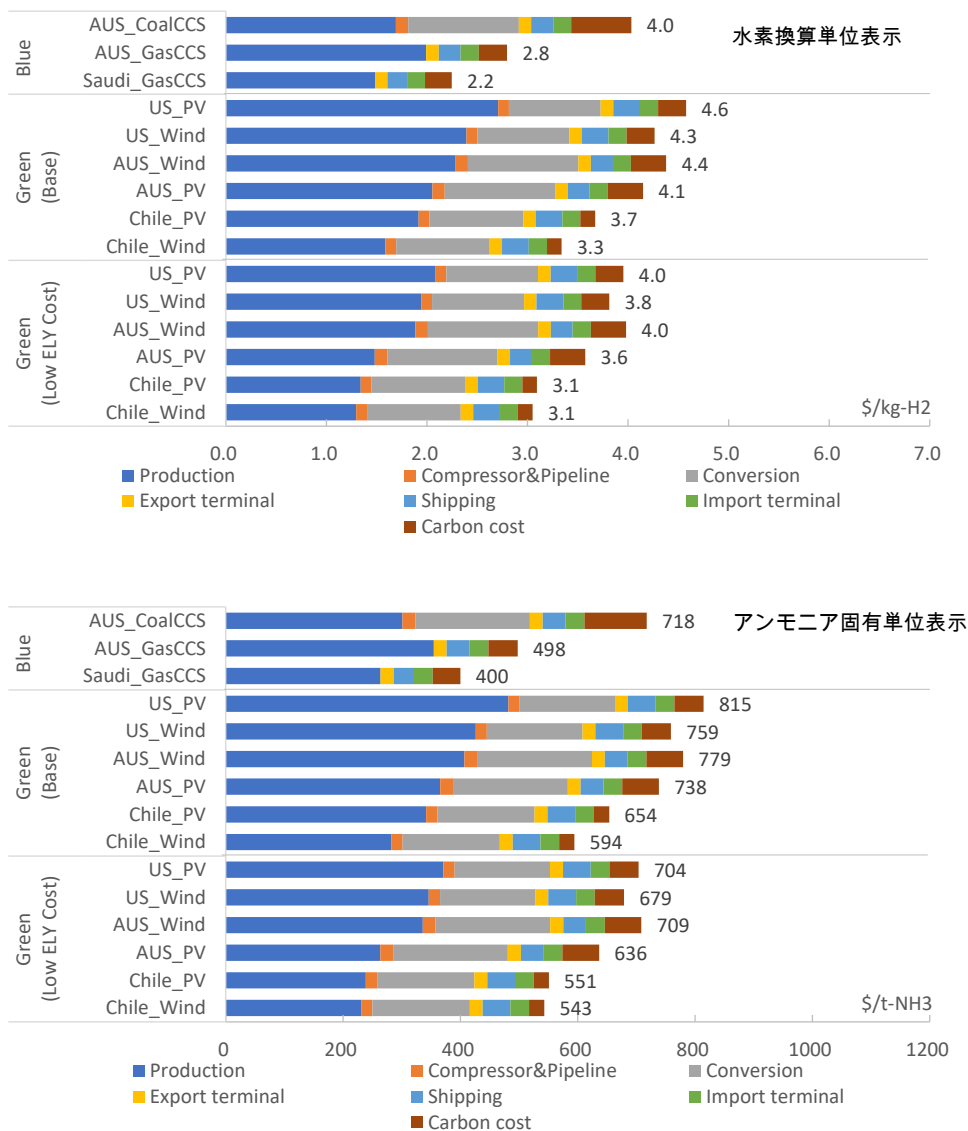


図 8. 炭素価格を含むアンモニアサプライチェーンコスト (アンモニア分解無し)

注：\$100/t-CO₂の炭素化価格を想定。

3.3.分析における課題

本研究において想定した条件 (Appendix 参照) には不確実性があることには留意が必要である。例えば、ブルー水素・アンモニア製造の GHG 排出量と経済性分析においては、CCS による CO₂ 回収貯留率

を一律 90%と想定している。ブルー水素製造時の 90%の CO₂ 回収貯留率は、天然ガスの水蒸気改質では現実的な水準と見られているが、一方、天然ガスからのブルーアンモニア製造プロセス全体においては、現状では、CO₂ 回収貯留率は 50%～60%とされている⁸。したがって、90%の CO₂ 回収貯留率はブルーアンモニア製造に対しては楽観的で、90%の CO₂ 回収貯留率を適用させるとコストは増加する可能性がある。一方、グリーンアンモニア製造においてはブルーアンモニアと同様のプロセスを想定しているが、大規模で定格運転が基本の現在のアンモニア製造プロセスを、入力変動する自然変動再エネからのグリーン水素に適用させるためには、バッファタンクの設置や新たな技術開発によるコスト増も考えられる。これらの点については、将来的な技術開発の動向を踏まえつつ、分析に反映させることが今後の課題である。

⁸ ブルーアンモニア製造プロセス全体からの CO₂ 排出のうち、70%が主要プロセスからの高濃度の CO₂ 排出であり、残りの 30%は分散的・低濃度の排出とされている。したがって、90%の CO₂ 分離回収率を主要プロセスに適用すると、全体での CO₂ 回収率は約 60%となる。

第4章 グリーン水素サプライチェーン構築に向けた提言

4.1 日本の水素需要の見込み

「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」⁹において、我が国は2030年に300万トン、2050年に2000万トンの水素需要の創出を目指す¹⁰。運輸部門ではトラック等の商用車や船舶に対する導入、発電部門では定置用燃料電池や小規模水素ガスタービンの導入に続き、大規模水素サプライチェーンの構築に伴い大規模水素発電の導入を見込む。また、産業部門での水素利用も想定されている。

水素大規模利用までの移行期においては、まずアンモニアの既存石炭火力への混焼としての利用が見込まれ¹¹、中部地方で実証試験が2025年頃まで行われることが予定されている。短期的には、我が国は発電用燃料としてのアンモニアの輸入が必要となるであろう。産業、業務、家庭部門においては、熱需要での化石燃料からの水素へのシフトも考えられ、産業部門での水素バーナやボイラ、業務・家庭部門での定置用燃料電池の普及も見込まれる。水素の配送には、新たな水素インフラの建設や、水素を合成メタンに変換し既存都市ガスインフラを利用することも考えられる。国内水素製造ポテンシャルは限定的と考えられていることから、これらの水素需要に対応するために輸入水素重要性が高まるであろう。

ただし、我が国にとって輸入水素は重要であるが、現在我が国が化石燃料を輸入している国から水素を輸入することになると、我が国のエネルギーセキュリティは改善されない点に注意が必要である。この観点から、例えばチリからのグリーン水素輸入は、輸入源の多様化・分散化を通じたエネルギーセキュリティの改善効果があり、非常に重要な役割がある。特に、アジア太平洋地域に位置するチリは、中東地域やシーレーンに関する地政学的リスクを回避することができる。日本とチリまでの長距離は水素輸送コスト増大の懸念を抱かせるかもしれないが、本分析では、輸送コストの距離依存度は小さく、サプライチェーン全体のコストに与える影響は限定的であることが示された。

⁹ https://www.meti.go.jp/english/press/2020/pdf/1225_001b.pdf

¹⁰ 水素需要は、大規模発電で500～1000万トン、燃料電池自動車で600万トン、製鉄で700万トン。

¹¹ 例えば、電力会社の全ての石炭火力に20%のアンモニア混焼が導入されると、電力部門の10%のCO₂排出が削減される。

グリーン水素のキャリアについて見ると、本分析では、メチルシクロヘキサンが最も経済的なオプションとなったが、アンモニアの水素への分解が不要な場合はアンモニアが最も安価となる。しかしながら、アンモニアの利用先は発電や船舶用燃料等に限定される点には留意が必要である。実際、我が国は、毒性を有するアンモニアの集中管理が可能な発電所で利用、特に石炭火力との混焼を目指している。アンモニアを産業部門の熱需要や燃料電池等のその他の多様な分散的用途に利用するためには、アンモニアの水素への分解プロセスが必要となり、コスト増要因となる。アンモニアは初期の水素サプライチェーンの構築に貢献するものの、我が国は多様な部門で水素を必要としており、これらの用途向けには、メチルシクロヘキサンや液化水素も期待される。水素キャリアの選択には、水素の用途、需要箇所、配送インフラ等を包括的に捉えた議論が求められる。

4.2 グリーン水素輸出国における水素利用の促進

本分析結果に基づくと、グリーン水素の輸入コストは我が国の目標¹²である 2030 年に 30 円/Nm³-H₂¹³、以降 20 円/Nm³-H₂¹⁴よりも高い。水素の国際輸送に係るコストの削減は我が国の LH₂ や MCH の技術開発に依るところが大きいし、また、アンモニア輸送に係る技術は成熟している。したがって、我が国の目標達成には、輸出国におけるグリーン水素製造コストの更なる削減が求められる。

水電解によるグリーン水素製造コスト削減に向けたポイントは、水電解への入力電力を如何に平滑化するか、水電解を水素製造と併せてどのようにグリッドサービスプロバイダーとして活用するかにある。本研究では、グリーン水素・アンモニア製造用の太陽光発電と風力発電を個別に扱った。しかしながら、実際には、太陽光発電と風力発電の合成出力を水電解に投入することで水電解の設備利用率を向上させ、水素製造コストを削減する方策が考えられる。そのためには、地理的立地を踏まえて最適な発電出力パターンを生み出すような太陽光発電と風力発電の組合せを特定する必要がある。他のオプションとして

¹² 水素・燃料電池戦略ロードマップ (2019年)、水素・燃料電池戦略協議会
(https://www.meti.go.jp/english/press/2019/pdf/0312_002b.pdf)

¹³ USD3/kg-H₂ = USD0.47/kg-NH₃

¹⁴ USD2/kg-H₂ = USD0.31/kg-NH₃

は、系統電力を水電解に投入することで水電解の設備利用率を向上させる方策もある。これは、電力調達価格と設備利用率の二つのファクターに基づき水電解運転パターンを最適化することで、水素製造コストを最小化する手法である。卸電力価格が安価な時間帯つまり再エネの割合が多い時間帯に水電解を高稼働させ、高価な時間帯に低稼働させることで、再エネ電力の利用を最大化しつつ水素製造コストを最小化する。製造される水素のカーボンフットプリントは系統電力のCO₂排出係数に依存するが、系統電力の脱炭素化が進めば、カーボンフットプリントを削減することができる。また、デマンドレスポンス機能を通じて水電解を電力需給調整に利用する考えもある。そうすることで、水電解が対価を得ることができ、水素製造コストを抑制できる。

これらの対策に加えて、グリーン水素製造コスト削減に向けては、水電解の技術開発のみならず、市場拡大が必要である。市場拡大には、グリーン水素輸出国国内での水素利用の拡大も重要なファクターである。国内での水素利用は脱炭素化に貢献することから、産業、運輸、民生部門等における水素利用の拡大を目指すことで、水電解の大量生産を通じて設備費の低減につながる。そのためには、水素関連技術への投資を呼び込むことも必要で、例えば水素関連ロードマップを作成し政策の方向性を明確に示すことが重要であろう。

また、水素によるエネルギーの長期貯蔵は蓄電池と比べて容易である点を忘れてはいけない。水素は季節をまたぐ貯蔵ができることから、基幹送電網と分断されている僻地等において、自然変動再エネをベースとしたエネルギーシステムの構築に役立つ。水素の長期貯蔵は、国内のエネルギー安定供給やレジリエンスの強化にも貢献し、更にはエネルギーの備蓄の機能を有することから、エネルギーセキュリティの改善にもつながるといことは重要な視点である。

4.3 国際協力の可能性

我が国とグリーン水素輸出国の協力関係のあり方は多様である。まず、水素戦略やロードマップを世界に先駆けて策定した日本としては、グリーン水素輸出国における水素戦略・ロードマップ策定に向け

た支援を行うことができる。戦略・ロードマップにより明確な政策メッセージを発信することで、国内外からの投資を当該国に呼び込むことができる。

我が国とグリーン水素輸出国の間の水素サプライチェーン構築にあたっては、水素キャリア・輸送技術や輸出国での港湾インフラ整備等は、非常に重要な協力分野である。同時に、グリーン水素製造コストの更なる削減に向けては、輸出水素のみならず輸出国国内での水素利用を喚起することで、水電解の市場拡大を図ることも肝要である。水電解は水素製造のみならず、自然変動再エネの導入拡大に伴い求められる電力システムの安定化にも寄与できる。例えば、水電解を電力需給調整に活用する事例は、我が国では福島FH2R (Fukushima Hydrogen Energy Research Field)¹⁵等がNEDOの実証事業で行われており、これらの技術開発分野において協力関係を構築することも一案である。

また、脱炭素化のオプションとして重要な位置づけにある水素の輸出国国内での利用促進に向けた協力も考えなければならない。産業部門の熱用途への水素利用、運輸部門での燃料電池自動車、民生部門での定置用燃料電池等における技術協力と併せて、水素供給インフラ構築に関するノウハウの共有も大事な分野である。

アンモニアに関しては、ハーバー・ボッシュ法は大規模・定格運転を基本とし、原料としては天然ガスが適している。一方、変動する再エネ由来水素への対応、低温・低圧でのアンモニア合成等に関する技術開発や実証も我が国で実施・計画中であり、これらの経験をグリーン水素輸出国と共有することが重要である。

これらの水素・アンモニア分野における技術開発や普及拡大を我が国と水素輸出国が共同で実施することで、他国・地域への展開を見据えることもできる。また、水素は脱炭素化に向けた必要なオプションではあるがカーボンフットプリントが重要な因子となることから、我が国と水素輸出国が協力して、合理的な国際認証の構築に向けて議論をリードすることも大事である。

¹⁵ NEDO (2020) “The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima” Press release (March 7, 2020) (https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html)

我が国と水素輸出国の協力関係の構築はビジネスチャンスの拡大にも貢献する。政府間の対話、それをベースにした学術機関、産業界、金融界等多様なステークホルダーを巻き込んだ知見、経験、ノウハウ共有の場の設定により、継続的な議論を通じて課題を明らかにし具体的な解決策を講じることが、早期のサプライチェーンの実現には必要となるであろう。

APPENDIX: 主要な想定

水素製造に関しては IEA の“The Future of Hydrogen”¹⁶ の 2030 年の想定を参照した。ただし、水電解の設備費については、IEA の想定 (\$700/kW) を Base Case としたが、国際的な水電解製造業者への聞き取りに基づき、設備費削減ケースである Low Electrolyzer Cost Case では \$336/kW を想定した。

IEA のレポートのブルー水素製造設備費には CCS 設備費が組み込まれている。本レポートによると、天然ガスの水蒸気改質による水素製造については CCS 無しは \$910/kW_{H2}、CCS 付きは \$1,360/kW_{H2}、石炭ガス化による水素製造では CCS 無しは \$2,670/kW_{H2}、CCS 付きは \$2,780/kW_{H2} である。天然ガスからのアンモニア製造については CCS 無しは \$905/ton-NH₃、CCS 付きは \$1,260/ton-NH₃ である。一方、グリーン水素と石炭ガス化由来ブルー水素からのアンモニア製造については、水素製造とアンモニア製造を分離されたプロセスとし、アンモニア製造コストについては、エネルギー総合工学研究所のレポート¹⁷を参照した。

液化水素、MCH 変換・再変換、アンモニア製造、国際輸送、輸出入港におけるコストも上記の IEA レポートに基づく。水素製造、水素キャリア合成、輸送等の設備費は全ての国で同じ想定をしたことから、水素原料とエネルギーのコストとカーボンフットプリント (表 A1) が、各サプライチェーンの差異を示す大きなファクターとなる。

将来の再エネコストについては、チリはチリ政府、豪州は国立研究所 CISRO¹⁸、米国は EIA の annual energy outlook study¹⁹に基づく。

水素国際輸送距離を表 A2 に示す。チリについては、太陽光資源は北部、風力資源は南部に位置していることからニヶ所の輸出港を想定した。

¹⁶ IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

¹⁷ “水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析”, NEDO, エネルギー総合工学研究所 (2016)

¹⁸ Graham, P., Hayward, J., Foster J. and Havas, L. 2021, *GenCost 2020-21: Final report*, Australia.

¹⁹ U.S. EIA, “Levelized Cost of New Generation Sources in the Annual Energy Outlook 2021”, https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

表 A1. 原料・燃料コスト、CO₂ 排出係数に関する想定

	Grid Electricity		PV		Wind		Natural gas			Coal			Very low sulfur fuel oil (VLSFO)		Water
	Price (\$/kWh)	Emission factor (kg-CO ₂ /kWh)	LCOE (\$/kWh)	Capacity factor	LCOE (\$/kWh)	Capacity factor	Price (\$/mmbtu)	Combustion emission factor (kg-CO ₂ -eq/mmbtu)	Upstream emission factor (kg-CO ₂ /mmbtu)	Price (\$/ton)	Upstream emission factor (kg-CO ₂ -eq/ton)	Price (\$/ton)	Emission factor (kg-CO ₂ /MJ)	Price (\$/ton)	
Chile	0.07	0.10	0.017	32%	0.021	64%	5.2	53.1				400	0.078	0.5	
Australia	0.09	0.40	0.019	32%	0.031	46%	6.2		4.4	16.2	74.03			1.5	
US	0.07	0.27	0.031	29%	0.031	41%	4.2							1.0	
Saudi Arabia	0.05	0.30					4.0		4.4					0.03	
Japan	0.17	0.42					8.5								

表 A2. 国際輸送距離

Resource country	Port in Resource country	Port in Japan	Distance (nautical miles)
Chile (North)	Mejillones, Antofagasta	Yokohama	9,192
Chile (South)	Cabo Negro, Magallanes		9,259
Australia	Melbourne		4,907
US	Houston (via Panama canal)		9,254
Saudi Arabia	Ras Tanura		6,593

出所 : <https://sea-distances.org/>