

チリ・グリーンアンモニアサプライチェーンの 実現可能性に関する予備的な調査

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
2023年9月

目次

エグゼクティブ・サマリー	1
1 背景と目的	6
2 調査の範囲と方法論	7
3 主要な結論	10
4 課題と提言	15

執筆チーム

中村博子、闕思超、永田敬博、柴田善朗

*本レポートは、複数の民間企業のご協力に基づき執筆しています。

チリ・グリーンアンモニアサプライチェーンの実現可能性に関する予備的な調査

エグゼクティブ・サマリー

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

2021年11月、日本エネルギー経済研究所(IEEJ, 2021)¹は、オーストラリア、サウジアラビア、米国、チリから水素を液化水素、メチルシクロヘキサン(MCH)またはアンモニアに変換し日本に輸入し、水素を取り出すための国際水素サプライチェーンを構築した場合の経済性及びGHG排出量を評価した。同評価結果では、一定の条件下、チリ北部・南部で製造されるグリーンアンモニアには高い競争力があることが示された。本調査では、2022年4月～2023年2月に、商社、エンジニアリング会社、海運会社、電力会社などの協力を得て、チリ発のグリーンアンモニアサプライチェーンのコスト構造について詳細な分析を行うことで IEEJ(2021)の調査結果を深掘りし、本サプライチェーン構築の実現可能性を検証するとともに、政策的課題を明らかにし、その解決策を検討した。

1. 調査の概要

本調査では、チリにおいて、再生可能エネルギー(以下、再エネ)電力を電力販売契約(PPA)で購入し、北部は Antofagasta 州の太陽光発電、南部は風力発電の毎時プロファイルを基に、再エネ変動吸収及びアンモニアプラント用電源のバックアップを目的として、それぞれ再エネ証書付き系統電力(北部)と水素ガスタービン(南部)を使って最も経済的となるアンモニアプラント設計をシミュレーションにより分析した。その結果、アンモニアプラントの公称キャパシティ 3,000ton/d に対して、北部アンモニアの年間生産能力は 1 百万トン/年、南部は 78 万トン/年が最適との結論になった。

海上輸送では、アンモニア焚き主機が依然として開発段階にあることを考慮し、VLGC(大型LPG船)を使用し、日本での受入は電力会社 2 社の異なる石炭火力発電所(500MW、1GW)向けに、複数港での荷揚げを前提としたシミュレーションを行った。各発電所でアンモニアを 20%混焼した場合を想定した。

グリーンアンモニアのサプライチェーン上の製造・海上輸送・使用の各フェーズについて、上記通り検討した結果に基づき、石炭価格とアンモニア価格による発電単価感度分析を行った。その

¹ 日本エネルギー経済研究所(2021)「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較」
<https://eneken.ieej.or.jp/data/9882.pdf>

結果、IEEJ(2021)に矛盾しないチリのグリーンアンモニアのコスト競争力が確認された。また、石炭を含む化石燃料由来のブルーアンモニアと比較し、グリーンアンモニアが石炭価格の変動に対してボラティリティが低いことが示された。しかし、他国と比べた際の競争優位性が圧倒的かどうかは、多様な不確実性を伴う。様々な国から日本に向けた水素・アンモニアの輸出の検討が始まっており、今後、競争的な環境が醸成される見込みである。日本としてはより安価な水素・アンモニアが必要である。したがって、バリューチェーン上でのチリ・グリーンアンモニアの競争優位性を強化し、確実なものとするのが重要である。

豊富な再エネポテンシャルを有するチリは、主に太陽光と風力をエネルギー源とした安価なグリーン水素製造に適している。将来的に再エネコストがさらに下がれば、水素の製造コスト削減も期待できる。また、再エネ由来の「グリーン水素」は、炭素強度(CI 値)がほぼゼロであるため、カーボンニュートラルの実現には不可欠な化石燃料代替手段となる。

近年、諸外国を取り巻く地政学リスクは高まり続けており、世界的なサプライチェーン網の破断リスクに対する準備は、民間事業者の事業継続、ひいては国家の安定を大きく左右する。複数のリソースを備えておくことは、危機発生時のレジリエンスに資する。日本のエネルギー安全保障の向上に向けて、従来のエネルギー輸出地域・国に限定されないエネルギー調達網を確保できることは、チリのグリーン水素の強みと言えるだろう。

2. チリ発のグリーン水素サプライチェーンの早期成立に向けた課題と提言

本調査により明らかになった事業の早期成立に向けた課題と考えられる対策を示す。

(1) チリにおけるビジネス環境の構築

設備利用率が高く安価なチリの再エネ電力を利用したグリーン水素・アンモニアは、世界トップクラスの価格競争力を持ちうるが、他国に対する価格競争力を確実にするためには、制度上の支援を含めたビジネス環境の整備が必要である。補助金や税制優遇、規制緩和、環境許認可プロセスの明確化・迅速化やワンストップ化を含めたプロジェクト承認手続きの簡素化のほか、系統電力コストの更なる低減、共通インフラ(送電網、港湾設備など)の整備、土地取得の円滑化などに対する政策支援を示すことができれば、事業者や投資家に対して長期的にチリで事業を行うことの蓋然性を示すことができる。

(2) 低炭素な系統電力の調達

大規模再エネプロジェクトの運転開始までには長期にわたるリードタイムが必要となるため、水素製造プロジェクトの早期成立に向けては、カーボンフットプリントの低い系統電力を水素製造に利用できる仕組みの構築が喫緊の課題になるだろう。しかし、チリの現状の系統容量は、複数プロジェクトに対する電力供給には足りない。今後、送電線の増強のほか、エネルギー貯蔵に関す

る新法下で、電気の貯蔵・夜間放電や、水電解装置の調整力としての利用を促進する制度を整備することで、現在出力抑制されている電気の有効活用が可能となる。さらに、調達した系統電力が低炭素であることを証明するには、国際水準の電源証明型トラッキングシステムを全国レベルで整備することが急務である。

(3) 需要家への支援制度のあり方

① 「コスト」や「スピード」以外の重要な視点

低炭素水素・アンモニアの火力発電所での混焼・専焼の導入初期には燃料調達コストが高くならざるを得ない。そのため、日本政府が「ファーストムーバー²⁾」を対象に検討している、低炭素水素・アンモニアの供給価格と石炭や天然ガスとの価格差を補填する値差支援制度は有効である。

2030年を基準とした早期事業化やコストの観点からは、グリーン水素・アンモニアは、大規模再エネプロジェクトに必要なリードタイムや水電解などの製造コストを踏まえると、上記のファーストムーバーとしての支援対象になりにくいかもしれない。しかしながら、グリーン水素・アンモニアは、化石燃料価格の影響を受けにくいためボラティリティが低いほか、資源の持続可能性や調達地域・国の多様化も可能というメリットがある。このようなメリットを踏まえたプロジェクト選定が、エネルギー安全保障、強靱なエネルギーシステムの構築の観点からは求められる。また、将来的にカーボンプライシングが導入されることも見据えた制度とすることが重要である。

なお、水素・アンモニアの安定的な調達を実現するためには、複数の供給プロジェクトが立ち上がる必要がある。LNGの創成期同様に、長期契約が求められる可能性が高く、その期間に対応した支援制度であることも重要である。

② 最終需要家による購買コミットメントの留意点

申請時点で最終需要家による購買コミットメントが求められるような制度設計の場合、国内需要家は、現状でCI(Carbon Intensity)値が高くとも安価かつ供給時期が早い長期購買契約を選択するものと思われる。水素・アンモニアの導入初期においては、より安価な低炭素水素を普及させることによる市場形成やコスト削減効果が重要であることは言うまでもない。一方で、長期購買契約の存在によって、高価ではあるがCI値のより低い水素・派生燃料の普及が遅れる可能性がある点は留意が必要であろう。グリーン水素の普及によって、供給源の多様化による水素・アンモニアの安定的な調達体制の構築も同時に促進できる点を考慮した制度設計の工夫も重要と考えられる。

2 2030年頃までにクリーンな水素・アンモニア供給を開始する予定の事業者

(4) 再エネ電力プロジェクトへの積極的な関与

欧米勢による大規模再エネプロジェクトの開発が進む中、日本も積極的に再エネプロジェクトに関与し、水素製造用の電源確保を追求するべきである。これまでの水素・アンモニアのサプライチェーン構築プロジェクトへの政府支援は輸送技術や貯蔵技術、輸送コスト低減につながる革新的技術を対象としたものが中心であった。今後はグリーン水素・アンモニアの製造コストの大部分を占める、再エネ発電コストそのもののさらなる低減につながるような上流投資への支援も必要である。

電力市場が完全に自由化されているチリでは、海外企業でも電力市場に参入しやすい。PPAに頼らず、再エネ電力を専用発電所から直接調達することができれば、さらに安定的に電力供給を受けることができる。

(5) アンモニア利用に対する社会受容の確保

アンモニア製造・貯蔵や混焼発電の実現には安全性や必要性について、地域住民の理解や協力が必須である。早期に理解や協力を得るためには、政府からの毒性・可燃性ガスの大量取り扱いに関する適切な法整備や情報発信が求められる。また、トラブルや災害リスクに備えた対策については設備過剰とならないよう、合理的に説明できるアセスメント手法の確立が求められる。

(6) 価格とカーボンフットプリントを表示する追跡制度の導入

日本ではさまざまな資源に由来する水素・アンモニアの輸入や利活用が想定されている。需要家がニーズに合わせて水素・アンモニアを選択するには、「グリーン」や「ブルー」のような色による大分類よりも、価格やカーボンフットプリント(CF)が表示されるような制度が導入されることが望ましい。現在政府が検討している電源トラッキングシステムとも親和性あり、カーボンプライシングが導入された際にも対応しやすい。

日本国内の温室効果ガス排出量の算定方法には、水素・アンモニアなどの低炭素燃料に関するルールが存在しない。将来の水素・アンモニアの利用拡大を見据えて、温室効果ガス排出量の算定方法における水素・アンモニアの取り扱いを明示することが求められる。改正省エネ法の定期報告では、年間エネルギー消費量が一定規模以上の事業者に対して、温室効果ガスの算定のみならず、非化石エネルギーの使用状況や計画の報告が義務付けられるようになった。その報告の中で、水素・アンモニアのサプライチェーン全体のCO₂排出係数をどのように評価するのかについても、今後明らかにする必要がある。

また、全ての関係者が安心してプロジェクトに取り組める制度の構築が重要である。サプライチェーン上のCO₂排出量の算定方法は、需要側の事業者だけでなく、輸出国にとっても大きな関

心事である。輸入国の需要家のニーズにあった、あるいは輸入国の基準を満たす水準の水素・アンモニアを製造できるかどうかという見通しが、輸出国政府やファイナンス関係者によるプロジェクトの承認に影響する場合がある。欧州や英国では既に再エネ水素の定義や条件が打ち出されている。

(7) GtG の枠組み整備

上記の CO₂ 排出量の評価方法のほか、サプライチェーン上で排出される温室効果ガスの帰属や費用負担などについては、二国間で合意していることが重要である。

また、世界的に資源ナショナリズムが強まる傾向にある中、国家間の枠組みの整備は益々重要になる。チリで 2022 年 9 月に否決された憲法改正案の中に水利権の廃止が盛り込まれたり、リチウム資源への国の関与が強化されたりするなど、資源管理における国家の権限強化を求める声が少なくない。エネルギー資源分野での二国間協力の枠組みに合意することが重要である。

2050 年ネットゼロの実現に向けて、グリーン水素サプライチェーンの構築に向けた競争が世界全体で激化することは必至である。チリをはじめとしたグリーン水素サプライチェーンのプロジェクトに対する日本政府による事業者への支援のほか、日本企業が開発を進めてきた最先端技術のチリでの展開を促進するような支援の仕組みも有効である。チリ政府による事業の立ち上げに対する支援も重要である。チリから日本への国際グリーン水素サプライチェーンの早期実現に向けて、両国による支援の両輪が不可欠である。

1 背景と目的

2021年11月、日本エネルギー経済研究所(2021)³は、オーストラリア、サウジアラビア、米国、チリから水素を液化水素、MCH、またはアンモニアに変換し日本に輸入し水素を取り出すための国際水素サプライチェーンを構築した場合の経済性及び GHG 排出量を評価した。同評価結果では、一定の条件下、チリ北部・南部で製造されるグリーンアンモニアには高い競争力があることが示された。

チリは、南北 4,300 km、東西 180 kmと細長い国土を有し、北部 Antofagasta 州の太陽光発電⁴及び南部 Magallanes 州の風力発電⁵は、設備利用率も高く、世界トップクラスのコスト競争力を誇る。その再エネ資源を活用した 2050 年カーボンニュートラル達成、そして鉱工業に次ぐ新たな輸出産業育成のため、チリ政府は 2020 年 11 月、南米で初めて、「国家グリーン水素戦略」を策定した。同戦略は大きく次の 3 つの目的を掲げる：①2025 年までに 5GW の水素製造能力の開発、②2030 年に世界で最も安価なグリーン水素(\$1.5/kg 以下)の供給、③2040 年に世界 3 位以内のグリーン水素輸出国となる。その後、主に水素需要国との連携強化のため、シンガポール、ドイツに加え、ロッテルダム港やアムステルダム港などと MOU を締結し、国際的な水素サプライチェーン構築を目指しており、2023 年 4 月には、経済産業省とエネルギーtransitionに関する協力覚書(MOC)を締結した。また、2023 年度中には、同戦略のアクションプラン 2023-2030 が公表される予定である。現在、国内では水素・アンモニアの製造・輸送・貯蔵に必要な法規制の整備を、エネルギー省や環境省、産業開発公社(CORFO)などを中心に急ピッチで進めている。

本調査では、2022 年 4 月～2023 年 2 月に、商社、エンジニアリング会社、海運会社、電力会社などの協力を得て、チリ発のグリーンアンモニアサプライチェーンのコスト構造について詳細な分析を行うことで IEEJ(2021)の調査結果を深掘りし、本サプライチェーン構築の実現可能性を検証するとともに、政策的課題を明らかにし、その解決策を検討することを目的とする。

3 日本エネルギー経済研究所(2021)「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較」
<https://eneken.ieej.or.jp/data/9882.pdf>

4 北部 Atacama 砂漠は世界でもトップクラスの年間 2,800kWh/m² を超える水平面全天日射量(Global Horizontal Irradiance , GHI)を誇る。National Energy Policy (NEP) 2050 では、太陽光発電は 2050 年までに 20GW 超の設備容量の追加導入が想定されている。

5 Atacama 砂漠を中心とした北部および南部では 14m/秒(高度 100m)を超える風力資源量を有する。NEP 2050 において、風力発電は 2050 年までに 20GW 超の設備容量の導入が想定されている。

2 調査の範囲と方法論

本調査では、チリで再エネを利用して水電解によって水素を製造し、アンモニアを合成し、海上輸送によって日本に運び、本邦電力会社が所有する2箇所の石炭火力発電所(それぞれ500MWと1GW)においてアンモニアを20%混焼することを想定し、グリーンアンモニアのサプライチェーンのコスト構造を分析した。調査対象の発電所でのグリーンアンモニアの需要は80万トン/年と想定した。

チリ北部及び南部それぞれでプロジェクトを組成することを前提とした。北部では Antofagasta 州の太陽光発電による再エネ電力を PPA で購入するとともに、再エネ証書付き系統電力の調達によって太陽光発電の変動を緩和することを想定した。南部では風力発電の PPA とアンモニアプラントバックアップ電源用としての水素ガスタービンとの組み合わせを想定した。両者について、上述のグリーンアンモニア需要規模を想定し、シミュレーションにより最も経済的なアンモニアプラントを設計した。また、日本国内の石炭火力発電においてアンモニアを20%混焼した場合の発電コストへの影響を試算した。本調査の範囲と主な検討事項は表1の通りである。

表 1. 調査の範囲

サプライチェーンのフェーズ		主な検討事項
(チリ) 作る	再エネ発電	<ul style="list-style-type: none"> 電源(含、バックアップ電源) 出力変動への対応 エネルギー貯蔵
	グリーン水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 水電解装置
	アンモニア製造	<ul style="list-style-type: none"> アンモニア製造設備
	製造プロセス全体	<ul style="list-style-type: none"> 電源～アンモニア製造の最適化
(海上) 運ぶ	輸出ターミナル (新設または転用)	<ul style="list-style-type: none"> 港湾設備の仕様
	海上輸送	<ul style="list-style-type: none"> 輸出方法・航路・規模
(日本) 使う	日本国内受入基地	<ul style="list-style-type: none"> 国内港の改修
	石炭火力発電所での アンモニア混焼	<ul style="list-style-type: none"> 発電コストへの影響

2.1 グリーンアンモニア製造

グリーンアンモニアの製造については、再エネを利用し、水電解により製造される水素と、空気から分離した窒素を反応させて、ハーバーボッシュ法で製造するプロセス(図1)を想定した。

グリーンアンモニアの製造コストは、グリーンアンモニアのサプライチェーンの全体コストの大部分を占めるため、再エネの調達、出力変動への対応、製造設備の設備利用率等の様々な要素の組み合わせを最適化する必要がある。中でも、水電解装置、水素ガスホルダー、水素ガス圧縮

機は、建設コストの7～8割を占める。本調査では、再エネ発電の年間プロファイル、電力調達価格、水電解装置やアンモニア製造設備の仕様とコストなどについて、データを収集し、最適な設備構成や運転パターンを検討した⁶。

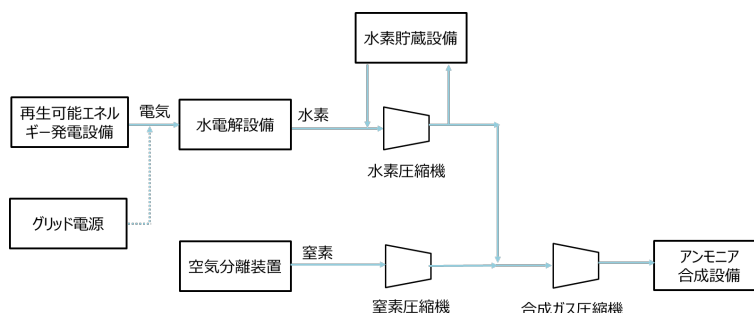


図 1. グリーンアンモニア製造ブロックフロー

チリ北部では、夜間は太陽光が利用できないため、その対応として、①太陽光発電の容量を増強し蓄電池または水素タンクでエネルギー貯蔵し夜間に利用する、②系統電力(再エネ証書付き)を利用する、③アンモニア製造設備を制御する、④これらの組み合わせ、を検討した。

電力系統が整備されていない南部では、再エネ変動による水素製造量の変動を吸収する目的として、水素貯蔵設備が必要になるため、ガスホルダー、球形タンク、ビュレットタイプ等の設備の種類ごとに水素貯蔵圧力、水素貯蔵量の最適化を検討した。また、風況が悪い一定期間はアンモニア製造設備の運転を停止する前提で水素貯蔵設備の容量を低減するケースと、風況が悪い時期もアンモニア生産量を維持するために必要な水素貯蔵設備を保持するケースについて分析した。さらに、バックアップ電源について、水素ガスタービンまたは蓄電池を採用する場合を比較した。

6 各種設備費の仕様算定と概算、最適な設備構成及び運転思想の検討に際しては日系エンジニアリング会社の協力を、検討の前提条件となるその他諸元(チリ北部・南部再エネ発電プロファイルや調達価格、系統電力の調達価格、海水淡水化設備の設備費概算、払出設備の外部委託費、蓄電池の設備費、水素ガスタービンの発電コスト、海上輸送費)については日系商社、日系海運会社の協力を得た。一部公表データを含む。

7 現在、チリでは無償で再エネ証書の付与が可能だが、全電源証明型のトラッキングシステムの導入も検討されており、将来的に証書が有償となる可能性もある。

2.2 アンモニアの海上輸送

海上輸送については、積出港(チリ北部及び南部)、日本側受入港(直送、複数港揚げ、内航船による二次輸送:後述)、船型サイズの組み合わせを、約60パターン検討した。

現在、アンモニア長距離国際輸送に用いられる船型は主にMGC(Mid-size Gas Carrier)と呼ばれる中型LPG運搬船(タンクサイズ:35,000~42,000m³、アンモニア輸送も可能)である。MGCで輸送できるアンモニアの量は約3万トン/航海未満であり、今後増大することが予想されるアンモニアの大量輸送需要に応えるためには、アンモニア輸送可能な船型の大型化が必要となる。以上を踏まえ、チリ・日本間の海上輸送では、船舶の大型化を行うことで1航海当たりの輸送量を増大させ、単位量当たりの輸送コストを下げることを検討した。本調査では、MGC、LGC(Large Gas Carrier)、VLGC(Very Large Gas Carrier)、ULGC(Ultra Large Gas Carrier)の船型を用いて経済性を分析し、必要となる隻数などを検討した。アンモニア焚き主機は開発中であるため、低硫黄重油(VLSFO)焚きの既存船の仕様を適用した。

航路については、チリ・日本間の大圏航路を利用し、対象となる各港湾の環境を踏まえて最適化した。また、日本側受入港について、前述の通り、①発電所への直送、②複数港(発電所)での荷揚げ、③内航船による二次輸送の3パターン(表2)について検討した。

表 2. 輸送パターンの説明

輸送パターン	受入港の条件
① 発電所への直送	発電所構内に燃料用アンモニアの貯蔵タンク・付属設備等の設置に十分な空き地を有し、燃料船を直接発電所にて受け入れが可能。
② 複数港(発電所)での荷揚げ	燃料船の積み量を1つの発電所で全量を受け入れることが難しい場合に、複数の発電所で受け入れることで、輸送効率を高める。
③ 内航船による二次輸送	発電所構内ではなく、他産業も集積する拠点として一次荷揚港を整備し、これを経由して発電所に内航船にて二次輸送。

2.3 アンモニアの国内利用

発電コストの検討に当たって、既存の石炭火力発電所にアンモニア混焼設備を追加した場合を想定し、石炭とアンモニアのコストを合算することによって発電単価を試算した。既存石炭火力設備については発電コスト検証ワーキンググループでの発電コスト検証結果⁸を基に、各電力会

8 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ(第8回会合)資料3「各電源の諸元一覧」

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf

社で想定される発電設備の容量や効率に応じてパラメータを調整した。アンモニア混焼用に改修された設備については、電源開発(2019)⁹の試算によるアンモニア改修設備の設備コストを基に資本費を計算した(表 3)。

表 3. 発電コストの試算対象範囲

	発電単価の構成要素	費用		参照元
アンモニア	燃料費	燃料費 (アンモニア)		アンモニア受入前価格
	資本費	資本費	受入・貯蔵・払出設備 発電設備	電源開発(2019)
石炭火力	燃料費	燃料費 (石炭)		石炭 CIF 想定価格
	資本費・運転維持費	資本費 (既設石炭火力) 運転維持費		発電コスト検証 WG

3 主要な結論

3.1 アンモニアの供給コスト

グリーンアンモニアの製造については、シミュレーションの結果、アンモニアプラントの公称キャパシティ 3,000ton/d に対して、北部アンモニアの年間生産能力は 1 百万トン、南部は 78 万トンが最適との結論になった。

北部では、夜間も系統電力を利用してアンモニア製造設備を 100%稼働させた場合に、LCOA (Levelized Cost of Ammonia) が最小化できることが分かった。また、夜間の電力調達には、比較的廉価な風力発電を利用することで LCOE (Levelized Cost of Electricity) を下げることが可能である。ただし、風力発電由来の電力を確保できない場合は、より高コストのスポット価格の影響を受けることになる。なお、チリ北部において専用の太陽光発電を開発する場合には、発電所から水素・アンモニア製造設備までの 100km 超の専用送電線に要するコストを加算する必要がある。南部では、アンモニア製造設備を運転停止させずにアンモニアの生産量を維持し、バックアップ電源として水素タービンを採用した場合が最適と結論づけられた。

アンモニアの海上輸送については、シミュレーションの結果、必要隻数は VLGC の場合 0.9～2.5 隻、ULGC の場合 0.8～2.3 隻程度と試算された。ただし、アンモニア運搬船の市場は、その他大型貨物船と比べて規模が小さく流動性も低いため、必要な船腹の確保について懸念がある。

⁹ 電源開発株式会社(2019)『終了報告書：SIP(戦略的イノベーション創造プログラム) 課題名「エネルギーキャリア」 研究開発テーマ名「CO2フリー水素利用アンモニア製造・貯蔵・輸送関連技術の開発」 研究題目「火力発電燃料としてのCO2フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」p.13
<https://www.jst.go.jp/sip/dl/k04/end/team3-19.pdf>

実際に事業化する場合には、上記隻数をプロジェクト専用船として新造する必要があり、そのコストも勘案する必要がある。

輸送パターンについては、タンク設備への投資額を勘案し、共同配送を行った場合に輸送効率が最大となった。

なお、アンモニアを払出し、輸送船へ供給する港湾設備を新規開発することは行政からの許認可取得や海洋工事を鑑みると多額の費用と時間を要することが予想される。そのため、既設の港湾設備を最大限活用し、栈橋やバースなどの改造のみを行うことが理想的である。しかし、チリ南部は港湾インフラが極めて限定的であることが課題である。

アンモニア製造価格、港湾費、海上輸送費の概算に基づく CIF Japan 価格を試算した結果と IEEJ(2021)の結果を図 2 に比較する。種々の前提条件が異なることから単純な比較はできないが¹⁰、チリ北部太陽光、南部風力ともに、アンモニア製造に係る設備費と電力費の合計値及び港湾・海上輸送費は、本調査と IEEJ(2021)で大きな差は見られない。海上輸送費が総コストに与える影響が小さいことは改めて確認できた。なお、本調査では、IEEJ(2021)に含まれていない、人件費、マージン、税金等の実際には計上される諸経費や、再エネの変動に対応するための水素タンクなど貯蔵設備のコストなども考慮されている点には留意が必要である。このことを踏まえても、本調査と IEEJ(2021)の設備費と電力費の合計値が同水準であることは、実装時のコスト低減の可能性を示唆するものである。

なお、図 2 には、本調査の協力先企業の事業経験に基づくコスト削減(容易に対応できる削減対策)を見込んだコストも表記している。

10 IEEJ(2021)では、北部(太陽光)で 628\$/t-NH₃、南部(風力)で 568\$/t-NH₃と結論づけているが、より詳細な分析を目的とした本調査で考慮した電力の付帯コストなどを含まないため、直接比較することはできない。

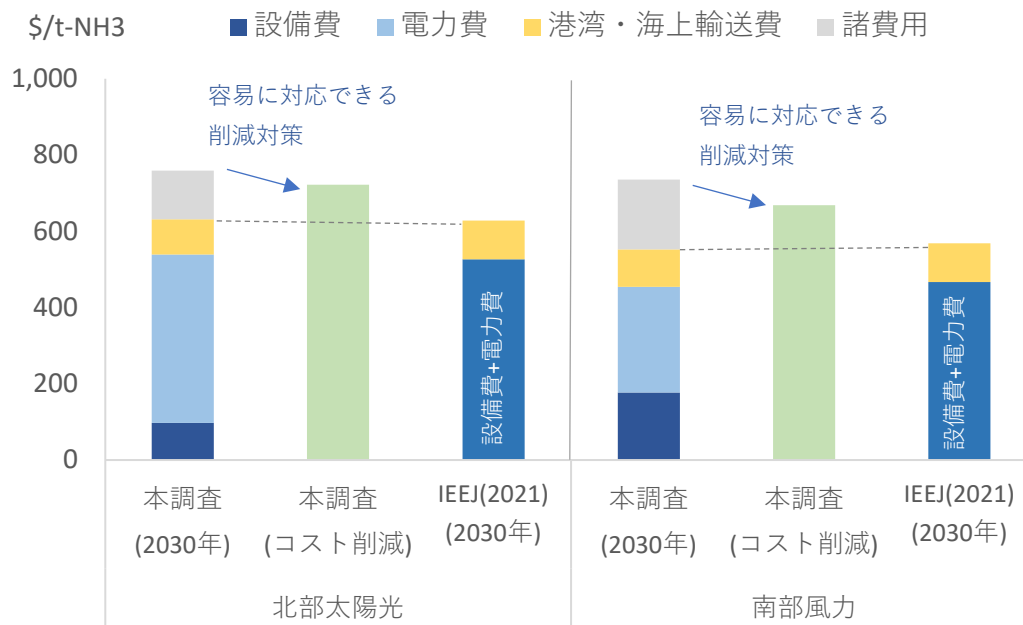


図 2. グリーンアンモニア供給コスト

(注) 北部太陽光の電力費には、太陽光発電と系統電力(グリーン電力証書付き)が含まれる。

3.2 アンモニアの国内利用

上記の結果に基づき、石炭価格とアンモニア価格による発電単価感度分析を行った(図 3)。石炭火力発電所でアンモニアを20%混焼した場合を想定した。

図 3 は、石炭とブルーアンモニアの原料となる天然ガスの両方の価格変動の影響を受けるブルーアンモニア混焼と比較して、グリーンアンモニア混焼の場合は、石炭価格の変動に対してボラティリティを抑制できることを示している。なお、チリでは、水素関連事業向けに税制優遇措置が検討されているほか、南部を中心に地域主導の税制優遇措置も存在するため、今後の展開によってコストはさらに低減できる可能性がある。

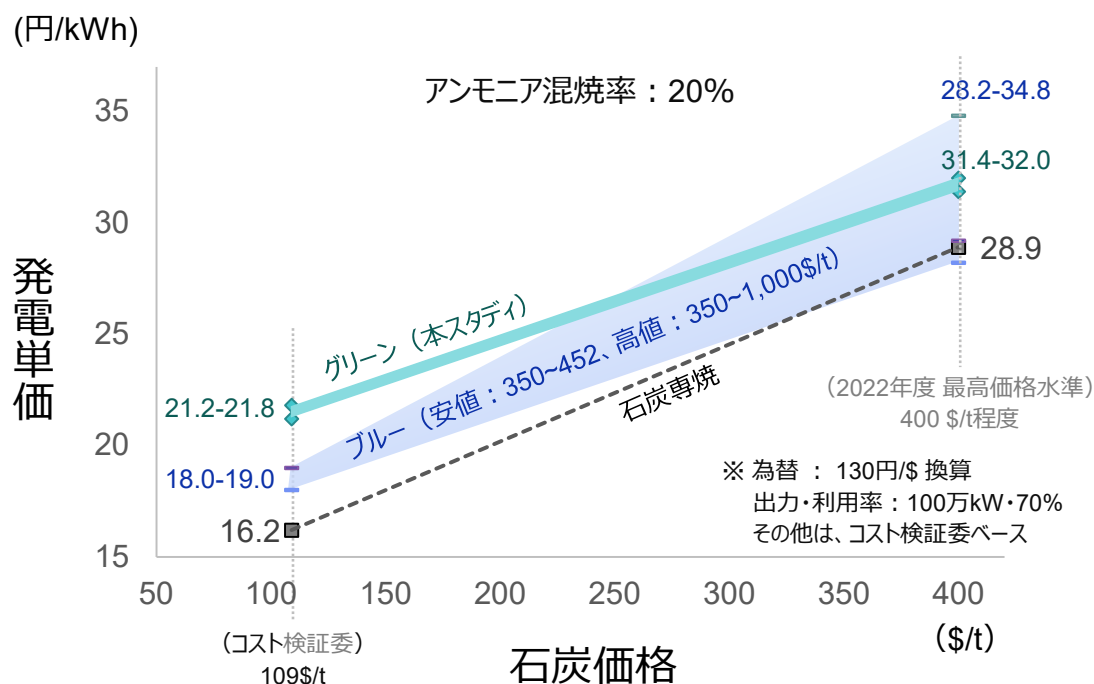


図 3. 石炭価格とアンモニア価格による発電単価感度分析

(注) ブルーアンモニアの価格は、安値は 350～452\$/t(政府目標～発電コスト検証 WG 想定¹¹)、高値は 350～1000\$/t(政府目標～2022 年度のアンモニア市場価格最高水準)を想定。石炭価格については、政府参照価格¹²は、総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ、高値(約 400\$/t)は、JOGMEC(2022)¹³による。

3.3 アンモニアのカーボンフットプリント

国外からのアンモニア輸入は上記で示したコストのみならず、CO₂ 排出係数も非常に重要なファクターとなる。図 4 にチリ・日本のグリーンアンモニアサプライチェーン全体でのカーボンフットプリントを示す。チリ北部は太陽光発電と再エネ証書でオフセットした系統電力の組み合わせ、南部は全量を風力発電から賄っていることから、アンモニア製造と輸出港での CO₂ 排出量はゼロ

11 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ(第8回会合)資料3「各電源の諸元一覧」
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20210908_02.pdf

12 *Ibid.*

13 JOGMEC「カレント・トピックス 石炭価格動向(2022年8月)」
<https://coal.jogmec.go.jp/content/300379777.pdf>

となる。我が国の輸入港でのユーティリティーからの CO₂ 排出は若干あるが、サプライチェーンの最大の CO₂ 排出要因は海上輸送にあり、船舶用燃料が低硫黄重油 (VLSFO) の場合は 0.15～0.16kg-CO₂/kg-NH₃ である。しかしながら、我が国の水素基本戦略の改訂版¹⁴で設定されたアンモニア製造時のみの CO₂ 排出基準値 0.84kg-CO₂e/kg-NH₃ を大きく下回っており、更には、船舶用燃料をグリーンアンモニアにした場合は、サプライチェーン全体のカーボンフットプリントが極めて小さくなることわかる。

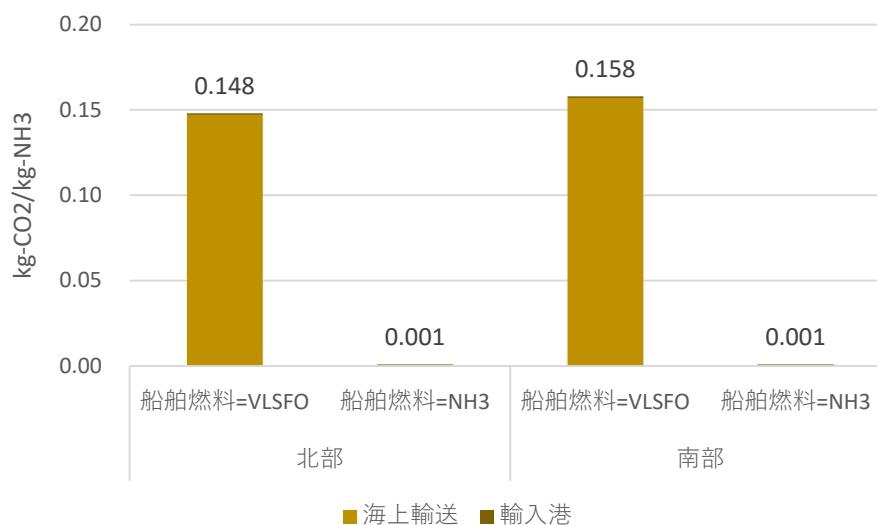


図 4. グリーンアンモニアサプライチェーン全体のカーボンフットプリント

14 https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/kaigi_dai4/gijisidai.html

4 課題と提言

4.1 チリにおけるビジネス環境の構築

設備利用率が高く安価なチリの再エネ電力を利用したグリーン水素・アンモニアは、世界トップクラスの価格競争力を持ちうるが、制度上の支援を含めたビジネス環境の整備が必要である。再エネ電力の製造コストが低くても、電力輸送などの周辺コストによって実際の調達コストが高くなりうる。また、港湾やプラント開発のための土地取得コスト、行政コストなども含めた競争優位を確保することが求められる。他の中南米各国、米国、豪州、中東諸国など、多くの国が水素供給国として競合することが予想される状況において、補助金や税制優遇等の経済的支援、許認可プロセスの最大限の簡素化・短縮化が重要である。例えば、米国はインフレ抑制法(Inflation Reduction Act, IRA)、EUは「RePOWER EU」の下で支援を行うことが公表されており、これらの各国のビジネス環境と比較されることは必至である。

補助金、税制優遇、規制緩和、環境許認可プロセスの明確化・迅速化やワンストップ化を含めたプロジェクト承認手続きの簡素化のほか、系統電力コストの更なる低減、共通インフラ(送電網、港湾設備など)の整備などに対する政策支援を示すことができれば、事業者や投資家に対して長期的にチリで事業を行うことの蓋然性を示すことができる。

4.2 低炭素の系統電力の調達

大規模再エネプロジェクトの運転開始までには長期にわたるリードタイムが必要となる。水素製造プロジェクトの早期成立に向けては、カーボンフットプリントの低い系統電力が水素製造に利用できる仕組みの構築が喫緊の課題になる。人口1,968万人(2021年、チリ統計局)のチリの国内電力需要は限定的で、現状の系統容量は、複数プロジェクトに電力供給するには足りない。今後、送電線の増強のほか、エネルギー貯蔵に関する新法下で、電力貯蔵・夜間放電や水電解装置の調整力としての利用を促進するような制度を整備することで、現在出力抑制されている電気を有効活用することができる。さらに、調達した系統電力が低炭素であることを証明するために、国際的な水準を満たすような電源証明型のトラッキングシステムを全国レベルで整備することが急務である。

4.3 需要家への支援制度のあり方

「コスト」や「スピード」以外の採択基準

低炭素水素・アンモニアの火力発電所での混焼・専焼の導入初期には燃料調達コストが高くならざるを得ない。そのため、日本政府が「ファーストムーバー¹⁵⁾」を対象に検討している、低炭素水素・アンモニアの供給価格と、石炭や天然ガスとの価格差を補填する値差支援制度は有効である。

再エネ由来のグリーン水素は、CI(Carbon Intensity)値が低く、化石燃料価格の影響を受けにくいいためボラティリティが低い点で優位である。しかし、2030年を基準とした早期事業化やコストの観点からは、大規模再エネプロジェクトに必要なリードタイムや水電解などの製造コストを踏まえると、上記支援の対象になりにくいかもしれない。しかしながら、グリーン水素・アンモニアは、化石燃料価格の影響を受けにくいいためボラティリティが低いほか、資源の持続可能性や調達地域・国の多様化も可能というメリットがある。このようなメリットを踏まえたプロジェクト選定が、エネルギー安全保障、強靱なエネルギーシステムの構築の観点からは求められる。また、将来的にカーボンプライシングが導入されることも見据えた制度とすることが重要である。

なお、水素・アンモニアの安定的な調達を実現するためには、複数の供給プロジェクトが立ち上がる必要がある。LNGの創成期同様に、長期契約が求められる可能性が高く、その期間に対応した支援制度であることも重要である。

最終需要家による購買コミットメントの留意点

申請時点で最終需要家による購買コミットメントが求められるような制度設計の場合、国内需要家は、現状でCI(Carbon Intensity)値が高くとも安価かつ供給時期が早い長期購買契約を選択するものと思われる。水素・アンモニアの導入初期においては、より安価な低炭素水素を普及させることによる市場形成やコスト削減効果が重要であることは言うまでもない。一方で、長期購買契約の存在によって、しかしながら、それにより、高価ではあるがCI値のより低い水素・派生燃料の普及が遅れることが懸念される。購買コミットメントを要件とする場合は、事業化の時期が遅くなると考えられる、グリーン水素の高価ではあるがCI値のより低い水素・派生燃料の普及が遅れる可能性がある点は留意が必要であろう。競争力を高めるような初期投資支援を導入することで、グリーン水素の普及によって、供給源の多様化による水素・アンモニアの安定的な調達体制の構築も同時に促進できる点を考慮した制度設計の工夫も重要のと考えられる。

4.4 再エネ電力プロジェクトへの積極的な関与

欧米勢による大規模再エネプロジェクトの開発が進む中、日本も積極的に再エネプロジェクトに関与し、水素製造の電源確保を追求するべきである。これまでの水素・アンモニアのサプライチ

15 2030年頃までにクリーンな水素・アンモニア供給を開始する予定の事業者

ェン構築プロジェクトへの政府支援は輸送技術や貯蔵技術、輸送コスト低減につながる革新的技術を対象としたものが中心であった。今後はグリーン水素の製造コストの大部分を占める、再エネ発電コストそのもののさらなる低減につながるような上流投資への支援も必要である。

電力市場が完全に自由化されているチリでは、海外企業でも電力市場に参入しやすい。PPAに頼らず、再エネ電力を専用発電所から直接調達することができれば、さらに安定的に電力供給を受けることができる。

4.5 アンモニア利用に対する社会受容の確保

毒性ガスであるアンモニアを大量に取り扱う場合、漏洩防止対策と共に、漏洩した際も影響を少なくする対策を行う必要がある。また、法的に必要な離隔やレイアウトを確保した上で大型のアンモニア貯蔵設備などを設置するためには、既設発電所に十分な広さの空地がない場合がほとんどであるため、周辺土地の確保等の対策が必要である。

アンモニア製造・貯蔵や混焼発電の実現には安全性や必要性について、地元住民の理解や協力が必須である。早期に理解や協力を得るためには、政府からの毒性・可燃性ガスの大量取り扱いに関する適切な法整備や情報発信が求められる¹⁶。また、トラブルや災害リスクに備えた対策については設備過剰とならないよう、合理的に説明できるアセスメント手法の確立が求められる。

4.6 価格とカーボンフットプリントを表示する追跡制度の導入

日本ではさまざまな資源に由来する水素・アンモニアの輸入や利活用が想定されている。需要家がニーズに合わせて水素・アンモニアを選択するには、「グリーン」や「ブルー」のような色による大分類よりも、価格やカーボンフットプリント(CF)が表示されるような制度が導入されることが望ましい。現在政府が検討している電源トラッキングシステムとも親和性あり、カーボンプライシングが導入された際にも対応しやすい。

国内の温室効果ガス排出量の算定方法には、水素・アンモニアなどの低炭素燃料に関するルールが存在しない。将来の水素・アンモニアの利用拡大を見据えて、温室効果ガス排出量の算定方法における水素・アンモニアの取り扱いを明示することが求められる。改正省エネ法の定期報告では、年間エネルギー消費量が一定規模以上の事業者に対して、温室効果ガスの算定の

16 2023年7月時点でチリでは、国家グリーン水素戦略のアクションプランの策定に向けた市民参加プロセスの一環で、各地で様々なステークホルダーからのヒアリングを目的としたワークショップを開催し、水素・アンモニアについての啓蒙活動も実施している。また、アンモニアを燃料として法的に位置付けるための準備も進めている。

みならず、非化石エネルギーの使用状況や計画の報告が義務付けられるようになった。その報告の中で、水素・アンモニアのサプライチェーン全体のCO₂排出係数をどのように評価するのかについても、今後明らかにする必要がある。

また、全ての関係者が安心してプロジェクトに取り組める制度の構築が重要である。サプライチェーン上のCO₂の算定方法は、需要側の事業者だけでなく、輸出国にとっても大きな関心事である。輸入国の需要家のニーズにあった、あるいは輸入国の基準を満たす水準の水素・アンモニアを製造できるかどうかという見通しが、輸出国政府やファイナンス関係者によるプロジェクトの承認に影響する場合がある。欧州や英国では既に再エネ水素の定義や条件が打ち出されている。

4.7 G to G の枠組み整備

上記のCO₂排出量の評価方法のほか、サプライチェーン上で排出される温室効果ガスの帰属や費用負担などについては、二国間で合意していることが重要である。

また、世界的に資源ナショナリズムが強まる傾向にある中、国家間の枠組みの整備はますます重要になる。自由化を世界に先駆けて進めてきたチリにおいても、2022年9月に否決された憲法改正案の中に水利権の廃止が盛り込まれるなど、資源管理における国家の権限強化を求める声が少なくない。エネルギー資源分野での二国間協力の枠組みに合意することが重要である。

世界が2050年のネットゼロ排出に向けたソリューションを模索する中、中長期的にはグリーン水素サプライチェーンの構築に向けた競争が激化することは必至である。上述のビジネス環境の整備について両国間の協力が明示されると、民間部門は事業を展開しやすい。チリをはじめとしたグリーン水素サプライチェーンのプロジェクトに対する日本政府による事業者への支援のほか、日本企業が開発を進めてきた最先端技術のチリでの展開を促進するような支援の仕組みも有効である。供給国であるチリ政府による事業の立ち上げに対する支援も重要である。チリから日本への国際グリーン水素サプライチェーンの早期実現に向けて、両国による支援の両輪が不可欠である。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp