

インド国グリーン水素・グリーンアンモニア輸出のための
設備構成の最適化に向けた
マスタープラン策定等調査事業調査報告書

2026年2月

三菱重工業株式会社

目次

1. 本事業の背景・目的
2. 実施のマイルストーン
3. 体制
4. 現状の評価や将来予測
 - 4.1 インド
 - 4.2 シンガポール
 - 4.3 日本
5. 現地の課題の特定や目標設定
 - 5.1 インド
 - 5.2 シンガポール
 - 5.3 日本
6. 解決策の案とその評価
 - 6.1 評価手法の概要と評価ツール
 - 6.1.1 数値計画法(混合整数線形計画法 MILP)の概要と PLEXOS
 - 6.1.2 ライフサイクルアセスメント
 - 6.2 アンモニアバリューチェーンの最適化によるアンモニア調達コストの評価とターゲットコスト達成に向け各種対策効果の定量化
 - 6.2.1 解析モデルの概要
 - 6.2.2 入力データ
 - 6.2.3 シナリオ設定とステークホルダーから提供されたコスト低減対策
 - 6.2.4 アンモニアの目標調達コストの設定
 - 6.2.5 バリューチェーン最適化によるアンモニア調達コストの定量化と、コスト低減策の効果の定量化
 - 6.3 ライフサイクルアセスメントによる CI 値の評価
 - 6.3.1 解析モデルの概要
 - 6.3.2 入力データ
 - 6.3.3 CI 値の評価結果
 - 6.4 各国の脱炭素化目標に対するアンモニアコスト低減効果の評価とバリューチェーン規模の推定
 - 6.4.1 長期電源計画モデルの概要
 - 6.4.2 インドにおける 2070 年ネットゼロ目標に対する貢献
 - 6.4.3 シンガポールにおける 2050 年ネットゼロ目標に対する貢献
 - 6.4.4 日本の脱炭素目標を考慮したアンモニアバリューチェーン規模の推定
7. 具体的な戦略の策定
8. 相手国関係者等への提案
9. 成果視点

用語, 略語	定義
AIST	National Institute of Advanced Industrial Science and Technology。産業技術総合研究所。
BESS	Battery Energy Storage System の略。蓄電池エネルギー貯蔵システム。
Capex	Capital Expenditure の略。設備投資費用。
CCUS (CCS)	Carbon Capture, Utilization and Storage の略。二酸化炭素の回収・利用・貯留技術。
CI 値	Carbon Intensity の略。単位あたりの温室効果ガス排出量を表す指標。
EMA	Energy Market Authority の略。シンガポールエネルギー市場監督庁。
FS	Feasibility Study の略。実現可能性調査。
GDAM	Green Day-Ahead Market の略。インドの再生可能エネルギー取引市場の一種。
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle の略。高効率発電システム。
GWP	Global Warming Potential の略。地球温暖化係数。
HVIC	Hydrogen Valley Innovation Cluster の略。インド国内水素バレーイノベーションクラスター。
IEA	International Energy Agency の略。国際エネルギー機関。
IEX	Indian Energy Exchange の略。インドエネルギー取引所。
IMO	International Maritime Organization の略。国際海事機関。
JOGMEC	Japan Organization for Metals and Energy Security の略。独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構。
LCA	Life Cycle Assessment の略。製品やサービスの環境負荷を原材料調達から廃棄までの全工程で評価する手法。
LCOA	Levelized Cost of Ammonia の略。アンモニアの全ライフサイクルにわたる平均調達コストを示す指標。
LCOE	Levelized Cost of Electricity の略。電力の全ライフサイクルにわたる平均発電コストを示す指標。
LNG	Liquid Natural Gas の略。液化天然ガス。
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry の略。土地利用, 土地利用変化および林業」を指す温室効果ガス (GHG) インベントリの算定・報告分野。
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry の略。経済産業省 (日本)。
MILP	Mixed Integer Linear Programming の略。連続変数と整数変数を含む線形計画問題を解く数値最適化手法。
MNRE	Ministry of New and Renewable Energy の略。インド新・再生可能エネルギー省。
MoPSW	Ministry of Ports, Shipping and Waterways の略。インド港湾・海運・水路省。
MP	Master Plan の略。具体的な計画の上位に位置付けられる総合的な基本計画。
MPA	Maritime and Port Authority の略。シンガポール海事港湾局。
MT	Metric Ton の略。メートルトン。重量の単位で、1 トンは 1,000 キログラム。
MTI	Ministry of Trade and Industry の略。シンガポール通商産業省。
NCCS	National Climate Change Secretariat の略。国家気候変動事務局。
NDC	Nationally Determined Contribution の略。国が決定する貢献。
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization の略。新エネルギー・産業技術総合開発機構。
NEF	New Energy Finance の略。Bloomberg 発行。
NEMS	The National Electricity Market of Singapore の略。

用語, 略語	定義
NGHM	National Green Hydrogen Mission の略。インド政府の国家グリーン水素ミッション。
NH ₃	アンモニア。
NZF	Net Zero Framework の略。2050 年までに海運のネットゼロを目指す。
Opex	Operating Expenditure の略。運転維持費用。
PHES	Pumped Hydro Energy Storage の略。PSPと同義。
PLEXOS	エネルギーシステムの解析に用いられる商用ソフトウェア。設備投資計画と運用パターンを最適化する。
PSP	Pumped Storage Power の略。揚水式水力発電。電力の需給調整に用いられる大規模な蓄電技術。
PV	Photovoltaic の略。太陽光発電。
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin の略。欧州において非生物起源の再生可能燃料を指す専門用語。
RPO	Renewable Purchase Obligation の略。再生可能エネルギーの購入義務。
SECI	Solar Energy Corporation of India Ltd.の略。インドの国有企業。
SIGHT	Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition の略。
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell の略。固体酸化物形電解セル（水素製造技術の一種）。
SRMC	Short Run Marginal Cost の略。短期限界費用。
SZEF	Scalable Zero Emission Fuel の略。スケーラブルでゼロエミッションの燃料。
TERI	The Energy and Resources Institute の略。インドエネルギー資源研究所。
WEC	World Energy Council の略。世界エネルギー会議。
オフテイカー	製品やサービスの購入者, 受け手。ここではグリーンアンモニアや水素の購入者を指す。
グリーン水素	再生可能エネルギーを用いて水を電気分解し製造される水素。CO ₂ 排出がほぼゼロのクリーンな水素。
グレー水素	天然ガスなど化石燃料から水素を製造する方法で, 製造過程で CO ₂ を排出する水素。
電力市場解析	電力の需給バランス, 価格形成, 設備運用などを数理モデルやシミュレーションで分析する手法。
フォアグラウンドデータ	調査対象の製品やプロセスから直接収集・測定可能な素材, エネルギー使用量, 生産量などのデータ

1. 本事業の背景・目的

グローバルサウス諸国においては、各国の事情に合わせた脱炭素戦略の検討が進みつつある。その選択肢として考えられている水素・アンモニアの利用、CO₂の回収・活用や、電力系統連系による他国との電力融通等は、生産する国、そして需要する国それぞれの国内事情に合わせた検討が行われている。

今般、令和5年度補正「グローバルサウス未来志向型共創等事業委託費（グローバルサウス諸国との経済連携強化に向けた戦略策定及び我が国企業の海外展開促進等調査）」において、経済産業省から当該委託事業を受託しているボストンコンサルティンググループが公募したマスタープラン策定等調査事業に関し、当社（調査チーム）はグリーン水素アンモニアバリューチェーン分析（図1.1）の採択を受け、「インド国グリーン水素・グリーンアンモニア輸出のための設備構成の最適化マスタープラン策定等調査事業」を実施した。

日本、シンガポール、インドは、脱炭素戦略の中で水素・アンモニアの利用を位置付けている。実際に、日本では水素基本戦略をはじめとする政策や制度、インドでは後述する国家グリーン水素戦略、シンガポールでは Maritime Singapore Green Initiative が掲げられており、水素・アンモニアの製造や利用が謳われている。インドは、再エネ電力が安価であるため、コスト競争力のあるグリーンアンモニアの製造が期待できる。また、シンガポールは、バンキングや電力用途でアンモニア導入に向けた政府主導の実証案件が進行しており、早期のグリーンアンモニア導入が期待できることから、本事業ではインドをグリーンアンモニア生産国、シンガポールをグリーンアンモニア利用国として調査対象とした。

太陽光や風力などの再生可能エネルギーは、グリーン燃料製造に不可欠であるが、適地は偏在している。また、再エネ適地でグリーン燃料を製造できたとしても、利用場所が遠隔地であればグリーン燃料の輸送・貯蔵は高コストとなる。シンガポールや日本といった再エネ資源に乏しい国はグリーン水素、グリーンアンモニアの輸入を計画しているが、インドは輸出製品として産業立案の戦略を立てている。水素・アンモニアの生産国側と需要国側を分けて考えた場合、それぞれ単独でコストを評価した例はあるものの、バリューチェーン全体として両方を含んだ評価はほとんど実施されていない。需要国で経済的に受け入れ可能な価格や、必要量に対する供給方法についての検討には、生産国での生産・流通パターンと、需要国での消費パターンを最適化するかたちで、貿易取引が成り立つ事業やプロジェクトとしての評価が必要である。また、IEA（International Energy Agency, 国際エネルギー機関）のレポートでは、クリーン燃料の市場拡大が進まない原因として、コストや規制、インフラ整備よりも、需要の不確実性が最も大きな課題であると報告された^[1]。

例えば、インドは、国家グリーン水素戦略において、同国として輸出におけるグローバルハブを目指すこと、2030年までにグリーン水素・アンモニアの世界需要の10%を輸出することを目標としており、豊富な再生可能エネルギーを用いたグリーン燃料輸出を、国の新しい産業として位置付けている。現状インドでは、将来の生産技術の革新を含めた製造設備最適化でのコストダウン検討が行われているが、需要国での消費パターンまでは考慮されていないケースが大半である。需要国側での潜在的な消費ニーズの掘り起こし、貿易ロジスティクスの最適化など、生産国と需要国の双方の政府での脱炭素の位置づけに基づく「バリューチェーン強化の提案」が求められている。

本事業においては、調査チームが活用するエネルギー／電力市場解析を用いて、水素・アンモニアのバリューチェーン分析を行い、生産国と需要国の設備容量とコストの定量評価を実施し、その結果として、バリューチェーン実現に向けた課題に対する具体的な政策提言や日本企業にとっての事業機会を提示するものである。本検討は、グリーン水素・グリーンアンモニアのバリューチェーン構築のために必要な施策と、それを実現するために必要な各国での政策的対応を明確化するとともに、わが国のエネルギー技術の販路開拓につなげることを意図するものである。つまり、インド産グリーンアンモニアが、安価かつ安定して日本やシンガポールへ輸出され両国の脱炭素が進むだけでなく、日本メーカーの先進的な製品がバリューチ

エーン各所に貢献できることを示すことが可能となる。

なお、シンガポールは東南アジアの中でもバンカリング船による船舶への燃料供給が盛んであり、クリーン燃料の需要が確実視され、グリーン水素・グリーンアンモニアの利用検討が進んでいることから、インド産クリーン燃料を利用する需要国として選定した。

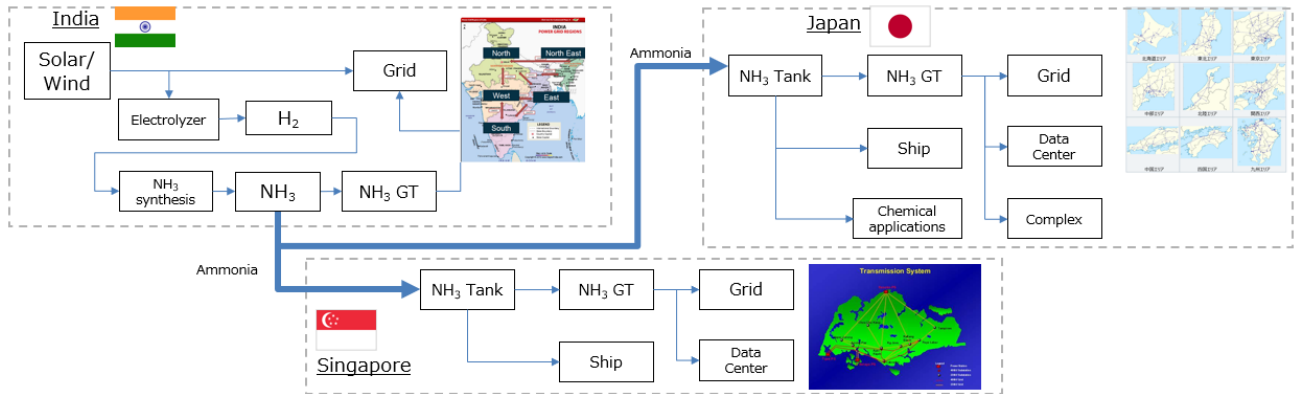


図 1.1 グリーンアンモニア バリューチェーンモデル

2. 実施マイルストーン

実施した作業のマイルストーンは表 2.1 のとおりであり、まず Web 上の公開情報を中心とした、対象国（インド、シンガポール、日本）における水素・アンモニアに関する現状の政府計画や数値目標を調査する。続いて、各国の調査チーム拠点やグリーンアンモニア製造事業者に対し、評価対象となるバリューチェーンと解析に必要な入力情報、解析結果のイメージを説明することで、公開情報に載っていない、あるいは実際のプロジェクトで想定されるコスト情報・スペック情報（各装置の Capex, Opex や変換効率など）を聞き取る。これらの結果を基に、調査チームがエネルギー／電力市場解析を実施することで、バリューチェーン全体を通した LCOA（Levelized Cost of Ammonia：均等化アンモニア原価）及び（Levelized Cost of Electricity：均等化発電原価）を定量的に、かつその内訳も含めて解析する。バンカリング事業者や発電事業者等、グリーンアンモニア利用に関心のある事業者に解析結果をレビューいただき、改善点を指摘いただいた後に改めて解析条件を見直し、最終的な解析結果に基づくマスタープランをインド・シンガポールの政府機関に打ち込む。また、バリューチェーンに関わる日本国内外のメーカーについても調査することで、マスタープランが実現した際の日本裨益を確認する。

最後に、政府機関への打ち込みの結果として、マスタープラン実現までの道筋、後続 MP 策定事業や FS 事業への発展性、将来の日本企業にとっての事業機会の創出の可能性を整理する。

表 2.1 実施マイルストーン

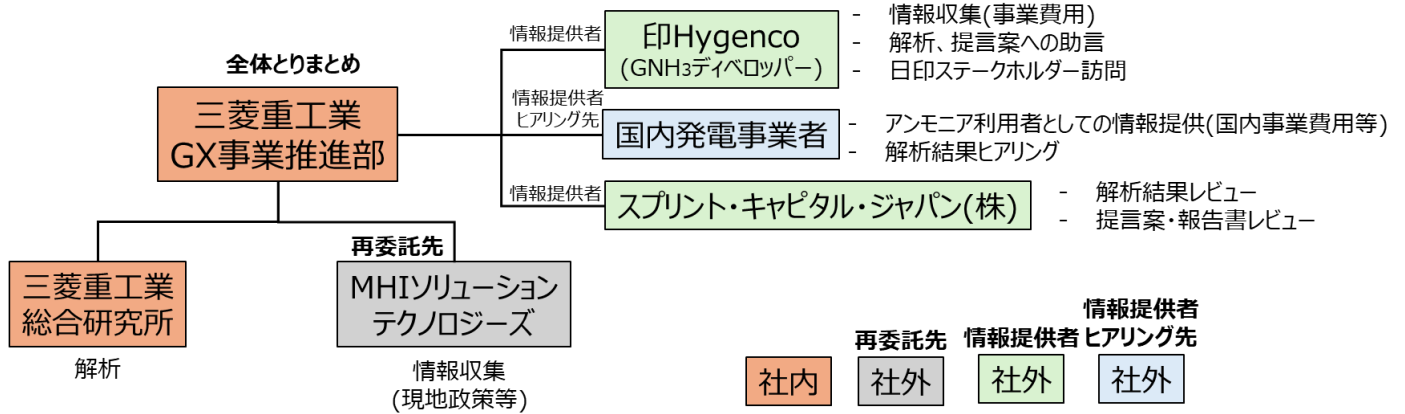
実施事項	実施事項詳細	MPに求められる要素	担当事業者・担当者名	実施の目的	実施時期
調査	インド、日本及びシンガポールにおける水素・アンモニアに関する現状政府計画の整理	①現状の評価や将来予測	三菱重工業	公開情報及び弊社の現地拠点の情報をベースに当該国にはどのような業者がいて、水素・アンモニアの製造あるいは販売価格、具体的にはどの様な商談があるか、政府として将来的に水素・アンモニアに関する活用プランや、価格あるいは水素アンモニア利用の振興策について調査する。当該国における課題あるいはニーズの発掘（コストダウンを想定）	6月
ヒアリング	弊社インド拠点・弊社シンガポール拠点経由での現地調査	①現状の評価や将来予測	三菱重工業	インドの製造事業者（調査チームのパートナー他）が想定している水素・アンモニアの製造量・輸出入量・実装時期の推察（実施項目ひとつ目の調査内容の確認）	6～2月
ヒアリング	日本の事業者へのヒアリング①（対面）	①現状の評価や将来予測	三菱重工業	国内事業者（調査チームパートナー他複数事業者）が思い描いている水素・アンモニアの製造量・輸出入量・実装時期の予定	6月
日本企業の波及	MP事業化の仲間となり得る日系メーカーの特定	②現地の課題の特定や目標設定	三菱重工業	MP事業化に向け巻き込むべき日本企業の特定（海外総合メーカーの情報調査を含む）	6月
解析	インドー日本・シンガポール解析モデル作成・計算・シナリオ策定①	②現地の課題の特定や目標設定	三菱重工業	グリーン水素・グリーンアンモニアの輸出入で課題となり得るプロセスあるいは装置の特定（製造事業者、政府機関、及び日本の機器製造メーカーが思い描いている製造量・輸出入量が現実的かを定量評価）	6～9月
ヒアリング	インド事業者へのヒアリング①（対面）	②現地の課題の特定や目標設定	三菱重工業	解析結果に対するデイスカッションと供給側の課題明確化	9月
ヒアリング	シンガポール拠点へのヒアリング①（オンライン）	②現地の課題の特定や目標設定	三菱重工業	解析結果に対するデイスカッションとオプティカ側の課題明確化	8月
ヒアリング	日本の事業者へのヒアリング②（対面）	②現地の課題の特定や目標設定	三菱重工業	解析結果に対するデイスカッションとオプティカ側の課題明確化	8月

表 2.1 実施マイルストーン (続き)

実施事項	実施事項詳細	MPに求められる要素	担当事業者・担当者名	実施の目的	実施時期
解析	インドー日本・シンガポール解析モデル修正・計算・シナリオ策定②	③解決策の案とその評価	三菱重工業	ヒアリング結果 (インフラデータを含む) を反映した解析によるグリーン水素・グリーンアンモニアの経済性評価	9~10月
打込準備	インド事業者 (Hygenco) への解析結果報告と日本の機器製造メーカー製品のPR (対面)	④具体的な戦略策定	三菱重工業	政府 (再生エネルギー省) への打ち込みに向けたデイスカッション	11月
打込準備	シンガポール拠点経由での解析結果報告 (対面あるいはオンライン)	④具体的な戦略策定	三菱重工業	政府 (エネルギー市場監督庁) への打ち込みに向けたデイスカッション	11月
打込準備	日本の事業者への解析結果報告 (対面)	④具体的な戦略策定	三菱重工業	日本のオフテイク及び機器製造メーカーからの視点による政府 (印再生エネルギー省・星エネルギー市場監督庁) への打ち込みに向けたデイスカッション	11月
打込	インド政府 (再生エネルギー省) への解析結果報告と日本の機器製造メーカー製品のPR (対面)	⑤相手国政府・関係者への打ち込み	三菱重工業	日本企業の脱炭素関連製品を用いたグリーン水素・グリーンアンモニアの輸入の成索性ご紹介 (場合によっては補助金についても言及)	12月
打込	シンガポール政府 (エネルギー市場監督庁) への解析結果報告と日本の機器製造メーカー製品のPR (対面)	⑤相手国政府・関係者への打ち込み	三菱重工業	日本企業の脱炭素関連製品を用いたグリーン水素・グリーンアンモニアの輸入の成索性ご紹介 (場合によっては補助金についても言及)	12~2月
まとめ	アクションプラン立案	⑥戦略実現のためのアクションプラン	三菱重工業	インド事業者・インド政府・シンガポール政府から引き出した情報に基づき、日本企業の脱炭素関連製品の現地展開プラン明確化	1~2月

3. 体制

本事業の遂行体制は、三菱重工業株式会社が全体とりまとめ及び解析を行い、インドにおける政策等の情報収集や、調査チームに同行のもと日印ステークホルダー訪問はインドのグリーンアンモニアディベロッパーである Hygenco Green Energies Private Limited 社、事業者費用等の情報提供は国内の某発電事業者、解析結果レビューや提言案・各種資料レビューはスプリント・キャピタル・ジャパン株式会社が実施した。また現地政策等の情報収集は、再委託先である MHI ソリューションテクノロジーズ株式会社が行った。



Hygenco は、2020 年に設立されたグリーンアンモニアディベロッパーで、インド国内で初となるグリーン水素プラントを運転開始し、すでに計 3 件のグリーン水素プラントを稼働させた実績がある。インドでは近年、多数の新興グリーン水素・グリーンアンモニア事業者が創業されているが、Hygenco は安定した実績を積み上げており、さらにオリッサ州 Gopalpur (図 4.1.1⑧) において、グリーンアンモニア案件を開発していることから、解析の入力条件に必要な Capex や Opex などで実勢値に近いデータ取得が可能と考え、本事業の協業先として選定された。

4. 現状の評価や将来予測

4.1. インド

欧州委員会が発表する Emissions Database for Global Atmospheric Research によると、2024 年のインドの温室効果ガス排出量は、中国・米国に次ぐ 3 位であり、最も大気汚染が進む世界 10 都市のうち 4 都市を有する^[2]インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアの活用推進は、国内の 2070 年ネットゼロに貢献するだけでなく、安価かつ豊富な再エネを活用した、新たな輸出ビジネスという点でも魅力的である。

インド政府は、2023 年 1 月に「国家グリーン水素ミッション (National Green Hydrogen Mission)」を閣議決定し、2030 年までに 500 万 MT のグリーン水素生産能力を構築する、という具体的な目標を掲げている^[3]。しかし、供給サイドで下記のとおり多くの事業者が出てくるものの、グレー水素 2.3~2.5US\$/kg に対して、インド事業者から提示いただいた最新のグリーン水素調達オークションにて 3.1~3.7US\$/kg (加重平均で約 3.5US\$/kg) とやや高いために (表 4.1.1)、需要サイドの事業者は少ない。そのため、インドよりも先行してグリーン燃料を求めているのは、日本、韓国、シンガポールといった脱炭素化への取組が進んでいる先進国であり、インド政府はこれらの国に対する輸出を通じて、グリーン燃料の世界的な生産・輸出ハブとなることを検討している。後述のとおり、いくつかの港湾が世界的なハブになると期待されている。条件によっては既存の LNG 設備をグリーン燃料向けに転換することがコスト面では有利だが^[4]、後述のとおり風力発電量の季節間変動が大きいことから、バッファータンクを中心に設備の一部増設を避けられないため、最適な容量と、これらをどこに保有するかを定量的に算出、輸送も含めたコストを定量評価できることの意義は大きい。

表 4.1.1 グリーン水素調達オークションの結果

プロジェクト	水素量 (MT)	落札者	落札価格 (ルピー/kg)	落札価格 (\$/MT)
1	10,000	L&T Green	336.44	3.73
2	5,000	Ocior	328	3.64
3	5,000	Ocior	328	3.64
4	10,000	NeuEn Green	279	3.10
合計	20,000	—	加重平均価格	3.49

表 4.1.2 のとおり、インドには現在、既述の National Green Hydrogen Mission (NGHM) があり、この下で海運、鉄鋼、運輸住宅、商業、地域社会におけるパイロットプロジェクト (NGHM 第 7 章) があり、インド国内水素ハブ設置計画、インド国内水素バレーイノベーションクラスター (HVIC) 及びグリーン水素ハブの設置に関する改訂が示されている。NGHM は、インド政府系シンクタンクである NITI Aayog が欧米の政策・制度を調査したうえで、インド向けにその骨子が作成された。既述のグリーンアンモニア国内オークションに加え、新・再生可能エネルギー省主導の SIGHT プログラム (Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition: SIGHT) では 5 年間の電解槽製造に対する補助金や、3 年間のグリーン水素製造量に対する補助金 (グリーンアンモニアと同様に、グリーン水素 1kg 当たり決められた金額が、製造量に対して補助される) がある。また、新・再生可能エネルギー省はインド国内水素ハブ設置計画にて年間 10 万 MT 以上を生産する水素ハブに対し、コアインフラ開発を支援、道路輸送・高速道路省は運輸部門でのグリーン水素利用パイロットプロジェクトにて海運分野でのグリーン水素パイロットプロジェクトに対し、2027 年までに予定する少なくとも、2 隻のグリーン水素及び派生物 (グリーンアンモニアとメタノール) 燃料船への改装と港湾への燃料供給設備の設置費用の全額補助がある。加えて、2025 年 6 月 30 日より前に委託されたプロジェクトに限り、電力省はグリーン水素・グリーンアンモニアの生産者に対し、25 年間再エネの州を跨ぐ送電料金を免除したり、EU の RFNBO を満たせなくなると考えられるものの、30 日間の再エネバンキングが認められる等、様々な制度が設けられている。

表 4.1.2 インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
NGHM	グリーン水素政策	2025年6月30日より前に委託されたプロジェクトからのグリーン水素およびグリーンアンモニアの生産者に対し、25年間州間送電料金を免除。	電力省	—
NGHM	グリーン水素政策	グリーン水素/グリーンアンモニアの製造に使用される再生可能エネルギーについては、30日間のバンキングが認められ、バンキングのための料金は、別途定められる規則に従う。	電力省	—
NGHM	グリーン水素政策	発電端およびグリーン水素/グリーンアンモニア製造端における、グリーン水素/グリーンアンモニアの製造を目的として設置された再生可能エネルギー設備の ISTS への接続は、2021年電気(州間送電料金の送電コスト)計画、開発及び回収)規則に基づき優先的に認められるものとする。	電力省	—
NGHM	グリーン水素政策	再生可能エネルギーパーク内の土地は、グリーン水素/グリーンアンモニアの製造のために専用の再生可能エネルギー施設を設置することも設置できる。	電力省	—
NGHM	グリーン水素政策	グリーン水素/グリーンアンモニアの製造業者は、輸送による輸出/使用のために、グリーンアンモニアを貯蔵するためのバンカーを港の近くに設置することが認められ、貯蔵目的の土地は、それぞれの港湾当局が適用料金を提供する。	電力省	—
NGHM	グリーン水素政策	グリーン水素/グリーンアンモニアの製造のために消費される再生可能エネルギーは、消費事業者の RPO 遵守に算入され、生産者の義務を超えて消費される再生可能エネルギーは、プロジェクトが所在する地域の DISCOM の RPO 遵守に算入される。	電力省	—

表 4.1.2 インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み, 指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
NGHM	SIGHT フログ ラム-コンポーネント II (モード 1)	グリーン水素製造に対する支援。グリーン水素製造の開始日から 3 年間で提供される。基本インセンティブは、初年度は 50Rs/kg, 二年度は 40Rs/kg, 三年度は 30Rs/kg。	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	50 万 MT/年 (内訳: 技術中味が 45 万 MT/年, バイオガスが 5 万 MT/年) に対し, 全モードで 13,050Crore。 ※ 1 Clore=1,000 万
NGHM	SIGHT フログ ラム-コンポーネント II (モード 2B)	電解槽の製造に対する支援。基本インセンティブは、初年度 4440 Rs/kW で、年単位で徐々に引き下げ (二年目: 3,700Rs/kW, 三年目: 2,960Rs/kW, 四年目: 2,220Rs/kW, 五年目: 1,480Rs/kW)。電解槽の製造開始日から 5 年間で提供。	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	4,440Crore ※ 1 Clore=1,000 万
NGHM	SIGHT フログ ラム-コンポーネント II (モード 2A)	グリーンアンモニア生産に対する支援。グリーンアンモニアの生産・供給を開始した日から、3 年間で提供される。基本インセンティブは初年度は 8.82Rs/kg, 二年度目が 7.06Rs/kg, 最終年度が 5.30Rs/kg。	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	55 万 t に対し, 13,050Crore ※ 1 Clore=1,000 万
NGHM	海運分野での グリーン水素利用/パイロットプロジェクト	2027 年までに予定するすくなくとも、2 隻のグリーン水素・及びグリーン水素派生物 (アンモニアとメタノール) 燃料船への改装と港湾への燃料供給設備の設置費用全額の支出。既存船舶の改修 (コンポーネント-A) とバンカーおよび燃料補給施設の設定 (コンポーネント B) が対象	港湾海運水路省 (MOPSW)	2025-26 年度までに 11.5 億 Rs (内訳: コンポーネント A が 8 億 Rs, コンポーネント B が 3.5 億 Rs。)
NGHM	鉄鋼部門での グリーン水素利用/パイロットプロジェクト	鉄鋼部門におけるパイロットプロジェクトの立ち上げを支援。対象分野は以下のとおり。 i. 垂直シヤフト/キルンを使用する DRI フロセスにおける 100% 水素の使用 ii. 所定の限度に従った高炉における水素の使用。 iii. DRI フロセスにおける化石燃料の段階的な水素への代替。 iv. 鉄鋼生産における炭素排出量を削減するための水素のその他の革新的な利用。	鉄鋼省	2029~30 年度までに 45.5 億 ₹。負担上限は、プロジェクトの総費用の 50%。独立鉄鋼生産者と DRI 業界 (コンソーシアムも可) は、評価委員会の承認を得て、70% に増額できる。

表 4.1.2 インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
NGHM	運輸部門でのグリーン水素利用パイロットプロジェクト	<p>運輸部門におけるパイロットプロジェクトを支援。対象分野は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> i. 商用化可能な水素利用技術の開発 a. バスやトラックでのグリーン水素の使用(コンポーネント A) b. 水素供給ステーションのような支援設備(コンポーネント B) ii. 運輸分野で脱炭素化を図る革新的水素利用技術(グリーン水素を原料としたメタノール/エタノールの混合など)のグリーン水素由来の自動車用合成燃料などの開発。 	道路輸送・高速道路省 (MORTH)	2025-2026 年度までに 49.6 億\$。
NGHM	住宅、商業、分散型/非在来型、用途における革新的な方法/経路を用いたグリーン水素の生産と利用のためのパイロットプロジェクト	<p>住宅、商業、地域社会、分散型/非在来型、用途における革新的な方法/経路を用いたグリーン水素の生産と使用のためのパイロットプロジェクトの実施のための設備投資への補助金。</p> <ul style="list-style-type: none"> i. グリーン水素の生産のための革新的なモデル/技術/経路の支援。特に、フローティングソーラーによるグリーン水素の生産、バイオエスパーのグリーン水素の生産、廃水からのグリーン水素の生産が含まれる。 ii. 調理、暖房、オフグリッド発電、オフロッド車などの分散型用途の燃料としてのグリーン水素とその派生物の利用を試験的に支援。 iii. 家庭用/住宅用および商業用電化製品(都市ガス、地域コミュニティ用など)の燃料としてのグリーン水素の技術的実現可能性と性能の検証。 iv. 他の新しい分野におけるグリーン水素とその派生物の安全かつ確実な利用の検証。 	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	<p>2025~26 年度までに 20 億\$ (事業体/組織に対する総 CFA の割合は以下のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none"> i. 民間事業体の場合、総設備コストの 80% ii. 政府機関の場合、総設備コストの 100%)

表 4.1.2 インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理（続き）

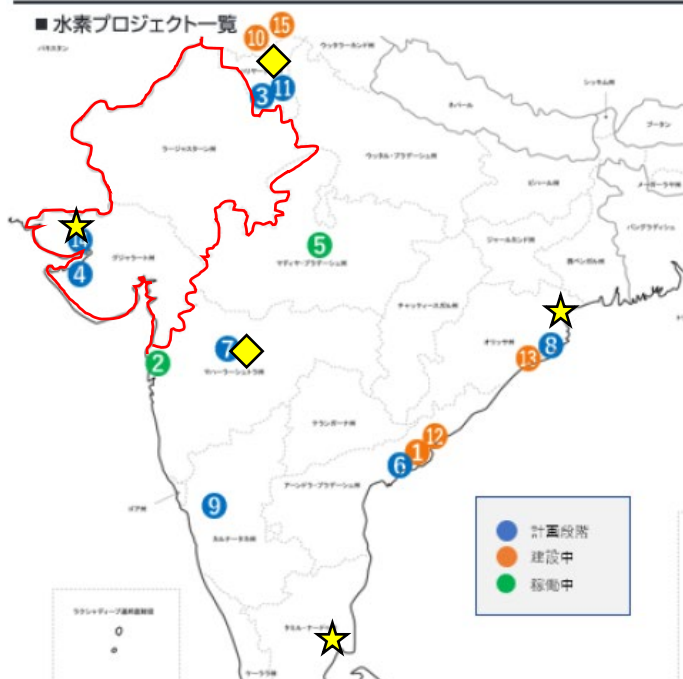
政策の枠	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
NGHM	インド国内水素ハブ設置計画	10 万 MTPA 以上の容量の水素ハブの特定と、同水素ハブにおけるコアインフラ(共通のサービス/施設)開発の支援 (詳細プロジェクト報告書の作成)。対象は、以下のコアインフラ。 i. グリーン水素/その派生物の貯蔵および輸送施設, ii. パイプラインインフラの開発またはアップグレード, iii. グリーン水素自動車燃料補給施設, iv. 必要に応じて水素圧縮および/または液化技術, v. バルク液体, ガス, 材料ベースの技術, または地下オプションを含む水素貯蔵システム(例えば, 塩洞窟, 枯渇した石油・ガス田, 未使用の炭鉱など。), vi. 水処理施設および関連貯蔵施設, vii. 超大型原油輸送船 (VLCC) のような大型船舶を取り扱ったためのバンカーバージの提供を含む港湾の場合の燃料補給施設の開発, viii. 輸出のための港湾/棧橋インフラの拡張を含む海運のためのインフラ整備。 , ix. 最も近い既存の系統変電所への送電インフラと新しい専用変電所の設置, x. 土地再開発, xi. RE 間欠性を管理するためのエネルギー貯蔵, xii. 排水処理プラント, xiii. その他必要なインフラ	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	2025 年度までに 20 億ルピー
NGHM	インド国内水素ハブ・リーノベーションプログラマー (HVIC) およびグリーン水素ハブの設置に関する改訂	HVIC が大容量水素ハブの設置のための貴重なインフラを提供することを目的として設計されていることを考慮して、水素ハブに、一部の HVIC をハブに取り込む。	新・再生可能エネルギー省 (水素部門)	既存の水素ハブスキームに適切な修正を加えて、NGHM 予算を通じて支援される。コンポーネント A(HVIC):17.2 億₹ コンポーネント B(水素ハブの詳細プロジェクト報告書の作成):2.8 億₹

インドでは、Hygenco・ReNew の他にも、AM Green (Greenko 子会社) , Airox Nigen, Haryana City Gas, Essar, GAIL, Greenko, Here Future Energies, Indian Oil, NTPC, Ocior Energy, Reliance Indusiries, Spray Engineering Devices といった多くの企業が、グリーン水素のプロジェクトに取り組んでいることが分かった (図 4.1.1)。インドの港湾・海運・水路省 (Ministry of Ports, Shipping and Waterways; MoPSW) は、2035 年までに、主要な港湾すべてにグリーン水素燃料補給施設を設置する計画である。なお、AM Green, Essar, Hygenco, Ocior Energy, Reliance Indusiries のプロジェクトにはグリーンアンモニアも含まれ、地理的に近く、日本・シンガポールへの輸出に有利と考えられる東海岸には、AM Green, Hygenco, Ocior Energy, Reliance Indusiries のプロジェクトがある。

再生資源が特に豊富なグジャラート州及びラジャスタン州 (図 4.1.1 赤枠) では、慢性的な水不足が課題であるため、現状プロジェクトの数が少ないが、グジャラート州のカンドラ港は、図 4.1.1 西側の☆マークであり、グリーンアンモニア港 3 つ (カンドラ港以外の 2 つは、図 4.1.1 南側の☆マークである、タミル・ナードゥ州のトゥティコリン港と、図 4.1.1 東側の☆マークである、オリッサ州のパラディーブ港) の内のひとつとして 2030 年まで重点的に整備される計画になっているため^[6]、これらの州を評価対象とすることで、インド国内のグリーンアンモニア製造プロジェクトをさらに促進できる可能性がある。他にも、Hygenco が既にグリーン水素を製造している地域として、図 4.1.1 の北側の◇マークであるハリヤナ州と、中央西側の◇マークであるマハラシュトラ州が挙げられる。また、水素は貯留・輸送における温度・圧力の管理が難しいため、水素キャリアとして他の物質に変換し効率的に輸送・貯蔵する必要がある。アンモニアは、常温・常圧で容易に液化可能なため水素キャリアとして有望であると考えられており、アンモニアの製造装置・貯留タンク・輸送船については、日本企業の製品が提案できる。

3.インド水素プロジェクト動向

★グリーン水素 ★アンモニア

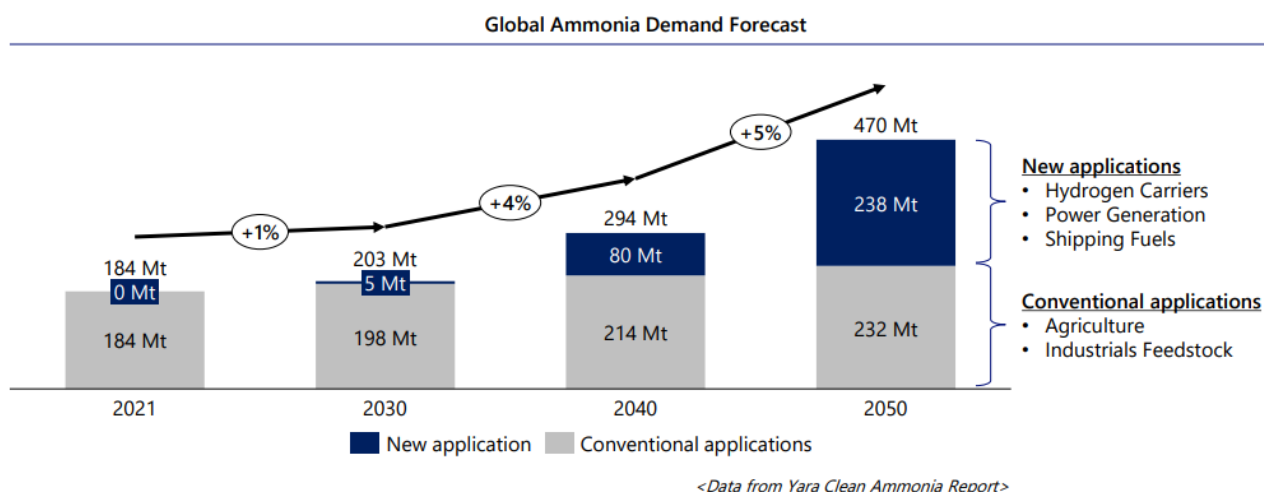


#	企業名/プロジェクト名称	電解容量
1	AM Green/カナダプロジェクト★★	1.3GW
2	Airox Nigen-インド原子力発電会社★	125kW
3	Haryana CityGas Distribution★	15MW
4	Essar★★	1GW
5	GAIL★	10MW
6	Greenko★	1GW
7	Hygenco★	不詳
8	Hygenco★★	250MW
9	Hero Future Energies★	不詳
10	Indian Oil★	1MW
11	Indian Oil★	50MW
12	NTPC/Pudimadakaグリーン水素ハブ★	3GW
13	Ocior Energy★★	200MW
14	Reliance Indusiries★★	不詳
15	Spray Engineering Devices★	30MW

- アーンドラ州およびオリッサ州の東海岸地帯にプロジェクトが集中し、建設が開始されたプロトタイプが多い
- 再生可能エネルギー資源が豊富なグジャラート州およびラジャスタン州ではグリーン水素プロジェクト計画件数は伸びていない
- 現段階で稼働済みは# 2, # 5の2件

図 4.1.1 インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアのプロジェクト抜粋^[5]

Global Ammonia demand is expected to pickup after 2030, and reach ~470 Mt in 2050, with new applications driving the growth



- Conventional applications of Ammonia is mainly in the Agricultural/ Industrial areas (e.g. fertilizers/ industrial feedstocks)
 - Moving forward, the majority of demand in this application is expected to be served by a mix of grey and clean Ammonia
- New applications of Ammonia are mainly for Hydrogen Carriers, Power Generation and Shipping Fuels
 - Moving forward, 100% of demand from new applications expected to come from clean Ammonia
 - ~50% of 2050 demand is projected to come from new applications, with shipping fuel as the main contributor

Source: Summary by NRI from Yara Clean Ammonia

Copyright © Nomura Research Institute Singapore Pte. Ltd. All rights reserved NRI 20

図 4.1.2 世界のアンモニア需要想定

なお、図 4.1.2 のとおり世界のアンモニア需要が、2050 年において 4 億 7 千万 MT まで伸びると想定しているレポートもあるが^[7]、回収しきれない CO₂ やメタン漏洩を考慮すると、ブルーアンモニアは真にクリーンと言えないため^[8]、グリーンアンモニアのみで 4 億 7 千万 MT 全てを賄わなければならない可能性もある。適切にグリーンアンモニアバリューチェーンを計画・設計・実現できれば、将来のグリーンアンモニア流通が期待できる。

上記に加え、国内用途では、既に 6 月にグリーンアンモニアプロジェクトの入札が開始され、オフテイカーとして、IIFCO (カンドラ, オリッサ), GNFC, PPL (ゴア, オリッサ), MCF, MFL, Kirishna Phoschem, Indorama, Coromandel, Madhya Bharat Agro-II&III, がグリーンアンモニアをそれぞれ年間 4,000~10 万 MT 求めている^[9]。一方、グリーンアンモニアは、プロジェクトの地域にも因るが、2030 年であっても、補助金なしだと 900~1,100\$/ton と高コストであることが課題である^[4]。これに対し、表 4.1.3 のとおり、2025 年のオークションでは、565~736\$/MT を達成している^[9]。全 13 件の加重平均価格は 605\$/MT であり、米国やドイツで製造されるグリーンアンモニア価格 782\$/MT~827\$/MT と比較して約 25%安い結果となっている^[10]。これは、プロジェクト 1~3 年目に約 100\$/MT, 80\$/MT, 60\$/MT が奨励金として支給され、政府による補助金や電力バンキング、送電コスト免除、需要集約、優先オープンアクセスなどの政策的支援により後押しされることで、競争力のある価格を達成できている^[11]。一方、グレーアンモニア価格 200~600\$/MT^[12] (最近のデータでは 500\$/MT 程度^[13]) に比べるとグリーンアンモニアは未だ高く、バリューチェーン全体の最適化によりコストダウンを図る必要がある。なお、全 13 件の半数を超える 7 件が、600\$/MT を切る結果となっており、また半数近い 6 件が ACME によって落札された。ACME の落札量は計 37 万 MT/年で最多となってお

り、次点である Jackson と SCC の 8 万 5 千 MT/年に対して、ACME は 4 倍以上のグリーンアンモニアを製造・供給する。なお、グリーンアンモニアの国内用途は肥料および産業向けとされるが、後述のとおりコストダウンを実現するためには、国内用途を更に拡大させる必要がある。

表 4.1.3 全 13 回のインドにおけるグリーンアンモニアオークション結果

プロジェクト	アンモニア量 (MT)	落札者	落札価格 (ルピー/kg)	落札価格 (\$/MT)
1	100,000	ACME	54.73	622
2	100,000	ACME	49.75	565
3	4,000	Suryam	50	568
4	50,000	Onix	52.5	597
5	75,000	ACME	55.75	634
6	25,000	ACME	62.84	714
7	20,000	ACME	64.74	736
8	15,000	SCC Infar.	57.65	655
9	50,000	ACME	51.89	590
10	85,000	Jackson	50.75	577
11	70,000	NTPC	51.8	589
12	60,000	Oriana	52.25	594
13	70,000	SCC Madhya	53.05	603
合計	724,000	—	加重平均価格	605

4.2 シンガポール

表 4.2.1 のとおり、シンガポールには現在 Maritime Singapore Green Initiative (MSGI) があるが、Green Ship Programme (登録船舶 (SRS) 及びシンガポール港に寄港する海洋船舶に対し、2027 年末の期限付きだが、海事港湾局 (Maritime and Port Authority of Singapore; MPA) による、IMO の基準を満たすことへのインセンティブ (登録料や税の割引、条件によっては 100%) が、グリーンに限らず炭素強度基準で与えられる)、Green Port Programme (5 年間の港湾税 100%補助)、Maritime Singapore Green Initiative といった海運に特化した補助制度のみが整えられており、Green Energy and Technology Programme においても、専ら海上排出削減のためのパイロット試験と技術開発の促進を図っている。Future Energy Fund と呼ばれる基金もあり、低炭素電力を輸入するための海底ケーブルや、水素の採用と利用拡大を決定した場合の新しい水素ターミナルやパイプラインといったエネルギー転換インフラの投資を支援している。これらの基金があるものの、補助制度は海運分野に偏重している。

表 4.2.1 シンガポールにおけるグリーン水素・グリーンアモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
Maritime Singapore Green Initiative	Green Ship Programme (GSP)	<p>シンガポール登録船舶(SRS)およびシンガポール港に寄港する海洋船舶に対する、IMO が定める環境規制基準を超えるためのリユースを自主的に採用するインセンティブの提供。</p> <p>1. SRS に対する初期登録料と年間トク数税の割引 2(2025 年 1 月 1 日から 2027 年 12 月 31 日まで、以下の要件を満たす場合、MPA は SRS の初期登録料および年間トク数税に対して最大 100%の割引を提供。)</p> <p>・国際海事機関(IMO)の MARPOL 付属書 VI フェーズ 3 エネルギー効率設計指数(EEDI)要件を 10%以上上回る事。</p> <p>・低炭素燃料エンジンの採用;</p> <p>・ゼロカーボンとほぼゼロ排出の燃料エンジンを採用し、</p> <p>・ゼロエミッション燃料エンジン/技術の採用;又は</p> <p>・炭素強度指標(CII)評価 A を達成すること。</p> <p>2. 寄港海洋船舶に対する港湾費の免除(2025 年 1 月 1 日から 2027 年 12 月 31 日まで、MPA はシンガポール港に寄港する海洋船舶に対し、以下の船舶に対して最大 100%の港湾費を免除。)</p> <p>・ゼロエミッション燃料/技術の利用(例:水素、完全電化、水素燃料電池と電化のハイブリッドなど);</p> <p>・ゼロカーボン燃料の使用(例:アンモニア、バイオ燃料はアンモニアスリッパ/NO 25%以上限)×/N2O, B100 バイオ燃料、グリーンメタンなどを扱っています。</p> <p>・CF 値≤ 1.375 の低炭素含有量燃料(例:メタノール)の使用、または最大 1%のメタンスリッパ対応エンジン内の LNG 使用、または B50 以上のバイオ燃料 B99 までの使用;又は</p> <p>・炭素含有率が $1.375 < CF \leq 2.750$ の低炭素含有燃料(例:メタンスリッパなしのエンジン LNG)や B24 以上のバイオ燃料(B49)の使用。</p>	シンガポール海事港湾局 (MPA)	<p>MSGI 全体では、2011 年に 5 か年分として 1 億シンガポールドルを計上、2013、2019、2022 年と改訂を重ね、2025 年に 5 千万シンガポールドルを追加。</p>
Maritime Singapore Green Initiative	Green Port Programme	<p>2024 年に MSGI に含まれた新しいプログラム。主に燃料切り替え、エネルギーの最適化、再生可能エネルギーの生成を通じて、港のネットゼロへの移行を支援する。(ただし、アンモニア、水素に関する具体的記載は見られない。)</p> <p>エネルギー効率助成金 (EEG) は、エネルギー効率の高い機器への投資に共同出資することで、企業がエネルギー効率の向上に向けて移行できるよう支援。</p> <p>実際には、A.シンガポール港に寄港する船舶;及び B.低炭素燃料又はゼロ炭素燃料の MPA 許可を受けたハーバークラフトに対するハーバークラフト入港料を 5 年間免除。</p>	シンガポール海事港湾局 (MPA)	<p>EEG は 2 段階の支援を提供。基本層は事前承認済みの省エネ機器に対して最大 3 万シンガポールドルまでの支援、さらに、より大きなエネルギー効率を推進する企業への投資を支援する上級層も、支援額は基本層と上級層を合わせて、1 社あたり上限 \$350,000。</p> <p>港湾分野では、エネルギー効率の高い電動クレーンなどの導入に対して最大 70%の共同資金援助を提供。EEG の申請期間は 2026 年 3 月 31 日まで。</p>

表 4.2.1 シンガポールにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
Maritime Singapore Green Initiative	Green Craft Programme	<p>改訂された MSGI の下では、グリーン港プログラム (GPP) に基づく新造港湾船舶の港湾税課税度は新 GCP に統合され、ゼロエミッション燃料と技術、さらに新造港湾船舶向けのゼロ・低炭素燃料の早期導入を促進する。</p> <p>GPP の下で、低炭素燃料またはゼロの完全電動 MPA 認可港湾船舶に対して、5 年間の港湾税免除に登録されているすべての船舶は、5 年の有効期間終了または 2027 年 12 月 31 日までのいずれか早い方まで、船舶港湾税免除を受けられる。</p> <p>ただし、(a)MPA ライセンスを維持し、(b)年間を通じてゼロエミッション燃料/技術またはゼロ/低炭素燃料の使用を成功裏に実証していることが条件。</p> <p>2025 年 1 月 1 日から 2027 年 12 月 31 日まで登録された新造港湾船舶に対し、MPA は以下のいずれかの基準を満たす港湾税を最大 100%免除する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・低炭素燃料の使用; ・ゼロカーボン燃料の使用;又は ・ゼロエミッション燃料/技術の利用。 	シンガポール海事港湾局 (MPA)	MSGI 全体では、2011 年に 5 千万分として 1 億シンガポールドルを計上、2013、2019、2022 年と改訂を重ね、2025 年に 5 千万シンガポールドルを追加。
Maritime Singapore Green Initiative	Green Energy and Technology Programme	海上排出削減のためのパイロット試験と技術開発の促進。(MPA HP にはこれ以上の情報はないが、他サイトの情報では電動港湾船の開発 (Keppel O&M, 2021 年) が見られた。)	シンガポール海事港湾局 (MPA)	MSGI 全体では、2011 年に 5 千万分として 1 億シンガポールドルを計上、2013、2019、2022 年と改訂を重ね、2025 年に 5 千万シンガポールドルを追加。

表 4.2.1 シンガポールにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
Maritime Singapore Green Initiative (MSGI)	Green Awareness Programme	<p>GAP は、カーボンプラントと管理における業界の認知向上と能力開発に焦点を当てている。複数の業界団体間で締結されたカーボンプラント覚書 (MoU) に基づく取り組みによって推進される。覚書の主な取り組みは以下のとおりで、MPA はカーボンプラントプラントークシヨツプの費用の 50% を共同資金負担する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・海事 SG LowCarbon50 プログラム - 炭素会計と管理に関する研修ワークショップや、関連する取り組み、スキーム、技術の共有が含まれる。 ・Maritime SG LowCarbon50 Awards - これは、カーボンプラントを積極的に正確に実施し、明確で効果的な排出削減・管理指標を導入した企業を表彰することを目的としている。 	シンガポール海事港務局 (MPA)	MSGI 全体では、2011 年に 5 千万分として 1 億シンガポールドルを計上、2013、2019、2022 年と改訂を重ね、2025 年に 5 千万シンガポールドルを追加。
改正 EMA 法	Future Energy Fund	<p>ネットゼロの未来に向けたエネルギー転換のためのインフラ投資を支援するために、未来エネルギー基金を設立。これらのプロジェクトには、初期の技術が含まれる場合や、高額な先行設備投資が必要になる可能性があるあり、さらに重大な商業的および地政学的リスクにさらされる可能性がある。未来エネルギー基金が支援できるエネルギー転換プロジェクトの例としては、低炭素電力を輸入するための海底ケーブルや、水素の採用と利用拡大を決定した場合の新しい水素ターミナルやパイプラインなどがあるとしている。</p>	エネルギー市場監督庁 (EMA)	FY2024: 50 億シンガポールドル FY2025: 50 億シンガポールドル追加

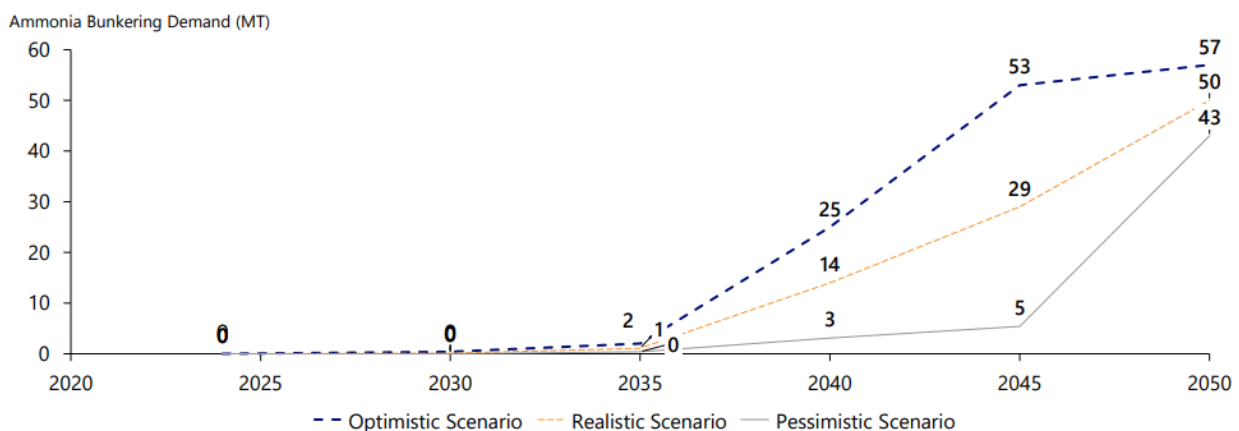
電力とバンカリングの脱炭素化に関して、end-to-end で需要側から供給側まで全てをカバーした国家プロジェクトの創成が進められており^[14]、電力では、いずれも国営の Keppel と Sembcorp の内、住友商事もコンソーシアムの一員となっている Keppel が選ばれた^[15]。これは 55~65MW 規模の直接アンモニア燃焼型コンバインドサイクルガスタービン発電所と、年間 10 万トン規模のアンモニアバンカリング施設（当初は陸上から船舶への供給、将来的には船舶間供給も）を組み合わせた「エンド・ツー・エンド」のアンモニアソリューションである。

バンカリングでは、Keppel のバンカリングパートナーである住友商事が FEED 調査を開始するなどの動きが見られる^[15]。さらに、図 4.2.1 は、横軸に年、縦軸に各年の船舶向けアンモニア需要を取り、3つのシナリオにおける予測を示す。図 4.2.1 のとおり 2035 年から船舶向けの需要が立ち上がり、2050 年には年間 4~6 千万 MT の需要が見込まれる。なお、電力に関しては、少し早く 2029~2030 年に実プロジェクトが開始されると推察されるものの、需要側から供給側に至る各事業者が、必要な設備をどこから調達するかまでは決定していない可能性がある。なお、シンガポールは、ほぼ全てのエネルギーを輸入に頼っており、国土も狭く自国での再生可能エネルギー確保も難しいことから、本調査ではグリーンアンモニアは輸入することを前提に進める。また、シンガポール政府としてアンモニアの輸入先やターゲット価格については公表していない。

Executive Summary | Ammonia Demand

Ammonia Bunkering Demand is expected to pick up in 2035 with rapid growth to follow later in ~2040s onwards

Ammonia Bunkering Demand in Singapore



- Currently in Singapore, Ammonia bunkering and application are still in its early development stage with majority of the activities still focusing on the feasibility and trialing stage
- Demand for Ammonia as a bunkering fuel is expect to only pick increase exponentially from 2040-2050, with an estimated demand between 43-57 MT in 2050.
- Ammonia is estimated to account for 30-40% of total marine fuel bunkering demand by 2050.

Note: Demand potential for Ammonia will also be studied for other industrial activities, such as energy storage, fuel cells, Internal Combustion Engines (ICE) Engines (ICE)
Source: Online Publications, Expert Interviews, NRI Research & Analysis

Copyright © Nomura Research Institute Singapore Pte. Ltd. All rights reserved NRI 12

図 4.2.1 シンガポールにおけるアンモニアバンカリング需要

4.3 日本その他

水素キャリアとしてではなく、直接利用されるアンモニアの需要は、2030年に300万MT、2050年に3,000万MTとなると、資源エネルギー庁は想定している^[16]。その内訳は、明確にされていないものの、図4.3.1のとおり、少なくとも発電と船舶が含まれている。

アンモニア利用の拡大に向けた道筋

- 燃料アンモニアの着実な導入・拡大においては、**発電・船舶等における利用面で拡大と、低廉で安定的なサプライチェーン構築・強化という双方の取組が必要。多面的な政策的支援を実施。**

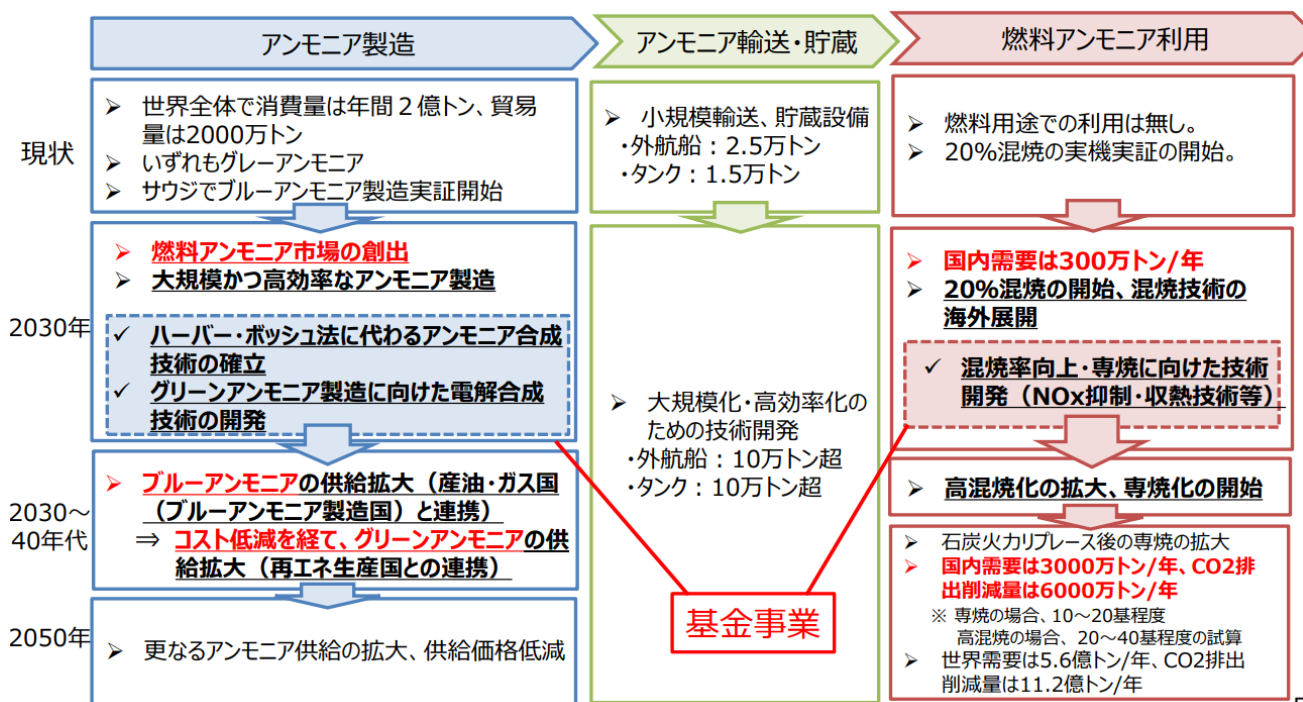


図 4.3.1 日本におけるアンモニア利用拡大

また、NEDOは、2030年に20円/Nm³ (≒170\$/MT)のアンモニア供給を目指しており^[17]、既にラポレベルでは実証済みの、ハーバーボッシュ法に替わる、水と窒素から常温・常圧でアンモニアを製造する電解技術^[18]をスケールアップし、これを安価なグリーン電源を確保できる国で稼働させる^[19]ことで、現状に比べ極めて高い目標と言える170\$/MTを達成しようとしている。この電解技術が実現すれば、水素製造・水素貯蔵が不要になるというメリットがある。なお、水素価格も同じく2030年に30円/Nm³、2050年20円/Nm³を段階的に達成していく目標があるものの、東京都が実施したグリーン水素トライアル取引では、2025年10月10日に結果が公表された2025年度第2回における落札価格^[20]は、トレーラー輸送コース(1基2,484Nm³)で285円/Nm³、カードル輸送コース(1基263Nm³)で371円/Nm³と、目標達成には残り4～5年で9～10分の1まで価格を下げる必要がある。

各メーカーの開発状況は下表のとおりであり、表 4.3.1 は、水素製造装置の内アルカリ型の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.1 水素製造装置（アルカリ水電解）の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	ライセンス	協業
旭化成	現状は 2MW(10cell×4)のパイロット試験設備。100MW 商用機(200cell×10)を NEDO 事業で、開発中。	開発中の 100MW 級の市場投入時期は明らかにはしていないが、2030 年のコスト目標(5.2 万円/kWh)達成を公表している。	100MW 水電解システムのパイロット試験設備(10MW×4)は、2024 年 3 月に稼働開始。 グリーン水素製造に用いるアルカリ水電解システムと塩素・苛性ソーダ製造に用いるイオン交換膜法食塩電解プロセスの両事業に対応した電解用枠・電解用膜を併産できる新工場の建設中。新工場は、電解用枠および電解用膜それぞれで年間 2GW 超の生産能力を備え、2028 年度の稼働開始を予定。これにより、既存の食塩電解プロセス向け設備と合わせ、年間 3GW 超の生産能力を構築。	—	旭化成は 2024 年 9 月 11 日、イタリヤ De Nora 社との間で、両社の保有するアルカリ水電解システムの技術・ノウハウ・実績を基に、コンテナ型のアルカリ水電解システムについて、共同で開発・評価・販売・検討を進める覚書を締結したことを発表した。
トクヤマ	NEDO 事業での協業先である日本触媒の開発する 1.8m 幅セパレーターを使った高圧型アルカリ水電解設備を開発中。	2026 年からの小規模販売、2028 年からの大規模販売を目標としていた。	同社 HP にも定量的な記載は無い。	—	—
Thyssen Krupp	20MW のモジュールを相互接続して、数 100MW から GW 規模までに対応。2021 年に年産 1GW を達成。	現行の Scalum は 2023 年 11 月に、製品名を公表し、市場投入を発表した。	ドイツ連邦教育研究省(BMBF)の H2Giga プロジェクトで、大規模水素製造の研究開発を実施。2030 年に年産 5GW 規模を目指している。	フランス Green Hydrogen Systems 社の高圧アルカリ水電解技術資産を、2025 年 6 月に取得。	イタリヤ De Nora 社と協業。De Nora 社は電極触媒コーティングやガス拡散層、ハーブシールの製造技術を担当、thyssen Krupp nuceca はセル、電解槽、BOP の設計、セパレータの選定などを担当。 Air Products との間では、大規模プロジェクトでの電解槽供給に関する戦略的パートナーシップを締結。
Sunfire	Sunfire-HyLink AEL は、5MW スタック 2 個による 10MW がモジュールを構成している。これを複数組み合わせ 100MW 超の電解プラントを構成できる。	2021 年の IHT 買収以降、加圧型アルカリ装置を標準製品として受注・納入を開始。	2023 年 3 月の発表では、将来的には GW 規模への拡大を視野に入れつつ、2023 年末までに、年産 500MW を目指すとしている。実際に到達しているとの記載は確認されていない。SOEC との合算では 1GW/a 程度と記載している。	2021 年 1 月にイタリの IHT 社を買収して、アルカリ水分解技術を生産設備を導入した。	—

表 4.3.1 水素製造装置（アルカリ水電解）の国内外メーカーと開発状況比較（続き）

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	協業
Nel Hydrogen	装置能力：PEM スタックモジュール等で MW から GW まで対応可能（例：PSM シリーズ, GenEco 10MW Array 等）。生産規模：月産 100+MW（2025 発表）等の生産体制。	現行：各種モジュール/装置を販売中。今後：次世代大容量モジュールの本格受注開始（2026 以降の計画記載）。	能力向上：次世代スタック(CHRONOS 等)で貴金属削減や高密度化を目指す。生産拡大：自動化・工場増設で年間 GW 級を目指す（文書内の各種目標）。	複数（例：GM 等との協業、各国事業者との提携・ライセンス提供事例）。
Green Hydrogen Systems	装置能力：Hydrogen X シリーズ等で 6MW 機 (Hydrogen X) 'HyProvide X シリーズ。生産規模：2021 年 75MW/工場稼働, 400MW への拡張も準備。	現行：HyProvide シリーズを販売中 (HyProvide A 2017 投入, X シリーズ プロトタイプ 2023)。今後：製品の量産・大型化継続。	能力向上：6MW 等の大型モジュール化。生産拡大：工場拡張で年産数百 MW 規模を目指す。	複数プロジェクトでの EPC・導入実績（文書に詳細記載なし）。
東芝	装置能力：AWE で 100Nm ³ /hr 級 (2016 実証)。SOEC は小規模 (2024 時点で約 2kW) を報告。生産規模：電極 (MEA) 大型製造技術を確立しサプライ提供開始 (2023)。	現行：AWE の実証導入済 (2016)。SOEC は研究段階 (小規模)。今後：MEA 大型化技術で電解装置メーカーへのサプライ提供を実施, 開発継続。	能力向上：MEA 大型化 (3,000cm ² 級) で製品の高効率化・大型化を支援。生産拡大：電極・MEA の供給で市場支援。	電極供給や部材で装置メーカーと連携 (詳細は文書に限定的記載)。
川崎重工業	装置能力：AWE 大規模プロジェクト参画 (CO-H2 等)。AEM では高性能電極開発 (北海道大学との共同研究)。生産規模：プロジェクトベースでの導入実績・開発中。	現行：プロジェクト参画および AEM 電極の研究成果 (2025 年 6 月発表)。今後：AEM で貴金属ゼロ目標等で製品化を推進。	能力向上：AEM 電極の耐久性向上とスケールアップ。生産拡大：大型プロジェクトへの供給を想定。	北海道大学 (AEM 電極開発), 各国プロジェクトパートナー (CO-H2 等) プロジェクト参画企業群)。

表 4.3.2 水素製造装置 (SOEC) の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	ライセンス	協業
三菱重工業	400kW 容量の SOEC デモ機を開発済み。1MW 機向けの開発を実施中。	数百メガワット級の発電所向けに設計された総合効率 90% の大型モジュール型 SOEC (300MW 級) を 2020 年代末までに市場に投入することを目指している	量産体制は未公表。現在は実証実験・試験設備向けの小規模生産が中心。将来的な量産化は計画済中。	—	—
ゼンジャー	JERA とゼンジャーは、ゼンジャーが開発する SOEC (電解電力：200kW) を使用して、排熱を活用した高効率水素生成技術などの共同開発を開始し、2025 年度より JERA の火力発電所構内において共同実証試験。	SOEC は、2030 年までの偉業化を目指して、開発中。2025 年度より JERA の火力発電所内で、SOEC を使用した共同実証試験を開始した。	JERA とゼンジャーは、ゼンジャーが開発する SOEC (電解電力：200kW) を使用して、排熱を活用した高効率水素生成技術などの共同開発を開始し、2025 年度より JERA の火力発電所構内において共同実証試験を実施する。さらに、200kW の共同実証試験の結果をもとに複数の SOEC を組み合わせ、数千 kW 規模への拡大を目指していくと、2024 年 8 月に発表。	—	2025 年度より JERA の火力発電所内で、SOEC を使用した共同実証試験を開始した。 トヨタ自動車とゼンジャーは、ゼンジャーの生産子会社であるゼンジャー福島 (福島県田村市) で、2023 年 3 月中旬から水素循環の実証を始めた。トヨタが開発した水電解装置で再生可能エネルギーを使って水素を製造し、排ガス処理工程で活用する。
ThyssenKrupp	Fraunhofer IKTS と協業して、SOEC モジュールのデモプラント (年産 8MW) を建設し、2025 年 5 月に開所を発表した。	明確な市場投入予定は同社 HP にも記載無し。	EU プロジェクト「HTEM300」において、年産 300MW 規模の SOEC モジュール製造設備に拡張し、2029 年 4 月に運転開始する予定。2030 年に年産 1GW に達することを見込む。	—	Fraunhofer IKTS と協業して、HTEM300 プロジェクトで、2024 年から SOEC を開発中。
Sunfire	Sunfire-HyLink SOEC は、1.3MW スタック 8 個による 10MW がモジュールを構成している。	EU プロジェクト「MultiPLHY」の環境として、Neste 社がオランダのロイヤルタムに設置する再生可能石油精製所に、2022 年 7 月に導入した 2.6MW SOEC が初めての市場導入とされ、2025 年 10 月に操業開始した。	研究開発段階と捉えている模様で、年度を指定した、スケールアップ計画は公表されていない。	—	MultiPLHY は、Neste, Sunfire, CEA, ENGIE のコンソーシアムパートナーによるデモンストラティブプロジェクトです。高温電解槽はドイツの電解槽メーカー Sunfire が供給し、水素処理ユニット (HPU) は SMS グループが提供しています。Neste は製油所の統合を担当し、Sunfire と共にユニットの運用を監督。研究・技術機関 CEA がプロジェクトの調整を担当し、ENGIE が技術経済評価を担当。

表 4.3.3 水素製造装置 (AEM) の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	協業
住友電気工業	NEDO 事業「AEM 型水電解システム」の開発と長期フェーズ「実証事業」において、10kW セルスタックを組み込んだ AEM 型水電解システムを開発し、長期間のフェーズ「実証」を実施するとしている。	まだ研究開発段階で、市場投入時期の記載は見当たらない。 2030 年やその先の社会課題からのバックキャストに基づき、次世代の研究開発を探索する活動の結果の一つとして位置づけられており、2030 年以降を見込んでいるものとみられる。	同社 HP にも定量的な記載は無い。	—
Enapter	モジュール「EL4」は、2.4kW。同モジュールを組み合わせたマルチコアの製品としては、AEM Flex 120(120kW)、AEM Nexus 1000(1MW 級)、AEM Nexus 2500(2.5MW 級)が商用版として供用されている。	AEM Nexus 2500(2.5MW 級)は、2026 年度末の初回出荷を予定している。	工場はイタリアのピサとドイツのザーベックにある。ピサについては、初期に年産 20-30MW 程度の生産をし、能力的には年産 150MW 程度といた。ザーベックについては、2021 年の建設開始時の発表では、まずは、200-300MW 規模、行く行くは GW 規模を目指すとしていた。現在の生産規模に関する発表は見当たらない。	—

表 4.3.3 は、水素製造装置の内 AEM の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.4 水素製造装置 (PEM) の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	協業
カナデビ ア エ ン ジ ニ ン グ	2000年にHydroSpringの名称で、PEM型水素製造装置の販売を開始した。2018年にはMWコソナナ、2020年には1.5MW装置を市場投入した。5MW級は2024年から販売。	現在、開発中の100MWクラスは2030年ごろの市場投入を狙っている。	NEDOの「カーボニュートリル実現に向けた大規模P2Gシステムによるエネルギー需要転換・利用技術開発」事業では、「水電解装置の大規模・モジュール化技術開発」を担当し、実用規模（遅くとも、2030年において、PEM型100MWシステムの実現を見通す）を想定し、量産可能かつスクーラブルな特徴を備えた水電解装置の大規模・モジュール化に係る技術を開発することになっている。2MWを電解槽の単位モジュールとして、100MWを見通すとしている。	山梨県、サントリー、岩谷産業等と、P2G (Power to Gas) システム実証や、グリーン水素のサプライチェーン構築におけるNEDO共同事業を実施中。
トヨタ	トヨタのFCEV「MIRAI」に積載するPEM式モジュールをベークに提供中。水素製造能力8kg/hrは、420kWに相当。	千代田化工と開発を進める水素製造装置は、2027年度からシステムを外販したい考え。	2023年の発表では、『ミライ』の水素ユニットは、われわれは、『ミライ』の水素ユニットを使って燃料電池の外販を進め、2030年に10万台を供給する予定です。その大半は商用車になります」と述べている。2024年2月の発表では、千代田化工と協業して、大規模水電解システム(5MW級を原単位とする。)の共同開発をするとしている。また、2024年12月の発表では、経産省の「GXサプライチェーン構築支援事業」を使って、2030年ごろに数GWの事業規模を目指す」と発表した。	2024年2月の発表では、千代田化工と協業して、大規模水電解システム(5MW級を原単位とする。)の共同開発をするとしている。トヨタ自動車株式会社(以下、トヨタ)、豊田通商株式会社(以下、豊田通商)、三菱化工機株式会社(以下、三菱化工機)は、バイオガスから水素を製造する装置を、タイ国内に初めて導入。
Siemens Energy	現行ラインアップのElyzer(PEM自身はSilyzer) P-300は24モジュールで17.5MW。2023年にAir Liquideと合併会社による数GW規模の工場をBerlinに設置した。	産業用途に特化したElyzer P-300は、それ以前のモデルSilyzer(P100/P200)に続き、2018年に市場投入。本格的な連続生産は2023年11月にBerlinの新工場で生産が始まった。	2030年までにGW規模の水素製造能力を目指すし、技術改良とプラントの大規模化を推進中。2025年に3GWと発表(後追い時は確認されず)。	2023年にAir Liquideと合併会社による数GW規模の工場をBerlinに設置した。2021年に発表した東シとの協業では、Siemens Energyは水素製造用PEM水電解装置を提供し、東シは高性能で耐久性のある新型膜技術を開発。山梨県企業局が幹事となった、グリーン水素プロジェクトに参画し、PEM水素製造装置を供給。

表 4.3.4 は、水素製造装置の内 PEM の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.5 アンモニア製造装置の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	協業
東洋エンジニアリング	<p>インドネシアの GAIA プロジェクトでは、再生可能エネルギーを 40MW 使うことが想定されている模様。</p> <p>チリの HyeX プロジェクト (フェーズ 1) にて、太陽光発電を活用した年産 1.8 万トンの製造プラントの設計 (FEED) を担当。2025 年の生産開始を目標としているが、まだ FID に至っていない模様。</p> <p>契約範囲外ではあるが、フェーズ 2 では、2030 年に 2800MW、年産 70 万トンの生産を計画</p>	<p>インドネシアでの GAIA プロジェクトでは、2025 年前半の FID、2027 年ごろの商業運転開始を目標としていた。(今のところ、FID 合意は確認されていない。)</p> <p>チリの HyeX プロジェクト (フェーズ 1) にて、太陽光発電を活用した年産 1.8 万トンの製造プラントの設計 (FEED) を担当。2025 年の生産開始、フェーズ 2 では、2030 年に 2800MW、年産 70 万トンの生産を計画。</p>	<p>グリーンアンモニアに限定はされないが、アンモニアプラント自身は、将来的に日産 6,000 トン～10,000 トンへの巨大化を視野に入れている。</p>	<p>2024 年 8 月に、インドネシア肥料公社 (PIHC), ITOCHU と提携し、PIHC 傘下の PIM 社保有の既設アンモニアプラントに水電解装置を併設し、グリーンアンモニアを製造する事業共同開発契約書を締結したと発表。グリーンアンモニアには限定されないが、TOYO は 2023 年 6 月 14 日付で東京科学大学) , Ammon Fields 株式会社, 株式会社エフ・シー・シー (FCC) と東工大原亨和教授らが開発した鉄-ヒドリド触媒を、燃料用アンモニア製造システムに適用することを目指し、実証に向けた触媒商業化の開発に共同で取り組み覚書を締結した。</p> <p>興和株式会社とインド新興財閥であるアダニグループのシンカポール子会社は、将来インドにて生産される予定のグリーン水素とアンモニアの主日本向け販売およびマーケットを開行するための合弁会社を設立しており、経済産業省より令和 5 年度質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた事業実施可能性調査事業委託 (我が国企業によるインフラ海外展開促進調査) 1 の対象案件として採択を受けました。</p> <p>本件において TOYO は再生可能エネルギーからのグリーンアンモニア・尿素製造事業に関するフューチャリティイニシアティブ (FS) を実施し、日本での受け入れ・利活用まで、ハルチーチェーン全体の調査を実施するとの記載。</p>
日揮	<p>旭化成の水電解システム (10MW 規模) に日揮 HD の窒素分離設備およびアンモニア合成・液化設備 (数トン/day) を接続したシステムを構築。水電解システムとしては福島水素エネルギー研究フェイルドの既存設備を使用し、再生エネルギー由来の駆動力に対応したシステム構成とすることで、各種設備を効率的に運用管理する「統合制御システム」を両社で共同開発した。2025 年度より運用開始予定。</p>	<p>2020 年代後半には、再生可能エネルギー由来のグリーンアンモニア製造が本格化すると考えられており、変動する再生可能エネルギーからの効率的かつ安定的なアンモニア合成方法・技術の確立に向けて実証試験を実施予定です。</p> <p>2025 年度中に検証運転開始予定です。Phase 2 において 2027 年度～実証運転、2030 年に、カーボニユートリな基礎化学品の製造プロセスの実証完了を目指している。</p>	<p>同社 HP にも定量的な記載は無い。</p>	<p>SIP1 エネルギー「研究」の中で、2014 年から「新規アンモニア合成触媒および再生可能エネルギーによる水の電気分解で得られた水素を原料としたアンモニア合成プロセス」の研究開発を進めた。産業技術総合研究所、沼津工業高等専門学校、日揮触媒化成と共同で、触媒に使用する担体や触媒の製造方法を改良することにより、低温・低圧で効率的にアンモニアを合成できる新たな触媒の開発に成功し、福島県郡山市の産業技術総合研究所福島再生可能エネルギー研究所の敷地内に、本触媒を用いてアンモニアを合成する実証試験装置を建設し、実証試験 (アンモニアの生産能力日量 20kg) を行った。(その後の日揮における展開については、特に記述無し)</p>

表 4.3.5 は、アンモニア製造装置の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.5 アンモニア製造装置の国内外メーカーと開発状況比較 (続き)

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ計画	協業
千代田化工	2031年以降に100万吨/年規模アンモニアプラントを定期的に案件獲得し、ライセンヌ収益を得ることを想定している。	千代田化工グループは、東京電力ホールディングス株式会社および株式会社 JERA と共同で NEDO の GI 基金事業として、アンモニア製造における新触媒をコアとする国産技術を開発中。ハーバーボッシュ法より低温低圧プロセスでアンモニアを製造することにより、製造コストの低減を実現するもので、本開発・実証は 2021 年度から 2030 年度の 10 年間で予定している。	GI 事業では、2024 年までの Phase 1 に続き、2025-2027 年のベンチ試験、2027-2030 年のパイロット試験、それ以降の事業化 Phase 入り を想定している。	東京電力ホールディングス株式会社および株式会社 JERA と共同で NEDO の GI 基金事業として、アンモニア製造における新触媒をコアとする国産技術を開発中。ハーバーボッシュ法より低温低圧プロセスでアンモニアを製造することにより、製造コストの低減を実現するもので、本開発・実証は 2021 年度から 2030 年度の 10 年間で予定している。
Topsoe	SOEC 電解装置により製造した水素から、アンモニアを合成する水素製造と、アンモニア合成プラントについては、Power-to-X を前提としたモジュール型のグリーンアンモニア製造プラント (Modulite™, 現場組み立て式プラント(600~5,000MTPD)) をグリーンアンモニアを実現する製品として、ライオンが提供している。	ニューヨークに拠点を置く、First Ammonia が、Texas 州 Port Victoria に建設中の 100MW (年産最大 100kton) のグリーンアンモニア設備は、Topsoe の SOEC とアンモニアリアクターと触媒リアクターを採用し、2026 年に完全稼働が予定されている。	同社 HP にも定量的な記載は無い。	—

表 4.3.6 アンモニア供給装置の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
三菱造船	想定エンジン出力は5.5MW～61.5MWの範囲。	2024年4月に三菱造船は、ジャバエンジンコーポレーション（以下、J-ENG）から、アンモニア燃料供給装置およびアンモニア処理202装置を受注したと発表した。受注した。各システムは、統合制御装置により遠隔で自動制御される。三菱造船は、これらのシステムを2025年中にJ-ENGへ納入予定としていた。 Mitsubishi Ammonia Supply and Safety System (MAMMOSS®)は、アンモニア燃料供給システム、及びアンモニア除去システム、から構成される。	—
三井E&S	三井E&Sは、玉野工場においてアンモニア焚き大型低速エンジン7S60ME-C10.5-LGIA-HPSCR（連続最大出力（7cyl.機、L1点）：17,430kW（23,700馬力）×105min-1）アンモニア燃料試験運転開始。	玉野工場において、左記のアンモニア焚き大型低速エンジンのアンモニア燃料試験運転を2025年2月10日に開始。 本件は昨年からライセンサーであるEverlenceのテストエンジンにおいて行われた単気筒のアンモニア燃料試験運転の成果を基に、大型低速2サイクルエンジンの商用機として世界初のアンモニア燃料試験運転に着手した。	2021年10月に、三井E&Sマシナリーは、伊藤忠商事、川崎汽船、NSユニテッド海運、日本シッパートの4社と共に、NEDOが公募した次世代船舶の開発プロジェクトを共同実施。 本プロジェクトの目的は国際海事機関が掲げるGHG削減戦略の達成に向け、各方面から代替燃料の候補として注目されるアンモニアを用い、ゼロ・エミッション船舶の早期開発・社会実装を目指すことにあるが、伊藤忠商事をはじめとするパートナー企業によるアンモニア燃料船の開発と船用アンモニア燃料の国際セーフティチェーン構築の両面から構成される統合型プロジェクト推進の一環でもある。 三井E&Sマシナリーは、本プロジェクトの取り組みを通してアンモニアを燃料とする推進システムを開発、その初号機を市場投入することで、ゼロ・エミッション船の早期社会実装に貢献するとしている。
Everlence	—	大型2ストロークエンジンについては、アンモニア燃料供給システムと除外システムをセレクトした、商用機と位置づける7S60ME-C10.5-LGIAの100%負荷試験を終え、今年運行試験に投入するとしている。 Everlenceは既存のストロークエンジンをアンモニア対応に改造するレトロフィット・コンバージョンを、2026年第1四半期以降の船舶の5年ごとのトッピングスケジュールに合わせて提供。	2024年1月MAN CYOは、船舶エンジン用途に安全にアンモニアを供給するアンモニア燃料供給システムの設計が、船級協会、DNV, Bureau Veritas から原則承認を取得したと発表した。 Everlenceの一部であり、LNGおよび天然ガスの貯蔵・取り扱い分野の第一人者であるMAN CYOは、中国企業Yada Green Energy Solutionsと協力してこのシステムを開発した。同社は以前、LNGおよびメタンール海洋燃料用の機器提供で協力していた。ME-LGIMの試験は、三井E&Sとの共同で実施された。

表 4.3.6 は、アンモニア供給装置の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.7 アンモニア圧縮機の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	方式
三菱重工 コンプレッ サ	アンモニアプラント向けコンプレッ サの納入実績としては 1960年代に韓国、ブラジル に納入して以来、継続的に 世界各国に350台以上の コンプレッサを納入、プラント の安定操業に貢献してきた。 近年では米国の世界最大規 模のアンモニアプラント（日産 3600トン）への納入実績 を持つ。	グリーンアンモニアでは、高圧蒸 気が発生する改質装置がな く、コンプレッサを駆動する駆動 機は高圧蒸気を利用した蒸気 タービンからモーター駆動機へ変 更となる。また水電解装置で発 生した水素を窒素と合成するた めの昇圧用ブースターコンプレッ サが必要となる。この純水素昇 圧に対応するため大容量の水 素コンプレッサの開発も進めてい る。	一軸多段コンプレッサ・駆動機
日立イン ダストリア ルフロク ツ	アンモニア合成圧縮機の導入 事例では、アンモニア合成ガ ス圧縮機 (2BCH509+2BCH408/ A)を紹介している。 型式： BCH456+2BCH407/A 取り扱いガス：N ₂ +H ₂ 吐出圧：11.6MPa 回転数：11,500 r p m 軸動力：9,380kW	アンモニア圧縮機は従来からラ インアップ。 今後、このアンモニア製造過 程で発生するCO ₂ をクリーン 化した「ブルーアンモニア」、「グリ ーンアンモニア」の普及が進 み、当該企業は「ブルーアン モニアプラント」、グリーンアン モニアプラントに圧縮機設備 を納入することによりCO ₂ 削 減に貢献します。と製品紹介 に記載。	遠心圧縮機 水平分割形フロセス遠心圧縮 機 (MCH) バレル形フロセス遠心圧縮機 (BCH)
MINNU O	0.2~40 m ³ /minの空気出 力容量, 0.8~2.6 MPaの圧 力範囲など、幅広い圧縮サポー トを提供。 D型高効率空冷：流量6.4~ 18 m ³ /min, 圧力 2.5MPa V型インテリジエント水冷：流量 6~40 m ³ /min, 圧力 0.25 ~0.4MPa	—	往復動式コンプレッサ D型高効率空冷シリーズ V型インテリジエント水冷シリーズ

表 4.3.7 は、アンモニア圧縮機の国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.8 アンモニアタンクの国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
三菱重工業	<p>1960年代から2020年にかけて88隻のVLGC及びMGCを建造しており、うち6隻がアンモニアを搭載できるMGC(20000～40000m³積み)である。1995～2005年に建造されており、当時のエンジンの推進用燃料は重油であるが、貨物としてアンモニア輸送が可能となるように設計されている。</p> <p>一方、近年は将来的なアンモニア輸送需要を捉えるべく、大型のVLGC(三菱重工業の場合87000m³クラス)においてもアンモニア輸送可能な仕様が求められている。</p> <p>2025年3月14日、三菱造船は、商船三井ならびに名村造船所と共同で、アンモニアを燃料として航行する大型のアンモニア輸送船を共同開発と発表。</p>	<p>- 現行製品：既存のMGC(20-40k m³級)実績を保有。FSRUコンセプト等は2022年にスタディ完了。</p> <p>- 今後製品：アンモニア燃料の大型輸送船の共同開発で2026年の就航を目指す(商船三井等とのプロジェクト、AIP取得の報告あり)。</p>	<p>- 商船三井、名村造船所と共同でアンモニア燃料船を開発(基本設計・技術提携)。</p> <p>- 商船三井向け案件では設計・供与・機器供給・工作支援を実施。</p> <p>- 商船三井とのFSRUコンセプトスタディ(共同検討)。</p> <p>- ClassNKによるAIP取得プロセスおよびリスクアセスメントに関与(共同開発体制)。</p>
IHI	<p>陸用：国内でLNG受入基地の約3割、LNG貯蔵タンクにおいては約5割の設計・建設実績をもつ国内トップメーカー。大型貯蔵タンクにおいては、世界最大級の容量となる25万KLタンクの建造実績も有している。これらの技術を生かし、貯蔵タンクも含めた大型アンモニア受入基地の総合的な開発を進めている。</p> <p>現在、国内に存在する化学工業用途などのアンモニアタンクは1～2万t前後であり、既存技術の延長では4万t前後が限界といわれている。4万tは容積に換算すると約6万m³であるが、LNG20万m³以上のタンクが主流であることを考えると貯蔵量としてはあまりにも小さい。</p>	<p>- 現行製品：2021年発表の大型受入基地開発を進め、開発完了目標を2025年頃としている旨を公表。</p> <p>- 今後製品：IHIとRoyal Vopakとの共同検討に基づく国内アンモニアターミナルの操業開始を2030年頃を目標としている(発表あり)。</p>	<p>- Royal Vopak(オランダ)と共同開発契約締結、国内アンモニアターミナルの開発・運営で協働(プロジェクト参加)。</p> <p>- IHIグループ内(IHIインフラ建設等)で技術・施工を連携。</p>

表 4.3.8 は、アンモニアタンクの国内メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.9 アンモニア分解装置の国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	スケールアップ	協業
三菱重工業	NEDO 事業で想定している、アンモニア分解による水素製造装置は、20フィートコンテナ3個分のサイズを想定する。1日当たりの水素生産量は最大2.5トンで、需要増加に応じて装置の並列化なども検討する。	2030年の商用化が目標とされている。	—	三菱重工業と日本触媒は、NEDO 事業に採択され、アンモニアを水素キャリア（水素の貯蔵・運搬媒体）とする水素キャリアチェーン構築に向けた技術開発を目的に、水素需要地の近くで中規模・分散型のアンモニア分解技術の開発を進めるもので、低温活性化アンモニア分解触媒に一般的に使用される貴金属を用いず、独自開発した低温で高活性化かつ高耐久性を備えたアンモニア分解触媒を用いて、蒸気や非ガスを利用したアンモニア分解技術の開発を推進。この革新的な技術により、社会実装に向けた課題の検証を行う。商業規模の実証プラントによる長期試験を念頭に置き、2027年度までの事業期間中に以下の活動をする。三菱重工業は、海道電力の支援を得、実証プラントの基本設計 FEED を実施する。 日本触媒は、触媒開発・実用化において有する豊富な実績と技術に基づき知見を生かし、アンモニア分解触媒の要素技術を開発。 三菱重工業と日本ガイシは、水素・アンモニアキャリアチェーンの導入と大量輸送の本格化を見据え、アンモニア分解ガスからの膜分離水素精製システムの共同開発を行う。 共同開発では、アンモニアを分解する際に生成される水素と窒素の混合ガスから、膜分離方式によって、水素を精製する最適なシステムの構築を目指す。三菱重工業は、アンモニア・水素のハンドリング技術に関する知見を生かす。また、日本ガイシは分離精度と耐久性に優れた世界最大級のセラミックス膜に関する深い知見を生かす。
東洋エングジンブリグ	小規模：2024年4月に、東洋エングジンブリグ4社は、小型アンモニアキャリア装置の共同検討開始（日産 IMT） 大規模：2023年8月、国内外でアンモニア分解プラントの商業化に乗り出すと発表。水素燃焼カスタービングで発電を行う電力会社や、燃料電池車向けに水素を提供する企業などを顧客として想定。	小規模：パイロットスケールでの実証試験に向けた装置の設計・開発。2027年から実証機、2030年に商用機を目指す。 大規模：水素の活用に向けて、国内外でアンモニア分解プラントの商業化に乗り出すと発表した。アンモニアを水素キャリアとし、水素を取り出して利用するキャリアチェーンでの活用を見込む。アンモニア製造プラントの開発・設計で世界最大の米国 KBR からライセンスを取得。2027年の商用プラント運転開始を目指す。	大規模：現在、最大日量約10トンのデモプラントの基本設計を進めており、2024年に建設を決定できれば、2026年にも試験運転を開始できる。同1,200トンの商用プラントについても並行しており、早ければ2027年転開始。	小規模：2024年4月に、東洋エングジンブリグ、日本精線、中部電力および中部電力ミライズの4社は、水素の更なる利活用のため、このたび、アンモニアを原料に水素を製造する小型アンモニアキャリア装置の実用化を目的とした共同検討に関する覚書を締結した。日産 IMT 規模の装置の開発を目指している。 東洋エングジンブリグと日本精線は、従来から、お客さまの敷地内でアンモニアから水素を製造するための小型装置の開発に取り組んでいる。本覚書に基づき、中部電力と中部電力ミライズは、本装置に関する市場調査や経済性評価を実施するとともに、実用化に必要な技術要件を検討する。これを踏まえ、東洋エングジンブリグと日本精線が機器の開発を進め、4社共同でお客さま敷地内での実証を行うことで、日本初となる本装置の実用化を目指す。

表 4.3.9 は、アンモニア分解装置の国内メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.10 アンモニアガスタービンの国内メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
IHI	<ul style="list-style-type: none"> - 装置能力：中小型専焼ガスタービン（2MW級、IM270ベース）および大型ユーティリティ級（数百 MWクラス、GE製 Fクラス相当へ適用を想定） - 生産規模：中小型は自社製造・商用供給を想定。大型は GE との共同開発を通じてユーティリティ市場向けに展開予定。 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行製品：2MW級の商用化を目標（2026年を目指す）。 - 今後製品：GE製 Fクラス相当の大型機向け 100%アンモニア燃焼システムを 2030年目標で市場投入予定。 	<ul style="list-style-type: none"> - GE Vernova：大型ガスタービン向けの 100%アンモニア燃焼システム共同開発（設計・実証）。 - Gentari (Petronas 系)：2MW級の商用実証・パルチエーン構築に向けた提携。
- NEDO 等公的支援事業との協働による技術実証。
GE Vernova	<ul style="list-style-type: none"> - 装置能力：大型ユーティリティ級ガスタービン（Fクラス：6F.03, 7F, 9F等の数百 MW級プラントフォーム）への適用を想定。 - 生産規模：既存 Fクラスの供給網を通じた大型市場への展開を想定。 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行製品：既存 Fクラスガスタービンをベースに通常運転製品を提供中（アンモニア専焼化は開発段階）。 - 今後製品：IHI と共同で開発する 100%アンモニア対応燃焼システムを 2030年を目標に市場投入予定。 	<ul style="list-style-type: none"> - IHI：大型 Fクラスへの 100%アンモニア燃焼システム共同開発（設計・実証）。 - （共同での実証設備運用やスケールアップ計画の協働）

表 4.3.10 は、アンモニアガスタービンの国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.11 アンモニアボイラの国内メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
三菱重工 業	<ul style="list-style-type: none"> - 装置能力：超々臨界圧等の大型ボイラ（100万 kW 級）向けの高比率混焼／専焼バーナ技術。 - 生産規模：三菱製大型ボイラ向けのバーナ換装パッケージを国内外で提供可能。 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行：20%程度の混焼は実装・受注対応中。 - 今後：50%以上の高比率混焼を2020年代後半（目標：2028年度等）に商用化、100%専焼は2030年代前半の商用化を目指す。 	<ul style="list-style-type: none"> - JERA：50%以上混焼の共同実証（大規模実証）。 - PLN 等海外電力会社：既設ボイラの燃料転換に関する F/S・導入検討で協業。 - NEDO の支援事業との連携による実証推進。
IHI	<ul style="list-style-type: none"> - 装置能力：大型発電事業用ボイラ相当（100万 kW 級）向けのアンモニア混焼・専焼技術。 - 生産規模：既存石炭ボイラのバーナ換装（レトロフィット）による国内外大規模供給を想定。 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行：20%混焼技術は実機実証済（2024年実績）。 - 今後：50%以上の高比率混焼を2020年代後半に商用化目標、100%専焼は2030年頃の実機実証・商用化を目標。 	<ul style="list-style-type: none"> - JERA：碧南火力での20%混焼実証（共同実証）。 - TNB 等海外電力会社：混焼試験および海外展開に向けた協業検討。 - NEDO 等公的事業との連携による技術開発支援。

表 4.3.11 は、アンモニアボイラの国内メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.12 船用アンモニアエンジンの国内外メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
Everllen ce	<p>装置能力：ME-LGIA（デュアル燃料、液体ガス注入方式）、初期ボアサイズは G50, S50, S60, G60, G70, G80（単位：cm）。生産規模：研究拠点・試験設備での燃焼試験多数。</p>	<p>現行製品：2025年11月にME-LGIAの新造注文受付開始（販売開始相当）。今後製品：レトロフィット向けオプシヨン等を順次投入予定（時期は別途発表）。</p>	<p>協業先：三井 E&S 等。協業内容：試験用エンジン提供、単気筒試験の共同実施、実船搭載に向けた共同開発・据付・試験支援。</p>
JFE エンジ ン（中速 混焼系記 載）	<p>装置能力：PC2.6B CR ディーゼル系列をベースに、7MW 超級の大型中速混焼エンジン（アンモニア 50%混焼比、熱量比）を商品化。生産規模：国内製造ラインでの製品化・販売開始。</p>	<p>現行製品：大型中速混焼エンジンの販売を開始。今後製品：混焼率向上や周辺装置の最適化モデルを順次投入予定。</p>	<p>協業先：Everllence France 由来技術の活用等。協業内容：基礎技術の導入・実証試験・販売連携。</p>

表 4.3.12 は、船用アンモニアエンジンの国内外メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.12 船用アンモニアエンジンの国内外メーカーと開発状況比較 (続き)

会社名	規模	市場投入予定	協業
<p>ジャパンエンジンコーポレーション (J-ENG)</p>	<p>装置能力：UEC系フルスケールアンモニア燃料エンジン (例： 7UEC50LSJA-HPSCR, シリンダ直径 50cm, 7気筒)。生産規模：自社工場での試験・製造、将来的な新工場稼働で量産化予定。</p>	<p>現行製品：フルスケール初号機 (7UEC50系) は 2025 年に完成・陸上公試運転を実施。実船搭載は 2025 年秋～10 月出荷, 2026 年 11 月就航予定の AFMGC へ搭載予定。今後製品：シリンダ直径 60cm 等の後続機を並行開発し順次投入予定 (時期別途発表)。</p>	<p>協業先：日本郵船, ジャパンエナジーネット, 日本シッパード, IHI 原動機等。協業内容：船舶への搭載・建造契約, 共同試験・認証対応, 陸上公試運転の立会い・支援。</p>
<p>Wärtsilä</p>	<p>装置能力：Wärtsilä 25 (4ストローク中速, 出力帯域約 1.7-3.4 MW)。関連機器：アンモニア供給装置 (AmmoniaPac), 放出軽減システム (WARMS), 廃棄処理システム (NOR)。生産規模：欧州拠点での実証・導入を進行中。</p>	<p>現行製品：Wärtsilä 25 は 2023 年以降に発表・導入を開始。実船改造案件 (Viking Energy) に対する供給で 2026 年前半の運航開始を見込む。今後製品：出力レンジ拡大 (上位機種への展開) や周辺システム統合モデルを段階的に投入予定。</p>	<p>協業先：Eidesvik, Equinor, MPA (シンガポール), EU プロジェクト参加機関等。協業内容：実船改造支援, 実証試験, シミュレーション導入, EU 共同研究プロジェクトのコーディネーター。</p>

表 4.3.13 アンモニア輸送船の国内メーカーと開発状況比較

会社名	規模	市場投入予定	協業
名村造船所 (共同開発案件)	<ul style="list-style-type: none"> - 大型アンモニア輸送船 (既存のVLGC/MLACを上回る更に大容量の貨物槽) - 建造予定：名村造船所 (伊万里事業所等) での量産化対応可能な生産体制を想定 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行：2025年3月14日付で設計基本承認 (AIP) 取得 (ClassNK 等) - 今後製品：当初公表の目標は2026年就航 (開発着手時の目標)。実際の就航時期は設計・試験の進捗に依存 	<ul style="list-style-type: none"> - 三菱造船・商船三井と3社で共同開発：三菱造船は最適カーゴタンク検討, デッキタンク開発, 機関構成検討, 燃料供給装置搭載設計等担当 - 名村は建造・実装担当, 商船三井は発注・運航側の検討担当 (共同設計・実証)
商船三井 (共同開発案件)	<ul style="list-style-type: none"> - 大型アンモニア輸送船 (上記と同一プロジェクト) - 運航を前提とした商用規模の船型を想定 (大量輸送対応) 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行：2025年3月14日の発表で設計基本承認 (AIP) 取得を確認 - 今後製品：2026年頃の就航を目指す公表 (開発当初の目標。実際の投入時期は進捗次第) 	<ul style="list-style-type: none"> - 三菱造船, 名村造船所と共同開発：商船三井は運航観点での要求仕様, 実航試験・運航計画立案, 発注主体として関与
三菱造船 (共同開発案件)	<ul style="list-style-type: none"> - 大型アンモニア輸送船の技術提供・設計担当 (貨物槽・機関・燃料供給系等の設計能力を有する) - 生産については名村造船所での建造を前提とした技術供与を実施 	<ul style="list-style-type: none"> - 現行：2025年3月14日に設計基本承認 (AIP) 取得 (文書記載) - 今後製品：共同で公表している2026年就航目標を想定 (進捗により変動) 	<ul style="list-style-type: none"> - 商船三井 (運航要求), 名村造船所 (建造) と3社で共同開発：三菱造船はカーゴタンク・デッキタンク, 機関構成, 燃料供給装置, 特殊艙装・安全装置設計等を担当

表 4.3.13 は、アンモニア輸送船の国内メーカーと開発状況比較を示す。

表 4.3.1.3 アンモニア輸送船の国内メーカーと開発状況比較 (続き)

会社名	規模	市場投入予定	協業
<p>ジャパニーズ リンコナイ トップ (JMU)</p>	<p>- 中型アンモニア燃料ガス運搬船 (AFMGC) 40,000 m³級を建造 (文書に 40,000 m³と明記) - 有明事業所での建造による商用生産能力を保有</p>	<p>- 現行：2024年の契約発表に基づき、該当船は2026年11月の引渡し予定 (文書記載) - 今後製品：国産アンモニア燃料エンジン搭載船を皮切りに、同型・大規模派生船の順次投入を想定</p>	<p>- 協業コンソーシアム：日本郵船 (発注・運航)、パシフィック・インコーポレーション (主機)、IHI原動機 (補機)、日本シッパヤード (造船協力) および JMU (建造・プロジェクト推進) - NEDO の GI 基金事業採択に基づき 5 者協業で、国産エンジン搭載船の設計・建造・実証を共同で実施 (契約・役割分担を文書で明示)</p>

また、表 4.3.14~16 には、欧州におけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度を示す。欧州は、製造だけにとどまらず、バスやトラック向けの燃料電池や、車載及び航空機搭載のための水素貯蔵の研究開発に対する補助があり、7 加盟国が最大 16 億ドルの公的資金を提供し、追加で 38 億ドルの民間投資が喚起される見込みである (Hy2Move)。また、EU では、Hy2Use にて、低炭素または脱炭素水素に関連するインフラ、及び鋼鉄、セメント、ガラスなど Hard-to-Abate 産業の革新的で持続可能な技術の開発を支援、Hy2Infra にて、7 加盟国が最大 80 億ドルの公的資金を提供、さらに 63 億ドルの民間投資が見込まれ、地域クラスターにおけるインフラ建設と参加者全員で港湾設備を開発するという二本柱の政策がある。また各国が個別の補助政策を実施しており、スペインでは、H2 Pioneers Program や Programa VALLES DE H2, Support programmes for the innovative renewable hydrogen value chain, イタリアでは、Hydrogen Valleys や Investments for the use of hydrogen in industrial processes が挙げられる。

一方米州では、表 4.3.17 のとおり米国の DE-FOA-0002922 にて、高性能・低コスト型の電解セルの製造コストのうち 50% を補助 (3 年間で最大 3 億ドル)、部品およびサプライチェーンに関わる R&D 費用の 20% を補助 (4 年間で最大 1 億ドル) があり、24 州にわたる 52 のプロジェクトに総額 7 億 5,000 万ドルが拠出される。表 4.3.18 のとおりカナダでは、Energy Innovation Program や Clean Fuels and Industrial Fuel Switching があり、Clean Fuels and Industrial Fuel Switching では産業用燃料の研究開発費総額の 75%、実証費用総額の 50%、クリーン燃料は 50% の補助金制度 (但し、5 年間で 50 百万ドルが上限) が整備されている。

表 4.3.14 EUにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
EU Hydrogen Fund/Revised Renewable Energy Directive	European Hydrogen Bank / European Hydrogen Bank Auction	EU 域内の柱の目標は、欧州経済領域(EEA)内の水素製造市場の規模拡大を支援し、再生可能水素の供給と需要を結びつけること。資金は、製造された検証および認定された非生物学的由来の再生可能燃料(RFNBO)水素の€/kg 単位の固定プレミアムとして授与される。入札案件は、欧州水素銀行オークションを通じて落札される。	—	欧州水素銀行オークション：第3回欧州水素銀行オークションは2025年末に予定されており、予算は最大10億ユーロ。イノベーション基金を通じた再生可能水素生産のための第2回EU域内オークションは、2025年2月20日に終了した。欧州経済領域(EEA)内の5か国にわたる15の再生可能水素製造プロジェクトを選択し、EUから9億9,200万ユーロの資金が提供された。
EU Hydrogen Fund/Revised Renewable Energy Directive	European Hydrogen Bank	欧州委員会は、欧州経済領域(EEA)全体で公的資金を提供する15の再生可能水素製造プロジェクトの選定を発表した。5か国に跨るこれらのプロジェクトは、10年間で約220万トンのグリーン水素を生産し、1,500万トン以上のCO ₂ 排出量を回避すると予想。水素は、輸送、化学工業、メタールやアンモニアの生産などの分野で生産される。選ばれたプロジェクトのうち、12のプロジェクトは、1kgあたり0.20~0.60ユーロの固定プレミアムサポートでグリーン水素の生産に取り組み。このオークションでは初めて、プロジェクトで製造された水素をバッキング活動の実施または利用に使用する事業体である海事部門のオライカーを持つ水素生産者に専用予算が提供された。その結果、3つの入札が選ばれ、9,670万ユーロの助成金を受け取った。これらのプロジェクトには、1kgあたり0.45~1.88ユーロが必要。15のプロジェクトに対する各補助金は、最長10年間で800万~2億4,600万ユーロの範囲。	—	—
EU Hydrogen Fund/Revised Renewable Energy Directive	European Hydrogen Bank/IF23 RFNBO Hydrogen Auction	欧州委員会は、欧州水素銀行の下での最初の競争入札プロセスを通じて選ばれた、ヨーロッパの7つの再生可能水素プロジェクトに約7億2,000万ユーロを授与。このオークションの資金は、EU 排出量取引システムの収入から得られる。落札者はヨーロッパでグリーン水素を生産し、現在非再生可能生産者によって主導されている水素の市場価格と生産コストとの価格差を埋めるための補助金を受け取る。したがって、欧州水素銀行は、欧州産業の脱炭素化に貢献する、よりグリーンな燃料のスクラップに貢献しています。彼らが生産するグリーン水素は、鉄鋼、化学、海上輸送、肥料などの分野で使用。彼らは、生産された再生可能水素の1kgあたり0.37~0.48ユーロの入札を提出し、他の資格要件も満たしていた。7つのプロジェクトが受け取る補助金は、800万~2億4,500万ユーロの範囲。	—	—

表 4.3.14 EUにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
Important Projects of Common European Interest (IPCEI)	Hy2Use	<p>(i) 再生可能かつ低炭素水素の生産、貯蔵、輸送のための大規模な電解槽や輸送インフラを含む水素関連インフラの構築を支援することで、水素/グリーン水素の幅広い部分をカバー。および</p> <p>(ii) 鋼鉄、セメント、ガラスなど脱炭素化が難しい複数の産業分野における水素の統合のための革新的で持続可能な技術の開発を支援する。</p>	JEF-IPCEI 窓口省庁	<p>オーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ギリシャ、イタリア、オランダ、ポーランド、ポルトガル、スロバキア、スペイン、スウェーデンの13加盟国が共同で策定し、通知した。加盟国は最大52億ユーロの公的資金を提供し、これにより追加で70億ユーロの民間投資が喚起される見込み。</p>
IPCEI	Hy2Infra	<p>第一の柱は地域クラスターにおけるインフラ建設であり、水素サプライチェーンに沿った4種類のインフラ整備を含む。関連プロジェクトには、3.2ギガワット規模の大型電解装置、新規・転用による約2,700キロメートルの水素輸送・配管パイプライン、最大370ギガワット時の大規模水素貯蔵施設、ならびに水素輸送船向け荷役ターミナル及び関連港湾インフラが含まれる。</p> <p>第二の柱では、参加者が相互運用性に関する協力を進め、将来の相互接続を促進するとともに、共通技術基準の策定に共同で貢献します。例えば「西ドイツクラスター」の複数の参加者は、ライン・ルール地域に3基の電解装置を建設します。この水素インフラは3つの異なるパイプラインプロジェクトと接続され、貯蔵施設へのアクセスも確保されます。2027年半ばまでに、生産された再生可能水素は鉄鋼、セメント、化学、製油、モビリティ分野の企業に供給される。</p> <p>Hy2Infra はまた欧州のエネルギー源多様化と化石燃料輸入削減に寄与する。例えば REPowerEU 計画に沿い、Hy2Infra 参加者はオランダに海外からの水素輸送に対応可能な港湾インフラを開発する。</p>	JEF-IPCEI 窓口省庁	<p>フランス、ドイツ、イタリア、オランダ、ポーランド、ポルトガル、スロバキアの7加盟国の中小企業5社を含む32社による33件のプロジェクトが参加している。</p> <p>参加加盟国は最大69億ユーロの公的資金を提供する予定であり、これは水素分野のIPCEIに対して承認された支援額としてはこれまでで最高額である。これによりさらに54億ユーロの民間投資が行われ、合計で120億ユーロ以上になる見込みだ。</p>
IPCEI	Hy2Move	<p>水素技術/グリーン水素の広範な領域をカバーし、以下を含む一連の技術革新の開発を支援する：輸送手段（道路、海上、航空）への水素技術統合を目的としたモビリティ・輸送アプリケーションの開発。例として、バリエーション向け燃料電池車両プラットフォームの開発が含まれる。船舶や機関車を駆動するのに十分な電力を水素から生成する高性能燃料電池技術の開発。次世代水素搭載貯蔵アプリケーションの開発。航空機用途では、飛行条件下での安全性と効率性を確保するため、軽量化かつ堅牢な水素タンクが必要である。モビリティ・輸送用途向け水素製造技術の開発。特に、加圧された純度99.99%の燃料電池グリッド水素を現地水素充填ステーションに供給する技術。</p>	JEF-IPCEI 窓口省庁	<p>エストニア、フランス、ドイツ、イタリア、オランダ、スロバキア、スペインの7加盟国が共同で準備・申請した。加盟国は最大14億ユーロの公的資金を提供し、これにより追加で33億ユーロの民間投資が喚起される見込み。</p>

表 4.3.15 ス페인におけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
<p>Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia del Gobierno de España./ Next Generation EU</p>	<p>H2 Pioneers Program</p>	<p>グリーン水素の生産、流通、消費を可能にする施設または設備への投資であって、自国領土内で開発された活動に由来し、かつ、物品またはサービスの取得において具体化されたもののみが適格とみなされる。産業用電柱での電気分解からの再生可能水素の導入、グリーン水素の消費者、および孤立したエネルギーシステムへの再生可能水素の導入を可能にする、同一地域内でのグリーン水素の生産、流通、使用を集合的な方法で組み合わせる統合的プロジェクト、ならびに新たな輸送用途、産業における熱利用、および特定の固定用途におけるグリーン水素の生産と供給の統合が適格である。</p>	<p>The Institute for Energy Diversification and Saving (IDEA)</p>	<p>第一コール：受益者およびプロジェクトごとに付与される補助金は1,500万ユーロを超えることはできない。 第二コール： https://sede.idaee.gob.es/tramites-servicios/segunda-convocatoria-del-programa-de-incentivos-proyectos-pioneros-y-singulares</p>
	<p>Programa VALLES DE H2</p>	<p>対象となる行動とは、同じ領域または「水素ハル」内で大規模なグリーン水素生成プロジェクト及び必要に応じてその由来燃料を開発するために必要な措置。グリーン水素発電プロジェクトは最低100MWの発電電力を備えなければなりません。同じプロジェクトでも、同じ「水素ハル」または近隣の場所に設置されている場合、複数の物理的または地理的に電気分解場所(設置)が含まれることがある。同じプロジェクト内で検討されるため、2つの異なる施設間で最大100kmの分離が設定されています。各物理的電気分解場所(施設)は最低出力が50MWに達しなければなりません。環境に重大な損害を与える行為(DNSH原則)は、欧州議会および理事会の2020年6月18日の規則2020/852第17条に基づき、持続可能な投資を促進する枠組みの確立に基づき、対象外となる。水素消費に対する最低限のコミットメントは認定され、事前契約、覚書、その他の形式を通じて、消費者または生産者が生産される再生可能水素の少なくとも60%を年間計算するコミットメントを特定・確認しなければなりません。再生可能水素由来の燃料生産を想定するプロジェクトの場合、その生産量の60%の購入コミットメントも、対象燃料の最終消費者または最終消費者に対して提供されなければならない。</p>	<p>IDEA</p>	<p>援助量の決定は、経済的比率に基づいて基準が定められる競争プロセスの結果となる。この比率は電解槽1MWあたりの援助ユーロで表示される。援助の量は経済比率(電解槽1MWあたりの援助ユーロ)に電解槽の出力を掛けて算出され、適格なコストを超えてはならない。同じ申請者は複数の適格プロジェクトを提出できるが、付与される援助は、募集で利用可能な予算の33%のプロジェクトおよび企業あたりの援助上限を超えてはならない。</p>
	<p>Support programmes for the innovative renewable hydrogen value chain</p>	<p>2022年2月22日、官報(BOE)は、以下のプログラムの最初の呼びかけの抜粋を発表。 プログラム1: 革新的製造ラインの能力、技術の進歩: プログラム1(a) 再生可能水素/グリーンチェーンに関連する機器の製造センター。特に、他の機器、コンポーネント、およびシステムを製造するための施設および設備。 プログラム2: 新しい水素自動車の設計、実証、検証 プログラム3: 大型電解リモンスター、革新的な再生可能水素製造プロジェクト プログラム4: バリューチェーン内の主要実現技術における基礎研究、革新的なパイロット、ルーニングの課題</p>	<p>IDEA</p>	<p>プログラム1: (予算は3,000万ユーロ) プログラム2: (予算は8,000万ユーロ) プログラム3: (予算は1億ユーロ) プログラム4: 予算は不明。</p>

表 4.3.16 イタリアにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
National Recovery and Resilience Plan (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, NRRP) /the Next Generation EU (NGEU)	Hydrogen Valleys	この投資は、産業、中小企業、地元の輸送におけるグリーン水素の地元生産と使用を支援し、特に南イタリアで水素が地域の再生可能資源から生産され、地元で使用される新しい水素バリエーションを創出することを目的とする。 この措置の目的は使用されなくなった工業地域を、同じ工業団地または近隣地域にある地元の RES プラントで水素製造の実験ユニットとして再利用する。 計画された介入の実施を通じて、再生可能エネルギー源(指令(EU)2018/2001 に準拠)またはグリッド電力からの電解水素の生産を奨励し、未利用の工業地域の再利用を促進し、地域経済の経済回復を促進することを目的としている。	環境・エネルギー安全保障省 (MASE)	少なくとも 10 件の水素生産プロジェクトを完成させ、総容量 10~50MW 以上に対し、投資総額は 500,000,000 ユーロに相当。
National Recovery and Resilience Plan (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, NRRP) /Temporary Crisis and Transition Framework	investments for the use of hydrogen in industrial processes	この措置は、イタリアの産業部門における生産プロセスのエネルギー源または原料として化石燃料の使用に依存している企業を対象。適格なプロジェクトは、現在と比較して、生産プロセスからの温室効果ガス排出量を少なくとも 40%削減するか、エネルギー消費量を少なくとも 20%削減することにつながる必要がある。資格を得るには、企業は化石燃料の使用から再生可能水素への切り替えが必要であり、この投資を生産プロセスの電化やエネルギー効率の大幅な向上への投資と組み合わせて行うことができる。	イタリア政府閣僚会議	5 億 5,000 万ユーロ

表 4.3.17 フリカにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
Regional Clean Hydrogen Hubs (H2Hubs)	—	地域グリーン水素ハブ (H2Hubs) プログラムは、水素の生産、貯蔵、配送、最終利用をサポートしながら、水素生産者、消費者、接続インフラの全国ネットワークを構築するために、フリカ全土の水素ハブに投資します。H2Hubs は、グリーンな水素の商業規模の展開を加速し、クリーンで派遣可能な電力の生成、新しい形態のエネルギー貯蔵の創出、重工業と輸送の脱炭素化を支援することを目指している。	Office of Clean Energy Demonstration, Department of Energy	最大 70 億ドル。(いずれも中止) 実証プロジェクトまたは商業応用活動の場合、費用分担は総プロジェクト費用の少なくとも 50% でなければならない。
Regional Clean Hydrogen Hubs (H2Hubs)	Demand-Side Initiative	需要側支援メカニズムを設計・実施だけか話が進みかけた。	Office of Clean Energy Demonstration, Department of Energy	最大 10 億ドル。(いずれも中止) 実証プロジェクトまたは商業応用活動の場合、費用分担は総プロジェクト費用の少なくとも 50% でなければならない。
Infrastructure Investment and Jobs Act	Funding Selections for Hydrogen Electrolysis, Manufacturing, and Recycling Activities	電気分解によって製造される水素のコストを削減するための研究、開発、実証、展開 (RDD&D) 活動 水素シフトと材料を製造およびリサイクルするための改善されたプロセスと技術の研究、開発、および実証 (RD&D)	Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office	24 州に亘る 52 のプロジェクトに 7 億 5,000 万ドルの資金を提供すると発表された。下記二項目の第一段階。 1. 電気分解によって製造される水素のコストを削減するための研究、開発、実証、展開 (RDD&D) 活動に 10 億ドル 2. 水素シフトと材料を製造およびリサイクルするための改善されたプロセスと技術の研究、開発、および実証 (RD&D) に 5 億ドル
Infrastructure Investment and Jobs Act	Funding Selections for Hydrogen Electrolysis, Manufacturing, and Recycling Activities (DE-FOA-00029222)	電解槽及び、燃料電池の製造及びリサイクルに関する研究開発の支援。 費用負担率の上限はビッグごと以下のとおりに分かれる。 エリア 1: グリーン水素電解プログラム 1. 低コスト・高スループット電解槽製造 50% 2. 電解槽部品及びサブシステム開発 20% 3. 先進電解槽技術及び部品開発 20%* エリア 2: グリーン水素製造およびリサイクル 4. 燃料電池 MEA 及びスタック製造・自動化 50% 5. 燃料電池部品及びサブシステム開発 20% 6. 回収・リサイクルコンソーシアム 20%*	Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, Department of Energy	2-5 年間のプロジェクトを想定し、総額は 7 億 5 千万ドル

表 4.3.17 アメリカにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理 (続き)

政策の枠組み、指	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
The Inflation Reduction Act (IRA) of 2022	IRS 45V Clean hydrogen production credit	<p>対象と支援内容 対象：ライオサイクル温室効果ガス (GHG) 排出量が 1kg の水素あたり 4kg の CO₂e (二酸化炭素換算量) 以下の、米国内の認定生産施設で製造されたグリーン水素。 支援内容：対象となる水素 1kg ごとに、その排出量に応じて変動する税額控除を提供。この控除は最長 10 年間受けられる。 控除額：控除額は、施設の建設・改修が特定の賃金・徒弟制度要件 ("prevailing wage and apprenticeship requirements") を満たすかどうかで大きく変動する。</p>	Internal Revenue Service (IRS) / Department of the Treasury	<p>定量的な控除額 (最大 10 年間) 控除額は 4 つの排出量テイク (段階) に分けられており、基本額はインフレ調整前の数値で設定。 GHG 排出量 (kg CO₂e/kg H₂) 基本控除額 (インフレ調整前) 要件* 満たした場合の控除額 (最大額) * 特定の賃金・徒弟制度要件を満たした場合、控除額は基本額の 5 倍。最大控除額は、排出量が最も少ないテイクで 1kg あたり最大 3.00 ドル。</p>
	Clean Electricity Investment Credit (クリーン電力税額控除)	<p>2024 年末に段階的廃止されるエネルギー投資税額控除に代わる、新たに創設された技術中立型の投資税額控除である。これは排出量に基づくインセンティブであり、クリーン電力技術間で中立かつ柔軟に適用される。 この税額控除は、2024 年 12 月 31 日以降に稼働を開始した適格施設およびエネルギー貯蔵技術を有する納税者が利用可能である。クリーン電力投資税額控除の段階的廃止は、2032 年、または米国の電力部門温室効果ガス排出量が 2022 年排出量の 25% 以下となった時点のいずれか遅い方から開始。</p>	Internal Revenue Service (IRS) / Department of the Treasury	<p>クリーン電力投資税額控除の基本額は、適格投資額の 6% である。以下の条件を満たす場合、控除額は最大で増加する： 現行賃金及び登録見習い制度要件を満たす施設：最大 5 倍 (30%) 鉄鋼・鉄製品・製造品における特定の国内調達率要件を満たす施設：10% ポイント エネルギーコミュニティに立地する場合：10% ポイント</p>
	Clean Electricity Production Credit	<p>クリーン電力生産クレジットは、2024 年末に廃止されるエネルギー生産税額控除に代わる、新設されたテクノロジー中立的な生産税額控除です。これは排出量に基づくインセンティブで、クリーン電力技術間で中立かつ柔軟なものである。 この控除は、2024 年 12 月 31 日以降に適格な施設とエネルギー貯蔵技術が稼働している納税者に利用可能。クリーン電力生産クレジットの段階的廃止は 2032 年後半、または米国の電力温室効果ガス排出量が 2022 年の 25% 以下になった時点で始まる。</p>	Internal Revenue Service (IRS) / Department of the Treasury	<p>このクレジットは、適格施設で生産され、無関係な人物に販売された電力の 1 キロワット時あたり 0.3 セントの基準料金から始まる。より高い基準料金 (1.5 セント) は、最大出力が 1メガワット未満の小規模施設で、特定の賃金および登録見習い要件を満たす場合に適用。料金はインフレを考慮して調整。 鉄鋼、鉄鋼および製造製品の一定の国内含有量要件を満たす施設は 10% の引き上げ。エネルギーコミュニティに位置する場合は 10% の増加。 クリーン電力生産クレジットは直接支払いまたは移転の対象。納税者は同じ施設に対して投資クレジットと生産クレジットの両方を請求不可。</p>

表 4.3.18 カナダにおけるグリーン水素・グリーンアンモニアに関する現状の政策・制度の整理

政策の枠組み、指針	支援制度・補助金の名称	概要	所管省庁	予算総額と期間
グリーン経済投資税額控除 (Clean Economy Investment tax credits (ITCs))	グリーン水素投資税額控除 (Clean Hydrogen Investment Tax Credit, CHITC)	<p>グリーン水素プロジェクトの適格資本コストに対して、ライサイクル排出量に応じて15%から40%の投資税額控除を提供。この控除は、水素をアンモニアに変換するための機器にも15%の税率で適用。対象は、</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 水の電気分解による水素製造に全てまたは実質的に全てを使用するもの 2. 適格炭化水素からの水素製造に全てまたは実質的に全てを使用するもの 3. グリーンアンモニア設備とは、アンモニア製造のみを目的として使用される設備を意味する 4. 電気と熱の二重用設備、水素とアンモニアの二重用設備 5. プロジェクト支援設備 6. 上記設備と物理的・機能的に統合され、特定システムの一部分として水素またはアンモニア製造プロセス内で上記設備を支援する補助設備 7. システム安全性と完全性のため、または制御・監視システムの一部分として、上記設備を専ら支援するために使用される設備 8. 他の設備を上記設備に変換するために専ら使用される設備（その変換により、他の設備が上記設備の定義を満たす場合に限る） 	カナダ歳入庁(CRA)とカナダ天然資源省(NRCan)	グリーン水素プロジェクトの適格資本コストに対して、ライサイクル排出量に応じて15%から40%の投資税額控除を提供します。この控除は、水素をアンモニアに変換するための機器にも15%の税率で適用される。
グリーン燃料基金 (Clean Fuels Fund)	—	<p>グリーン燃料の生産能力の拡大、流通インフラの構築、および新しい技術の実証プロジェクトに対して、5億5千万カナドル規模の資金を提供。2021年予算では、グリーン燃料生産施設の新規建設や既存の拡張(施設の転換を含む)に必要な設備投資のリスクを軽減するために、グリーン燃料基金を設立するために5年間で15億ドルを投資。また、グリーン燃料生産施設の原料として、バイオマス原料(森林残渣、都市固形廃棄物、農作物残渣など)の収集・供給・流通の物流を改善するための、実現可能性やFEED(front-end engineering and design)の検討、バイオマスプラントの構築も支援されました。グリーン燃料の生産、流通、最終使用に関連するコード、基準、規制のギャップや不一致に対処するためのリソースも利用可能。</p> <p>2024年予算では、グリーン燃料基金の再編と2030年3月31日までの延長が発表されました。カナダのグリーン燃料生産能力を拡大する設備投資や研究のリスクを軽減し、コード、基準、規制のギャップや不一致に対処するための支援が利用可能。</p>	天然資源省 (Natural Resources Canada, NRCan)	—
エネルギーイノベーションプログラム (Energy Innovation Program, Clean Fuels and Industrial Fuel Switching)	Energy Innovation Program, Clean Fuels and Industrial Fuel Switching	<p>低炭素経済への移行を支援しながら、カナダの気候変動目標の達成に役立つグリーンエネルギー技術を推進。研究、開発、実証 (RD&D) プロジェクト、及び他の関連科学活動 (RSA) に資金を提供。エネルギー研究開発局 (OERD) が管理する EIP には、ターゲットを絞った電話やその他の戦略的コラボレーションや投資プログラムを実施するために、年間約 \$24M の助成金と寄付予算があります。この募集では、次の資金額が提供されます。</p> <p>産業用燃料の切り替えとグリーン燃料の商業化前の生産のために、5年間で合計最大\$50M。</p> <p>水素コードと規格の開発とプロダクトをスケールアップするプロジェクトに対して、5年間で合計最大\$3M。</p> <p>本公募では、研究開発プロジェクトの総費用の最大75%、実証プロジェクトの最大50%を助成する。</p> <p>重点分野1 および2における質の高いプロジェクトは、50万ドルから400万ドルの資金を申請することが想定される。</p> <p>重点分野1：産業用燃料転換 (研究開発) 50万ドル 300万ドル 最大5年、産業用燃料転換 (実証) 100万ドル 400万ドル 最大5年</p> <p>重点分野2：グリーン燃料生産 (研究開発) 50万ドル 100万ドル 最大5年、グリーン燃料生産 (実証) 1,000,000ドル 3,000,000ドル 最大5年間</p> <p>重点分野3：水素規格・基準 500,000ドル 3,000,000ドル 最大5年間</p>	Department of Natural Resources, Office of Energy Research and Development	—

5. 現地の課題の特定や目標設定

5.1 インド

国内では既述のオークションにより、600\$/MTを下回るグリーンアンモニア案件も出てきているものの、グレーアンモニアは安価なものだと200\$/MTであるため、まだ3倍の開きがある。また、Wood Mackenzieの見立てでは、表4.1.1における1~9のACME, Onix Renewable, Suryam, SCC Infrastructureが落札した43.9万トン分は実現性が高い一方、同表における10~13の残り28.5万トン分は、経済性の課題から契約に至らない可能性が高い^[26]。世界規模でカーボンニュートラルを達成するには、グリーンアンモニアが少なくともグレーアンモニアと同等の価格となり、産業全体に広がる必要がある。また、既述のオークションの案件は全て、あくまでグリーンアンモニアを国内で利用するプロジェクトであり、国外へ輸出するという一歩先の検討は見られないが、グレーアンモニア価格に近付くためには国外オフテイカーも視野に入れ、輸出先での用途や需要パターンを考慮したバリューチェーン全体最適が必要と考えられる。

図4.1.2に示されたように、現在世界に流通しているアンモニアは肥料等の既存用途だけで1億8千万MTであるが、2050年には既存用途が2億3千万MTに伸びるだけでなく、水素キャリア・船舶（バンカリング）・発電の新しい用途で2億4千万MTの需要拡大が想定されている^[7]。2030年のアンモニア需要は2億3百万MTと想定されるが、既述のオークションで落札された72万MTは、0.4%に過ぎない。また、インド政府は、2030年までに500万MTのグリーン水素を生産するという野心的な目標を掲げていたが、政策の不確実性などにより、達成時期が2032年までずれ込む見通しであることが新・再生可能エネルギー省（Ministry of New and Renewable Energy: MNRE）の高官から発表された^[15]。これには、欧州の政策遅延や国際海事機関（International Maritime Organization: IMO）によるネットゼロ燃料規制の延期が影響している。国内外のクリーン燃料の需要が不透明な現状ではあるものの、より多くの国内外のアンモニア需要を喚起することで、グリーンアンモニアの流通量を増やし、後述のとおり各機器のコストが学習曲線に従い低減すれば、将来にかけてさらにグリーンアンモニア価格を下げられる可能性がある。

なお、欧州では、グリーン燃料製造に使われた再エネ電力の時間一致も求められる可能性があり、このRFNBO要求が最終的には世界標準となり得るが、調査チームの解析の特長でもある1時間あるいは30分メッシュでの需給バランス解析は、時間一致によるグリーンアンモニア製造が前提となるため、より現実的な示唆として、インド政府にも好意的に受け取られると期待される。

5.2 シンガポール

シンガポールは、グリーンアンモニアの輸入目標価格の具体化には至っていない可能性はあるものの、政府主導でバンカリングや発電向けにアンモニア利用のプロジェクトが進行しており、また再エネ資源に乏しく、海外からのエネルギー輸入が不可欠であることから、アンモニア輸入における有力国と考えられる^[7]。再エネ発電単価が世界的に見て最安^[27]であるインドにおいてグリーンアンモニアを製造し、シンガポール及び日本に輸出するバリューチェーンの経済性分析を通して、グリーンアンモニアの輸入量と価格を明確にできる意義は大きい。なお、シンガポールは、日本・インド・中国それぞれと、グリーン・デジタル海運回廊を実現すべく協力関係を構築している^[28-30]。一方で、バンカリングだけでは需要は限定的なため、シンガポールの主要産業であるエレクトロニクス、化学関連、バイオメディカル、輸送機械、精密機械といった製造業^[31]においても、グリーンアンモニアの需要を創出する必要があると言える。シンガポールでは、現状でも世界で最も頻繁（24時間365日）に、重油バンカリングが実施されている。脱炭素に関し、現状はバイオ燃料を混合する程度であるが、アンモニアの導入が徐々に広がると推測されている^[14]。

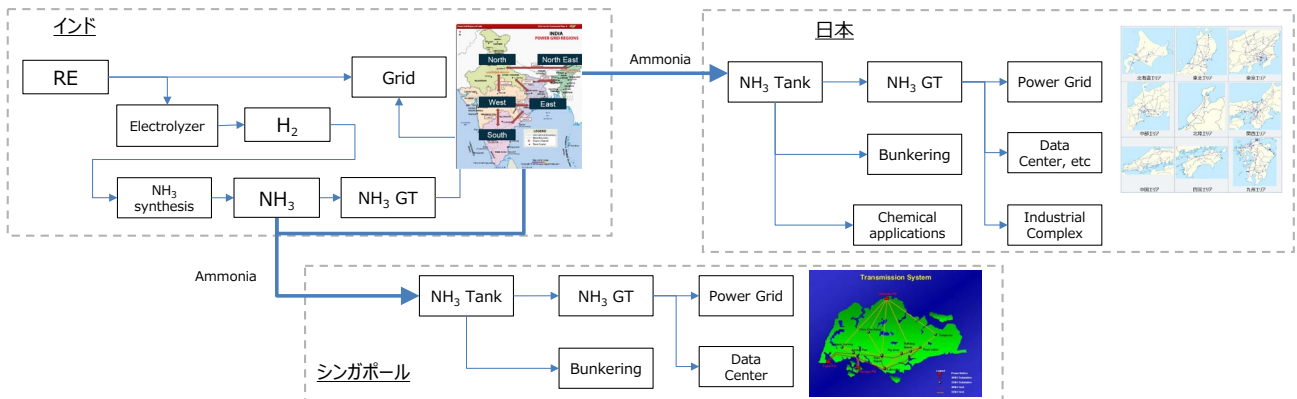


図 5.2.2 グリーンアンモニアバリューチェーンモデル（再掲）

5.3 日本

日本は、多くの産業を巻き込んだ地域レベルのプロジェクトとして、輸入アンモニアを発電・製鉄等に跨って活用するプロジェクトがあり^[32]、本検討におけるパートナーから検討経緯についてヒアリングしている。具体的な閾値がなく投資判断は難しいものの、やはりグリーンアンモニアを安定的に大量に安く輸入できる見込みがなければ、プロジェクトを継続していくのが難しいと考えられる。各分野で目標コストが明確になっていないため、調査チームの分析によるパリティコスト等で目標コストを定量化し、インド産グリーンアンモニアを多くの産業に供給するためのバリューチェーンを計画していくべきである。

以上のとおり本章では、インド、シンガポール、日本の各国の事情について整理したが、調査チームは全体を俯瞰するためにバリューチェーンにおける LCOA を評価する必要があると考えた。次章では数理計画法を用いて全体バリューチェーンのコスト最小となる各種シナリオや性能パラメータを検討した。

6. 解決策の案とその評価

6.1 評価手法の概要と評価ツール

6.1.1 数理計画法（混合整数線形計画法 MILP）の概要と PLEXOS

再生可能エネルギーを原料とするグリーンアンモニアのバリューチェーン構築に際し、サプライ、トランスポート、オフテイクの各段階に内在する変動性および制約条件を考慮した上で、バリューチェーン全体の設備構成および運用パターンを合理的に設計・評価するために、数理計画法の一つである混合整数線形計画法（Mixed Integer Linear Programming; MILP）の適用が考えられる。

数理計画法とは、限られた資源や制約条件の下で、目的を最も効率的に達成する解を数理的に求める手法である。その中でも MILP は、連続的な変数（例：予算額や数量）と、0 か 1 とした整数変数（例：実施する／しないの選択）を同時に扱うことができる点に特徴がある。目的関数および制約条件は線形式で表現され、計算機を用いて最適解または実用上十分に良好な解を求める。

グリーンアンモニアの供給側では、再生可能エネルギー由来の電力を用いて水素製造およびアンモニア合成を行うことから、発電量の時間的変動や地域差が不可避である。このため、電解装置やアンモニア合成設備の規模、稼働率、蓄電池や中間貯蔵設備の有無と容量は、電力供給の変動特性を踏まえて計画される必要がある。

輸送（トランスポート）段階においては、アンモニア輸送船の運航頻度、積載能力、寄港・荷役制約等がボトルネックとなり得る。これらは連続的な数量制約と併せて、船舶を運航するか否

かといった離散的な意思決定を伴うため、供給設備や貯蔵設備との統合的な設計が求められる。需要側（オフテイカー）においても、グリーンアンモニアの利用量は、発電用途や工業用途の稼働状況、市場環境等に応じて変動する可能性が高い。この需要変動を過小評価すると供給過剰や設備遊休を招き、過大評価すると供給不足やコスト増加につながるため、需要の時間変動を考慮した運用計画が重要となる。

こうした複数主体・複数段階にわたる変動性と制約条件を統合的に取り扱う手法として、MILP が有効である。MILP を用いることで、設備を建設するか否か、どの規模で整備するかといった離散的な投資判断と、時間帯ごとの生産量・輸送量・在庫量といった連続的な運用判断を同一の枠組みで扱うことが可能となる。

この結果、個別段階の最適化にとどまらず、バリューチェーン全体としての総コスト最小化、供給安定性の確保、再生可能エネルギー利用率の向上といった政策上重要な評価軸に基づく検討が可能となる。総じて MILP は、グリーンアンモニアの社会実装に向けた合理的かつ透明性の高い意思決定を支援する基盤的手法として位置づけられる。

本検討では、Energy Exemplar 社が提供する商用ソフトウェア PLEXOS を用いて実施された。PLEXOS は、電力・エネルギーシステムを対象とした統合的なモデリングおよびシミュレーションを行うための解析プラットフォームである。発電設備、送電網、燃料供給、需要といった複数の要素を同一の枠組みで取り扱い、設備投資計画と運用計画を統合的に評価できる点に大きな特徴がある。

本ソフトウェアは、内部的に MILP に基づく数理モデルを用いており、発電設備を建設するか否かといった離散的な意思決定と、時間帯ごとの発電量や電力取引量といった連続的な運用判断を同時に扱うことが可能である。このため、現実のエネルギーシステムに存在する多様な制約条件を比較的忠実に表現できる。

PLEXOS では、時間解像度の高い時系列データを用いた分析が可能であり、再生可能エネルギーの出力変動、需要の時間変動、燃料価格の変化等を考慮したシミュレーションを実施できる。また、単年度の運用分析にとどまらず、複数年にわたる設備投資計画や長期的なエネルギー需給構造の評価にも対応している。

6.1.2 ライフサイクルアセスメント

ライフサイクルアセスメント（Life Cycle Assessment; LCA）とは、製品やサービスについて、原材料の採取から製造、輸送、利用、廃棄に至るまでの一連のライフサイクル全体を対象として、環境負荷を定量的に評価する手法である。グリーンアンモニアにおいては、再生可能エネルギーによる発電、水素製造、アンモニア合成、貯蔵・輸送、最終利用までを評価範囲に含め、温室効果ガス排出量を中心に分析が行われる。

カーボンインテンシティ（CI 値）は、あるコモディティ 1 単位を供給・消費する際に排出される温室効果ガス量を示す指標であり、LCA の結果として算出される代表的な評価指標の一つである。電源構成、設備効率、輸送距離や輸送手段などの前提条件によって CI 値は大きく変動するため、バリューチェーン全体を通じた統合的な設定が重要となる。

グリーンアンモニアバリューチェーンでは、特定の工程のみを評価するのではなく、上流から下流までの各段階を網羅的に把握することで、どの工程が排出量に大きく寄与しているか、また削減余地がどこに存在するかを明らかにすることが可能となる。これにより、技術開発や設備投資、運用改善の優先順位付けに資する知見が得られる。

LCA による CI 値分析は、国際的な認証制度や将来的な環境規制への対応を検討する上で

も重要な役割を果たす。評価手法や前提条件を明確にした上で分析結果を提示することで、関係者間の共通理解を促進し、透明性の高い議論を行うことが可能となる。

総じて LCA は、グリーンアンモニアが実質的に環境負荷低減に寄与しているかを客観的に検証するための基盤的手法であり、バリューチェーン設計および政策的判断を補完する重要な分析手段として位置づけられる。

6.2 アンモニアバリューチェーンの最適化によるアンモニア調達コストの評価とターゲットコスト達成に向けた各種対策の効果の定量化

6.2.1 解析モデルの概要

調査チームのエネルギー市場解析において、図 6.2.1 のように日本・シンガポールにおけるグリーンアンモニア需要パターン（1 時間メッシュ）を仮定し、需要側で必要となるアンモニアタンク、またインドにおける各設備（再エネ・蓄電池・水素製造装置・水素貯蔵タンク・アンモニア合成装置・アンモニア貯蔵タンク）の容量に対し、全体コストを最小化できる組合せを導出する。

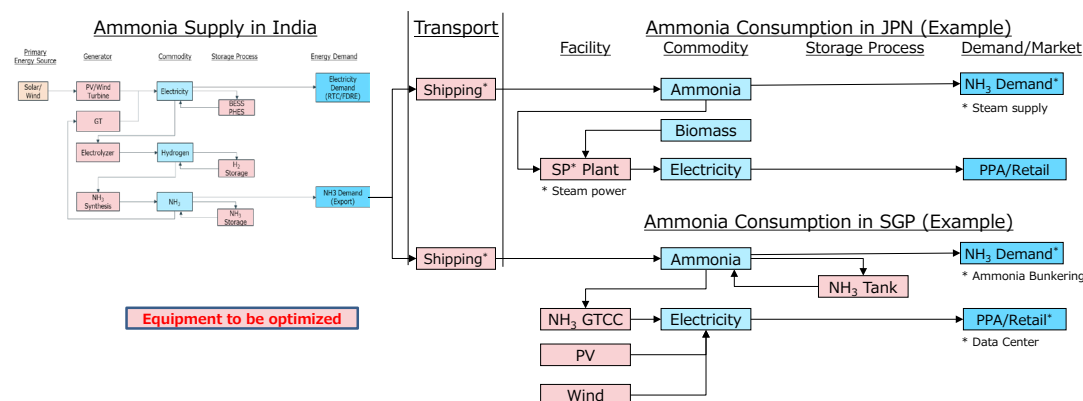


図 6.2.1 エネルギー市場解析に含まれる設備・プロセス

目的関数及びアンモニア調達コスト（LCOA）及びアンモニアを消費して発電した場合の電力調達コスト（LCOE）の評価式を以下の式(1)~(4)に示す。

$$\text{Objective Function: Min(Total Cost)} \quad (1)$$

$$\text{Total Cost} = \sum (CAPEX + FO\&M \text{ Cost} + VO\&M \text{ Cost} + \text{Transport Cost}) \quad (2)$$

$$\text{LCOA} = \frac{\sum_{i=0}^{24} \frac{CAPEX_i + FO\&M \text{ Cost}_i + VO\&M \text{ Cost}_i + \text{Transport Cost}_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{24} \frac{\text{Supplied Amount of Ammonia}_i}{(1+r)^i}} \quad (3)$$

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{i=0}^{24} \frac{CAPEX_i + FO\&M \text{ Cost}_i + VO\&M \text{ Cost}_i + \text{Transport Cost}_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^{24} \frac{\text{Electricity Generation}_i}{(1+r)^i}} \quad (4)$$

なお、各項目は以下を示す。

Capex: 各設備の導入コスト及び設備更新費用

FO&M Cost: 各設備を維持するために必要となる固定費

VO&M Cost: 各設備を運転するために必要となる変動費

Transport Cost: アンモニアの輸送コスト

Supplied Amount of Ammonia: オフテイクーに供給されたグリーンアンモニアの量

Electricity Generation: オフテイクーが発電した電力量

r: 割引率

i: プロジェクトの評価期間（本検討では 25 年間で評価）

6.2.2 入力データ

バリューチェーンを構成するコモディティ、発電設備、水素・アンモニア製造設備、電力・水素・アンモニア貯蔵設備に関する運転制約、Capex・Opex 等のコスト情報を示す。これらの情報はインド・日本・シンガポールでグリーンアンモニアのサプライヤ・オフテイクとしての事業を検討している事業者から提供を受けた情報を含み、現時点でのプロジェクト開発目線での評価を軸に、将来のコスト低減策の検討を実施するものである。

なお、本調査におけるインドのデータは Hygenco 経由で入手しもので、詳細は以下のとおり。

- 設備スペックや性能：ベンダー提供
- 保守データ：Hygenco のプラントデータ
- 機器コスト：ベンダー見積
- 再生可能エネルギー電力(PV, 風力) プロファイル: IPP から入手したデータに、各地点特徴を加味し PV および風力ミックスのプロファイルを作成したもの
- 規制および政策：Green Energy Open Access 規制、インセンティブ/送電料金免除に関する公式情報(国, 州)

・ コモディティ

本調査における解析モデル構築にあたり、電力・バイオマス・水素・アンモニアについて、それぞれ熱量および需要パターンを設定した。日本の電力需要はアンモニア・バイオマス混焼ボイラによるクリーン電力供給、シンガポールの電力需要はアンモニアガスタービンによるデータセンター向け電力供給を想定した。また、日本における工場向け熱供給用アンモニア需要及びシンガポールにおけるアンモニア船向け燃料需要を想定した。なお、後述する一部の検討ケースでは、インドの再生可能エネルギー取引市場（Green Day Ahead Market; GDAM）からの再エネ電力調達・余剰電力売電の影響を考慮した。設定内容を表 6.2.2.1 に示す。

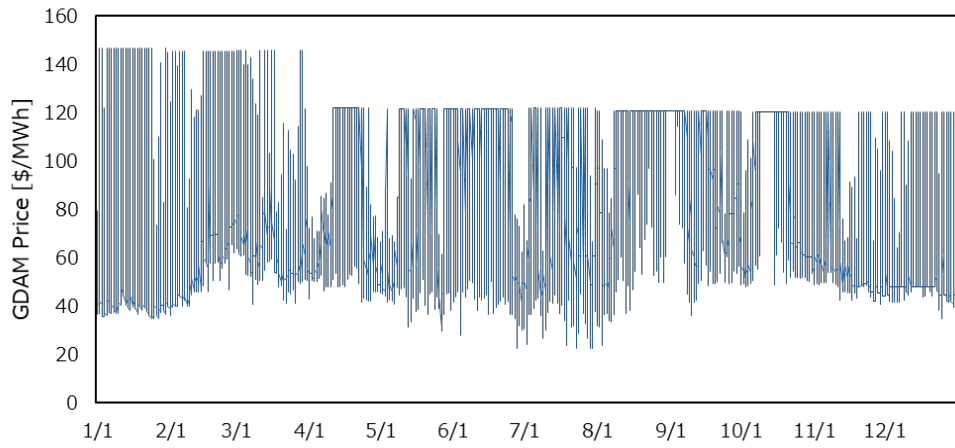
シンガポールにおけるアンモニア燃料船は表 6.2.2.2 に示す 3 隻を想定した。アンモニアバンカリングを検討しているステークホルダーへのヒアリング結果から、燃料（現時点では C 重油）の消費量・航海日数を設定した。各船は使用する C 重油と同等のエネルギー量を消費するものとし、エネルギー量が等価となるアンモニアを積み込むものと仮定した。

表 6.2.2.1 コモディティの入力データ

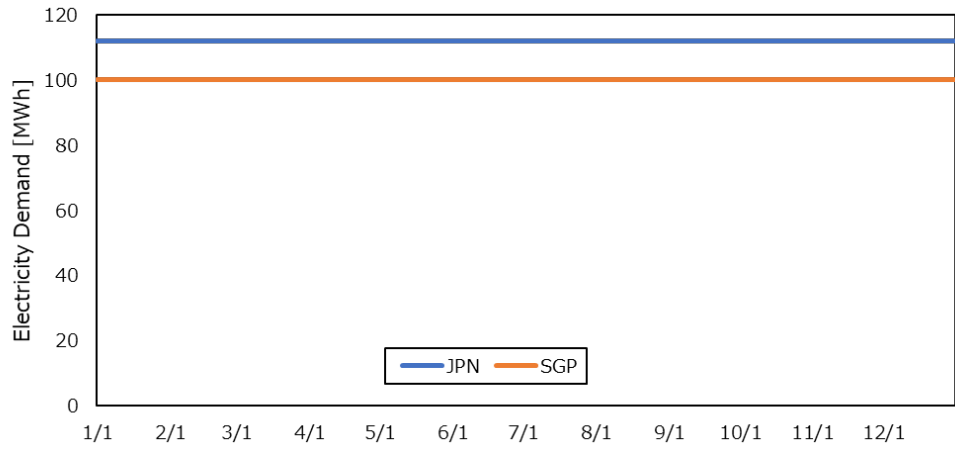
Parameter	Unit	Electricity			H ₂	NH ₃	
		IND (GDAM)	JPN	SGP		JPN	SGP
Unit	-	MWh	MWh	MWh	kg	kg	kg
Energy Density	GJ/unit	3.6	3.6	3.6	142.4	22.4	22.4
Demand Pattern	unit/hour	<400MW* ¹	図 6.2.2.2			図 6.2.2.3	図 6.2.2.4
Availability	unit/hour	<400MW					
Price	\$/unit	図 6.2.2.1					

* GDAM の市場価格変動の影響を過大に受けることを避けるため、余剰電力量の 3%までを売電できるものと仮定した。

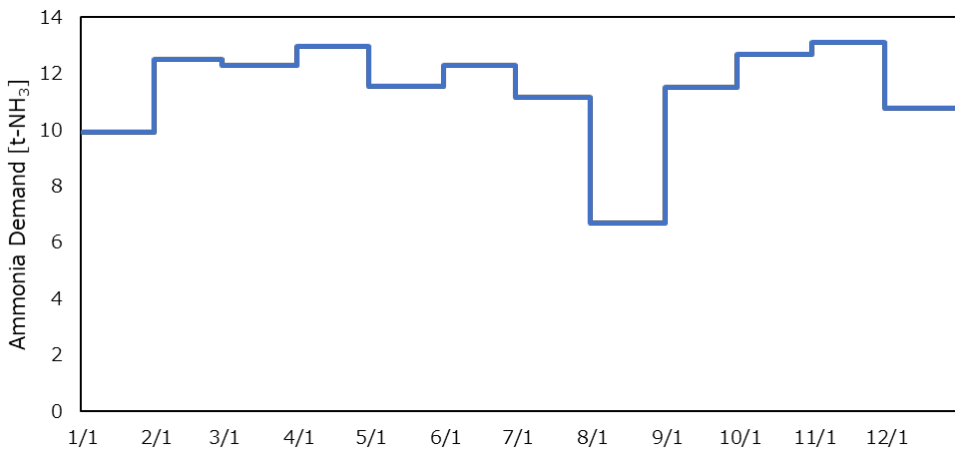
* 1USD=150 円で換算



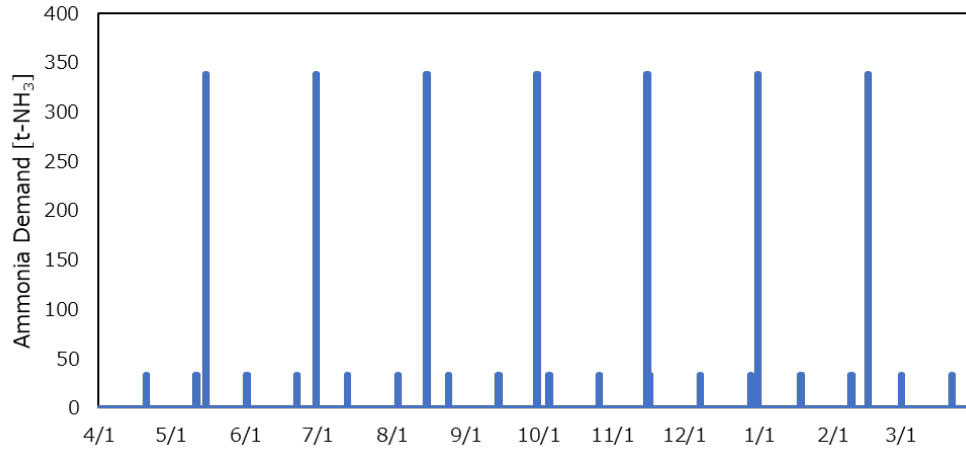
☒ 6.2.2.1 GDAM Price (Jan-Dec/2023)



☒ 6.2.2.2 Demand Profile (Electricity)



☒ 6.2.2.3 Demand Profile (Ammonia, JPN)



☒ 6.2.2.4 Demand Profile (Ammonia, SGP)

発電設備

インドは、既述のとおり、再生可能エネルギーによる発電単価が世界最安水準にある^[27]。ただし、風力による再エネ発電量についてはモンスーンの時期に増加し、その他の時期に減少するなどの一定の季節性変動が確認されており、季節要因に起因すると考えられる変動傾向が認められた（図 6.2.2.5）。他方、太陽光による発電量については、風力発電に見られるような顕著な変動傾向は確認されなかった。

本調査におけるインドの再エネ発電設備に関する入力データについて、表 6.2.2.3 に示す。なお、Hygenco 社がグリーン電力調達用に開発している再生可能エネルギー発電所が受けている補助金等を考慮した Capex・O&M コストに基づいた設定を使用している。

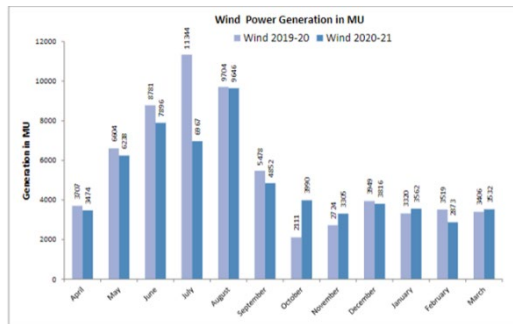


Figure 13 Monthly Wind Power Generation (2020-21 Up to March -21)

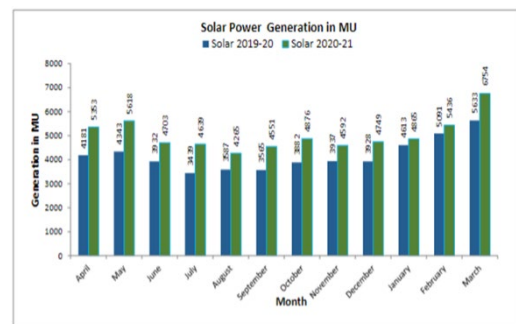


Figure 14 Monthly Solar Power Generation (2020-21 Up to March -21)

図 6.2.2.5 Monthly RE Generation in India(Left: Wind, Right)

本調査における日本の発電設備に関する入力データを表 6.2.2.4 に示すとおり、燃料消費および建設費のみならず、運転制約も含めて整理した。

(表 6.2.2.4 は非公開)

続いて、本調査におけるシンガポールの発電設備に関する入力データを表 6.2.2.5 に示すとおり、燃料消費および建設費のみならず、運転制約も含めて整理した。

(表 6.2.2.5 は非公開)

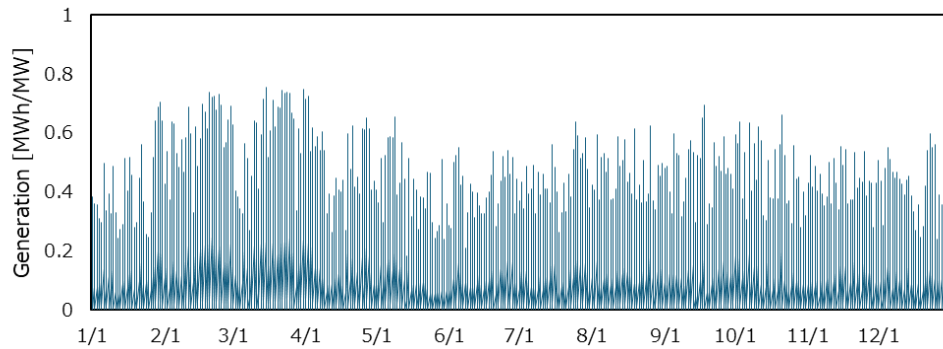


図 6.2.2.9 Rating Factor for PV

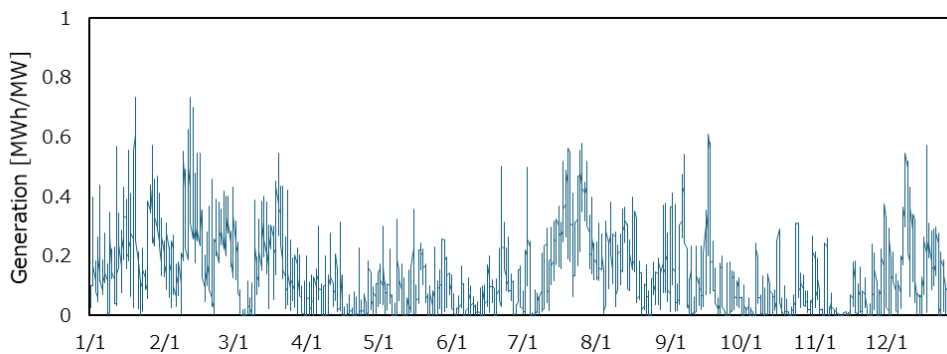


図 6.2.2.10 Rating Factor for Wind

- ・ 水素・アンモニア製造設備
水素・アンモニア製造設備に関する入力データを示す。
(水素・アンモニア製造設備に関する入力データは非公開)
- ・ 電力・水素・アンモニア貯蔵設備
電力・水素・アンモニア貯蔵設備に関する入力データを示す。
(電力・水素・アンモニア貯蔵設備に関する入力データは非公開)

6.2.3 シナリオ設定とステークホルダーから提供されたコスト低減対策
本調査で検討した解析シナリオを表 6.2.3.1 に示す。

表 6.2.3.1 解析シナリオ

	Ammonia Off-takers/Demand				Optimization	Scale Up	Measures for Cost Reduction				
	Japan		Singapore				Learning Curve	WACC Reduction	GDAM	High Eff. Electrolyzer	Carbon Price
	PPA	NH ₃ Demand (Steam Supply)	NH ₃ Demand (Bunkering)	PPA (DC)							
Case 0			✓ (71ktpa)				10%				
Case 1 (Base Case)			✓ (71ktpa)		✓		10%				
Case 2	✓ (200ktpa)	✓ (100ktpa)	✓ (71ktpa)	✓ (~289ktpa)	✓	✓	10%				
Case 3	✓ (200ktpa)	✓ (100ktpa)	✓ (71ktpa)	✓ (~289ktpa)	✓	✓	4%				
Case 4	✓ (200ktpa)	✓ (100ktpa)	✓ (71ktpa)	✓ (~289ktpa)	✓	✓	4%	✓			
Case 5	✓ (200ktpa)	✓ (100ktpa)	✓ (71ktpa)	✓ (~289ktpa)	✓	✓	4%	✓	✓		
Case 6	✓ (200ktpa)	✓ (100ktpa)	✓ (71ktpa)	✓ (~289ktpa)	✓	✓	4%	✓	✓	✓	

※ktpa: kilo tons per annum, 年間必要量 (キロトン)

バンカリングと電力の既存燃料をグリーンアンモニアと比較した場合、バンカリングの方がグリーンアンモニアのコストとターゲット価格との差が小さい。またバンカリングでは 2035 年頃からアンモニア導入が見込まれ電力用途よりも導入が早いとされていることから、シンガポールにおけるアンモニアバンカリング需要のみを想定した Case 1 を Base Case とした。また、Base Case では、アンモニア製造・輸送に関わる事業者も、再エネからのグリーン電力供給の変動を考慮し、設備の運用制約を満たす範囲で最大限運用を最適化しアンモニア供給コストの低減に寄与することを想定している。

しかし、いくつかのステークホルダーからは、現段階においてバリューチェーン内のステークホルダー同士でアンモニア供給コスト低減に向けた協力的な運用を行うことは難しいとのコメントを得た。そこで、再生可能エネルギーの出力変動に関わらず、アンモニア製造プラントを一定負荷で稼働させ、同じ輸送サイクルでアンモニアを輸出しなければならない条件でインド国内の設備構成を最適化する Case 0 を設定した。

また、一般的にグリーンアンモニアの製造コストは、各産業で代替を目論む既存エネルギー源のコストや、現状普及しているグレーアンモニアのコストに対して高コストとなるため、それぞれのオフテイカーの利用を促進し、バリューチェーンを構築するためには、各オフテイカーが許容できる範囲までコストを低減する必要がある。インド国内のグリーンアンモニアサプライヤー候補との協議の結果以下の 5 つの対策の効果を検討する Case 2~6 が検討された。

・ スケールアップによる設備コストの低減

需要増加によってコストが低減される度合いを示す法則はいくつかあるが、Wright の法則が最も優れた予測を示すことが示されている^[33]。自動車の生産量とコストとの関係を Wright の法則に当て嵌めることで検証されたケース^[34]では、図 6.2.3.1 のように 1900 年代でも 2010 年代でも同じようにコスト低減を予測できることが確認されている。これから立ち上がるグリーンアンモニアについても、累積生産量が増加、つまり多くの産業で大量にグリーンアンモニアが使われることでコスト低減が期待される。

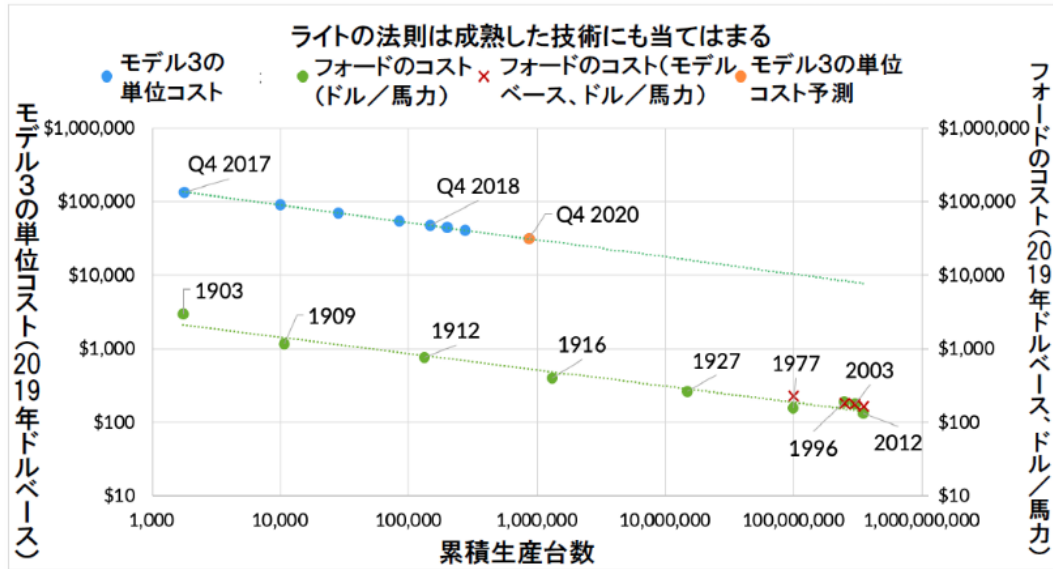


図 6.2.3.1 自動車の累積生産台数とコスト低減

図 6.2.3.2 のとおり、アンモニアバリューチェーンのスケール拡大に伴い、学習効果により再生可能エネルギーおよび電解装置の設備投資額（Capex）が低下すると仮定した。Case 2 では Base Case に対してアンモニアバリューチェーンの需要量の拡大に伴う設備コスト低減効果を考慮する。

(図 6.2.3.2 および図 6.2.3.3 は非公開)

- ・ 資本コストの低減

アンモニアバリューチェーンの確立のためには、各プロセスにおいて大規模な設備投資が必要となるためアンモニア供給コストに対する資本コスト(WACC)の影響が非常に大きいことが想定される。資本コスト低減策としてオフテイク側の通貨ベースの資金調達・アンモニア取引による為替リスクの低減や、オフテイクの長期オフテイク契約・資本注入によるリスクプレミアムの低減等が考えられる。具体的には、オフテイクが長期オフテイクのコミットメントとともに、オフテイク側の通貨で安価な資金を提供することにより、実質オフテイク側の通貨建てでコストを低減することができる。Case 3 では資本調達コストの低減の影響を評価する。
- ・ インド国内の再生エネ取引市場（Green Day-Ahead Market; GDAM）の活用

既述の GDAM は、再生可能エネルギー由来の電力を対象として、翌日の受渡し分を前日に市場取引により売買する仕組みである。本市場の活用により、デベロッパ自身で調達するグリーン電力よりもより広範なエリアから調達が可能となるため、再生エネの出力変動の影響を緩和し、再生可能エネルギーへの設備投資額を削減できると考えられる。Case 4 では GDAM を活用することによる再生可能エネルギーへの設備投資額の削減効果を評価する。
- ・ 高効率水電解装置の開発の可能性

グリーンアンモニア製造において、グリーン電力の調達コストが全体コストの大部分を占めることが想定され、電解効率の向上はグリーンアンモニア製造コストの低廉化に直結すると考えられ

る。現在主に用いられている水電解方式はアルカリ水電解（AEL）と固体高分子膜（PEM）が挙げられるが、どちらの技術も電解効率は 70%前後である場合が多い^[35]。一方、固体酸化物型電解セル（Solid Oxide Electrolysis Cell; SOEC）は運転条件によっては電解効率 90%以上^[36]が達成できると期待されている。Case 5 では将来技術として、より高効率水電解技術が適用できた場合の影響を評価する。

・ 低炭素化価値の評価

カーボンプライス（炭素価格）は、化石燃料由来の CO₂ 排出量に対して経済的負担を課す仕組みであり、排出量課税や排出量取引制度（ETS）等を通じて導入され、重油や石炭など従来燃料のコスト上昇をもたらす。そのため、カーボンプライスを考慮した場合、燃焼時に CO₂ を排出しないアンモニア燃料の相対的な競争力を高める影響が考えられる。このため、アンモニアの低炭素化価値を評価するうえで、カーボンプライスがアンモニアの調達コストに及ぼす影響を考慮することが不可欠である。

なお、シンガポールは発電分野等において 25 \$/t-CO₂ (2025)を適用しており、2030 年に向けて 50-80 \$/t-CO₂まで向上させることを検討^[37]している。日本においても、経産省 GX 実行推進室^[38]において将来的なカーボンプライスの適用が検討されている。バンカリング等の多国が関与する事業において単一の国が定めるカーボンプライス等の低炭素化価値手法をそのまま適用することは難しいが、Case 6 では将来的に同程度の価値が認められた場合を想定して目標調達コストの評価を実施する。

6.2.4 アンモニアの目標調達コストの設定

- ・ シンガポールのバンカリング向けアンモニア目標調達コスト

IMO の温室効果ガス削減目標への対応として、従来の重油（HFO）に代わる脱炭素燃料の導入が求められている。しかし、現状では重油が最も安価な船舶燃料であるため、アンモニアのようなゼロエミッション燃料はコスト面で大きなハードルを抱えている。

海運業界において、新燃料の導入を進める際の指標となるのが、「重油と同等のコストを達成できるか」と考えられる。そのため、重油を使用した場合の航海コストと同等の燃料コストを実現するために必要となるアンモニア調達コストを以下の式で設定した。

$$\text{Target Cost} = \frac{C_{\text{HFO}} \times (P_{\text{HFO}} + E_{\text{HFO}} \times \text{CP})}{C_{\text{NH}_3}} \quad (5)$$

なお、各項目は以下を示す。

Target Cost: アンモニアの目標調達コスト（\$/MT-NH₃）

C_{HFO}: 1 航海で消費する重油量（MT）

P_{HFO}: HFO 価格。シンガポールの船舶用燃料価格 368USD/MT^[39]とした。

E_{HFO}: 重油の CO₂ 排出量。3.33MT-CO₂/MT-HFO^[40]とした。

CP: カーボンプライス（\$/MT-CO₂）

C_{NH3}: 1 航海で消費するアンモニア消費量

カーボンプライス 25\$/MT-CO₂ が適用された条件におけるアンモニアの目標調達コストは 225\$/MT-NH₃ となる。一方、カーボンプライスが 50~80\$/MT-CO₂ まで上昇すると目標調達コストは 266~316\$/MT-NH₃ まで上昇する。

- ・ シンガポールの目標発電コスト

シンガポールの最近の電力卸売価格は、80~100USD/MWh である^[41]。調査チームのシミュレーションにおける発電コスト（Short Run Marginal Cost; SRMC）は以下の式で表される。

$$\text{SRMC} = \text{Heat Rate} \times \text{Fuel Cost} + \text{VO\&M Cost} \quad (6)$$

なお、Heat Rate は、当該発電設備の発電効率、Fuel Cost は燃料価格、VO&M Cost は、既述のとおり各設備を運転するために必要となる変動費である。アンモニア専焼ガスタービンの LCOE が 80~100USD/MWh と同等であれば、グリーンアンモニアによる発電コストが、そのまま市場に受け入れられる。

・ 日本の発電用途向けアンモニア目標調達コスト

日本のスポット電力市場において市場価格は需給曲線の交点に位置する発電ユニットの限界費用で決定されるが、この価格は LNG 焚 GTCC によって決定される場合が多い^[39]。過去 5 年間のスポット市場の年度平均価格は 13.58¥/kWh^[40] (≒90\$/MWh) であり、発電用途としてアンモニアが広く利用されるためには想定するアンモニア・バイオマス混焼発電コストがこの価格と同程度となる必要があると考えられる。日本における発電用途向けアンモニアの目標調達コストを以下の式で設定した。

$$\text{Target Cost} = \frac{(P_{\text{spot}} + E_{\text{GTCC}} \times \text{CP}) - P_{\text{Bio}} \times \text{ED}_{\text{Bio}} \times \text{HR} \times M_{\text{Bio}}}{\text{ED}_{\text{NH}_3} \times \text{HR} \times M_{\text{NH}_3}} \quad (7)$$

なお、各項目は以下を示す。

Target Cost: アンモニアの目標調達コスト (\$/MT-NH₃)

P_{spot}: 目標としたスポット市場価格。13.5¥/kWh=90\$/MWh とした。

E_{GTCC}: LNG 焚 GTCC の CO₂ 排出量。350kg-CO₂/MWh とした。

CP: カーボンプライス (\$/MT-CO₂)

P_{Bio}: バイオマス価格 (\$/MT)

ED_{Bio}: バイオマスの重量当たりのエネルギー量 (GJ/MT)

HR: アンモニア・バイオマス混焼ボイラの Heat Rate (GJ/MWh)

M_{Bio}: バイオマス混焼率 (%)

ED_{NH₃}: アンモニアの重量当たりのエネルギー量 (GJ/MT)

M_{NH₃}: アンモニア混焼率 (%)

カーボンプライス未適用条件におけるアンモニアの目標調達コストは 190\$/MT-NH₃ となる。一方、6,000 円/MT-CO₂ (≒40\$/MT-CO₂) のカーボンプライスが適用され場合、目標調達コストは 270\$/MT-NH₃ まで上昇する。

6.2.5 バリューチェーン最適化によるアンモニア調達コストの定量化と、コスト低減策の効果の定量化

エネルギー市場解析を用いて、ケース毎に各設備の運用制約を満たす範囲で、各オフテイカーの需要を最小コストで満たす最適な設備構成と運用パターンを導出し、アンモニア調達コストを評価した。シンガポールのバンカリング事業者向け目標調達コストと比較した結果を図 6.2.5.1 に示す。また、Base Case において各機器・プロセスが保有するコスト割合を図 6.2.5.2 に示す。なお、本調査では輸送費は最適化計算に含まれず、ヒアリングを基に 80\$/MT と仮定されている。

Base Case ではインドでのアンモニア製造コストは 549\$/MT と予測され、シンガポールへの輸送コストとシンガポール国内のアンモニアタンクコストにより、シンガポールにおけるアンモニア調達コストは 648\$/MT まで上昇すると予測される。これは前述したインド国内向けのグリーンアンモニアの入札結果と比較してやや安いものの同等レベルの評価ができていていると考えられる。

一方、各ステークホルダーがコスト削減に向けた協力関係を築けなかった場合、サプライヤー側が全てのプロセスでの変動リスクを吸収可能なバッファを用意する必要があり、インド国内のアンモニア製造コストは 855\$/MT まで上昇すると予測され、シンガポールでのアンモニア調達コストは 969\$/MT と想定された。

図 6.2.5.2 に示すとおり、アンモニア調達コストのうち約 50%は再生可能エネルギーの調達コストであり、約 20%は電解装置のコストである。アンモニア調達コストを低減し目標コストに近づけるた

めには、主にこれら 2 つの機器のコスト低減の効果が大きいと言える。アンモニア需要の拡大に基づく学習効果による機器コスト低減、資本コスト低減、GDAM の活用、高効率電解装置の適用によりアンモニア調達コストは 333\$/MT まで低減する可能性があることが示唆された。一方、シンガポールにおけるバンカリング向け目標調達コストは 80\$/MT のカーボンプライスを適用したとしても 316\$/MT である。また前述した日本の発電向け目標調達コストは、2050 年までに検討されている約 40\$/MT のカーボンプライスを適用しても 270\$/MT であり、いずれの場合においてもグリーンアンモニアバリューチェーン実現に向けて、インド国内で実施されている各種支援策の継続・強化や、日本・シンガポールにおけるオフタイカーの発掘による規模の拡大が必要であると示唆された。

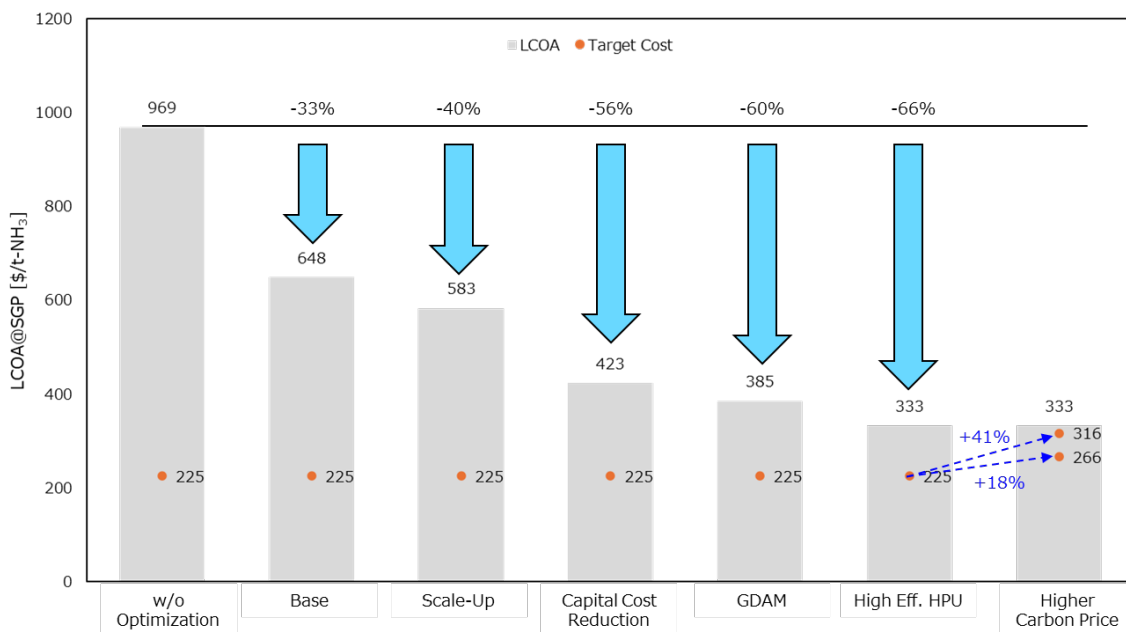


図 6.2.5.1 グリーンアンモニア調達コストの評価結果

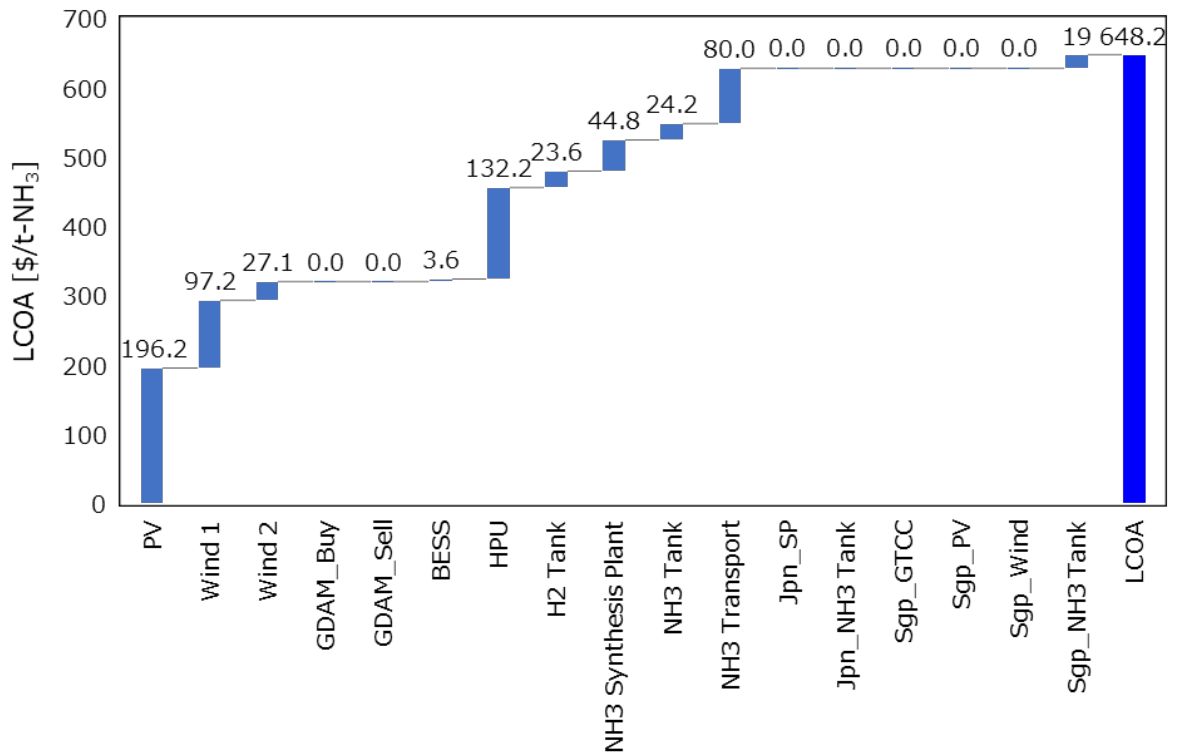


図 6.2.5.2 アンモニア調達コストの内訳 (Base Case)

また、既述のとおりシンガポールにおけるアンモニア専焼ガスタービンの目標 LCOE は、80~100USD/MWh である^[41]。これに対し、図 6.2.5.3 に示されたとおり、調査チームによるシミュレーション結果において、Case2 ではシンガポールのアンモニア専焼ガスタービンの LCOE が 223.5USD/MWh と 2 倍以上の開きがあった。一方、Case5 では、同 129.8USD/MWh となり、カーボンプライスを考慮しなくとも、電力卸売価格の 1.3~1.7 倍ほどまで差が縮まる可能性が示唆された。

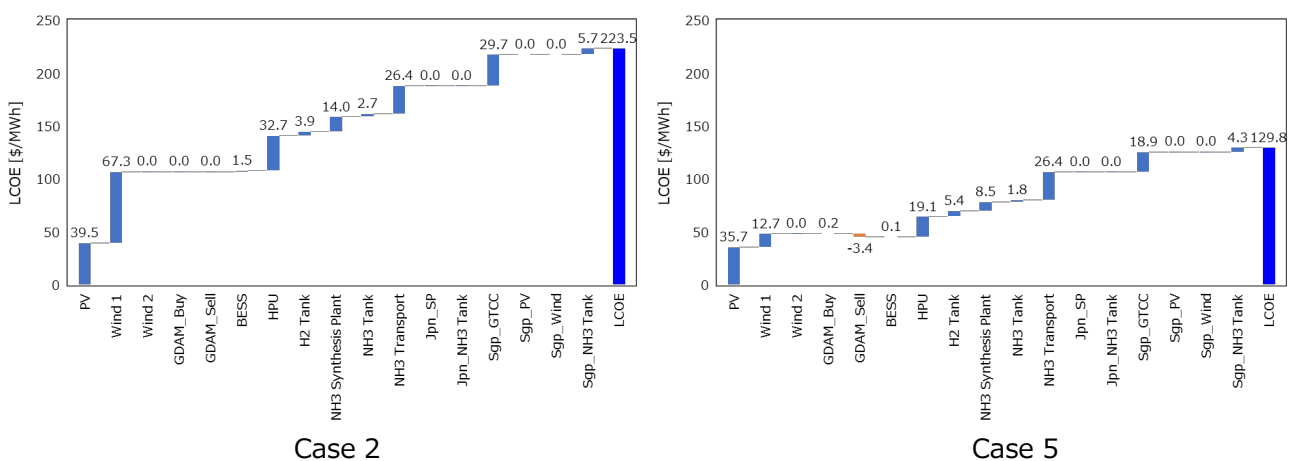


図 6.2.5.3 シンガポールのアンモニア専焼ガスタービン LCOE (Case2 及び Case5)

6.3 ライフサイクルアセスメントによる CI 値の評価

6.3.1 解析モデルの概要

発電設備へのアンモニア混焼に対し、CO₂ 回収装置の追設を競合手段として、LCA による GWP (Global Warming Potential) を算定し、コストに換算した環境影響結果を評価した。本 LCA 調査で対象とした製品システムは、CO₂ 回収装置を追設したバイオマス混焼石炭発電プラント及びグリーンアンモニア混焼バイオマス発電プラントによる発電である。対象とする製品システムとシステム境界 (図全体) を図 6.3.1.1 および図 6.3.1.2 に示す。システム工程として、調達輸送した原料をボイラで燃焼し、蒸気タービンによって発電を行うものとした。また、評価対象には、原料の調達から発電、廃棄までを含め、各種設備・機器自体や間接部門 (研究開発, 事務, 営業, 人件費等) の影響は含めていない。

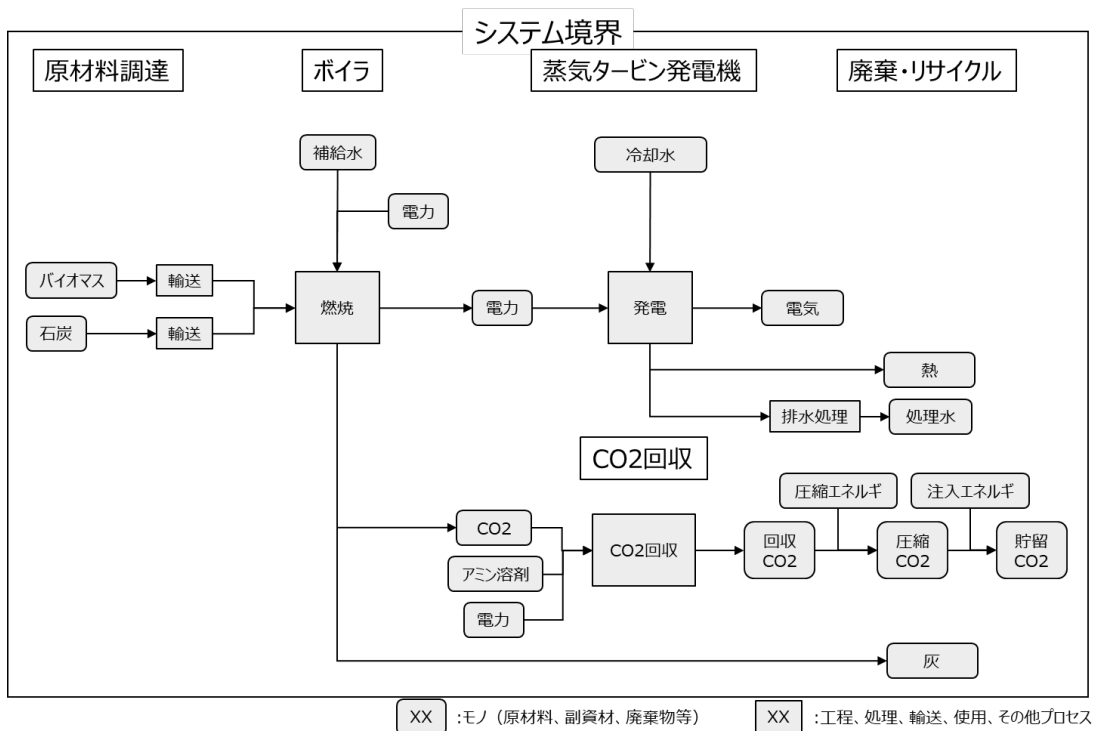


図 6.3.1.1 対象とする製品システムとシステム境界 (バイオマス混焼 + CCS)

6.3.3 CI 値の評価結果

図 6.3.3.1 に、ライフサイクル GHG 排出量の結果を示す。CO₂ 回収装置を追設したバイオマス混焼石炭発電プラントと比較してグリーンアンモニア混焼バイオマス発電プラント（NH₃:バイオマス=50:50）で GWP を 22%削減効果が見込まれた。CO₂ 回収装置を追設したバイオマス混焼石炭発電プラントは、CO₂ の回収から貯留までのエネルギーが大きくなるため、バイオマス混焼石炭発電プラントの方がライフサイクルで見た GWP は小さくなることが分かった。

ただし、想定プラントの実態に即した試算ではなく、代表的なデータを用いた概算値としての試算となっていること、ならびに、グリーンアンモニアのバックグラウンドデータが存在しないため、原単位情報は文献値を参照しており、想定プラントにおける実態との差異があると考えられ、試算条件の相違や工程の欠如等によって LCA 結果にずれが生じる可能性があること、に留意されたい。

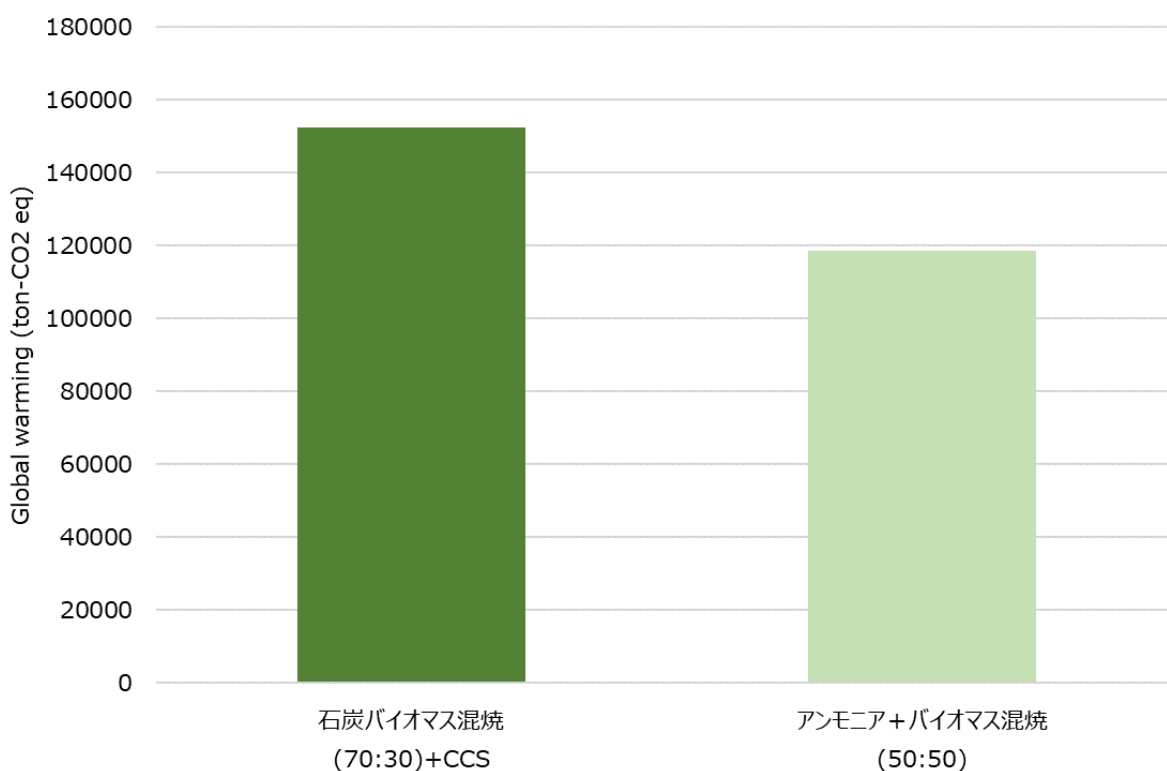


図 6.3.1.1 ライフサイクル GHG 排出量比較結果

図 6.3.3.2 に示した化石燃料賦課金シナリオを想定し、2030 年、2040 年、2050 年の代表値としてそれぞれ 1,000 円/t-CO₂、3,000 円/t-CO₂、6000 円/t-CO₂の炭素税を選定することで、図 6.3.3.3 に示すライフサイクルでみた CO₂ 排出による経済効果を試算した。

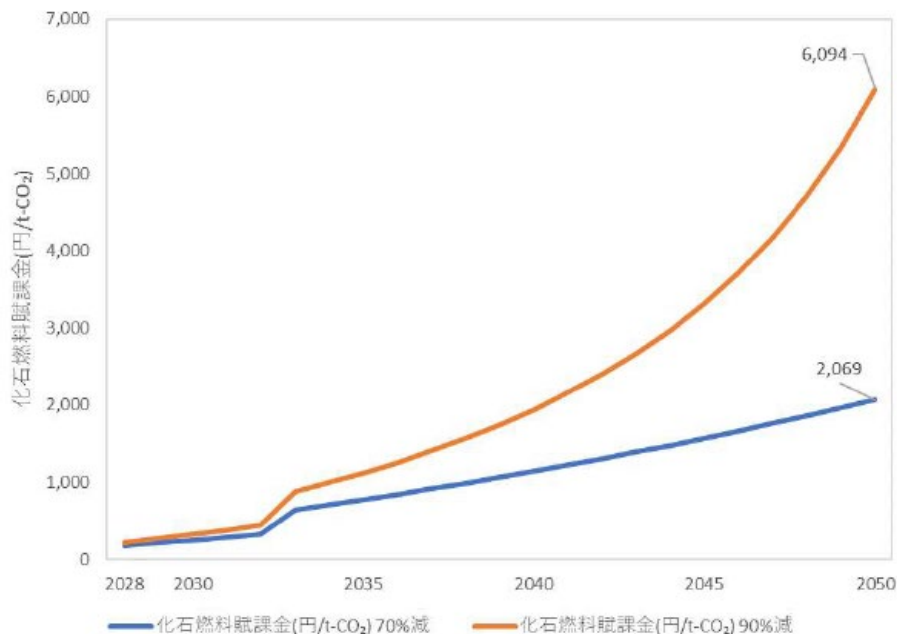


図 6.3.3.2 化石燃料賦課金予測シナリオ^[38]

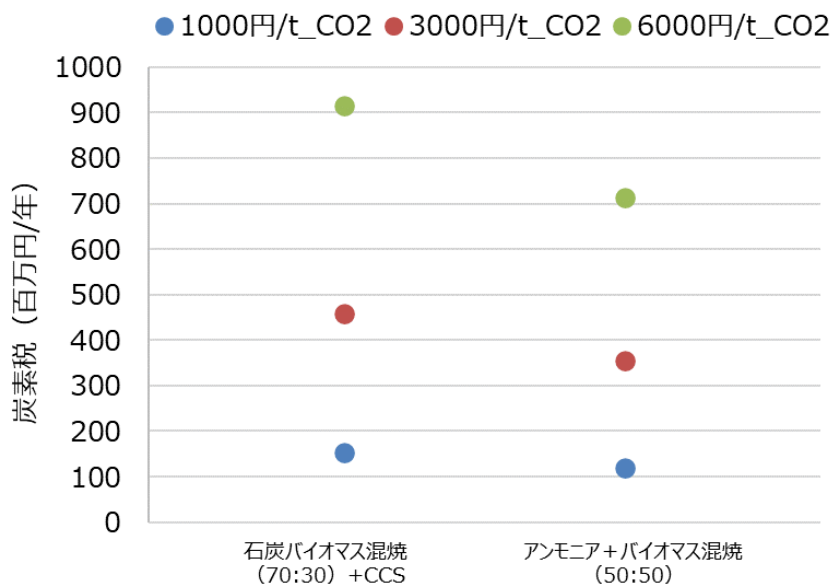


図 6.3.3.3 経済効果の試算結果

インド政府系シンクタンクである NITI Aayog へのヒアリングでは、少なくとも今後 10 年間は、インドにおいて炭素税や発電所へのアンモニア混焼が実装される計画はないとのことだったが、日本において炭素税が導入されれば、回収しきれなかった CO₂ に対しペナルティが発生するため、炭素税が高くなるほど、アンモニア混焼の方が経済的にも有利になる。

6.4 各国の脱炭素化目標に対するアンモニアコスト低減効果の評価とバリューチェーン規模の推定

6.4.1 長期電源計画モデルの概要

様々な制約条件の下で最適な電源構成を算出するために、6.1.1 節で述べた数理計画法の

適用が考えられる。長期電源計画モデルは、数理計画法の一種である既述 MILP を用いて、総コスト（Capex+Opex）が最小となる将来の電源構成（火力発電所や再エネ発電所の容量 GW）を算出するモデルである。ここで、Capex は新設時の初期コストを意味し、Opex は燃料費・CO₂ 対策費等の変動費を意味する。例えば、将来の電力需要と CO₂ 排出目標値を設定した解析を実施する場合、CO₂ 排出目標を達成しつつ、電力需要も満たす総コスト最小となる電源構成が各年で算出され、目標達成のために必要な技術の導入時期・容量等を分析することができる。

なお、本検討も他の解析モデルと同様に、Energy Exemplar 社が提供する商用ソフトウェア PLEXOS を用いて実施した。

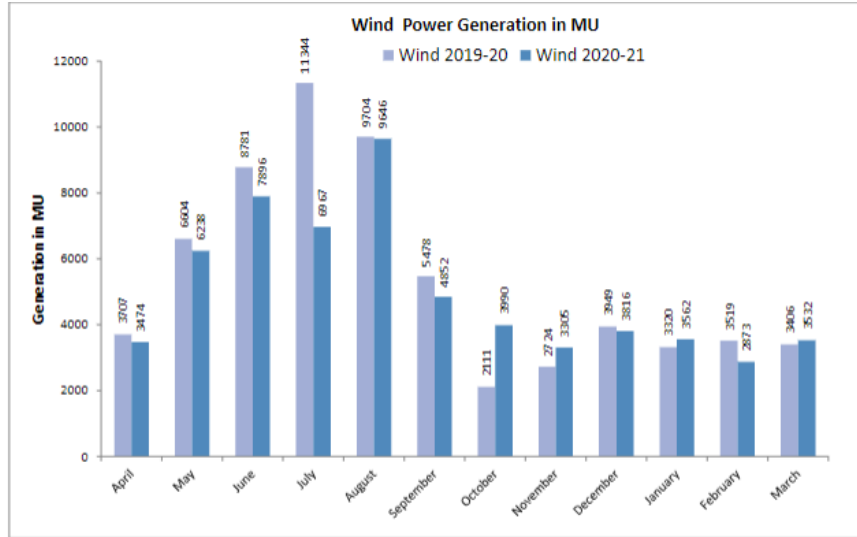
6.4.2 インドにおける 2070 年ネットゼロ目標に対する貢献

- ・ インドの脱炭素化計画

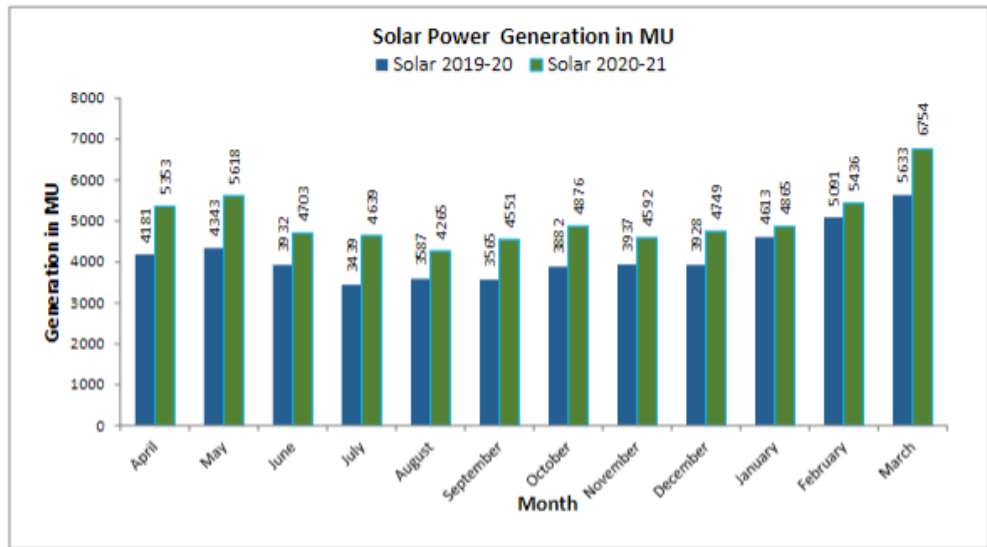
インドは 2070 年までに温室効果ガス排出量のネットゼロ達成を目指しており、急速に増加する電力需要と、安定的かつ信頼性の高い電力供給を両立させるという課題に直面している。

現在のインドの電力供給は、石炭火力発電への依存度が高い。また、石炭をより低炭素なガス火力発電に置き換えるための、発電用天然ガスの供給は確保されていない。このため、コスト面で優位な再生可能エネルギーを主体とした電源構成への移行が不可欠となっている。一方で、図 6.4.2.1 に示すとおり風力発電はモンスーンの影響により、季節ごとの発電量変動が大きいという特性がある。将来的に大規模な太陽光発電や風力発電が導入される場合、短期から中期の出力変動を補うために、蓄電池エネルギー貯蔵システム（BESS）や揚水式水力発電（PSP）を組み合わせることが必要となる。また、季節間のエネルギー移行を可能にする大規模な蓄エネルギーシステムの導入も求められる。

World Energy Council India（WEC India）^[42]は、インドが 2070 年までにネットゼロ排出を達成するための最適な電源容量構成に関する報告書を、2025 年に公表した。同報告書では、季節変動の大きい風力発電の比率が高まるにつれて、BESS や PSP に加え、季節間のエネルギー移行（季節間エネルギーシフティング）を可能にする技術の導入が必要になると指摘している。WEC は、水素を用いて季節間エネルギーシフティングを実現することを想定しているが、大規模な水素貯蔵技術は依然として研究段階にあり、設備投資費（Capex）が大幅に増加することが見込まれている。そのため、貯蔵コストの低減を目的として、水素をアンモニアに転換するシステムを用いた経済性評価を実施した。



(a) 月別風力発電実績



(b) 月別太陽光発電実績

図 6.4.2.1 月別発電量^[41]

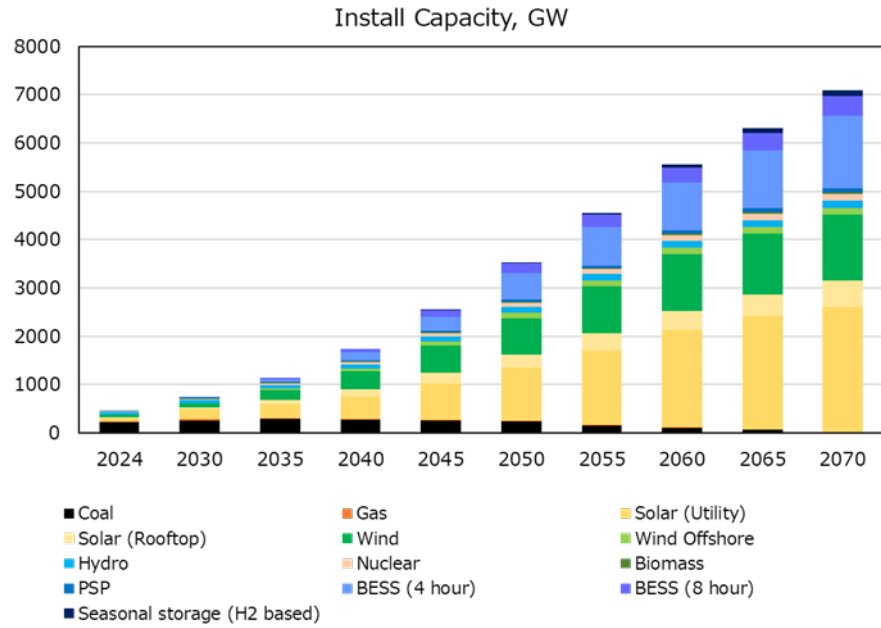


図 6.4.2.2 電源計画最適化結果(WEC India レポートより抜粋)^[42]

表 6.4.2.1 最適化容量

Items		WEC India		
		2030	2040	2050
Capacity (GW)	Coal	264	267	234
	Gas	24	20	16
	Solar	241	621	1,365
	Wind	82	366	751
	Wind Offshore	5	60	120
	Nuclear	18	45	80
	Stable RE ^{*1}	84	108	152
Storage Capacity (GWh)	BESS	27	229	753
	PSP	12	24	41
	Seasonal Storage(H ₂)	0	0	16
Total (GW)		718	1,487	2,718
Peak Demand (GW)		352	584	879

・ 入力データ

① 需要

図 6.4.2.3 は年間需要を示し、WEC^[42]によって公表されているデータを用いた。図 6.4.2.4 は 2024 年の年間 Hourly カーブであり、IEX^[43]によって公表されているデータである。WEC によって示される 2024 年の年間需要とピーク需要を用いて、IEX の Hourly カーブを基に補正をかけることで WEC の値に即した Hourly カーブを作成した。将来の需要は、2024 年との年間需要比を各カーブにかけて作成した。

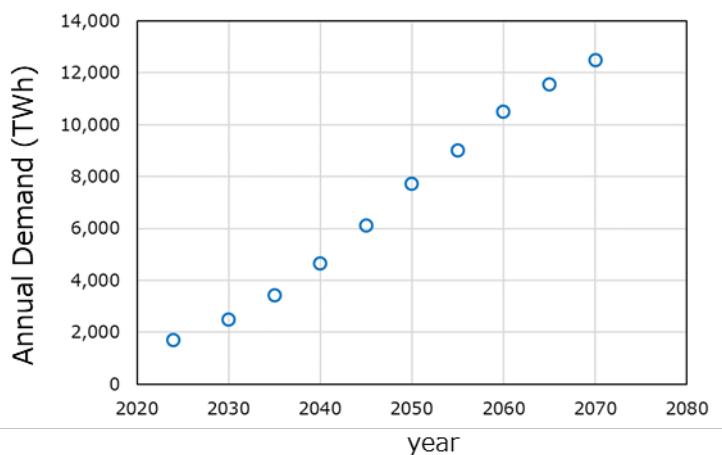


図 6.4.2.3 年間需要予測

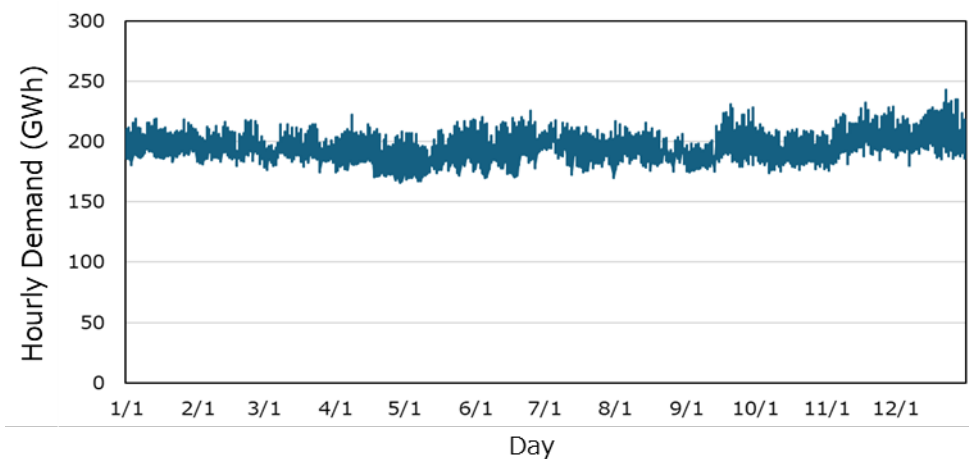


図 6.4.2.4 Hourly 需要カーブ

② 燃料価格

図 6.4.2.5 に石炭、LNG、石油、バイオマスの燃料価格を示す。石炭、石油は Bloomberg^[44, 45]のデータを用いており、LNG 価格は国内生産である Gas 価格^[46]の 1.5 倍と仮定した。ただし、インドでは自国での Gas 生産が限定的であり、LNG を輸入すると発電原価に大きく影響してしまうため、本調査では LNG を用いた発電設備は考慮していない。また、バイオマスの価格は、供給量が増えると価格が上昇する傾向にあるが、本調査では計算負荷低減のため、日本のコスト検証ワーキンググループにて検討されている 3 万円/MT^[47]を用いて一定であると仮定した。ウラニウムは燃料コストとして 15\$/MWh となるように 1.7GJ/MWh で一定とした。

(図 6.4.2.5 は非公開)

③ 発電設備

表 6.4.2.2 に使用した発電設備リストを示す。本調査では、既存の発電設備として、安定電源は原子力・石炭火力、再生可能エネルギーとしてバイオマス・太陽光発電・風力発電・水力発電を設定した。本調査では、季節的なエネルギーシフトとしてアンモニアを使用した。図 6.4.2.6 には発電設備の改造パスを示しており、将来にわたり既存設備改造を設定し、バイオマス混焼・バイオマス専焼・アンモニア混焼・アンモニア専焼・石炭+CCS 設備の 5 種類とした。長期電源計画の計算内で新設される電源は、原子力・石炭火力・バイオマス混焼・バイオマス専焼・アンモニア混焼・アンモニア専焼・石炭+CCS 設備・アンモニア GTCC、太陽光発電・風力発電・水力発電を設定した。

各混焼率やヒートレートなどは調査チームが蓄積したデータベースから予測したものを活用し、コストデータは経産省のコスト検証ワーキンググループ^[47]、WEC^[42]の値を使用した。Capex や Opex については原則年数経過時も一定であると仮定しているが、太陽光発電と風力発電については、図 6.4.2.7 に示す WEC^[42]の予測を用いており、将来にわたり減少していくものとした。CCS による CO₂ 除去率は 95%とした^[48]。

図 6.4.2.8 に再生可能エネルギーの Hourly カーブを示す。各 Hourly カーブはインド内におけるステークホルダーから提供されたものである。水力発電に関しては、過去の年間発電実績と導入容量に基づき、一定の稼働率で運転されるものと仮定した。

既存発電設備のユニット数は WEC^[42]に従い、2025 年以降の将来に必要な電源は長期電源計画の計算内にて算出されるが、一部電源は公開情報の計画にのっとり、将来分のユニット数の一部をインプットとした制約を設けた。原子力は、図 6.4.2.9 に示すように CEA 資料^[46]をベースに 2047 年までに約 100GW を計画で与えた。図 6.4.2.10 に示すように WEC^[42]では 2070 年に最大 150GW までのポテンシャルがあると示されているため、2048 年以降は 2.25GW/年新設ポテンシャルがあるものとして設定した。石炭火力は、WEC^[42]を参考に、2032 年までは退役なしにし、2035 年以降は長期電源計画の計算内で新設されないものとして設定した。

表 6.4.2.2 発電設備リスト

(a) 安定電源

Parameters	Unit	Nuc-lear	Boiler						GTCC		
			Coal	Bio Mix	Bio 100%	NH ₃ Mix	NH ₃ 100%	CCS	H-25	JAC	
Fuel Mixing Rate (Calorific Base)	Uran	%	100	0	0	0	0	0	0	0	
	Coal	%	0	100	97.4	0	80	0	100	0	
	Bio	%	0	0	2.6	0	0	0	0	0	
	NH ₃	%	0	0	0	100	20	100	0	100	
Capacity	MW/unit		500	700	700	700	700	700	700	600	772.1
Min Stable Level	%		100	30	30	30	30	30	30	50	50
Heat Rate(HHV)	GJ/MWh		9.0	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	9.1	6.3	6.8
Ramp Rate	%/min		0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	5.0	5.0
Start-up Time	Hour		-	8	8	8	8	8	8	1	1
Aux	%		4	5.6	16	16	5.6	5.6	9.3	2.2	2.2
CAPEX (Newly Installed)	\$/kW		2,653	1,154	1,239	1,038	1,873	3,439	4,268	2,079	2,316
Upgrade Cost (Upgrade)	\$/kW		-	-	85	1,241	1,688	1,085	3,113	0	0
Fixed O&M Cost	\$/kW/yr		31.8	25.4	27.2	20.8	41.2	75.6	93.9	24.9	24.9
CO ₂ Emission	kg/MWh		0	751	732	0	601	0	823	0	0
CO ₂ Transport & Storage Cost	\$/t-CO ₂		0	0	0	0	0	0	76.0	0	0

表 6.4.2.2 発電設備リスト (続き)
(b) 再生可能エネルギー

Parameters	Unit	PV	Wind	Hydro
Capacity	MW/unit	1000	1000	100
Aux	%	0	0	0
Capex	\$/kW	図 6.4.2.7		1,154
Fixed O&M Cost	\$/kW/yr			23.1

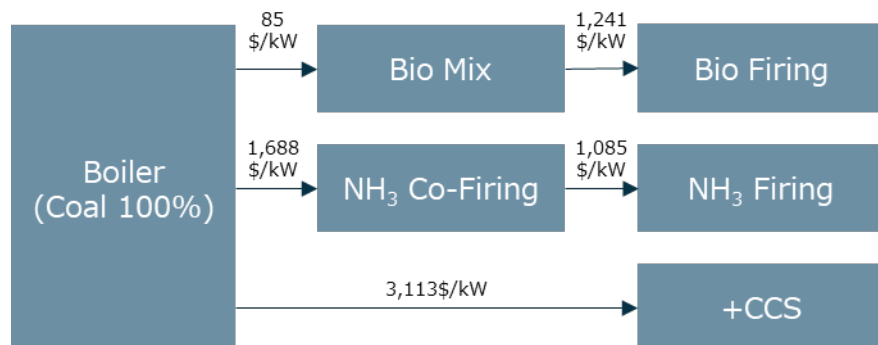
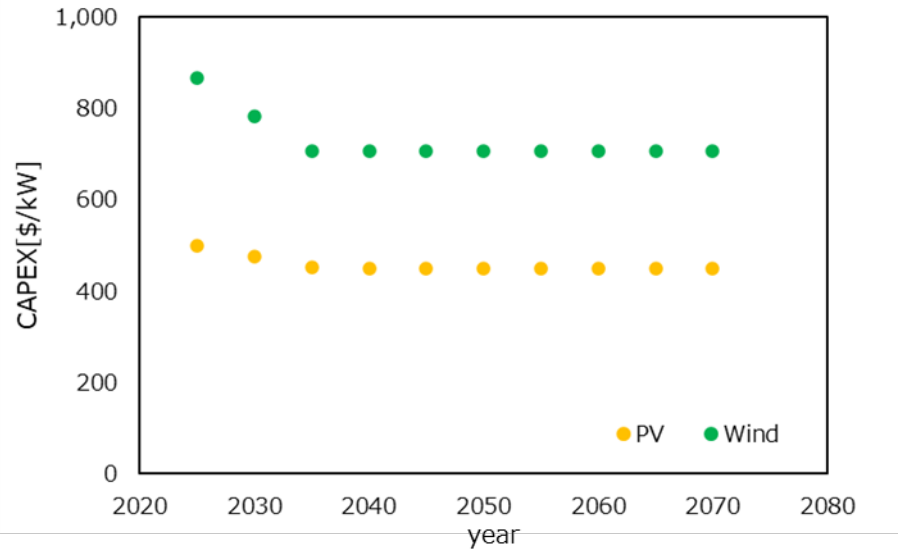
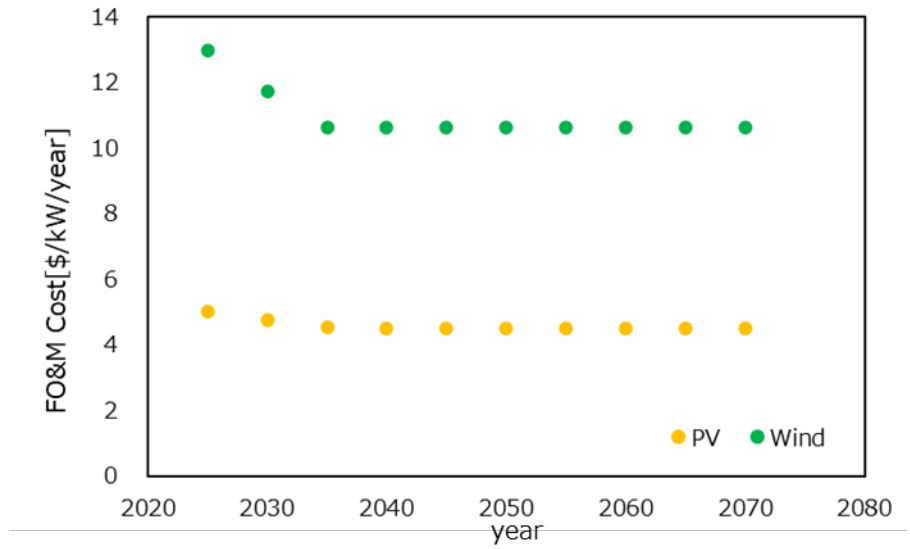


図 6.4.2.6 発電設備の改造パス

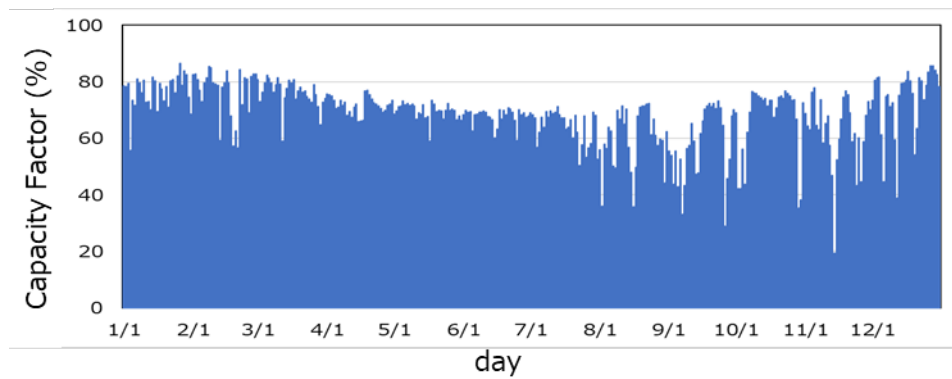


(a) Capex

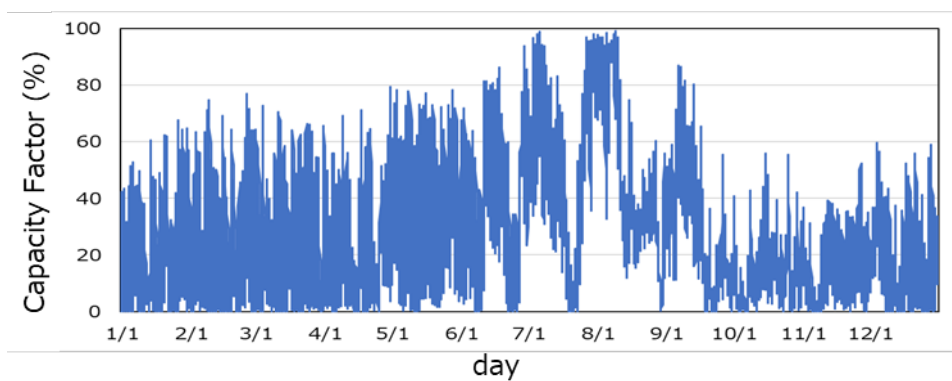


(b) Opex

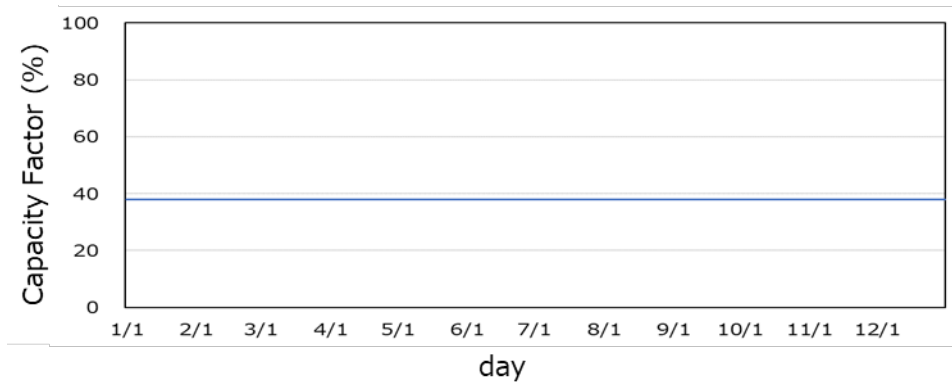
図 6.4.2.7 太陽光発電及び風力発電のコスト



(a) 太陽光発電



(b) 風力発電



(c) 水力発電

図 6.4.2.8 再生可能エネルギーの Hourly カーブ

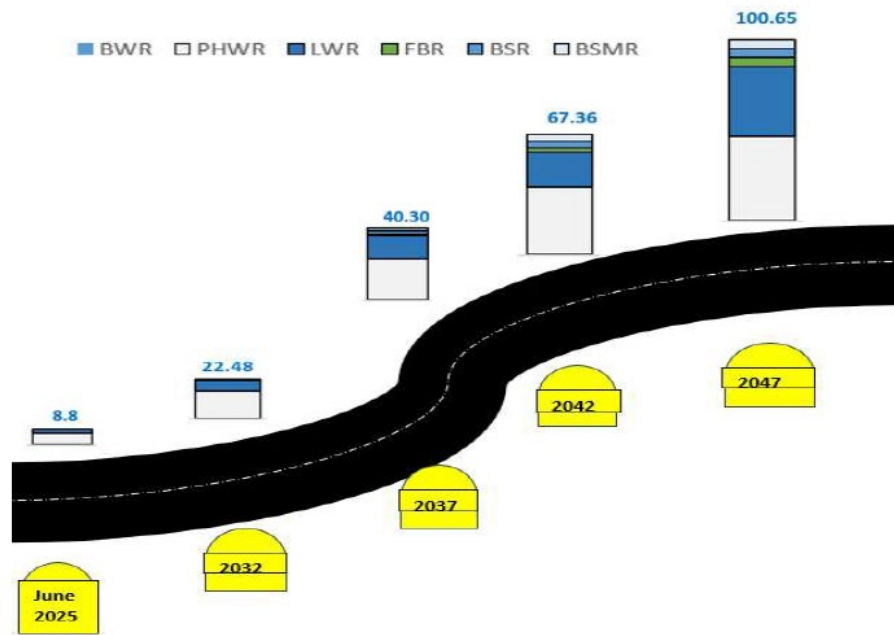


図 6.4.2.9 原子力発電のロードマップ^[46]

Technology	Capacity constraints for NZS
Coal	<ul style="list-style-type: none"> No capacity addition after 2035 No retirement till 2032; afterwards retirement year will be in between 35 – 40 years depending on system cost
Gas	<ul style="list-style-type: none"> No addition of Gas
Hydro	<ul style="list-style-type: none"> Maximum potential 140 GW by 2070
Solar	<ul style="list-style-type: none"> Maximum potential 3600 GW by 2070
Wind Onshore	<ul style="list-style-type: none"> High CUF (38% average): 200 GW by 2070 Low CUF (30% average): 1100 GW by 2070
Wind Offshore	<ul style="list-style-type: none"> Maximum potential 150 GW by 2070
Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> Maximum potential 150 GW by 2070
BESS	<ul style="list-style-type: none"> No Limitation
PSP	<ul style="list-style-type: none"> Maximum potential 100 GW

図 6.4.2.10 電力設備ポテンシャル^[42]

④ 蓄電設備

表 6.4.2.3 に蓄電設備のスペックを示す。蓄電設備としては PSP と BESS を考慮し、BESS は 1 時間制と 4 時間制の 2 種類とした 3 種類の設備をインプットとして与えた。各パラメータは WEC^[42]の値を用いており、図 6.4.2.11 に示すように Capex は将来的に下がっていくものとした。なお Opex に関しては、Capex の一定の割合と設定した。

表 6.4.2.3 蓄電設備リスト

Parameters	Unit	BESS		PSP
Power	MW/unit	1	1	1
Capacity	MWh/unit	1	4	6
Charge Efficiency	%	85	85	75
Discharge Efficiency	%	85	85	100
Capex	\$/kW	図 6.4.2.11		
Fixed O&M Cost	\$/kW/yr	1.25% of Capex		2% of Capex

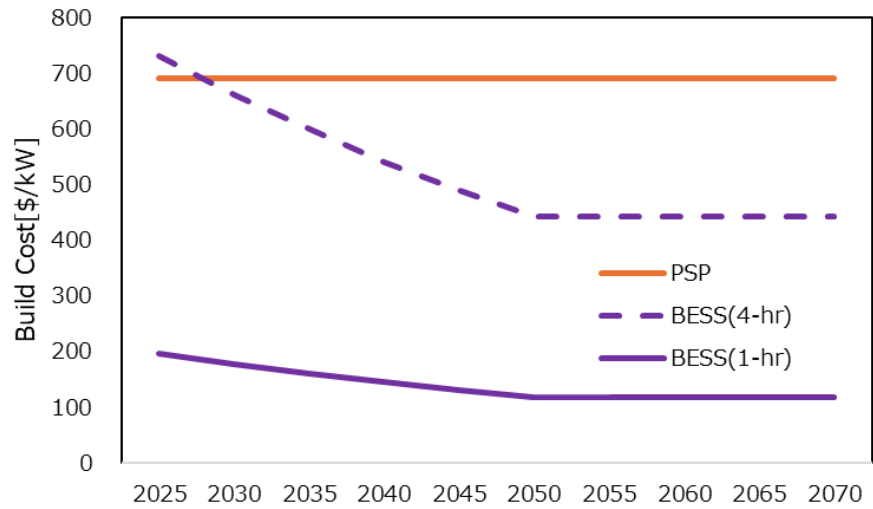


図 6.4.2.11 PSPと BESS の Capex

⑤ 水素・アンモニア生産・貯蔵設備

本調査におけるアンモニアは、電力を用いて水電解装置によって生成された水素を合成することで生成されるものとし、発電設備での使用を想定した。図 6.4.2.12 にアンモニアの生成・使用までをモデル化したものを示す。生成された水素やアンモニアは直接使用するだけでなく、貯蔵設備を用いて蓄えることができる。表 6.4.2.4 に水素を製造するための水電解装置、水素からアンモニアを合成するためのアンモニア合成プラント、表 6.4.2.5 に水素とアンモニア貯蔵設備のリストとスペックを示す。各値はインド内におけるステークホルダーから提供されたものである。

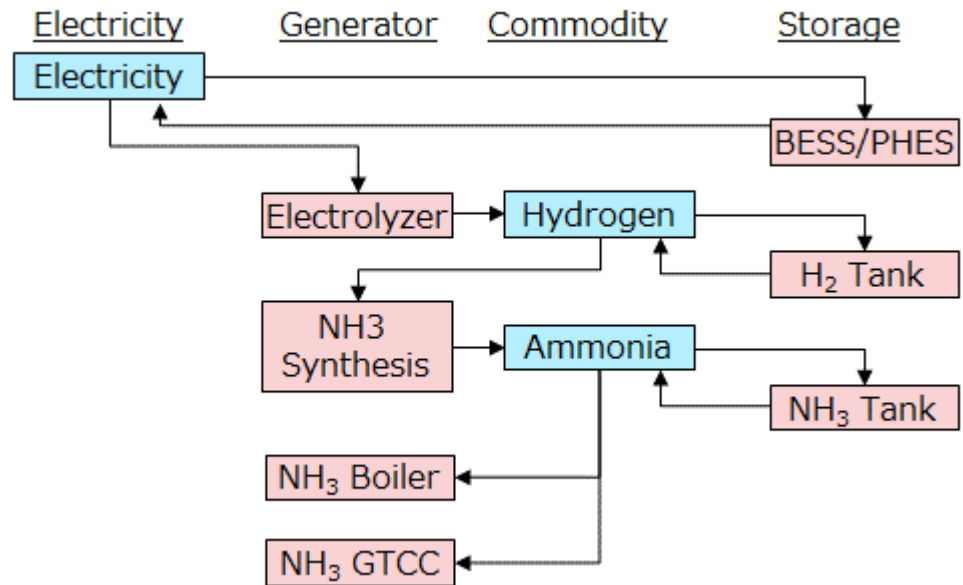


図 6.4.2.12 アンモニア関連設備のモデル図
(表 6.4.2.4 および表 6.4.2.5 は非公開)

⑥ 解析シナリオ

図 6.4.2.13 は WEC^[42]が想定する 2070 年のネットゼロ達成に向けた電力供給部門の CO₂削減シナリオを示し、年間 CO₂排出量上限の制約条件として適用し、CO₂排出量を制約レベル以下に抑えつつ、電力需要を満たすために必要な総コストを最小化する最適な発電ミックスと運用パターンを導出した。

本調査では、2050 年までを長期電源計画の対象とした解析を実施し、アンモニアを用いたエネルギーシフト設備の有無での電源構成の比較及びエネルギーミックスの比較をした後、経済性の観点から 2 つのシナリオの違いを評価した。

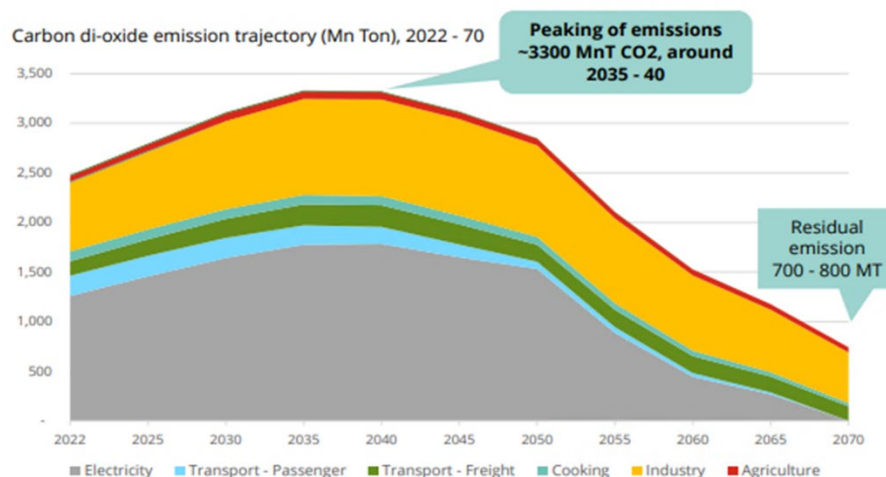


図 6.4.2.13 WEC が定めるネットゼロ目標

解析結果

図 6.4.2.14 にアンモニアを用いたエネルギーシフト設備の有無での電源構成及びエネルギーミックスの最適化計算結果を示し、表 6.4.2.6 及び 6.4.2.7 にそれぞれの詳細な値を示す。最適化計算の全体的な傾向として、季節変動の大きい風力発電を中心とするのではなく、太陽光発電 (PV) と BESS/PSP を中心とした電源構成が導出された。2040 年以降に風力発電容量が増加するにつれて、アンモニアを用いた季節間エネルギー貯蔵システムと BESS/PSP を組み合わせること方が最適なアプローチになると示唆された。

図 6.4.2.15 にそれぞれのシナリオについて 2050 年までの累積コストを比較したものを示す。BESS/PSP に季節間エネルギー貯蔵システムを組み合わせることで、再生可能エネルギーおよび BESS の導入量を大幅に削減することが可能になった結果、総設備容量で約 1,500GW の削減が見込まれ、それに伴い設備投資費 (Capex) の削減効果が期待される。その結果、図 6.4.2.15 の左端に示される総コストが、2050 年までに累積で 5,550 億ドル (4,194-3,637=555 BUSD) 以上削減されると見込まれた。この 550BUSD 強のコストメリットが、グリーンアンモニアバリューチェーンへの投資に活用される可能性が考えられる。

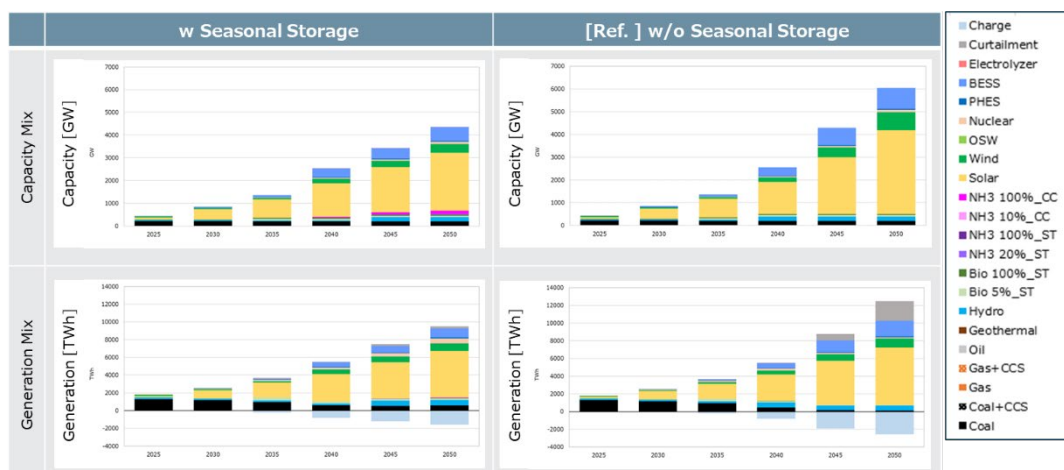


図 6.4.2.14 2050 年までの最適な設備構成およびエネルギーミックス

表 6.4.2.6 電源計画最適化結果 (設備容量)

Items	2030		2040		2050		
	w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3	
Capacity (GW)	Coal(+Upgrade)	219	219	260	260	294	260
	Gas	0	0	0	0	0	0
	Solar	454	454	1,466	1,411	2,550	3,687
	Wind	45	45	215	197	372	787
	Wind Offshore	0	0	0	0	0	0
	Nuclear	9	9	40	40	103	107
Storage Capacity (GWh)	Stable RE* ¹	67	67	102	242	242	242
	PSP	12	12	24	24	41	41
	BESS	48	48	385	379	611	919
	Seasonal Storage	0	0	42	0	143	0
Total (GW)	794	794	2,083	2,151	3,561	5,083	
Peak Demand(GW)	352		658		1,093		

表 6.4.2.6 電源計画最適化結果（エネルギーミックス）

Items		2030		2040		2050	
		w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3
Generation (TWh)	Coal(+Upgrade)	1,167	1,167	838	614	810	135
	Gas	0	0	0	0	0	0
	Solar	969	969	3,093	2,996	5,252	6,505
	Wind	106	106	501	452	857	1,038
	Wind Offshore	0	0	0	0	0	0
	Nuclear	62	62	241	211	549	118
	Ammonia	0	-	5.1	-	32.8	-
	Stable RE ^{*1}	187	187	196	588	633	602
Total ^{*2} (TWh)		2,491	2,491	4,869	4,862	8,101	8,398
RE Curtailment (TWh)		4.6	4.6	66.0	83.1	232.5	2,225

*1 Hydro and Biomass Power Plant
*2 It includes loss of storage

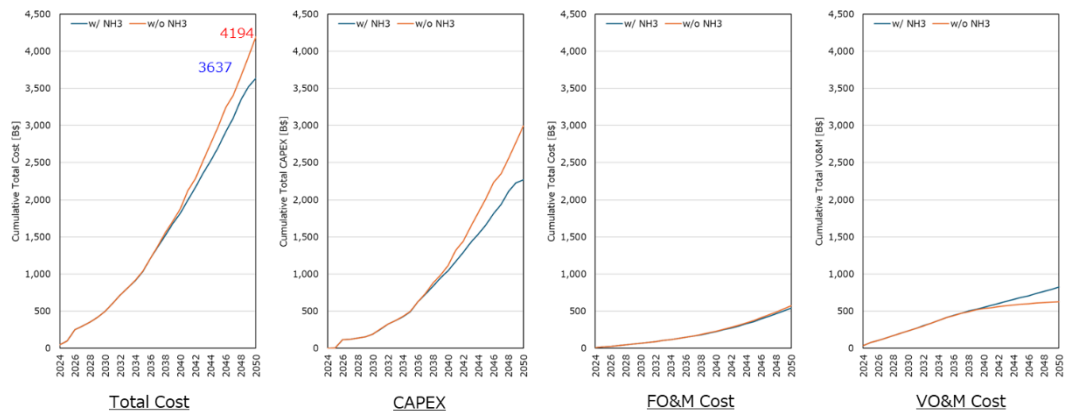


図 6.4.2.15 2050 年までの累積コスト比較

解析結果

表 6.4.2.7 に示されたとおり、季節変動の大きい風力発電を中心とするのではなく、太陽光発電（PV）と BESS/PSP を中心とした電源構成が導出された。2040 年以降に風力発電容量が増加するにつれて、アンモニアを用いた季節間エネルギー貯蔵システムと BESS/PSP を組み合わせることが最適なアプローチになると示唆された。

BESS/PSP に季節間エネルギー貯蔵システムを組み合わせることで、再生可能エネルギーおよび BESS の導入量を大幅に削減することが可能となる。その結果、2050 年までに総設備容量で 1,500GW の削減が見込まれ、それに伴う設備投資費（CAPEX）の削減効果が期待される。その結果、図 6.4.2.17 の左端に示される総コストが、2050 年までに累積で 5,550 億ドル（4,194-3,637=555 BUSD）以上削減されると見込まれた。この 550BUSD 強のコストメリットが、グリーンアンモニアバリューチェーンへの投資に活用される可能性が考えられる。

表 6.4.2.7 電源計画最適化結果

Items		2030		2040		2050	
		w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3	w/ NH3	w/o NH3
Capacity (GW)	Coal(+Upgrade)	219	219	260	260	294	260
	Gas	0	0	0	0	0	0
	Solar	454	454	1,466	1,411	2,550	3,687
	Wind	45	45	215	197	372	787
	Wind Offshore	0	0	0	0	0	0
	Nuclear	9	9	40	40	103	107
	Stable RE ^{*1}	67	67	102	242	242	242
Storage Capacity (GWh)	PSP	12	12	24	24	41	41
	BESS	48	48	385	379	611	919
	Seasonal Storage	0	0	42	0	143	0
Total (GW)		794	794	2,083	2,151	3,561	5,083
Peak Demand(GW)		352		658		1,093	

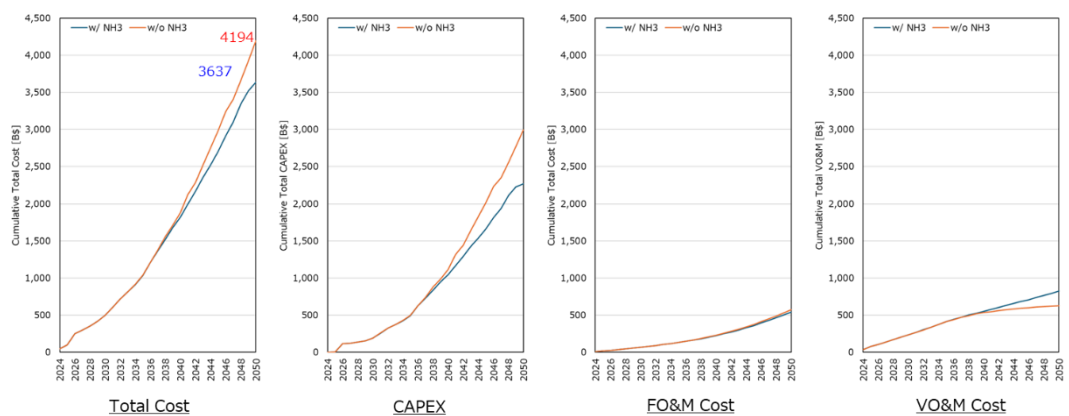


図 6.4.2.16 2050 年までの累積コスト比較

6.4.3 シンガポールにおける 2050 年ネットゼロ目標に対する貢献

・ シンガポールの脱炭素化計画と再生可能エネルギー調達計画

国家気候変動事務局（National Climate Change Secretariat; NCCS）は、2050 年までにネットゼロエミッションを達成することを目標としており^[49]、国内再生可能エネルギーの開発、海外からの再生可能電力の輸入、ならびに炭素税の導入を通じて、脱炭素化技術の導入促進を計画している（図 6.4.3.1）。

シンガポールは、2035 年までにアジア太平洋（APAC）地域の各国から再生可能電力を約 6GW（インドネシア 3.4GW、ベトナム 1.2GW、カンボジア）を調達する計画である（図 6.4.3.2）^[50]。しかし、これらの地域では風況に大きな季節変動が存在するため、再生可能エネルギーの安定的な供給を確保することは、引き続き課題となることが想定されている。

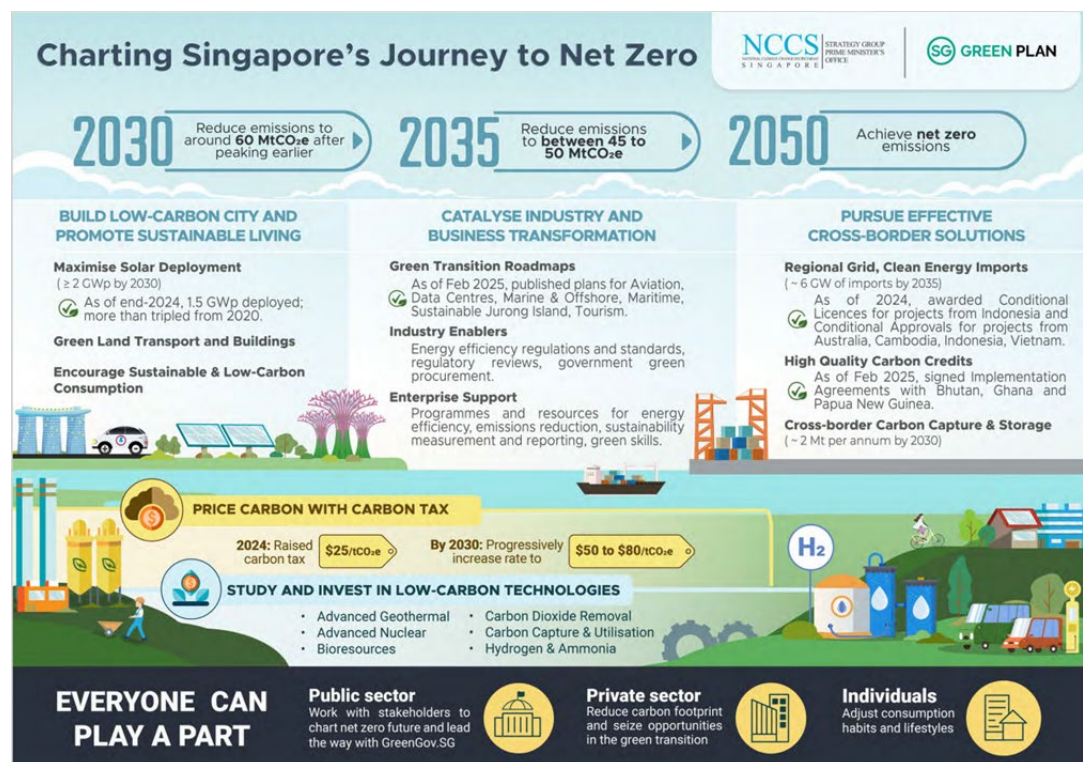


図 6.4.3.1 シンガポールの脱炭素化計画^[49]

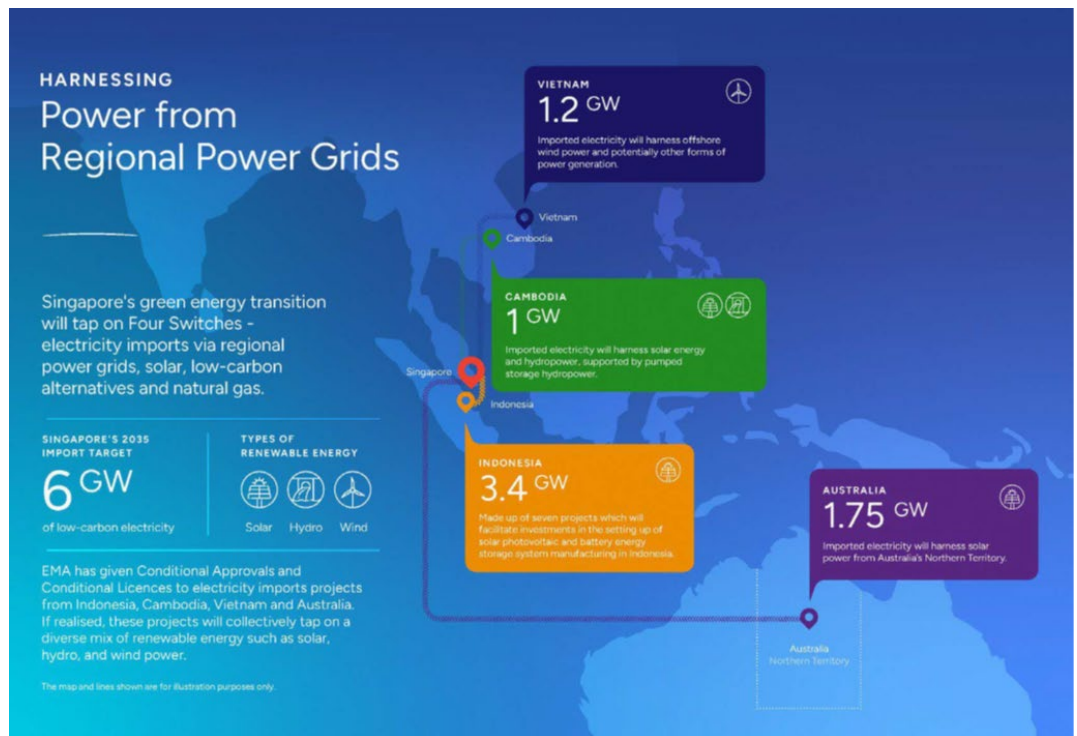


図 6.4.3.2 シンガポールの再生可能エネルギー調達計画^[50]

・ 入力データ

解析条件の概要を表 6.4.3.1 に示す。多くの項目について、EMA・NEMS（The National Electricity Market of Singapore）・NCCSといったシンガポールの国内機関が公開している情報を基に作成した。

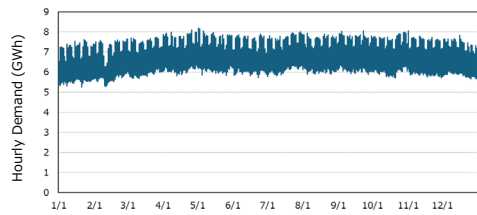
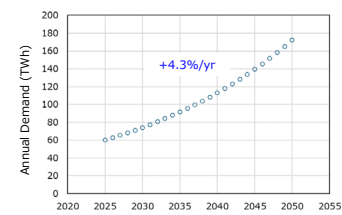
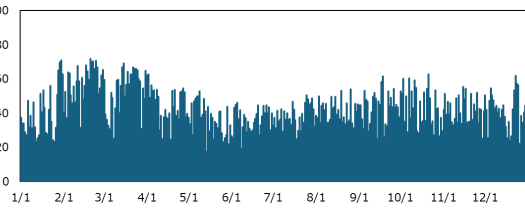
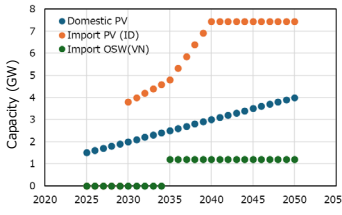
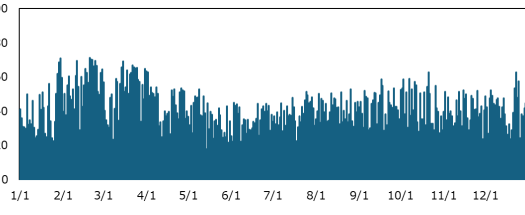
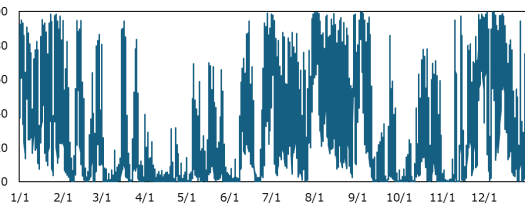
表 6.4.3.1 解析条件概要

項目		参照元
年間電力需要		EMA ^[51]
電力需要の時系列カーブ		NEMS ^[52]
燃料価格		Bloomberg NEF ^[44, 45] (2 ケースでケーススタディ)
発電所	PV カーブ (輸入)	Renewables Ninja ^[53]
	Offshore Wind カーブ (輸入)	WindAtlas.xyz ^[54]
	将来導入計画	EMA ^[51]
	仕様	MHI データベース
	Capex/Opex	コスト検証委員会 ^[47]
メンテナンス		燃料別に年停止率を推定
CO ₂ 排出量シナリオ		NCC ^[55] , EMA ^[51]

電力需要と PV・Wind の詳細を表 6.4.3.2 に示す。電力需要に関しては、2024 年は 1h ごとの実績のプロファイルを用い、将来はこれに将来の年間発電量の増加率を掛けることで

1h ごとのプロフィールを推定した。2050 年までの電力需要の年平均増加率は 4.3%と仮定した。PV・Wind に関しては、公開情報ベースで発電カーブを設定し、将来の導入計画は EMA^[51]が公開している容量については、計画どおりに導入が進むと仮定した。

表 6.4.3.2 解析条件詳細（電力需要・PV・Wind）

	1h ごとのプロフィール	将来シナリオ
電力 需要 [51, 52]		
PV (国内) [53, 50]		
PV (輸入) [53, 50]		
Off- shore Wind (輸入) [54,50]		

電源構成の最適化計算で導入候補となる技術を表 6.4.3.3 に示す。導入候補となる技術は大きく分けて Upgrade と New に分類され、Upgrade は既設ユニット（ここでは Gas-Fired GT/CC）をアップグレードして導入される技術であり、New は新たに追加で導入される技術である。アップグレードのパスは図 6.4.3.3 に示すように、複数回のアップグレードが可能な設定とした。脱炭素技術として、原子力や地熱発電も潜在的な候補になり得るが、EMA^[51]に具体的な計画が記載されていないことから、今回の解析ではこれらの技術は導入候補から除外した。輸入分の PV、Offshore Wind は、2035 年までに 6GW、2040 年までに 8.65GW 導入されると仮定した。2039 年以降は、前述した容量に加えて、12.75GW を上限値として設定し、導入量を最適化計算で算出した。また、アップグレード技術の設定条件詳細を表 6.4.3.4 に、新設ユニットのうち GTCC に関する条件を表 6.4.3.5 に、PV と Offshore Wind に関する条件を表 6.4.3.6、図 6.4.3.4 に、BESS に関する条件を表 6.4.3.7、図 6.4.3.5 に示す。

表 6.4.3.3 導入候補の技術リスト

分類	導入候補
Upgrade	NH ₃ Co-Firing
Upgrade	NH ₃ Firing
Upgrade	Gas Fired Units (GTCC) + CCS
New	Gas Fired GTCC
New	Ammonia Co-Fired GTCC
New	Ammonia Fired GTCC
New	Gas Fired GTCC + CCS
New	VRE (Domestic/Import PV, Offshore Wind)
New	BESS (Li, 1hr)

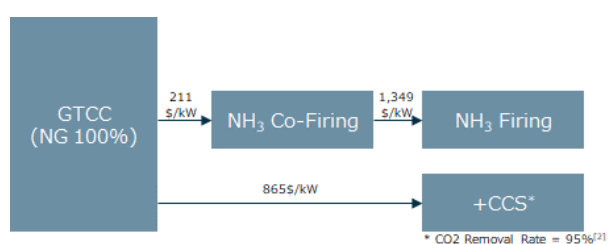


図 6.4.3.3 GTCC のアップグレードパス

表 6.4.3.4 アップグレード技術の設定条件^[47]

パラメータ		単位	NH ₃ Co-Firing	NH ₃ Firing	GTCC+ CCS
燃料割合 (カロリーベース)	Gas	%	90	0	100
	NH ₃	%	10	100	0
アップグレードコスト		\$/kW	211	1,349	865
CO ₂ 輸送+貯蔵コスト		\$/t-CO ₂	0	0	76.0

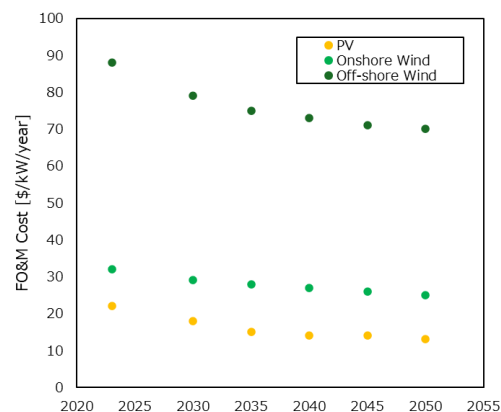
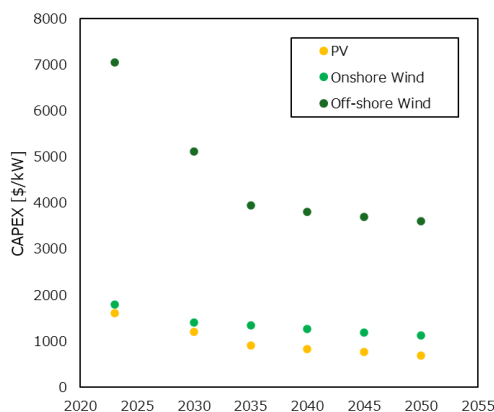
表 6.4.3.5 新設技術の設定条件 (GTCC 関連) [47]

パラメータ	単位	GTCC (Gas)	NH ₃ Co-Firing*	NH ₃ Firing	GTCC+ CCS
1 ユニットの容量	MW	600	600	600	600
最低負荷		50	50	50	50
ヒートレート	GJ/MWh	6.3	6.3	6.3	6.9
負荷変化速度	%/min	5.0	5.0	5.0	5.0
起動時間	Hour	1	1	1	1
補機動力	%	2.2	2.2	2.2	5.9
Capex	\$/MW	1,809	2,020	3,369	2,674
Fixed O&M 費	\$/kW/yr	78	86.8	141	113
CO ₂ 排出量	kg/MWh	322	290	0	17.5
CO ₂ 輸送+貯蔵コスト	\$/t-CO ₂	0	0	0	76

*燃料割合は表 6.4.3.4 に記載のアップグレード技術と同様に Gas90%, NH₃10%

表 6.4.3.6 新設技術の設定条件 (PV・Wind 関連)

パラメータ	単位	PV	OffShore Wind
1 ユニットの容量	MW	1	1
補機動力	%	0	0
Capex	\$/kW	図 6.4.3.4 (左図)	
Fixed O&M 費	\$/kW/yr	図 6.4.3.4 (右図)	



Capex

Fixed O&M 費

図 6.4.3.4 PV と Offshore Wind の設定条件詳細 [56]

表 6.4.3.7 新設技術の設定条件 (BESS 関連)

パラメータ	単位	BESS	
1 ユニットの出力	MW	1	1
1 ユニットの容量	MWh	1	4
充電効率	%	95	95
放電効率	%	95	95
Capex	\$/kW	図 6.4.3.5	
Fixed O&M 費	\$/kW/yr	Capex の 3%	

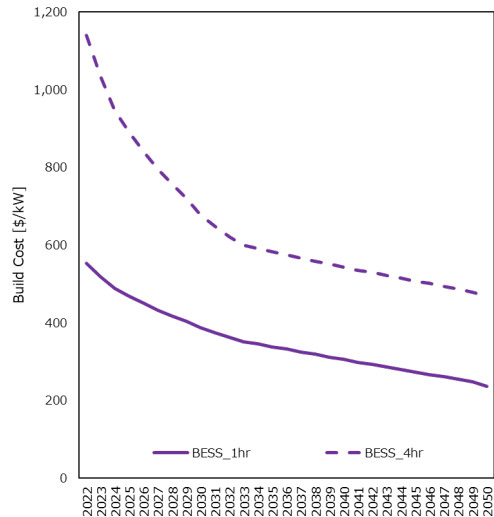
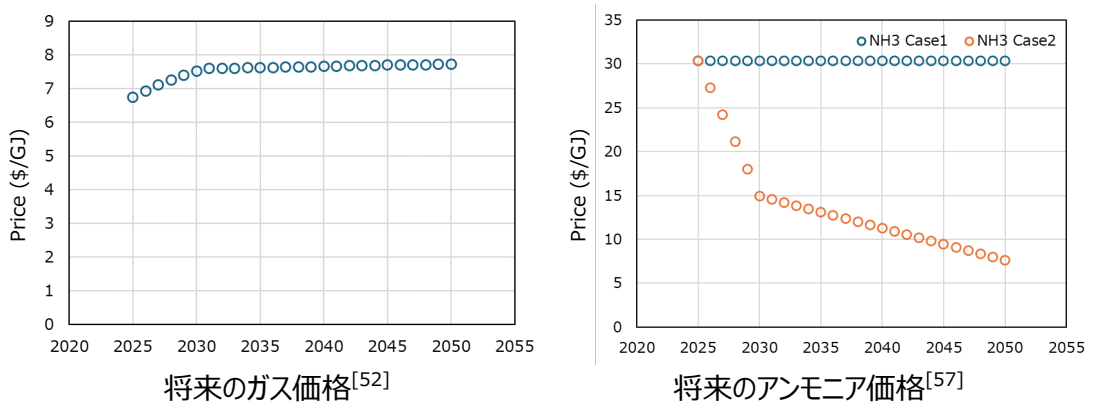


図 6.4.3.5 BESS の Capex 詳細^[56]

燃料価格の設定を図 6.4.3.6 に、CO₂ 排出量シナリオを図 6.4.3.7 に示す。アンモニアの将来価格に関しては、次の 2 ケースでシナリオスタディを実施した。

Case1 : 将来価格が現状価格から低下しないケース

Case2 : バリューチェーンの最適化が図られコストが低下するケース



将来のガス価格^[52]

将来のアンモニア価格^[57]

図 6.4.3.6 PV と Offshore Wind の設定条件詳細

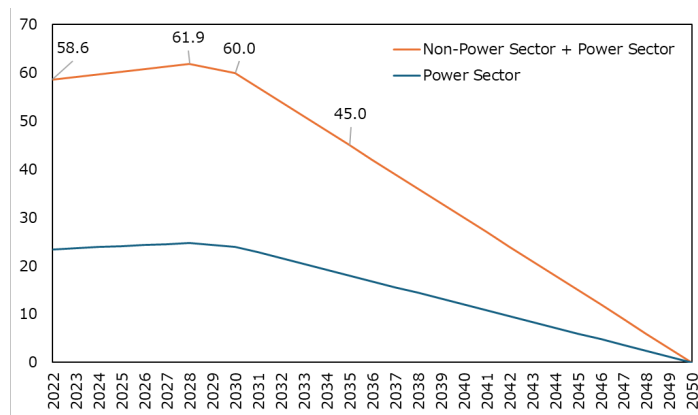


図 6.4.3.7 CO₂ 排出量シナリオ^[55]

解析結果

解析結果を図 6.4.3.8 に示す。シンガポールは再生可能エネルギーの導入余地が限られているため、将来の電力需要を満たし、かつ 2050 年までにネットゼロ排出を達成するには、新たなガス焼きおよびアンモニア焼き GTCC（ガスタービン・コンバインドサイクル）発電設備の導入が必要になると見込まれている。

また、2031 年以降は、既存のガス焼き GTCC 発電設備についてアンモニア燃焼への改造が必要になると予測されている。アンモニア価格が高止まりした場合（Case 1）には、2035 年頃以降、洋上風力発電による電力輸入の拡大が見込まれる一方、アンモニア価格が低下した場合（Case 2）には、電力輸入量を抑制できると考えられる。

将来の電力需要に対応し、CO₂削減目標を達成するためには、シンガポールはアンモニア焼き発電に代表されるカーボンフリーのベースロード電源（Carbon-Free Firm Power）に不可避免的に依存する必要があると見込まれている。CO₂排出制約が一層厳しくなるにつれて、総システムコストに占めるアンモニア関連コストの割合は増加する。

経済性評価結果を図 6.4.3.9 に示す。グリーンアンモニアの価格が高水準で推移した場合である、Case 1 の 2050 年までの総支出は約 4,500 億ドルに達すると予測されるが、分析によれば、アンモニア価格が低下した場合（Case2）には、全体コストを約 50%削減できる可能性が示唆されている。Case1 と比較すると、Case2 では特に VO&M コストの削減量が大きいですが、これはアンモニアの消費量の差が主要因である。この 2,500 億ドルのコストメリットがアンモニアオフテイクに対する補助金の原資となり得る。

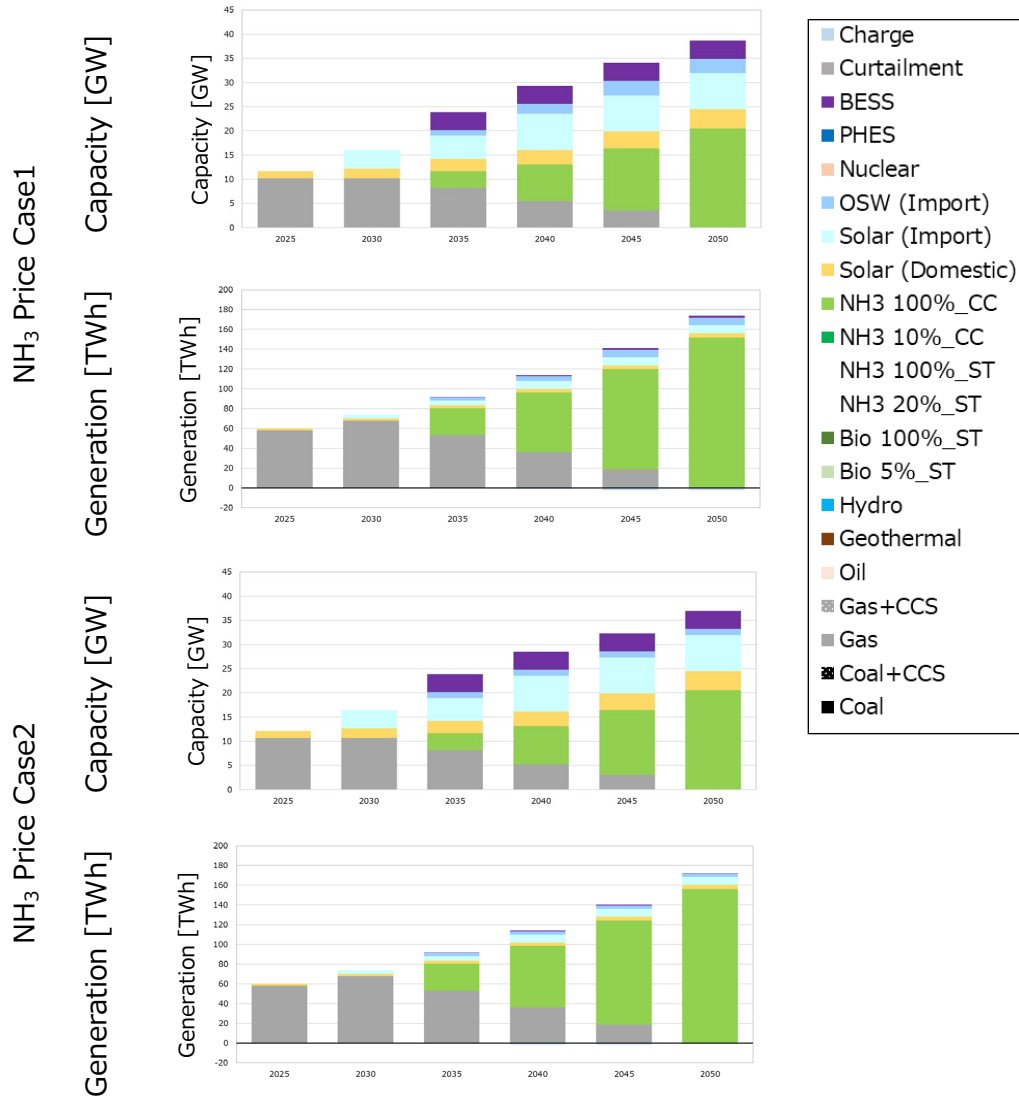


図 6.4.3.8 2050 年までの電源計画最適化結果

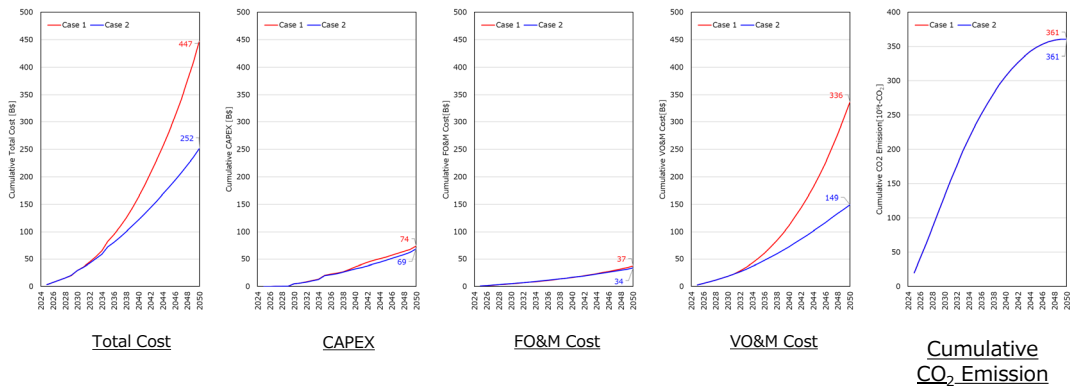


図 6.4.3.9 2050 年までの累積コスト比較

6.4.4 日本の脱炭素目標を考慮したアンモニアバリューチェーン規模の推定

- ・ 日本における水素・アンモニア活用計画

日本は自国の削減目標を示す NDC (Nationally Determined Contribution: 国が決定する貢献)において、2050 年までにネットゼロを達成する目標を掲げており、全産業分野における脱炭素化戦略の検討を進めている。発電分野における脱炭素化は注目されている一方で、図 6.4.4.1 に示すように、最終需要ベースのエネルギー消費のうち、熱が占める割合は 50%を超えており、ネットゼロ目標達成に向けては脱炭素化の影響が大きい分野でもある^[58]。現状の熱供給は、石炭や石油を使用したボイラなどが利用されており、工場の排熱や副生ガスを用いることで熱効率を高めているが、電化による代替が困難な用途も数多く存在する。

こうした熱分野の脱炭素化を推進するにあたり、図 6.4.4.2 に示すとおり、経済産業省 (METI) は、ブルー水素およびグリーン水素、ならびにそれらのエネルギーキャリアであるアンモニアの活用に注目している^[59]。これらは、産業用プロセスで用いられる熱を供給するボイラや、地域熱供給システムにおける燃料としての利用が期待されている^[60]。そこで、比較的安価に再生可能エネルギーの導入が可能であり、グリーンアンモニア製造を推進するインドを供給国とし、アンモニアによるネットゼロを試みている日本を需要地として、アンモニアバリューチェーンとしての輸出ポテンシャルを導出した。具体的には、図 6.4.4.3 に示すように、6.4.2 項で示したインド国内における電源計画モデルに日本の熱供給分野のモデルを追加し、将来の脱炭素化目標達成に向け、グリーンアンモニアがどの程度寄与できるかを予測した。ただし、既述のとおり本調査では、船による輸送は考慮しない簡易的なモデルとし、アンモニアの輸送費を\$80/t-NH₃と仮定してアンモニア利用の際のコストに上乗せした。

- ・ 入力データ

インド側の電力モデルで使用した入力データは、6.4.2 項で説明したものと同一のものを用いた。本項ではインドにおける電力需要は満たしたうえで日本へのアンモニア輸出ポテンシャルを明らかにするため、6.4.2 項で導出した設備容量を入力データとして与え、新設ユニットは、アンモニア製造に関連する設備である太陽光発電・風力発電・BESS/PSP・水電解装置・アンモニア合成プラント・水素貯蔵タンク・アンモニア貯蔵タンクのみとした。

日本側アンモニア需要モデルの入力データを示す。

① 需要

図 6.4.4.4 は日本側で使用する熱需要の年間需要を示し、経済産業省公表の 2023 年のエネルギー統計^[61]の値が将来にわたり同等量必要になるものと仮定した。図 6.4.4.5 は年間 Hourly カーブであり、2023 年における年間需要を日本のステークホルダーによって提供された Hourly カーブの各時間の比率に合わせて補正した。

(図 6.4.4.4 および図 6.4.4.5 は非公開)

図 6.4.4.4 年間の熱需要

図 6.4.4.5 熱需要 Hourly

② 燃料価格

図 6.4.4.6 に日本側の熱供給設備に使用される燃料価格を示す。石炭は新電力ネット^[62]から、LNG は World Bank^[63.]の値を用いており、それぞれの将来分の価格は対象年より前 10 年の平均値を使用した。石油は、コスト検証委員会の予測データを使用した^[64]。バイオマスの価格は、供給量が増えると価格が上昇する傾向にあるが、本調査では計算負荷低減のため、NEDO によって公開されている情報を使用した^[65]。なお、バイオマスは使用量の上限を設けており、2021 年から 2023 年の総合エネルギー統計^[61, 66, 67]にて熱分野にて使用された量から線形的に上昇したものと仮定した。

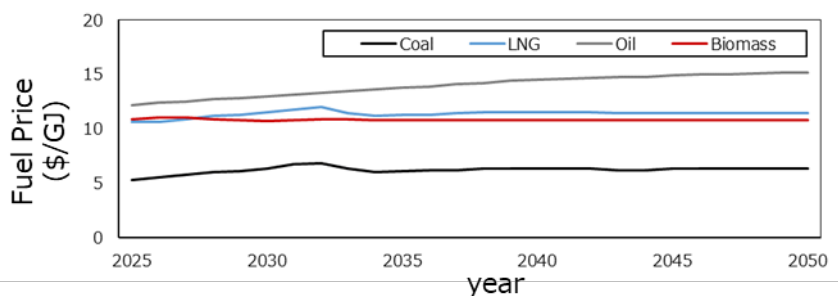


図 6.4.4.6 燃料価格

③ 熱供給設備

表 6.4.4.1 に熱供給設備のリストと各種パラメータを示す。既存設備として、石炭・LNG・石油・バイオマスの 4 つの設備を考慮し、ネットゼロ達成のための低炭素排出設備として、CCS の活用及びアンモニア燃焼設備を設けた。効率化は、総合エネルギー^[61]の実績から 80%と仮定した。既存の化石燃料またはバイオマスを燃料とするボイラ設備は、改修費用をかけずにバイオマス燃料およびアンモニア燃料の使用が可能であると仮定し、CCS の設置には、設備投資の増加に加え、CO₂の輸送および貯留にかかる追加コストが発生すると仮定した。各改造費用はコスト検証ワーキンググループによる値を用いた^[65]。

表 6.4.4.1 熱供給設備の仕様及びコスト

Parameter	Unit	Existing Boiler				Boiler+CCS (Coal)	Boiler+CCS (Gas)	NH ₃ Boiler
		Coal	LNG	Oil	Biomass	Fossil Fuel	Fossil Fuel	Ammonia
Fuel	-	Coal	LNG	Oil	Biomass	Fossil Fuel	Fossil Fuel	Ammonia
CO ₂ Capture	-	-	-	-	-	CCS	CCS	-
Max Capacity	GJ/hr/unit	100	100	100	100	100	100	100
Efficiency	%	80	80	80	80	80	80	80
CAPEX (改造費)	M\$/unit	-	-	-	-	177	37	-
Fixed O&M Cost (追加設備費)	M\$/unit/year	-	-	-	-	13.7	4.8	-
Variable O&M Cost	\$/MWh, \$/t-NH ₃ /hr	-	-	-	-	-	-	-
Replacement Cost	\$/unit	-	-	-	-	-	-	-
CO ₂ Removal Cost	\$/t	-	-	-	-	76	76	-
Lifetime	year	-	-	-	-	-	-	-

④ 解析シナリオ

日本の熱供給設備における年間 CO₂排出量上限の制約条件として適用し、CO₂排出量を制約レベル以下に抑えつつ、熱需要を満たすために必要な総コストを最小化する最適な燃料使用量を導出した。図 6.4.4.7 に日本の熱供給設備における CO₂ 排出量制約を示す。熱供給設備のみの具体的な CO₂ 排出量は公開されていないため、エネルギー統計^[68]を用いて各燃料消費量に CO₂ 排出係数を乗じて推定した後、2019 年比で 2030 年までに 30%、2050 年までに 96%線形的に削減されるものと仮定した。

本調査では、2050 年までを長期電源計画の対象とした解析を実施し、日本へのアンモニア輸出を考慮した場合のインド側の電源構成及びエネルギーミックスの比較をした後、日本の熱供給分野における使用燃料比とアンモニアの輸出ポテンシャルについて評価した。

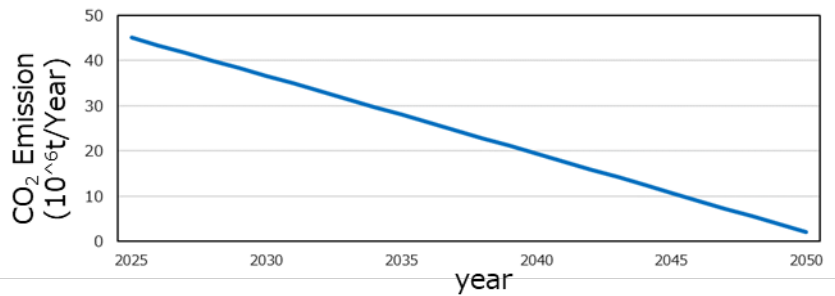


図 6.4.4.7 日本熱供給分野の CO₂ 排出量制約

解析結果

図 6.4.4.8 に日本へのアンモニア輸出を考慮したケースと考慮しないケースのインド側の電源構成及びエネルギーミックスを示す。最適化計算の結果、インド国内の電力消費が大きく、再生可能エネルギーの大幅な増加は必要ないことが示唆された。図 6.4.4.9 に再生可能エネルギーの発電量と抑制量の比較を示す。2035 年までは結果は変わらないが、2040 年以降、日本へのアンモニア輸出が開始されると想定される時期には、再生可能エネルギー発電量が増加しており、発電抑制量が最大で約 100TWh 減少すると予測された。

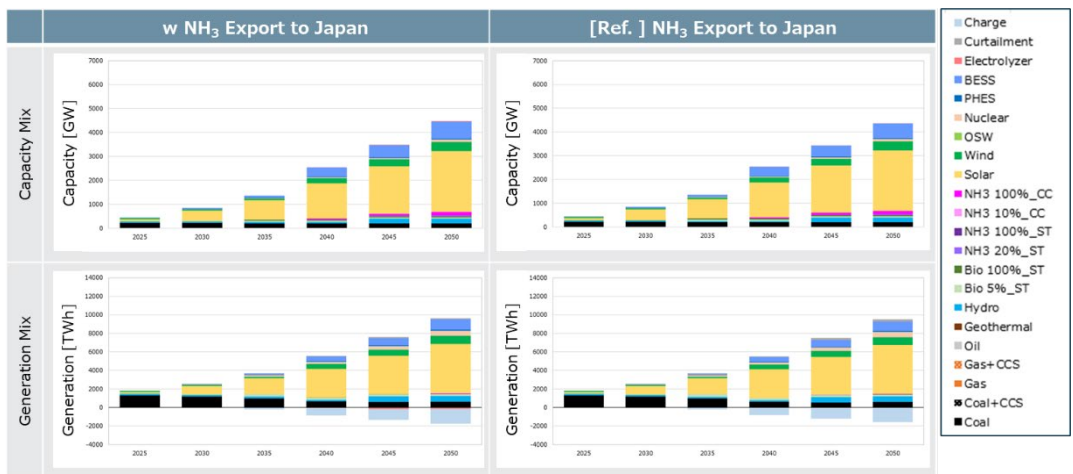


図 6.4.4.8 日本熱分野を考慮した際のインド側の電源構成及びエネルギーミックス

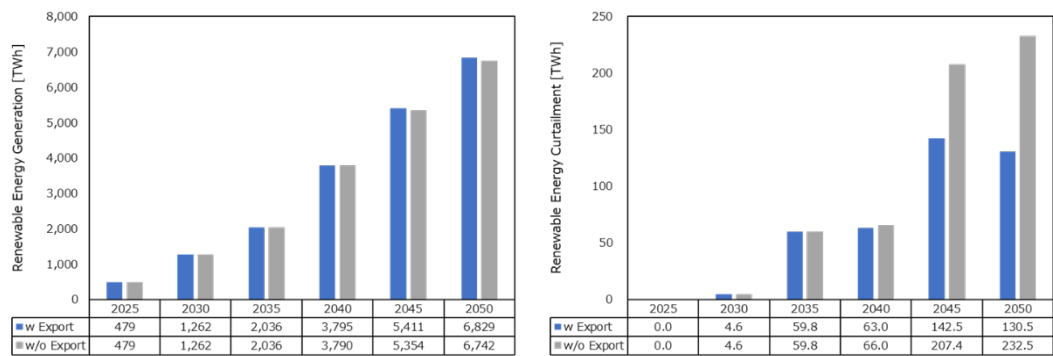


図 6.4.4.9 再生可能エネルギーの発電及び抑制量の比較

図 6.4.4.10 に日本の熱供給設備のエネルギー源別熱供給量推移を示し、図 6.4.4.11 にアンモニアバリューチェーン規模推定結果を示す。2040 年以降に CO₂排出制約がより厳しくなることで、日本の一部の化石燃料ボイラはアンモニアへの燃料転換および CCS 設備の追加改修が必要になると予測された。2040 年及び 2045 年では、インドではアンモニア輸出量がインド国内での発電用消費量を上回った。これは日本の熱供給分野に比べて、多様な代替手段とコスト競争になることを示唆された。一方で、2050 年にはインド国内の発電用アンモニア消費量が輸出量を上回った。これは、国内の強い需要と豊富な再生可能エネルギー資源の存在により、アンモニア供給コストが低減すると期待されているためである。バリューチェーン規模としては、2050 年には約 3,000 万 MT となることが示唆された。

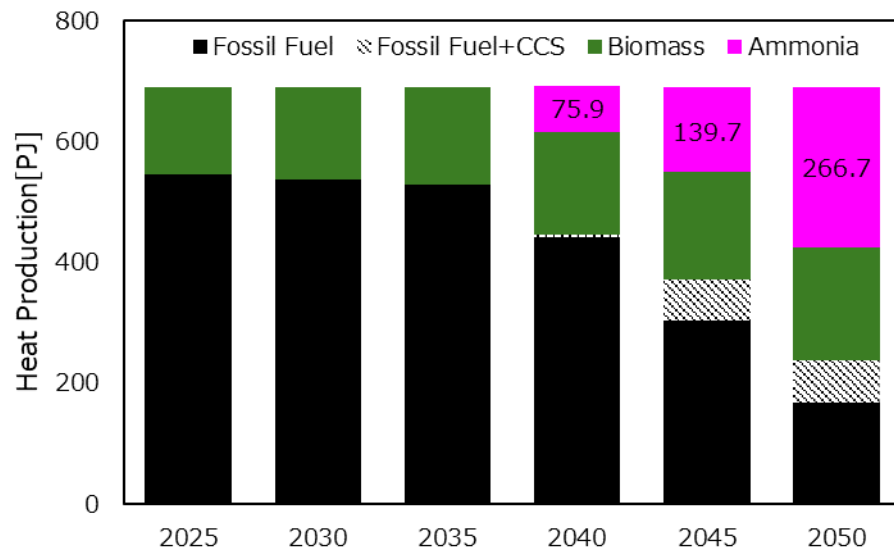


図 6.4.4.10 エネルギー源別熱供給量の推移

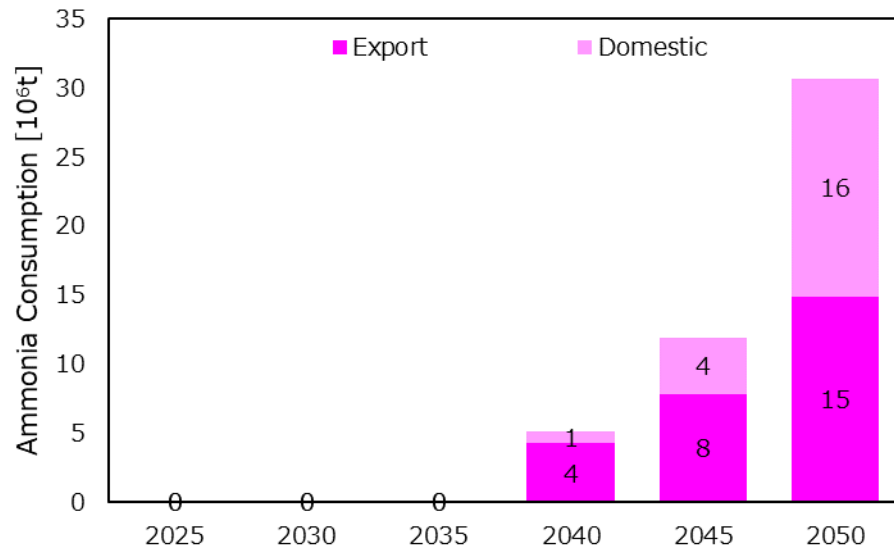


図 6.4.4.11 アンモニアバリューチェーン規模推定結果

以上の結果から、再生可能エネルギーの大部分はインド国内で消費されるため、アンモニア輸出に際しての全体としての発電量の差異は比較的小さくなると予測された。一方で、他国へのグリーンアンモニア輸出を考慮することが、インドにおける再生可能エネルギー資源のより効果的な活用に寄与することが示唆された。

既述の長期電源計画の結果より、シンガポールでは 2031 年に 130 万 MT のグリーンアンモニア需要が立ち上がり、その後も需要は伸び続け、2040 年及び 2050 年では、単年でそれぞれ 220 万 MT、320 万 MT にまで増加する。また、日本とインド国内では、2037 年に 30 万 MT のグリーンアンモニア需要が立ち上がり、その後も需要は伸び続け、2040 年及び 2050 年では、単年でそれぞれ 370 万 MT、2,300 万 MT にまで増加する。これらを整理すると、インド・シンガポール・日本の 3 ヶ国合計で、インドにおいて製造され得る最大のグリーンアンモニア製造量は、2031 年に 130 万 MT、2037 年に 230 万 MT、2040 年に 600 万 MT、2050 年に 2,600 万 MT（それぞれの年に新たに立ち上がるグリーンアンモニア需要）。実際には輸入先を複数の国に分散すると考えられ、また図 6.4.4.xx に示す各装置や設備の寿命に伴うリプレースがあるが、シンガポールと日本がグリーンアンモニア全量をインドのみから輸入すると仮定し、かつその年に新設されるもの装置の市場規模を試算すると、それぞれ以下となる。

図 6.4.4.12 はアンモニアバリューチェーンにおける国内外のメーカーを図示し、バリューチェーンの様々な分野に事業機会があることが見て取れる。表 6.4.2 には 2050 年時点の各機器の市場規模を示したが、アンモニア製造装置は、1 ユニット当たり 31.25MT/h、つまり年間 27 万 MT の製造能力を有し、Capex を 7,500 万ドルと仮定しているため、2031 年の市場規模は、 $130 \text{ 万 MT} \div 27 \text{ 万 MT} \times 7,500 \text{ 万ドル} \approx 3.5 \text{ 億ドル}$ と試算される。同様に、2037、2040、2050 年の市場規模はそれぞれ 8.2 億ドル、18.1 億ドル、74.1 億ドルと試算された。水素製造装置は、1MW 当たり年間 220MT の製造能力に対し、Capex を 45 万ドルと仮定しており、分子量の差を考慮するとアンモニア 1MT に対して水素は 0.18MT が必要になるため、2031 年の市場規模は、 $130 \text{ 万 MT} \times 0.18 \div 220 \text{ MT} \times$

45 万ドル≒4.7 億ドルと試算される。同様に、2037, 2040, 2050 年の市場規模はそれぞれ 11.0 億ドル, 24.2 億ドル, 99.1 億ドルと試算された。

アンモニア輸送船は、単純に 80\$/MT にインドからのアンモニア輸送量を掛けると、2031, 2037, 2040, 2050 年の市場規模はそれぞれ 1.0 億ドル, 2.3 億ドル, 5.7 億ドル, 15.0 億ドルと試算された。

インドのアンモニアボイラと、インドとシンガポールのアンモニアガスタービンは、2031 年以降平均して、それぞれ毎年 1.7GW, 8.2GW 導入される。それぞれ Capex を 3,439 ドル/kW, 2,316 ドル/kW と仮定しているため、市場規模は、アンモニアボイラが 58.6 億ドル, アンモニアガスタービンが 188.8 億ドルと試算された。

アンモニアタンクは、グリーンアンモニア製造量の 1 ヶ月分を確保し、1MT 当たりの Capex を 1,000 ドルと仮定すると、2031 年の市場規模は、130 万 MT ÷ 12 ヶ月 × 1,000 ドル ≒ 1.1 億ドルと試算される。同様に、2037, 2040, 2050 年の市場規模はそれぞれ 2.3 億ドル, 4.6 億ドル, 14.3 億ドルと試算された。

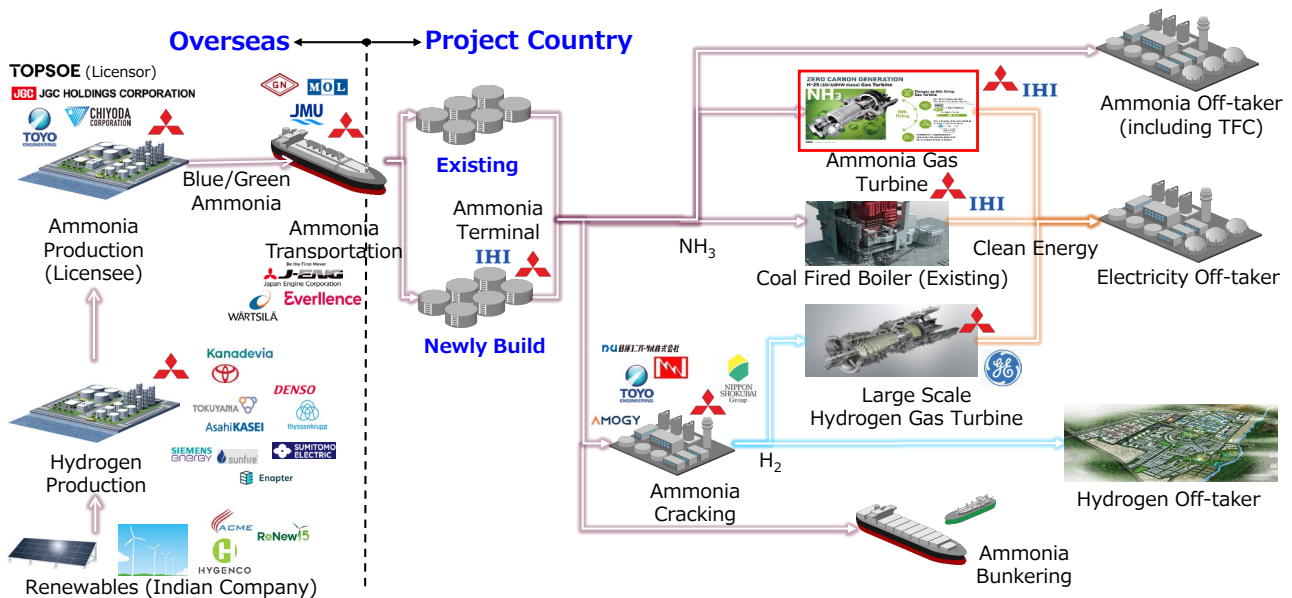


図 6.4.4.12 バリューチェーンにおける日本メーカー及び海外競合メーカー

表 6.4.2 各機器の市場規模 (2050 年の推算値)

機器	数量規模	金額規模 (億ドル)
アンモニア製造装置	99 台 ^{*1}	74.1
水素製造装置	22GW ^{*2}	99.1
アンモニア輸送船	—	15.0
アンモニアガスタービン	8.2GW ^{*3}	188.8
アンモニアボイラ	1.7GW ^{*3}	58.6
アンモニアタンク	225 万 MT ^{*4}	14.3

*1 27 万 MT/台の製造能力と仮定

*2 220MT/MW の製造能力と仮定

*3 2031~2050 年における年平均

*4 1 ヶ月分のアンモニアを貯蔵すると仮定

7. 具体的な戦略の策定

既述の政策・制度に対する調査結果を踏まえ、6章において LCOA を大幅に下げられることが示唆されたことから、グリーンアンモニアが既存燃料と比較し競争力を持つためには、以下4点の施策を実施する必要があると考えた。

① グリーンアンモニアの需要創出

市場全体が拡大することで学習効果によるコストダウンが期待でき、また安定供給にもつながることから需要の創出は欠かせない。シンガポールでは、バンカリングや電力向けの需要が見込まれるが、国の主要産業であるエレクトロニクス、化学関連、バイオメディカルなどの分野においても、グリーンアンモニアの需要の創出をすべきである。また需要国のみならず、インドにおいても従来の国内用途である肥料や産業分野に加え、発電用途でも需要を創出し安定した市場を形成する必要がある。本調査では電力を一つの重要なグリーンアンモニア市場と位置づけた。電力用途の需要を生み出すためには、電源計画とグリーン水素ミッションとの統合的な政策検討を実施するべきである。

② 資本コストの低減

本調査が示すとおり、資本コストが LCOA に与える影響は大変大きく、いかに低い金利で開発費を調達するかが重要である。グリーン水素・グリーンアンモニアのバリューチェーン開発において、需要国の低い金利で資金を調達することで、出資国は生産者と需要者の双方の立場でプロジェクトに参画することとなり、連携を図ることもできる。需要国からの投資を促すためには、生産国側・需要国側の双方の政府が共同で政策金融の提供や、投資環境の整備等を政策として実施する必要がある。とりわけコスト構成の多くを占める再エネ電力開発への資本コスト低減において有効である。再エネ電力については、グリーン電力市場 (Green Day-Ahead Market; GDAM) の活用による電力調達コスト低減が図れることがわかったが、水素・アンモニア製造事業者がフレキシブルに電力調達できるよう、GDAM 市場の拡大が必要である。

③ 技術開発支援と新技術の導入

現在、水素製造はアルカリ水電解装置を採用するのが一般的であるが、SOEC (固体酸化物形水電解) など、高効率な水素製造技術を採用することで、必要となる再生可能エネルギー量を減らし、より安価に水素製造することが可能になる。またアンモニア合成やバッテリーへの効率改善への支援も有効だ。いずれも各国で技術開発が進展しているが、商業化に向けて実事業規模レベルでの検証が必要となるため、開発費の支援に加え、政府支援の下で実証の機会を提供するべきである。経済安全保障の観点からも、自国で管理可能な形での技術の提供が求められるが、他国の取り組みも見越して早期に着手するべきである。

④ グリーンプレミアムの評価

規制となる炭素税等と併せて、グリーンアンモニア利用への補助金・助成金・優遇などのインセンティブを導入、拡大することで、いわゆるアメとムチを活用し市場を誘引するべきである。さらに、グリーン水素・アンモニアの環境性を評価するためには、より低炭素であるグリーン水素・アンモニアに手厚い補助を与えるなど CI 値別にプレミアム評価を設定するべきである。なお補助金等は短中期的には既存燃料との価格差補填を目的とするが、いずれはクリーン製品の価格上乗せ分を環境価値として受容できる社会の成立が望ましい。

8. 相手国関係者等への提案

上記の戦略①～④をベースに、両国関係機関へ具体的な施策を提案し、会話した結果について以下のとおり取りまとめた。

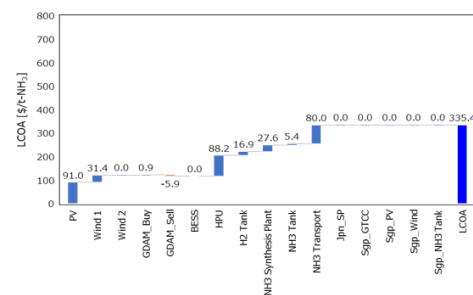
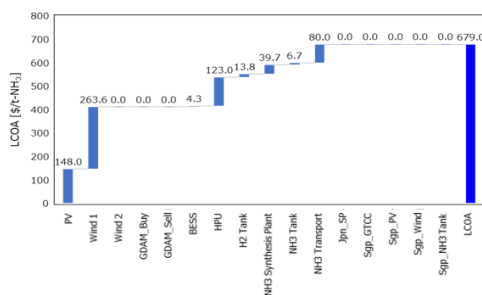
8.1 インド

インド政府に対する提言事項としては、①は産業や電力向けを対象とする国内グリーンアンモニア需要の創出、②は投資環境の整備等の検討、③は新技術に対する実証機会の支援、④は炭素税やグリーン燃料利用へのインセンティブ設計の検討である。インドでは、4章にあるとおり「国家グリーン水素ミッション（National Green Hydrogen Mission; NGHM）」を策定しており、その推進母体である Ministry of New and Renewable Energy（新・再生エネルギー省）および、その策定に関わっていたとみられている政府系シンクタンクである NITI Aayog を調査チームの検討結果の説明と提案する政策内容の協議のターゲットとした。また、インドエネルギー資源研究所（The Energy and Resources Institute; TERI）や、需要創出の観点から、国内で電力分野での脱炭素戦略をつかさどっている Ministry of Electricity（電力省）およびその傘下組織である Central Electricity Agency（中央電力庁）についても、関係機関として対話候補とした。7章の戦略①～④を、図 8.1.1 として詳細を含めご説明した。

Summary of the Study(2/2)



• Even though normal LCOA including transportation to Japan was calculated as 679\$/MT, LCOA could be reduced by as much as 50% (335\$/MT) by reducing the cost of items with a high percentage of LCOA. To achieve this, economic support is required as shown in the following table.



Renewable Cost reduction
By lower cost of capital

⇒

Provide low cost finance for renewable resources utilizing for GNH_3 production and support for introducing investment from business entity in demand side countries

Renewable Cost reduction by better conversion technology

⇒

Increase budget for supporting R&D in new technology about hydrogen production, GNH_3 conversion and BESS

Learning curve by increased demand

⇒

Expand utilization of GNH_3 for decarbonization such as power

Evaluation decarbonization value

⇒

Expedite the introduction of mechanism for valuing decarbonization such as carbon tax

図 8.1.1 インド政府向け打込み資料サマリ

- 1) MNRE
新・再生エネルギー省 (MNRE) の Secretary とその傘下団体である National Green Hydrogen Mission のメンバーと面談実施した。当社の検討結果についてはおおむねご理解いただき、需要創出の手段として、電力分野での脱炭素の手段としての活用についても議論し、電力省他の政府機関の巻き込み方についてを協議した。また、MNRE の掲げる NGHM において責任者とも面談し、調査グループへの期待を示していただけた。
- 2) インドエネルギー資源研究所 (The Energy and Resources Institute; TERI)
インドエネルギー資源研究所(TERI)は、エネルギー、環境、持続可能な開発の分野を専門とする研究機関である。TERI が日本エネルギー経済研究所と共催したの「日印水素ワークショップ 2025」で TERI からは、約 60 円/Nm³ の LCOH において 60% を再生可能エネルギーが占めることを発表し、ラーニングレートのパラメタスタディについて紹介があった。
- 3) NITTI Aayog (インドの政策委員会)
最初の訪問にて NITI Aayog の経済モデル担当課長に対し、7 章の①~④を提案したところ、調査チーム解析に関心を示していただき、今後意見交換を実施する。
- 4) MOP/CEA
中央電力庁 (Central Electricity Authority: CEA) については、2 月までの事業期間中に提言申し入れの機会はつかめなかったが、引き続きフォロー期間の中でアプローチする予定。

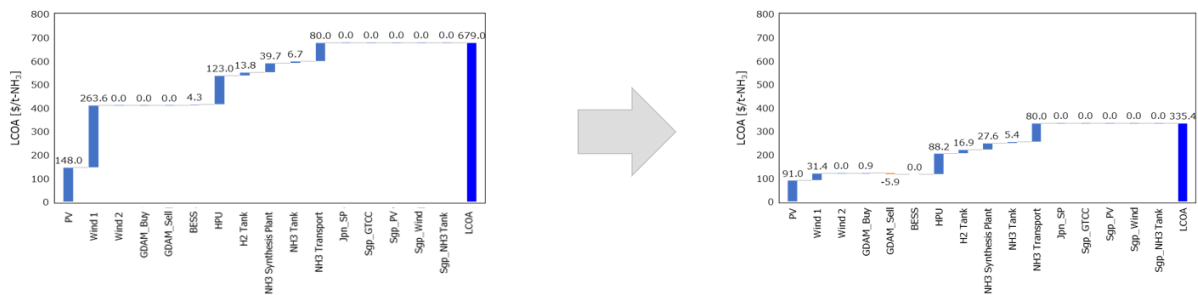
8.2 シンガポール

シンガポール政府に対する提案事項は、①は電力向けグリーンアンモニア利用の促進と拡大、②はグリーンアンモニア製造事業への投資喚起、④はグリーン燃料利用へのインセンティブ設計の検討である。シンガポールでは、4章にあるとおりバンカリングへの適用とクリーン電源の実証が計画されており、それぞれの取組を所掌している Maritime and Port Authority (MPA) と Electricity Market Authority (EMA) , およびその上位組織となる Ministry of Trade and Industry (MTI) がアプローチ先のターゲットとして考えられた。7章の戦略①～④について、図 8.2.1 のとおり説明した。

Summary of the Study (2/2)



- Even though current LCOA including transportation to Singapore was calculated at 679\$/MT, LCOA could be reduced by as much as 50% (335\$/MT) by reducing the cost of items with a high portion of LCOA. To achieve this, economic support is required not just by India but Singapore, as shown in the following table.
- Survey Team would like to propose the collaboration to further continue the study about this optimization and necessary policy implementation for that to realize green NH₃ VC for better decarbonization.



Renewable cost reduction by lower cost of capital

⇒

Provide low cost finance for renewable resources utilizing for NH₃ production and support for introducing investment from business entities from NH₃ consuming countries

Renewable cost reduction by improved conversion technology

⇒

Increase budget for supporting R&D in new technologies for hydrogen production, NH₃ conversion and BESS

Learning curve by increased demand

⇒

Expand utilization of GNH₃ for decarbonization such as utility scale of power generation

Evaluation on green premium

⇒

Expedite the introduction of mechanism for valuing decarbonization such as carbon tax

図 8.2.1 シンガポール政府向け打込み資料サマリ

1) MPA

シンガポール海事港湾庁(Maritime and Port Authority: MPA) は、自国の海事産業において Maritime Singapore Decarbonization Blueprint を策定し、脱炭素化に向けた長期戦略や、世界をリードするハブ港および国際海事センターとしての価値提案を描いている。調査チームは MPA ネットゼロ・脱炭素化推進部門(Energy Efficiency & Net-Zero Fuels Maritime Decarbonization Division)のメンバーと面談し、提言内容について一定の理解が得られた。中でも先方が興味を示したのはグリーンアンモニアの総需要の創出であり、バンカリングにおけるアンモニア利用拡大の可能性について協議の継続を要請し、受諾頂いた。

2) EMA

シンガポールエネルギー市場監督庁(Energy Market Authority: EMA) は、シンガポールにおけるエネルギー産業の規制、開発、安定供給を総合的に管轄しており、調査チームは EMA の新エネルギー導入を検討する部門 (Future Fuels Branch, Emerging Energies Department, Energy Technologies Division) のメンバーと面談した。調査チームが実

施したシンガポール電源構成解析によると、2035 年前後には（図 6.4.3.8）同国の電源計画への織り込み検討の余地がある。EMA は脱炭素施策検討の必要性から、将来のアンモニア導入を見据えたシナリオ検討や解析のため、調査チームと継続協議することとなった。

9. 成果

本事業では、政府関係者、バリューチェーンに関わる事業者（燃料事業者、バンキング事業者、発電事業者、金融機関等）など、幅広いステークホルダーにアプローチし、提言案の提示や意見交換を実施した。協議から得られた示唆や成果について以下のとおりまとめる。

① 各ステークホルダーとの対話から得られた示唆

多くのステークホルダーはブルーアンモニアも含めて中東、中国、北米といった地域を候補地として注視している。しかしながら、15 年以上の長期契約を想定する燃料事業において、ブルーアンモニアの場合の天然ガス価格の不透明性、中東や中国においては地政学的リスク、北米においては輸送費が高いといった懸念を抱えているため、本調査で取り上げたインドのグリーンアンモニアはステークホルダーにとって検討する価値があり、関心を引いた。また解析結果について、調査チームはアンモニアの製造から利用までのバリューチェーン全体最適評価を実施したが、多くのステークホルダーからはバリューチェーンを一気通貫で評価しており有益との評価を得た。その上で、バリューチェーン全体最適は各事業者の視点からすると全体最適は必ずしも各々の事業者の利益最大化にはつながらないとの指摘を受けた。実際に、需要側でアンモニアが必要になるタイミングの不確実性をすべて製造側で吸収するような前提等で試算したところ、LCOA は \$ 648 から \$969 への大幅な増加となり、バリューチェーン成立には各ステークホルダーの協調により LCOA 最小化が実現できることを説明できた。一方で、ステークホルダー間の協調を実現するためには実際のオペレーションが成り立つことを具体的に示す必要があり、現在の最適化モデルを特に輸送分野について精緻化するとともに、需要側の不確実性を前提としたバリューチェーンの最適化が今後の課題であると考えた。

また、調査チームの解析はアンモニア直接利用を対象としていたが、水素キャリアとしてのアンモニアも需要に含めることにより、総需要を拡大した調査が可能になるとの指摘も受けた。今後製鉄や化学プロセスを需要側に加えた最適化モデルを構築し、その効果を検証していく必要がある。

調査チームの一つの提案は需要側の事業者が製造側に安価な資金を提供することである。しかしそれを実現するには、再エネ電力の託送料金免除や設備投資への補助金等、インド政府が提供する時限的なグリーンアンモニア製造支援策を、将来にわたり継続保証する動きが必要との意見が提示された。さらには、6 章での分析から GDAM のような再エネ電源の市場の効果が大きいことも示されており、政府が継続して市場拡大の支援をしていくことが望まれている。また GDAM について一部のステークホルダーからは、CI 値管理の観点で、グリーン電力であることが担保されているのかといった懸念も挙げられていることから、インド政府にとっては情報開示などを積極的に行うことで、事業者や投資家の懸念を払拭する必要があると考える。

また、水素アンモニアプロセスは設備の大型化に伴いプロジェクトにおける Execution Risk が大きく、将来の安定供給が難しいと考えられている。よって、インド政府が推進する製造プロセスの国産化の下では、各ベンダーや EPC において早期に実証機会を提供し、リスクの低減を図る必要があるとの指摘があった。

さらに、前述の「日印水素ワークショップ 2025」において、なぜ日本がインドからグリーンアンモニアを輸入するかについて、オーストラリアなど他の輸入先候補に比べても、グリーン燃料を安く製造できるためとの発表や、金利を 5%まで下げた場合にグリーン水素の価格が下がる旨が発表されていた。

これらは全て、現在調査チームが本委託事業にて取り組んでいる内容とまさに整合しており、改めてクリーン燃料の経済性をバリューチェーン全体に亘って定量化できる調査チームのケイパビリティには価値があると認識できた。特に、ワークショップにてコネクションを構築できた TERI を通じて、インドにおけるグリーンアンモニア製造・輸送の実現を後押しすることで、日本の水素及びアンモニア関連技術をインドに普及させることを、引き続き目指していく。

② 相手国省庁の支援制度導入意欲の程度

調査チームの提案内容は、バリューチェーンを一気通貫で包括的に分析し、製造側や需要側が相手側の事情も鑑みて目標設定する必要があるというものであり、この点については、インド・シンガポール両国政府とも一様に高い関心を示された。インド政府については、グリーンアンモニアのコスト構成の多くを占める再エネコストの低減策や、輸送・貯蔵設備など共有インフラ開発の支援、電力用途におけるアンモニア燃料の需要創出、将来の実証導入に向け協議継続することを提案した。こまた、前項で述べた事業者ヒアリングからの示唆については、今回のマスタープランの策定期間においてはそれぞれの政府に提案できていない部分があることから、今後のフォローアップ期間において現地パートナーを巻き込みながら協議していく必要があると考える。シンガポール政府に対しては、電力向けグリーンアンモニア利用の促進と拡大、グリーンアンモニア製造事業への投資喚起、グリーン燃料利用へのインセンティブ設計の検討を提案した。今後はアンモニア導入を見据えた具体的なシナリオ検討など協議を深化させていく。

【参考資料】

- [1] <https://www.iea.org/commentaries/what-it-would-take-to-unlock-the-next-phase-of-hydrogen-growth> (2026年2月12日アクセス)
- [2] 三井物産戦略研究所レポート (2024年7月)
- [3] Bain, CII and MIR, A playbook for India's green hydrogen uptake to 2030 and beyond
- [4] RMI Report, "Gateway to Green", June 2025
- [5] デジタルリサーチ社, 2025年版 インド水素プロジェクトおよび水電解槽メーカー参入動向
- [6] <https://www.hydrogennewsletter.com/indias-major-ports-to-become-green-hydrogen-green-ammonia-and-green-methanol-hubs-a-sustainable-energy-revolution/> (2026年2月6日アクセス)
- [7] <https://www.nedo.go.jp/content/800027757.pdf> (2026年2月6日アクセス)
- [8] <https://blogs.edf.org/energyexchange/2025/09/19/truly-clean-hydrogen-is-desperately-needed-will-an-iso-standard-help-or-hinder-its-climate-potential/> (2026年2月6日アクセス)
- [9] 13回目までの結果公表資料 (1\$=88ルピーで換算)
- [10] <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/091025-indias-renewable-ammonia-auctions-hit-604mt-in-new-global-trade-price-point> (2026年2月6日アクセス)
- [11] <https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2024/540f48c0b561bae1.html> (2026年2月6日アクセス)
- [12] <https://www.ceew.in/sites/default/files/ceew-giz-economic-feasibility-of-green-ammonia-use-in-indias-fertiliser-sector.pdf> (2026年2月6日アクセス)
- [13] [https://www.imarcgroup.com/ammonia-pricing-report#:~:text=United%20States:%20US\\$%20510/,Brazil:%20US\\$%20535/MT](https://www.imarcgroup.com/ammonia-pricing-report#:~:text=United%20States:%20US$%20510/,Brazil:%20US$%20535/MT) (2026年2月6日アクセス)
- [14] MHI-Asia Pacific ヒアリング
- [15] <https://ammoniaenergy.org/articles/keppel-led-consortium-gets-nod-for-bunker-power-pilot-in-singapore/> (2026年2月6日アクセス)
- [16] https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/green_innovation/energy_structure/pdf/020_04_00.pdf (2026年2月10日アクセス)
- [17] <https://green-innovation.nedo.go.jp/project/building-fuel-ammonia-supply-chain/summary/> (2026年2月6日アクセス)
- [18] Nature, 568, 536–540 (2019)
- [19] NEDO 事業, 出光興産の事業戦略ビジョン (<https://green-innovation.nedo.go.jp/project/building-fuel-ammonia-supply-chain/scheme/>) (2026年2月6日アクセス)
- [20] <https://www.idemitsu.com/jp/news/2024/240704.pdf> (2026年2月6日アクセス)
- [21] 非公開
- [22] 非公開
- [23] 非公開
- [24] 非公開
- [25] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/029_05_00.pdf (2026年2月6日アクセス)
- [26] <https://www.pv-magazine.com/2026/01/09/hydrogen-faces-year-of-reckoning-in-2026-says-wood-mackenzie/> (2026年2月6日アクセス)
- [27] Bloomberg, New Energy Finance (2021 1H)
- [28] <https://www.nna.jp/news/2854048> (2026年2月6日アクセス)
- [29] <https://www.mlit.go.jp/report/press/content/001900625.pdf> (2026年2月6日アクセス)
- [30] <https://www.jetro.go.jp/biznews/2025/09/7b7f1395e5a2afd3.html> (2026年2月6日アクセス)
- [31] <https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/singapore/data.html> (2026年2月6日アクセス)

- [32] <https://www.city.kitakyushu.lg.jp/files/001091107.pdf> (2026年2月6日アクセス)
- [33] <https://www.santafe.edu/research/results/working-papers/statistical-basis-for-predicting-technological-pro> (2026年2月6日アクセス)
- [34] <https://research.ark-invest.com/jpn/%E3%83%A9%E3%82%A4%E3%83%88%E3%81%AE%E6%B3%95%E5%89%87%E3%81%8C%E4%BA%88%E6%B8%AC%E3%81%97%E3%81%9F109%E5%B9%B4%E9%96%93%E3%81%AE%E8%87%AA%E5%8B%95%E8%BB%8A%E7%94%9F%E7%94%A3%E3%82%B3%E3%82%B9%E3%83%88%E6%8E%A8%E7%A7%BB-%E3%81%9D%E3%81%97%E3%81%A6%E7%8F%BE%E4%BB%A3%E3%81%AE%E3%83%86%E3%82%B9%E3%83%A9%E3%81%AE%E3%82%B1%E3%83%BC%E3%82%B9> (2026年2月6日アクセス)
- [35] みずほ銀行産業調査部, Mizuho Short Industry Focus, 第209号, 2023年7月25日
- [36] 三菱重工業, 高温水蒸気電解 (SOEC) でグリーン水素を促進, 2025年3月21日
- [37] National Climate Change Secretariat Singapore, Carbon Tax(<https://www.nccs.gov.sg/singapores-climate-action/mitigation-efforts/carbontax/>) (Accessed 17/01/2026)
- [38] 経産省 GX 実行推進室資料「成長志向型カーボンプライシング構想について」, 2023
- [39] 弊社電力市場シミュレーション解析結果に基づく
- [40] JEPX, 取引市場データより2021年から2025年度の年度平均価格を取得
- [41] <https://getsolar.ai/en-sg/blog/usep-price-singapore#:~:text=What%20Are%20the%20USEP%20Trends,for%20most%20of%20the%20year.> (2026年2月18日アクセス)
- [42] WEC India, Energy and Technology need assessment for India under 2070 – Net Zero Pathway, 2025
- [43] <https://www.ixindia.com/market-data/day-ahead-market/market-snapshot> (2026年2月10日アクセス)
- [44] Bloomberg, 1H 2021 Data Viewer, Nov. 2021
- [45] Bloomberg, 2H 2021 Update, Dec. 2021
- [46] CEA, Roadmap for achieving the goal of 100GW of Nuclear Capacity by 2047, Jun. 2025
- [47] METI, Working Group for Power Generation Cost Verification, 2025
- [48] MHI, CO2 Capture, Storage & Reuse Conference, 2024
- [49] https://www.nccs.gov.sg/files/docs/default-source/publications/Charting_Singapore_Net_Zero_Journey_COS2025_Final.pdf (2026年2月13日アクセス)
- [50] <https://www.ema.gov.sg/our-energy-story/energy-supply/regional-power-grids> (2026年2月13日アクセス)
- [51] <https://www.ema.gov.sg/> (2026年1月アクセス)
- [52] <https://www.nems.emcsg.com/nems-prices> (2026年1月アクセス)
- [53] <https://www.renewables.ninja/> (2026年1月アクセス)
- [54] <http://windatlas.xyz/> (2026年1月アクセス)
- [55] NCCS, Singapore's First Biennial Transparency Report 2024
- [56] NREL, 2024 Annual Technology Baseline (ATB), July 2024
- [57] CSIRO, GenCost 2021, 2022
- [58] METI, 熱の有効利用について, 2015
- [59] https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/special/article/detail_211.html (2026年2月9日アクセス)
- [60] METI, A Detailed Outline of the Latest Strategic Energy Plan—Insights into Japan's Energy in a Drastically Changing World (Part 2), 2025
- [61] METI, 総合エネルギー統計, 2023
- [62] エネルギー情報センター, 新電力ネット, <https://pps-net.org/statistics/coal3> (2025年12月アクセス)

[63] World Bank, Commodity Price Data 2023.

[64] 経産省, コスト検証委員会, 2022.

[65] NEDO, 木質バイオマスエネルギーに係る基礎知識.

[66] METI, 総合エネルギー統計, 2021

[67] METI, 総合エネルギー統計, 2022

[68] METI, 総合エネルギー統計, 2019