

経済産業省 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（インド国・日本とのグリーンアンモニア供給バリューチェーンの最適化並びに日本の技術を活用したグリーン尿素製造に関する事業化調査事業）

インド国

事業実施可能性調査

調査報告書

2024 年 3 月

興和株式会社

東洋エンジニアリング株式会社

目次

1. 概略	4
1.1 はじめに	4
1.2 実施内容	6
1.2.1 「インド国家グリーン水素戦略」における事業化課題分析	6
1.2.1.1 調査対象範囲	6
1.2.1.2 検討すべき主要課題	6
1.2.2 Adani 社におけるグリーンアンモニア・尿素製造 FS	6
1.2.2.1 調査対象範囲	6
1.2.2.2 検討すべき主要課題	6
1.3 エグゼクティブサマリー	7
1.3.1 グリーンアンモニア製造設備構成最適化検討結果	7
1.3.2 グリーンアンモニアサプライチェーン最適化検討結果	7
1.3.3 CAPEX 積算結果	8
1.3.4 OPEX 積算	8
1.3.5 経済性評価	8
1.3.6 CO2 削減効果	8
1.3.7 まとめ	8
2. 「インド国家グリーン戦略」における事業化課題分析	10
2.1 インドの脱炭素化に対するアプローチ	10
2.1.1 脱炭素化における現在地	10
2.1.2 脱炭素化推進の考え方	11
2.1.3 業界別 CO2 排出量と脱炭素の取り組み	13
2.2 グリーン水素	14
2.2.1 インドにおける水素需要	14
2.2.2 グリーン水素の利用用途	14
2.3 グリーン水素・アンモニアに対する政策	16
2.3.1 中央政府による取組	16
2.3.2 インド国家グリーン水素戦略（National Green Hydrogen Mission）	17
2.3.3 グリーン水素の定義	19
2.3.4 R&D Roadmap in Green Hydrogen Ecosystem	20
2.3.5 Green Hydrogen Policy	20
2.3.6 州間送電料金の免除（ISTS Charge Waiver）	22
2.3.7 電解装置及びグリーン水素製造に対する生産連動型財政優遇策（PLI 制度）	22
2.3.8 省エネ法の改正（Energy Conservation Act 2022 Amendment）	27
2.3.9 カーボンクレジット取引	28
2.3.10 政府によるグリーン水素の輸出に対する他国との連携	29
2.3.11 グリーン水素の課題	30

2.3.12	インドでのグリーンアンモニアの位置づけ	30
2.4	Gujarat 州以外のグリーン水素に対する各州政府による取り組み	31
2.5	インドにおける電力への取り組みについて	35
2.5.1	グリッド	35
2.5.1.1	グリッドの強化	35
2.5.1.2	グリッドの安定化	36
2.5.2	電力バンキング制度	37
2.5.3	電力取引市場	43
2.5.4	再エネ電力認証	44
2.5.4.1	インド政府の再エネ電力認証	44
2.5.4.2	国際規格の I-REC	46
2.6	Gujarat 州における水素への取組	46
2.6.1	Gujarat 州におけるハイブリッド再エネパークの開発	46
2.6.2	Gujarat 州グリーン水素製造拠点の開発	47
2.6.3	Gujarat 州におけるバンキング制度の開発	48
3.	Adani 社におけるグリーンアンモニア・尿素製造 FS	49
3.1	グリーンアンモニア製造における構成の最適化検討	49
3.1.1	グリーンアンモニア生産最適化ツールの使用における最適化のベース	49
3.1.2	最適化検討の結果	51
3.1.3	追加検討	52
3.2	プレリミナリーなプロセススタディ	54
3.3	サプライチェーン最適化の検討結果	54
3.3.1	グリーンアンモニア海上輸送計画	55
3.3.2	グリーンアンモニア受け入れ及び貯蔵	56
3.4	経済性評価	57
3.4.1	CAPEX 積算	57
3.4.2	OPEX 積算	57
3.5	グリーンアンモニア・尿素製造設備へのデジタル技術活用	57
3.6	CO2 削減効果の検討	60
3.6.1	インド/日本輸送による Impact study	61
4.	二次利用未承諾リスト	64

1. 概略

1.1 はじめに

インドモディ首相は 2021 年 11 月にグラスゴーにて開催された国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（Cop26）において、インドの脱炭素化目標として 5 つの公約を宣言した。

5 つの公約

- 1) 2030 年までに非化石電源を 500GW とする。
- 2) 2030 年までに再生可能起源エネルギー(電源構成)を 50%とする。
- 3) 2030 年までに、炭素排出計画総量を 10 億トン削減。
- 4) 2030 年までに、経済に対する炭素強度(GHG/GDP 原単位)を対 2005 年比で 45%削減。
- 5) 2070 年までにネットゼロ（カーボンニュートラル）を達成。

2023 年 1 月、上記公約に基づいて「インドグリーン水素戦略」が発表され、インド政府は 2030 年までに 500 万トンのグリーン水素製造、併せて CO₂ 排出量を年間約 5,000 万トン削減し、インドをグリーン水素製造の主要拠点にしていく方針を定めた。この発表によると、農業従事者と農業に依存する人口が 50%を超える同国にて、経済発展に重要な役割を占める肥料分野においても、アンモニアや尿素のグリーン化について検討することが謳われている。

また、インドの重要な政策の一つとして、インド独立 100 周年に当たる 2047 年までに「Energy Independence」を実現させるという国としての大きな目標がある。インド政府は国内に豊富に存在する再エネ資源を有効活用し、安価な水素、そしてその派製品としてのグリーンアンモニア、グリーン尿素、合成メタノール等を自生産することによって、原料となってきた化石燃料の輸入量を大幅に減らすことを目指している。同時に、グリーンアンモニアや合成メタノール等を積極的に海外に輸出し、外貨を稼ぐことによって貿易赤字の大幅な改善を目指している。

2019 年に発表された IEA レポートによれば、インドは再エネ資源に最も恵まれた地域の一つであり、2030 年には US\$1 後半～US\$2 後半/kg-H₂ の価格でグリーン水素を製造できるポテンシャルがあると分析されており、オーストラリア、チリ、中東各国と比較しても高い競争力を実現できる可能性が示唆されている。また、インド政府の政策機関である NITI Aayog は、Harnessing Green Hydrogen（2022 年 6 月）の中で、2050 年断面において、世界で最も競争力が高い US\$0.6 /kg-H₂ でグリーン水素製造が実現されるという発表を行っている。

こうした政府方針に基づいて、インドの新興財閥大手である Adani Group（以下 Adani）はグリーン水素・グリーンアンモニアの製造に積極的であり、興和株式会社(以下興和)と同社は 2022 年 12 月に脱炭素関連業務を協力して推進するパートナーとして包括業務契約を締結し、特に日本市場向けのグリーンアンモニア輸出に向けて協力していくことで合意した。加えて、2023 年 9 月には、インドで生産

されるグリーンアンモニア・グリーン尿素、さらにはグリーンメタノールといった派生商品を海外に輸出する目的で、シンガポールに Adani と興和との販売合併会社を設立、日本や台湾を中心としたアジア各国に販売活動を行うことを取り決めた覚書を取り交わした。

今回の報告では、Adani が Gujarat 州で検討している日本向けグリーンアンモニア輸出プロジェクトに焦点をあてて、その商業化調査を実施した。

調査は、インド政府のグリーン水素政策及び今後の方向性について政府関係者及び関連事業主への調査・インタビューから始まり、Adani が検討している再エネ発電予定地、水素・アンモニア製造プラント予定地、アンモニア輸出拠点予定地の現地調査、グリーンアンモニア・尿素プラントの設備構成の最適化、インド Mundra 港から日本までの海上輸送、そして日本の電力会社によるアンモニア混焼による発電単価の計算までサプライチェーン全体を網羅する形で実施された。

また、グリーンアンモニアを導入する上で、最も重要となる脱炭素化実現に向けた指標である「Well to Gate」ベースでの炭素集約度（CI 値）についても、詳細かつ正確な分析を実施した。

尚、グリーンアンモニアプロジェクトの技術的評価に関しては、インド国内で多数のアンモニア・尿素プラントの建設実績を持つ東洋エンジニアリング株式会社（以下 TOYO）からの協力を得、グリーンアンモニア・グリーン水素を安定的かつ経済的に生産するための最適化事業評価を実施した。

1.2 実施内容

1.2.1 「インド国家グリーン水素戦略」における事業化課題分析

1.2.1.1 調査対象範囲

調査対象範囲としてはインドにおいてのグリーン水素製造に関する政策となる「インド国家グリーン水素戦略」を基に訂正的な情報を収集及び整理し、事業化における課題分析までを調査対象とする。

1.2.1.2 検討すべき主要課題

- ① 「インド国家グリーン水素戦略」の概要及び今後の方向性・計画を調査・分析
- ② インドでのグリーン水素・グリーンアンモニア・グリーン尿素製造の脱炭素事業化における課題分析
- ③ インド各セクター（肥料、運輸、船舶、発電）の脱炭素事業化における課題分析

1.2.2 Adani 社におけるグリーンアンモニア・尿素製造 FS

1.2.2.1 調査対象範囲

本調査対象範囲としては Adani が現在検討を予定している、再エネからのグリーンアンモニア・尿素製造事業に関する FS を実施し、アンモニアの海上輸送、日本における受け入れ・利活用までのバリューチェーン全体を調査の対象とした。再エネ設備は太陽光発電所エリアへ設置し、既存送電網を利用して送電し、Mundra にてグリーン水素・グリーンアンモニア・グリーン尿素を製造する。

1.2.2.2 検討すべき主要課題

検討すべき主要課題として、下記の点について調査した。

- ① グリーン電源構成・価格分析
- ② 水資源の確保
- ③ 水電解装置の調査選定
- ④ CO₂ 資源の確保・価格分析
- ⑤ 再生可能エネルギーによる変動に対応可能なアンモニア・尿素製造設備
- ⑥ 水素輸送パイプライン/水素貯蔵設備タイプ・キャパシティー
- ⑦ グリーンアンモニア・グリーン尿素 CAPEX & OPEX 最適化、プラントの規模決定
- ⑧ Mundra 港におけるグリーンアンモニア輸出の為のインフラ並びに港湾設備の最適化・概算
- ⑨ 上記 ① ～ ⑧ の各工程に関するインド国関連法規・許認可の調査
- ⑩ 上記 ① ～ ⑧ の各工程におけるインド国内カーボンフットプリントに関する分析
- ⑪ インド-日本間のアンモニア輸送の最適化・輸送費概算
- ⑫ 日本におけるアンモニア荷揚港・関連設備概算
- ⑬ 石炭火力発電所におけるアンモニア混焼の際の価格分析
- ⑭ 上記 ⑬ による期待される CO₂ 削減効果
- ⑮ 経済性の評価
- ⑯ エネルギー起源 CO₂ の排出抑制量の試算

1.3 エグゼクティブサマリー

インド政府が目指す 2047 年「Energy Independence」の実現に向け、Gujarat 州に本社を置くインド 3 大財閥の一つである Adani は、2030 年を目途に、インド Gujarat 州に於いて年産約 100 万トンの「グリーン水素生産」という目標を掲げている。また、その第一フェーズとして日本市場をターゲットとして年産約 100 万トンの「グリーンアンモニアプロジェクト」の立ち上げを計画している。

インドでは Adani の計画以外にも数多くのグリーンアンモニアプロジェクトが計画されているが、プロジェクト実現に向けた具体的なスキーム、日本までの持ち届け価格、並びに具体的な CI 値について公表されたデータは存在していなかった。今回、そのプロジェクトスキーム、コスト構造、価格レベル更には CI 値について詳細な検討を実施した。

Adani がグリーンアンモニアの生産地として選択した Gujarat 州は、インドで最も工業化並びに都市化の進んでいる州であり、工業生産高ではインド最大の約 17%、輸出においても最大の約 20%以上を占め、道路・鉄道・港湾、そして送電線網等のインフラが充実した州である。そうした恵まれた環境の下、インドで数多く検討されているグリーンアンモニアプロジェクトの中でも最も実現可能性の高いプロジェクトの一つとして注目されている。

1.3.1 グリーンアンモニア製造設備構成最適化検討結果

Adani から受領したインプット等をもとに、最適化専用ソフトウェアを利用して、以下の設備のキャパシティを算出した。

- ・太陽光発電所
- ・水電解装置
- ・水素製造設備
- ・窒素製造設備
- ・アンモニア合成設備
- ・アンモニア年間生産量

1.3.2 グリーンアンモニアサプライチェーン最適化検討結果

上記 1.3.1 で得られたグリーンアンモニア年間生産量を前提として、「アンモニア貯蔵/ローディング設備」、「アンモニア輸送システム」、「アンモニア受け入れ設備」を対象として行った最適化検討を行い、以下の項目について算出した。

- ・タンカー型式
- ・タンカーキャパシティ
- ・アンモニアに対するタンカー積載容量
- ・アンモニア貯蔵設備容量
- ・タンカーローディング時間

- ・アンモニア取引/積載頻度

1.3.3 CAPEX 積算結果

本報告書に記述のスコープと仕様に従って、以下の設備について CAPEX 積算を実施した。

- ・グリーンアンモニア合成設備
- ・グリーン尿素合成設備
- ・水素製造設備
- ・窒素製造設備
- ・水素貯蔵設備
- ・ユーティリティシステム
- ・アンモニア貯蔵/ローディング設備

1.3.4 OPEX 積算

以下の項目を OPEX の対象として積算作業を行い、その結果を経済性評価のインプットとして使用した。

- ・再エネ電力購入代
- ・系統電力購入代
- ・工業用水
- ・ケミカル・触媒
- ・労務費
- ・メンテナンスコスト
- ・保険代、他

1.3.5 経済性評価

最適化専用ソフトウェアを利用した設備構成に基づいて、インド Gujarat 州で生産されるグリーンアンモニアの FOB 価格を算出した。また、プロジェクトの経済性に大きな影響を与える要素について感度分析を実施した。

1.3.6 炭素集約度評価

今回のスタディの最も重要な課題の一つであるインドグリーンアンモニアの「炭素集約度（CI 値）」の詳細評価であるが、インドから日本までの「Well to Gate」を基に計算した。結果世界基準の環境適合性が確認された。

1.3.7 まとめ

今回の現地調査を通じて明らかになったことは以下の通り。

- 1) インド政府はインドをグリーン水素供給ハブとして開発することを強く奨励している。

- 2) Adani プロジェクトは世界的に見ても十分な価格競争力がある。
- 3) Adani プロジェクトは拡張余地も大きく、将来的には更なるコスト削減が期待出来る。
- 4) Gujarat 州の既存インフラを活用できるため、プロジェクト実現性が高い。
- 5) Adani プロジェクトのグリーンアンモニアは世界基準の環境適合性を有する。
- 6) 将来、Gujarat 州は日本にとって重要なクリーン燃料アンモニアの一大供給拠点となり得る。
- 7) インドに於けるグリーンアンモニアプロジェクトの建設は長期的にみても日本政府が目指すエネルギー政策 S + 3 E の実現に大きく貢献できる。

2. 「インド国家グリーン戦略」における事業化課題分析

インドにおけるグリーン水素・グリーンアンモニア製造事業化に向けた現状の課題を的確に分析し、その分析結果をグリーンアンモニア事業化検討に有用することが目的である。

本調査では、インド政府機関とコネクションがある総研会社を通じて、インド政府機関へのヒアリング等から「インド国家グリーン水素戦略」の概要及び今後の方向性・計画について調査及び分析を行った。

2.1 インドの脱炭素化に対するアプローチ

2.1.1 脱炭素化における現在地

インドのモディ首相は 2021 年の国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP26）において **2070 年までに GHG 排出量ゼロ**を宣言した。これは米国や欧州、日本の目標とする 2050 年や中国の目標とする 2060 年など、他国と比較すると遅くなっている。図はインド及び米国、欧州、日本、中国の年間 CO2 排出量のこれまでの推移と各国における排出量ゼロに向けた今後の CO2 排出量のイメージを示している。米国や欧州、日本の排出量を見ると既にピークアウトしており、目標である 2050 年に向けて CO2 排出量が低下していくことが予想される。中国については今後も CO2 排出量は増加するものの人口の減少が開始したことなどから CO2 排出量のピークは 2030 年付近となり、その後 2060 年に向けて排出量ゼロに向かっていくことが予想される。一方で、インドの CO2 排出量を見ると現在は増加傾向にあり、今後も人口の増加や急速な経済成長により CO2 排出量も増加し続けると考えられる。そのため 2070 年の排出量ゼロを考慮すると CO2 排出量のピークアウトは 2040 年～2050 年付近となることが予想されることから、インドにおける脱炭素化は少し先の話と考えることができる。

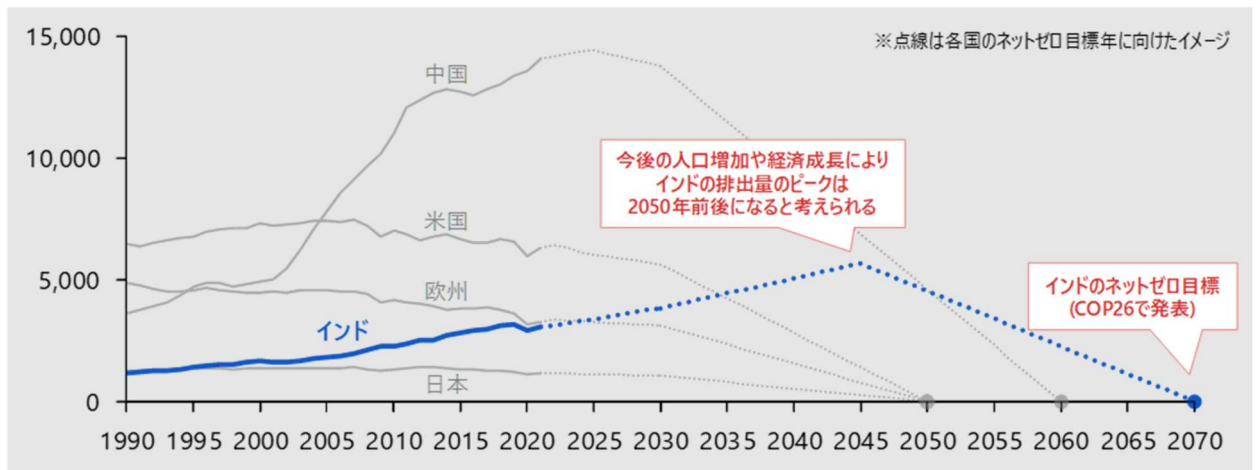


図 2.1.1-1 : Climate Action Tracker 年間 CO2 排出量の比較 (単位 : CO2 100 万トン/年) (Climate Action Tracker より NRI 作成)

図 2.1.1-1 : Climate Action Tracker 年間 CO2 (単位 : 100 万トン/年) 排出量の比較 (Climate Action Tracker より NRI 作成)

2.1.2 脱炭素化推進の考え方

インド政府は排出量ゼロの目標を発表した翌年の COP27 において国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に対し**長期的な取り組みのアプローチを示した Long-Term Low Emission Development Strategy（LT LEDS）**を提出している。この中でインドは脱炭素化に対するスタンスと脱炭素化に対する 7 つのアプローチを概念的に示している。

インドがどう脱炭素化にアプローチするかということについて LT LEDS では、「**電力**」、「**運輸**」、「**建物**」、「**産業**」、「**CO2 除去**」、「**森林**」、「**ファイナンス**」の**7つの要素**を挙げている。各要素における考え方及び取り組みを図に示している。これらの要素は業界や技術等、複数の観点が混在したものとなっているが、特に注目する点としては、「電力」、「運輸」、「建物」、「産業」の業界軸でのアプローチである。これら業界においても経済成長が主たる目的であり、その前提の下でどういった脱炭素化に向けた取り組みができるかを考慮している。また、「CO2 除去」や「ファイナンス」では多国間での協力など国際的な支援が必要な点を示しており、インドの脱炭素化に向けたアプローチとしてあくまで経済成長を中心に取り組みを計画することと、これまで多くの CO2 排出を行って成長してきた先進国による支援が必要という考え方を持っている。

要素		考え方	取り組み
電力	経済成長と整合した電力システムの低炭素開発	<ul style="list-style-type: none"> 電力部門の成長は産業の拡大、雇用の創出と所得増加、自立したインドの達成にクリティカル 低炭素オプションは成長と拡大を考慮したアプローチが必要 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ利用の拡大とグリッドの補強 その他低炭素技術の探索 需要サイドの管理 エネルギー安全保障に配慮した化石燃料資源の合理的利用 最適なエネルギーミックスの決定
運輸	統合的、効率的、包括的な低炭素交通システムの開発	<ul style="list-style-type: none"> 運輸はGDPに直接・間接的に貢献 低炭素オプションは人流・物流に必要な交通手段の拡大を考慮したアプローチが必要 	<ul style="list-style-type: none"> 燃費向上の推進 クリーンな燃料への段階的な移行 公共交通機関や汚染の少ない交通手段へのモーダルシフト 複数の交通手段の電化 需要サイドの管理 交通管理とインテリジェント交通システム
建物	都市設計、建物のエネルギー・材料効率化、サステナブルな都市化の推進	<ul style="list-style-type: none"> 都市部の開発においてモダンな都市設計の適用はクリティカル 	<ul style="list-style-type: none"> 建築環境と都市システムにおける適応策の主流化 都市計画の指針、政策、条例における資源効率化の促進 既存・将来の建築物や都市システムにおける気候変動に対応した建物の設計、建設、運営の推進 資源効率、水・固形廃棄物・液体廃棄物の管理を通じた低炭素な自治体サービスの提供を促進
産業	経済成長と排出を切り離し、効率的で革新的な低排出産業システムの開発を促進	<ul style="list-style-type: none"> GDPにおける製造業の割合を高める政策からも、短期～長期において産業成長が主要な目標 零細中小企業やインフォーマルセクターの育成にも注力 低炭素化の選択肢はこれら前提のもとに検討 	<ul style="list-style-type: none"> 天然・生物由来素材の促進によるエネルギー・資源効率の改善 実現・実行可能な範囲で製造における燃料の転換と電化を推進 材料効率とリサイクルを強化し、循環型経済を強化 グリーン水素技術とインフラの推進 CO2削減が困難な部門における持続可能な成長の検討 零細中小企業（MSMEs）の低炭素化と持続可能な成長
CO2 除去	CO2除去と関連するエンジニアリングソリューション	<ul style="list-style-type: none"> 世界中で模索されている新しい分野で、インドでも模索する可能性のある分野 技術革新、技術移転、気候変動に特化した資金調達、能力開発などを通じた国際的な支援が必須 	<ul style="list-style-type: none"> 社会経済、生活、エコシステムへの影響を最小化するための教育、開発、計画の推進 大規模なリソースの必要性を考慮し、官民パートナーシップの枠組みを検討
森林	社会経済的・生態学的配慮に合致した森林と植生被覆地の強化	<ul style="list-style-type: none"> 天然資源の強化、資源遺産の保護、生物多様性の促進に対する国家のコミットメントが戦略の枠組み 関連する人々の生活、社会、文化にも留意した包括的なアプローチ 	<ul style="list-style-type: none"> 森林とその植物、動物、微生物資源の修復、保全、管理 森林外の植物の修復、保全、管理 州森林局のインフラ強化
ファイナンス	低炭素開発における経済的・財政的側面	<ul style="list-style-type: none"> 貧困撲滅、雇用と所得の増加、気候変動への耐性の向上、新たな繁栄への到達という優先課題を考慮し、低炭素開発の目的を達成するためには、低コストの国際的な気候変動対策資金が不可欠 	<ul style="list-style-type: none"> ファイナンス要求の評価 気候変動に特化した資金（特に多国間）の調達、利用、提供 気候ファイナンスの主流化 国際的な気候変動ファイナンス、技術移転、能力開発 国際貿易との連携 イノベーションと技術開発を支援する新たな多国間メカニズム

図 2.1.2-1 : LT LEDS に示される脱炭素化に向けた 7 つのアプローチ
(LT LEDS より NRI 作成)

2.1.3 業界別 CO2 排出量と脱炭素の取り組み

図はインドの各業界における CO2 の排出量を示している。**エネルギー（電力）セクターが最も CO2 排出量が多く、次いで産業セクターと運輸セクター**となっている。

電力セクターは国の成長と共に需要も拡大することからも脱炭素化へのインパクトが大きい最も重要な業界となっている。2020 年時点で約 7 割の電力が化石燃料による火力発電によって賄われているが、インドは国土の広さと豊富な再エネ資源を最大限に活用し、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入を進めている。

産業セクターではこれまでエネルギー消費の大きい分野を対象にエネルギーの効率化（省エネ）や再エネ電力の利用による対策が進められており、今後はグリーン水素・アンモニアの利用も視野に入れた取り組みも長期的に検討される。

運輸セクターでは自動車の電動化を強く推進しており、二輪・三輪を中心に電動化が進んでいる。今後は四輪の電動化や大型車両の水素利用が検討されている。

現在のインドにおける脱炭素の取り組みを見ると、取り組みの軸となっているのは自国の自然エネルギー資源を活用した再エネ利用である。そして再エネ発電による電力を活用可能な分野として電動化やグリーン水素が挙げられることから、これらの分野において政府は積極的な取り組みを見せようとしているものと考えられる。

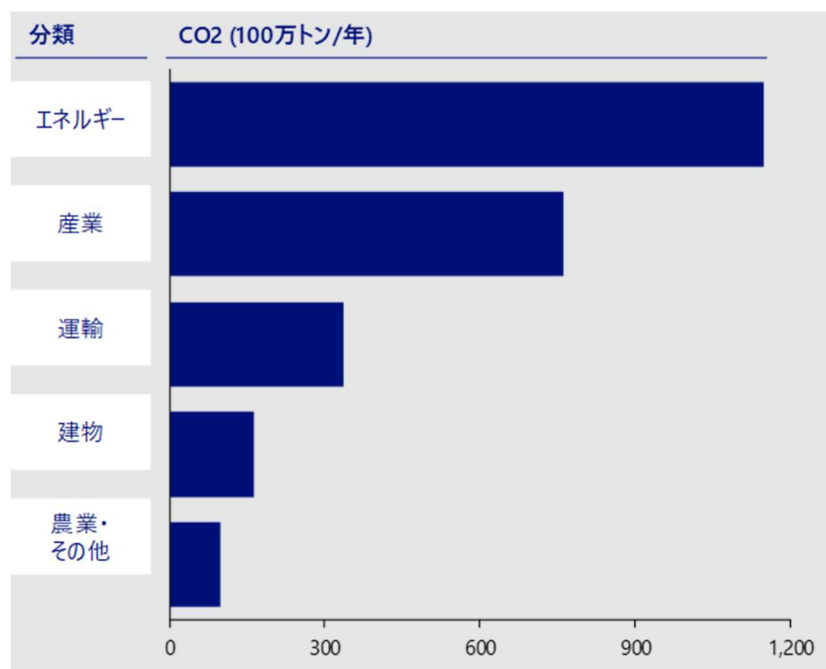


図 2.1.3-1 : IEA Energy Outlook 2021 インドの各セクターにおける CO2 排出量
(IEA Energy Outlook 2021 より NRI 作成)

2.2 グリーン水素

2.2.1 インドにおける水素需要

2019 年のインドにおける水素の需要を見ると、**水素需要 6.68 Mt のうち、98%以上がアンモニアやメタノール、石油化学分野における原材料として利用されており**、その他の分野での利用は殆ど見られない。さらに、これらのプロセスで使用される水素の 95%がグレイ水素であり、水素製造設備はユーザーの敷地内に設置され地産地消されている。インドにおける水素の需要は今後の経済成長に伴い増加することが予想されており、その需要は引き続きプロセス産業での利用が牽引する。モビリティや電力などの燃料利用は 2030 年以降から徐々に増加する見込みである。

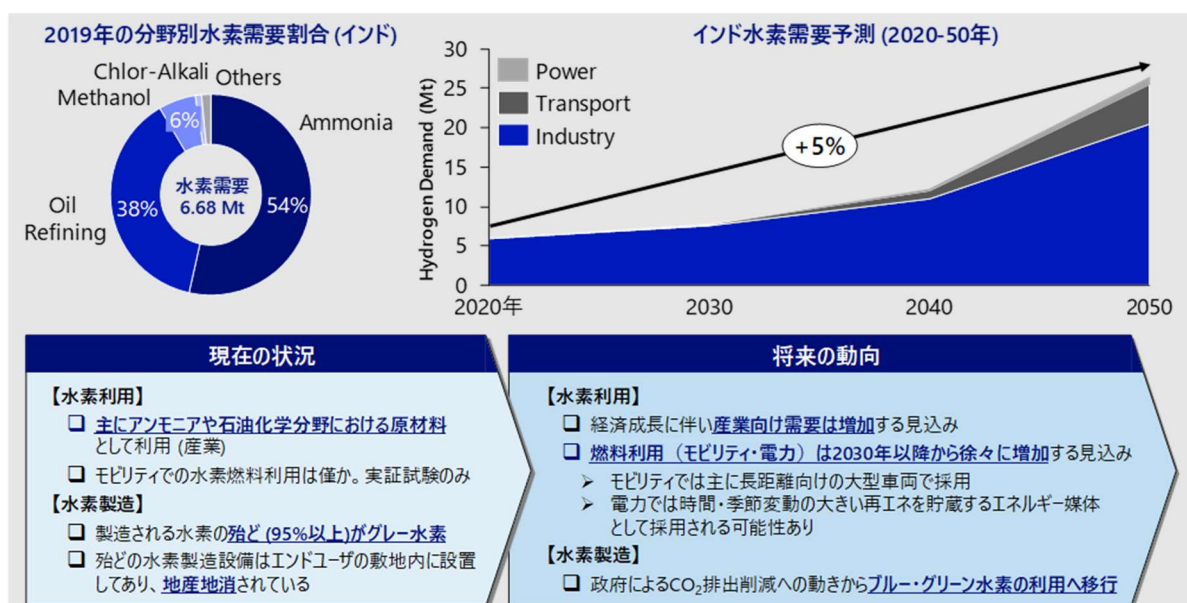


図 2.2.1-1 : インドにおける現在の水素利用及び今後の動向
(TERI, The Potential Role of Hydrogen in Indiaより NRI 作成)

2.2.2 グリーン水素の利用用途

水素の利用用途は産業（製造・プロセス）、運輸、電力の3つの分野に分かれる。

産業（製造・プロセス）： 肥料、製油、製鉄、化学、飲食品分野における製造プロセスでの利用

- 既にグレイ水素を利用しているプロセスに対しグリーン水素を利用
- 還元剤や熱として他の燃料を利用しているプロセスに対しグリーン水素で代替

ガス：

- 天然ガスへの混合により、既存の天然ガス利用用途での利用

運輸： 自動車や船舶、鉄道、航空機の燃料として利用

- 燃料電池や内燃機関の導入によるグリーン水素・アンモニアの利用
- グリーン水素を原料とした合成燃料製造による既存内燃機関での利用

電力： 発電の燃料としての利用

- 既存の発電方式（ガスタービンなど）へのグリーン水素・アンモニアの混合
- 定置型の水素燃料電池の導入によるグリーン水素を利用した発電

政府のシンクタンクである Niti Aayog が発表した 2030 年においてインドで製造したグリーン水素の利用用途の予測だと（図）、その約 6 割はグリーン水素又はその派生物として国外に輸出することが想定されている。そのため、2030 年に向けたインド政府の考え方としてグリーン水素は輸出材料としての位置づけが強いことが考えられる。輸出以外の国内利用は製油・アンモニア・製鉄における産業利用が主となり、既存の水素需要をグリーン水素で置換する方向である。

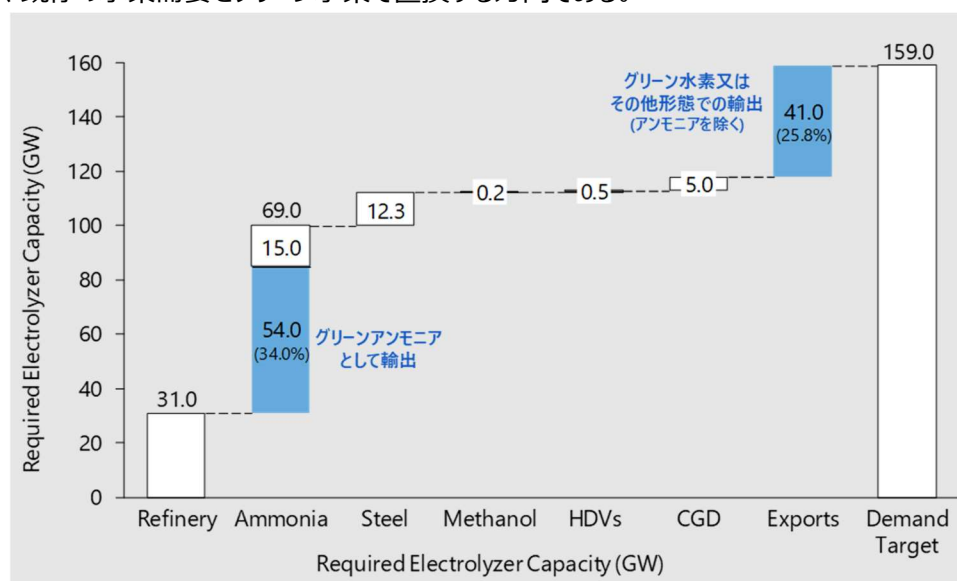


図 2.2.2-1 : Niti Aayog による製造したグリーン水素の利用先 (2030 年)
(Niti Aayog の Harnessing Green Hydrogen より NRI 作成)

2.3 グリーン水素・アンモニアに対する政策

インドでは中央政府が 2021 年 8 月に国家グリーン水素戦略（National Green Hydrogen Mission）の構想を発表し、その後 2023 年 1 月に同戦略が承認されている。これらの発表に伴い中央および州政府によるグリーン水素の利用推進のための取組が多く開始しており、本章ではそれらの概要及び今後の方向性・計画を示す。

2.3.1 中央政府による取組

中央政府がグリーン水素の利用推進のために発表している政策を図に示す。グリーン水素の政策は新・再生可能エネルギー省（MNRE: Ministry of New and Renewable Energy）が主体となって管轄しており、同省によるビジョン・ロードマップや標準、製造に対する制度、財務省によるグリーン水素政策推進のための予算案が発表されている。

表 2.3.1-1：各官庁における施策一覧（政府発表を基に NRI 整理）

施策	公表日	官庁	概要
National Green Hydrogen Mission	2021/8/15 構想発表 2023/1/4 内閣承認	再エネ省	グリーン水素の製造及び各産業での利用を促進し、インドにおける二酸化炭素排出を削減することを目的に策定されたミッション。 2030 年までにグリーン水素の年間製造量 5MMT （5 百万トン）達成という生産目標を掲げ、国内外の需要創出・製造者に対するインセンティブ・事業環境整備の施策およびロードマップが示されている。
Green Hydrogen Standard	2023/8/18	再エネ省	National Green Hydrogen Mission における“Green Hydrogen”の定義が発表され、再エネを利用して製造された水素とし、 製造過程における炭素排出量が 2kg-CO₂ eq/kg-H₂ と規定された。 但し、具体的な計測、方向、監視、検証、認証については今後 MNRE によって決定されるとした。
2023-24 年度 政府予算案	2023/2/1	財務省	National Hydrogen Mission の 2030 年までの総予算 INR1,970 億（約 24 億米ドル）が公表された。 2023-24 年度予算としては INR29.7 億（約 4,000 万米ドル）が承認された。
R&D Roadmap in Green Hydrogen	2023/10/13	再エネ省	National Green Hydrogen Mission に対する R&D ロードマップとして発表され、インドにお

Ecosystem			<p>るグリーン水素の商業化を支援する研究開発のエコシステムの構築を目標とする。</p> <p>グリーン水素の製造、貯蔵、輸送の効率、信頼性、コスト競争力を向上するための新規材料、技術、インフラの開発に焦点をあてている。</p>
Green Hydrogen Policy	2022/2/17	電力省	<p>グリーン水素・グリーンアンモニア製造者による再生電力調達に係る費用補助・事業環境整備を目的とした 13 項目の政策。National Green Hydrogen Mission に向けた一歩として公表された。</p>
ISTS Charge Waiver	2023/5/29 改正	電力省	<p>グリーン水素・グリーンアンモニア製造事業を対象に、太陽光・風力由来の電力、あるいは年間の貯蓄電力の 51%以上が太陽光・風力由来である Hydro PSP・BEES から出力される電力に課せられる州間送電料金（ISTS Charges）が免除される。</p>
Production Linked Incentive	2023/6/28 ガイドライン発表	再エネ省	<p>National Green Hydrogen Mission の下、電解装置製造およびグリーン水素製造に対する PLI スキームを 23-24 年度に公表、25-26 年度から実施する計画。6 月 28 日に MNRE によってガイドラインが提示され、その後 SECI が公募を実施している。</p>
Energy Conservation Act 2022 (Amendment)	2022/12/12 改正	電力省	<p>エネルギーの効率的及び有効的な利用を定めた法律で、2022 年 12 月に改正され、中央政府が非化石燃料の利用義務を設定できるようになった</p> <p>異なる産業に対し異なる燃料の使用を設定でき、非化石燃料の種類は法律上の記載はないものの、改正の説明分ではグリーン水素、グリーンアンモニア、バイオマス、エタノールを想定していた。</p>

2.3.2 インド国家グリーン水素戦略（National Green Hydrogen Mission）

インド国家グリーン水素戦略はインドが COP26 で宣言した 2030 年までに CO2 排出量を 2005 年比で 33-35%削減し、2070 年までに GHG 排出量ゼロを目指す目標を達成することを背景に、グリー

ン水素の利用を推進するための国家戦略として発表された。以下にインド国家水素戦略の目標及び主要な取り組みをまとめる。

目標：

- 生産目標として 2030 年までにグリーン水素の年間製造量 5MMT 以上の達成。
- 輸出目標として 2030 年までに年間 10MMT のグリーン水素の海外輸出。(2030 年に年間 100MMT と予想される世界需要の 10%)

主要施策：

(1) 需要創出

- 国内需要：特定産業に対するグリーン水素の購入義務化、グリーン水素由来肥料の入札制度の整備・実施
- 国外需要：水素ハブ・港湾インフラなどの整備、国際パートナーシップのサポート

(2) インセンティブ（SIGHT プログラム：Strategic Interventions for Green Hydrogen Transition）

- 電解装置製造及びグリーン水素製造に対する生産連動型財政優遇策（PLI 制度）

(3) 事業環境整備

- 入札制度の整備：グリーン水素及びその派生品の入札制度の整備・実施
- パイロットプロジェクト支援：各アプリケーションの商用化に向けた実証（財政的支援など）
- Green Hydrogen Hub の開発：大規模製造を可能にするために、製造者・需要家が近接・集中する地区を開発（主に港湾エリア）
- グリーン水素製造支援政策の策定：製造者の再エネ電力の融通（Green Hydrogen Policy）、製造施設のための土地収用、プロジェクトファイナンスへのアクセスを優遇
- 規制・規格の整備：許認可手続きの見直し・新設、国際規格に基づいた製品規格の設定と改訂プロトコルの策定
- R&D 支援：グリーン水素製造から利用のコスト削減・効率化・安全性向上のための研究開発支援（財政的支援・産学官連携など）

(4) 予算

- 2030 年迄の総予算 INR1,974 億
- インセンティブ（PLI）：INR1,749 億
- パイロットプロジェクト：INR146 億
- R&D：INR40 億
- その他：INR39 億

2023-24 年度予算として INR 29.7 億が承認された。グリーン水素に対する予算は再生可能エネルギー推進と並列に予算が割り当てられ、インド政府の積極的な姿勢がみられる。

以上がインド国家グリーン戦略の目標及び需要創出や予算の部分も含めた主要施策の概要であるが、規制やインセンティブの整備は 23-24 年度に完了し、その後運用・実施に移行する予定である。



図 2.3.2-1 : National Green Hydrogen Mission のロードマップ
(National Green Hydrogen Mission より NRI 作成)

2.3.3 グリーン水素の定義

2023 年 8 月に MNRE によってインド国家グリーン戦略におけるグリーン水素の定義が発表された。本発表の中で「Green Hydrogen」の定義とは、再エネを利用し製造された水素を示す。製造方法は水電解とバイオマス変換に制限しない。また、再エネには、再エネによって発電され、蓄電システムに貯蓄又はグリッドにバンキングされた電力も含む。バンキング制度については 2.4.2 に詳細を示している。

水電解により製造されたグリーン水素：

- 水処理、水電解、ガス精製・乾燥、圧縮の工程における GHG 排出量が 2kg-CO2 eq/kg-H2 以下とする。
- GHG 排出量は過去 12 か月間の平均値を使用する。

バイオマス変換により製造されたグリーン水素：

- バイオマスの処理、熱・蒸気の生成、バイオマスの水素変換、ガス精製・乾燥、圧縮、の工程における GHG 排出量が 2kg-CO2 eq/kg-H2 以下とする。
- GHG 排出量は過去 12 か月間の平均値を使用する。

グリーン水素の認証：

- グリーン水素及びその派生物の計測、報告、監視、現地検証、認証の詳細は MNRE によって指定される。
- グリーン水素製造案件における監視、検証、認証を実施する機関の認証はエネルギー効率局が管轄する。

MNRE はインドでの利用や補助金を申請するために準拠する基準として明確に示している。認証の枠組みについては補助金の支給時には明確化する必要があることから、今後 1 年で明確化されるとの見立てである。

2.3.4 R&D Roadmap in Green Hydrogen Ecosystem

研究開発への取組のロードマップとして 2023 年 10 月に MNRE によって発表された。本文書では、水素の製造・貯蔵・輸送・利用の研究開発のギャップを特定し、それらに対する提言を行っており、各バリューチェーンにおける短期（5 年以内）、中期（8 年以内）、長期（15 年以内）の目線で必要となる取組を示している。

製造・貯蔵・輸送・利用の焦点は下記である。

	製造	貯蔵	輸送	利用
短期 (0-5 年)	<ul style="list-style-type: none"> PEMの触媒・電極開発による性能向上とコスト削減 AEM・SOEC技術の開発 バイオマスガス化技術の開発 	<ul style="list-style-type: none"> 材料開発 <ul style="list-style-type: none"> 室温、中程度の圧力条件で4-5 wt%の貯蔵が可能な材料 国内資源を活用したコスト削減 開発材料の実証（重量が課題としない用途） Type III タンクの国内生産 圧縮水素タンク等の基準・規則 	<ul style="list-style-type: none"> 圧縮水素ポンプの試験設備の開発 トラック輸送のためのType IV、V シリンダーの国内開発 鉄道による液化水素の大規模輸送の実証 LOHC、合成天然ガス、アンモニア、メタノールの初期研究 	<ul style="list-style-type: none"> 高効率な電解装置の開発 バイオマスベースの水素製造装置の開発 水素ガスタービン 船舶や鉄道向けのメタノール/DME/CNG改質システム 水素コンプレッサーの開発 ガス化付きSOFCの実証
中期 (5-8 年)	<ul style="list-style-type: none"> AEM電解装置の開発 SOECによるP2G技術の開発 バイオマスガス化の実証 小型バイオメタン改質器の開発 ネットゼロの水素製造方法の開発 	<ul style="list-style-type: none"> 材料生産設備・インフラのアップスケール 固体の水素貯蔵システム Type III, IVタンク向けのライナー、カーボンファイバー、バルブの製造 Type IV タンクの国内生産 	<ul style="list-style-type: none"> Type IV、Vシリンダーの市場導入 LOHCを使った道路・鉄道・海運輸送の実証 アンモニア、メタノール、合成天然ガスの水素への再変換の実証 水素100%のバイプライン輸送の実証 	<ul style="list-style-type: none"> 低Pt・PtフリーのPEMFC/PAFC 100-200kWの国産大型燃料電池の開発 H₂-Br₂ FCシステムの開発 ガス化付きSOFCのプロトタイプ
長期 (8-15 年)	<ul style="list-style-type: none"> 海水を利用した水電解 光電化学的水電解や熱化学的水電解 微生物による電気分解 バイオメタンの熱分解 廃棄物からの水素製造 	<ul style="list-style-type: none"> 新しい材料の研究 定置・車両向けの材料ベースの水素貯蔵システムの大規模導入 圧縮貯蔵用の高性能材料 Type V タンクの部品を含む国内生産 	<p>明確なトピックへの言及は無し (グローバルでの状況やインドの競争力から判断され、主に製造、検査、コンポーネントの販売の3カテゴリに分類)</p>	<ul style="list-style-type: none"> 低価格なアルカリ型燃料電池 PtフリーなPEMFC/ PAFC 高圧アプリケーション向けにCH₂-Br₂ FC、PEMC、SOFCシステムの向上

図 2.3.4-1：各バリューチェーンにおける短期、中期、長期の取組分野
(R&D Roadmap in Green Hydrogen Ecosystem より NRI 作成)

2.3.5 Green Hydrogen Policy

インド国が 500 万トンのグリーン水素製造国となるためには、まずはグリーン水素を製造するための再生可能エネルギーのインフラを整えなければならない。National Green Hydrogen Mission の構想が

発表された後、2022 年 2 月に電力省より再エネ電力の供給の視点からの支援策として発表されたのが Green Hydrogen Policy である。本発表にはグリーン水素・アンモニア製造のための再エネ電力調達にかかる (A) 費用補助と (B) 事業環境整備を目的とする 10 項目が記されている。

(A) 再エネ電力調達の費用補助

1 州間送電料金の免除 (ISTS Charge Waiver)

2.3.6. にて詳細を示す。

2 DISCOM (配電事業者) からの譲歩価格での買電

配電免許取得者は、州内のグリーン水素／グリーンアンモニア製造業者に対し、再生可能エネルギーを譲歩価格で調達・供給することができる。譲歩価格には、調達コスト、託送料、州委員会の定める若干のマージンが含まれる。

➤ 適切な電力バンキング料金設定

バンキング料金は、州電力委員会により決定されるものとし、前年の配電免許取得者による再生可能エネルギーの平均買取価格と、再生可能エネルギーのバンキングが行われた月の前日市場 (Day Ahead Market : DAM) における平均市場清算価格 (Market Clearing Price : MCP) との差額を超えてはならない。

(B) 再エネ電力調達に関する事業環境整備

➤ 再エネ購入に対する RPO の適用

再生可能エネルギー購入義務 (RPO) は、水素・アンモニア製造業者と配電事業者に再生可能エネルギーの消費に対しても付与される。

➤ オープンアクセス認可迅速化

グリーン水素／グリーンアンモニアプラントは、完全な申請書を受領してから 15 日以内に、再生可能エネルギーの調達のためのオープンアクセスが許可される。オープンアクセス料金は、定められた規則に従うものとする。

➤ 申請手続窓口の統合

ビジネスのしやすさを確保するため、法的認可を含むすべての活動をタイムリーに実施するための単一のポータルを新・再生可能エネルギー省によって設置する。

➤ グリッド接続許可の優先順位

グリーン水素・アンモニア製造業者と再生可能エネルギー発電所は、手続きの遅れを避けるため、優先的に送電網への接続を許可されるものとする。

➤ 電力バンキング制度適用

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 日間のバンクが許可される。

➤ 製造施設のための土地収用

再生可能エネルギーパークの土地は、グリーン水素／グリーンアンモニアの製造に割り当てることができる。

➤ 港へのバンカー設置許可

グリーン水素／グリーンアンモニアの製造業者は、輸出用／船積み用のグリーンアンモニアを保管するためのバンカーを港湾近くに設置することを許可されるものとする。

2.3.6 州間送電料金の免除（ISTS Charge Waiver）

電力省は再エネ普及のため再エネプロジェクトに対し州間送電料金の免除制度を実施してきた。同様にグリーン水素・グリーンアンモニアの製造者を対象に、利用する再エネ電源の州間送電料金の免除を発表している。グリーン水素向けの免除制度は Green Hydrogen Policy で言及された後、最新の条件は 2023 年 5 月に発表されている。

- 対象電源
 - 太陽光・風力由来の電力
 - 年間の蓄電電力の 51%以上が太陽光・風力由来である揚水発電及び蓄電池システムから出力される電力
- 対象事業
 - 2030 年 12 月 31 日までに試運転される発電事業
（試運転はインドのグリッドコードに準拠し試運転が完了した日）
- 免除期間
 - 25 年間
- その他
 - 2031 年以降に運転が開始する事業に関しても優遇処置が継続するが免除される割合は 2031 年から毎年 25%減少し 2034 年以降に運転開始する事業に関しては優遇処置が無くなる。

2.3.7 電解装置及びグリーン水素製造に対する生産連動型財政優遇策（PLI 制度）

インド政府は国内製造推進のため生産連動型財政優遇策（Production Linked Incentives 制度）を各種産業（電子、太陽光、電池、自動車、繊維、ヘルスケア、製鉄等）向けに実施しており、グリーン水素分野に対しても電解装置製造及びグリーン水素製造に対して実施することを National

Green Hydrogen Mission の中で発表した。本制度の管轄は MNRE であり、実行機関は MNRE 傘下の Solar Energy Corporation India (SECI) が行う。2023 年 6 月に MNRE により制度のガイドラインが発行され、その後 2023 年 7 月に SECI により初回割り当ての公募が開始した。公募の結果は、後程記す。

1) 電解装置製造の PLI 制度

電解装置製造に対する PLI 制度は水素製造装置の国産化推進のための補助金制度であり、国内で製造され販売された電解装置の販売量に対し決められた補助金が支払われる制度となっている。政府は最終的に 15GW の電解装置製造容量を構築することを目標としており、初回の入札では 1.5GW 分の製造容量に対して公募を実施している。制度の概要を図に示す。

制度		電解装置の製造に対する生産連動型の補助金制度						
管轄官庁		新・再エネ省 (MNRE) の管轄で、実行機関は Solar Energy Corporation India (SECI)						
目的		<ul style="list-style-type: none">・ 自国における電解装置製造キャパシティの最大化・ 水素製造コストの低下・ 性能・品質においてグローバルで競争力のある製品・ 現地調達率の段階的な強化・ 確率された技術及び有望な技術の支援						
予算		INR 444億						
Tranche-1 (初回公募)	採用枠	カテゴリ	使用する技術の制限無し			インドで開発したスタック技術の使用*		
		合計	1200 MW			300 MW		
		最大	300 MW			300 MW		
		最小	100 MW			無し		
	入札資格		<ul style="list-style-type: none">・ 単独又は複数からなるJV・コンソーシアムで入札可能・ 自己資本が入札する容量に対しINR 1,000万/MW以上・ 電解装置の年間売上上の50%以上がインド国内で導入される計画の提示・ エネルギー消費原単位 (SEC) が56 kWh/kg-H₂ 以下、電解装置の寿命が最低60,000時間、現調率がアルカリで40%以上・その他で30%以上					
	採用評価基準		・ 補助金配布期間である5年間におけるエネルギー消費原単位 (SEC) および現地調達率から算出されるパラメータで評価					
	補助金の配布		<ul style="list-style-type: none">・ LoAから24か月以内に製造設備を完成・ 製造開始から5年間に渡り補助金を配布・ 初年度INR 4,440/kW から毎年徐々に減額 (右表)・ 補助金は、販売量・レート・性能係数・現調率から算出					
余剰枠		・ 採用枠が余った際は次のTrancheへ繰り越し						

補助金レート (INR/kW)	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
	4,440	3,700	2,960	2,220	1,480

図 2.3.7-1 : 電解装置製造に対する PLI 制度の概要 (政府発表を基に NRI 作成)

* “Indigenously Developed Stack Technology”は特許・知的財産権がインド政府に登録されたスタック技術で、特許の所有者がインドに登録された企業

入札では性能係数 (Performance factor) と現調率係数 (Local Value Addition factor) からなる評価指標を用いて入札者の順位付けを行い、採択枠を割り当てる。評価の算出は入札者が入札時に申告する補助金配布期間である 5 年間における性能と現調率に対して行われる。

各年における現調率の要求水準が制度で設定されており、電解装置の種類別に図 2.3.7-2 に示す数値となっている。補助金提供機関の最終年である 5 年目には 70-80%以上の高い水準が設定されていることから政府の国産化への期待がみられる。

表 2.3.7-1：電解装置の種類別に要求される最低現地調達率（政府発表を基に NRI 作成）

年数	1 年目	2 年目	3 年目	4 年目	5 年目
アルカリ型 要求現調率	40%	50%	60%	70%	80%
PEM 型・他 要求現調率	30%	40%	50%	60%	70%

2024 年 1 月 12 日に SECI のホームページにて補助金の入札結果が公開された。

図 2.3.7-3 を見てみると、使用する技術の制限がない Bucket-1 では応募企業数 14 社のうち、6 社が落札となり、その内 Reliance, John Cockerill, Jindal の 3 社が最大容量である 300MW を割り当てられ、今後補助金をもとにさらに電解装置の開発を進めると予想される。一方で、特許・知的財産権がインド政府に登録されたスタック技術で、特許の所有者がインドに登録された企業のみが Bucket-2 に応募することができる。本プロジェクトのパートナーである Adani New Industries Limited も Bucket-2 の公募に採用されており、年間 198.50MW 分の製造容量へ補助金が割り当てられる。よって、5 年間で合計最大 293.78 Rs. Cr. (約 5 億 2 千万円) がインド政府から補助される。

表 2.3.7-2：電解装置製造に対する PLI 制度の落札者一覧（SECI Capacity allocation under the RfS for Selection of Electrolyser Manufacturers (EM) for Setting up Manufacturing Capacities for Electrolysers in India under the SIGHT Scheme (Tranche-I) より興和作成）

Bucket-1: 使用するスタック技術の制限なし				
No.	落札者	提出された製造容量 (MW/年間)	採用枠 (MW/年間)	最大補助金割り当て (インドルピー、単位：億)
1	Reliance Electrolyzer Manufacturing Limited	300	300	444
2	Ohmium Operations Private Limited	137	137	202.76
3	John Cockerill Greenko Hydrogen Solutions Private Limited	300	300	444
4	Advait Infratech Limited (consortium with Rajesh Power Service Private Limited)	100	100	148
5	Jindal India Limited	300	300	444
6	L&T Electrolysers Limited	300	63	93.24

7	Matrix Gas and Renewables Limited in consortium with Gensol Engineering Limited	105	-	-
8	HHP Seven Private Limited	100	-	-
9	ACME Cleantech Solutions Private Limited	100	-	-
10	Adani New Industries Limited	300	-	-
11	Waaree Energies Limited	300	-	-
12	Avaada Electrolyser Private Limited	300	-	-
13	Green H2 Network India Private Limited	100	-	-
14	Hild Electric Private Limited	100	-	-
合計		2,842	1,200	1,776

Bucket-2: インドで開発したスタック技術の使用				
No.	落札者	提出された製造容量 (MW/年間)	採用枠 (MW/年間)	最大補助金割り当て (インドルピー、単位：億)
1	Homihydrogen Private Limited	101.5	101.5	150.22
2	Adani New Industries Limited	300	198.5	293.78
3	Livehy Energy Private Limited	40	-	-
4	C Doctor And Company Pvt Ltd	10	-	-
5	Pratishna Engineers Ltd	19	-	-
6	Bharat Heavy Electricals Limited	10	-	-
7	Newtrace Private Limited	6	-	-
合計		486.5	300	444

2) グリーン水素製造の PLI 制度

インドにおけるグリーン水素製造を立ち上げるため、政府は 3 年間で合計 120 万 MT 分のグリーン水素製造に対してインセンティブを付与する方針である。本制度ではグリーン水素に加えてその派生物も含まれており、グリーンアンモニアやそれ以外の MNRE が承認したものも対象となる。但し、その場合の割当量はグリーン水素に換算された量となる。

制度		グリーン水素及びその派生製品の製造に対する生産連動型の補助金制度								
管轄官庁		新・再エネ省 (MNRE) の管轄で、実行機関は Solar Energy Corporation India (SECI)								
目的		<ul style="list-style-type: none"> インドにおけるグリーン水素及びその派生製品の生産量の最大化 代替化石燃料に対するグリーン水素及びその派生製品のコスト競争力強化 グリーン水素及びその派生製品の大規模利用の促進 								
予算		INR 1,305億								
Tranche-1 (初回公募)	対象品目		<ul style="list-style-type: none"> グリーン水素 グリーン水素の派生製品 <ul style="list-style-type: none"> グリーンアンモニア (但し、0.1765kg-Green-H2/kg-Green-NH3で換算) その他 (換算のための係数はMNREによって定義) 							
	採用枠	カテゴリ	使用する製造技術の制限無し							
		合計	410,000 MT/annum-H2							
		最大	90,000 MT/annum-H2							
		最小	10,000 MT/annum-H2							
	入札資格		<ul style="list-style-type: none"> 単独又は複数からなるJV・コンソーシアムで入札可能 自己資本が入札する容量に対しINR 15万/ MT以上 (但し、バイオマススペース枠ではINR1.5万/MT以上) 							
	採用評価基準		<table border="1"> <tr> <td></td><td>1年目</td><td>2年目</td><td>3年目</td></tr> <tr> <td>最大補助金レート (INR/kg)</td><td>50</td><td>40</td><td>30</td></tr> </table>		1年目	2年目	3年目	最大補助金レート (INR/kg)	50	40
	1年目	2年目	3年目							
最大補助金レート (INR/kg)	50	40	30							
補助金の配布		<ul style="list-style-type: none"> LoAから30か月以内に製造設備を完成 グリーン水素の製造開始から3年間に渡り補助金を配布 補助金は、(申告補助金レート) × (採択容量 or 実際の製造量の低い数値) により毎年算出 								
余剰枠		<ul style="list-style-type: none"> 採用枠が余った際は次のTrancheへ繰り越し (但し、バイオマススペース枠がTranche-2で余った場合は制限無し枠への移行の可能性有り) 								

図 2.3.7-2 : グリーン水素製造に対する PLI 制度の概要 (政府発表を基に NRI 作成)

初回の公募では、グリーン水素の製造量に対して入札を実施したが、今後 SECI が需要を集約しその需要に対してグリーン水素を供給する方式についても検討が進んでいる。

下記図には 2024 年 1 月 9 日に SECI のホームページで発表されたグリーン水素製造に対する公募の落札結果が示されている。電解装置の PLI とは異なり、公募者は自身で年間の必要な補助金額を申請し、申告した平均補助金の低い順番から枠が割り当てられる。よって、Sembcorp や Avaada、GH4INDIA 等は他社よりも平均補助金申請額が高かったために、今回採用から外れている。

表 2.3.7-3 : グリーン水素製造に対する PLI 制度落札者一覧 (Capacity allocation under RfS for Selection of Green Hydrogen Producers for setting up of production facilities for Green Hydrogen in India under SIGHT Scheme (Mode-1-Tranche-I) より興和作成)

Bucket-1: 使用する製造技術の制限なし					
No.	落札者		年毎に希望される補助金 (Rs./kg)	補助金額の平均 (Rs./kg)	

		提出された製造 容量 (MT/年 間)	Year 1	Year 2	Year 3		最大補助金割り 当て (MT/年間)
1	UPL Limited	10,000	0	0	0	0	10,000
2	CESC Projects Limited	10,500	0	0	0	0	10,500
3	Reliance Green Hydrogen and Green Chemicals Limited	90,000	0.03	28.32	28.35	18.9	90,000
4	Welspun New Energy Limited	20,000	0	30	30	20	20,000
5	HHP Two Private Limited	75,000	50	25.13	0	25.0433	75,000
6	Torrent Power Limited	18,000	25	34.1	27.57	28.89	18,000
7	ACME Cleantech Solutions Private Limited	90,000	50	40	0	30	90,000
8	Greenko ZeroC Private Limited	90,000	50	40	0	30	90,000
9	JSW Neo Energy Limited	10,000	50	40	14	34.6667	6,500
10	Sembcorp Green Hydrogen India Private Limited	36,000	49.5	39.5	19	36	-
11	Avaada GreenH2 Private Limited	90,000	49	39	29	39	-
12	GH4INDIA Private Limited	10,000	50	40	30	40	-
合計		549,500			1,200		410,000

Bucket-2: バイオマス製造							
No.	落札者	提出された製造 容量 (MT/年 間)	年毎に希望される補助金 (Rs./kg)			補助金額の平 均 (Rs./kg)	最大補助金割り 当て (MT/年間)
			Year 1	Year 2	Year 3		
1	Bharat Petroleum Corporation Limited	2,000	30	30	30	30	2,000
合計		2,000			1,200		2,000

2.3.8 省エネ法の改正 (Energy Conservation Act 2022 Amendment)

省エネ法は電力省によりエネルギーの効率的及び有効的な利用を定めた法律で、グリーン水素の利用推進も考慮した改正が 2022 年 12 月に行われた。特に大きな変更点としては、中央政府が異なる産業に対してグリーン水素、グリーンアンモニア、バイオマス、エタノールなどの非化石燃料の利用義務を設定できるようになっている点である。鋳業、鉄鋼、セメント、繊維、化学、運輸などの業界は中央政府によ

って指定される一定割合の非化石燃料を消費しなければならない。規定に違反した場合、違反ごとに最大 INR100 万円の罰金が課せられる。加えて石油価格の 2 倍を支払う追加罰金も設定される。

その他にも中央政府がカーボנקレジット取引制度を導入し、カーボנקレジット証書を発行することが可能となっており、今後政府がグリーン水素を含むグリーンエネルギーの導入を促進する土台を作っている。

2.3.9 カーボנקレジット取引

● 国内カーボנקレジット取引市場の構築

インドにおけるカーボנקレジット取引について近年、政府による本格的な導入意向が見られる。前項に示した 2022 年 12 月に行われた省エネ法の改正において、政府にカーボנקレジット取引の枠組みの設定と証書の発行権限が設定され、その後 2023 年 5 月にカーボנקレジット取引制度の導入意向を発表、2023 年に電力省により Carbon Credit Scheme 2023 が発表された。公表されている内容は大枠のみで、排出量の対象となる業界や詳細な制度運用については現在も検討が進んでいる。本制度開始の時期について明確な時期は言及されていないが、2026 年には完全導入されるとの見方がある。

以下に、Carbon Credit Scheme 2023 の概要を示す。

➤ 主要な取り組み

- 特定の業界に対し排出量の削減義務を設定する。対象は政府によって決定される。
- Indian Carbon Market (ICM) の設置にとりカーボנקレジット証書の取引を可能とする。

➤ カーボנקレジット証書の取引

- 証書は中央電力委員会（CERC）に認証された電力市場にて取引される。

➤ 関係機関と役割

- 省エネ庁（電力省の組織）：ICM の管理機関であり、排出量の予測および義務対象の排出目標を検討する。
- Grid Controller of India Limited (GCIL)：ICM の登録を担当し、取引の記録を管理する。
- 中央電力委員会（CERC）：カーボנקレジット取引の規制を担当する。
- 環境・森林・気候変動省：省エネ庁による義務対象および削減目標の推奨を貰い、その内容を発表する。

● これまでのインドにおけるカーボנקレジット取引

これまでインドでは京都議定書において定められたグリーン開発メカニズム（CDM）およびボランタリーカーボנקレジット市場における取引も存在している。これら制度に関して参考情報として以下に示す。

➤ グリーン開発メカニズム

- 京都議定書の要求及び UNFCCC により定められたガイドラインにより規制される市場
- Certified Emission Reductions (CERs)が発行され、UNFCCC を通じて取引

➤ ボランタリー市場（VCM）

- UNFCCC や特定の国によって運用される制度以外の市場
- 排出量のオフセットを望む個々の需要家が任意で購入。取引はブローカーや取引所、直接取引により実施。
- インドで見られる主要な制度は Verra と GS4GG の 2 種類。

表 2.3.9-1：各制度の概要（NRI 整理）

制度	概要
クリーン開発メカニズム (CDM)	<ul style="list-style-type: none"> • 各国の排出目標達成を支援し、民間部門および発展途上国による排出量削減への貢献を推進するため、京都議定書において設定された取組の一つ。 • CDM では途上国における排出削減・除去プロジェクトが CER を獲得し、それを先進国へ販売する事で販売国の排出目標へ貢献できる。
Verra (Verified Carbon Standard VCS)	<ul style="list-style-type: none"> • Verra（以前は VCS）は世界で最も広く使用される任意の GHG 認証制度であり、2006 年に開始している。 • 制度により認定されたプロジェクトは排出量の削減・除去を取引可能な炭素クレジットに変換できる。 • 70 か国以上で約 1,600 件のプロジェクトが登録されており、3 億 8,000 万以上のクレジットが発行されている。
GS4GG (Gold Standard)	<ul style="list-style-type: none"> • WWF およびその他の国際 NGO によって 2003 年に設立された制度。 • 脱炭素社会を目指すサステナブルな開発の推進に力を入れ、一定の基準を満たすプロジェクトのみを認証している。 • 80 か国以上で 1,400 以上のプロジェクトを展開している。

2.3.10 政府によるグリーン水素の輸出に対する他国との連携

インド政府は他国との協力を通じたグリーン水素利用の推進も進めている。特にグリーン水素の輸出を重視しており、欧州のフランスやドイツ、イタリア及びアジアの韓国や日本、シンガポールとグリーン水素の供給について議論を進めている。その他にもオランダやオーストリア、スウェーデン等の国も輸出対象として検討したいと考えている。グリーン水素の供給以外にもグリーン水素のインフラ開発のため中東のサウジアラビアやアラブ首長国連邦及びオーストラリアとも議論をしており、インド政府は他国との協業により、供給先の確保に加え、規制・標準の確立などにも取り組んでいる。

主なインド政府による他国との取り組み：

A) ドイツ：Indo-German Green Hydrogen Task Force

- グリーン水素の製造・利用・貯蔵・流通の連携強化を目的としたタスクフォース。
- タスクフォースを通じてプロジェクトの枠組みの構築、規制と標準の設計、貿易と研究の実施を進める。

B) フランス : Indo-French Green Hydrogen Development Roadmap

- グリーン水素の信頼性が高く持続可能なバリューチェーンを確立するために、フランスとインドの水素エコシステムを統合することを目的とする。
- 取り組みを通じて、規制枠組みの確立、認証方法の開発、水素技術の向上のための研究開発の促進、産業パートナーシップの支援の実施を進める。

C) 日本 : India-Japan Joint Carbon Credit Mechanism 等

- 日本がインドからグリーン水素および炭素クレジットを購入するための、炭素クレジットメカニズムの合意を進める。
- 水素輸送に関する安全規制についての合意を目指す。
- 2022 年にグリーン水素も対象に含まれる日印クリーンエネルギーパートナーシップを締結している。

2.3.11 グリーン水素の課題

認証プロセスにおける課題

インドにおいてグリーン水素の製造における定義は発表されているものの、具体的な認証プロセスが発表されていないため、グリーン水素の認証として何をエビデンスとする必要があるかは現状分かっていない。一方、セクション 2.3.3 にて示した通り、MNRE はインドでの利用や補助金を申請するために準拠するものとして基準を 2kg-CO₂ eq/kg-H₂ と明確に示しており、輸出を目的とした場合は、輸出事業を実施する企業が需要地における基準へ対応する必要があると考えている。そのうえで、**MNRE は他国と協力し基準や管理方法の方向性の統一を模索しており、認証の枠組みは補助金の支給時には明確化する必要があることから今後 1 年で明確化されるとの見立てである。**

また、グリーン水素製造者にとっての課題は、長期的なオフテイク先を探すことである。India Hydrogen Alliance（産業界を中心に立ち上げられた水素商用化を目指す団体）によると、グリーン水素の補助金や公共セクターによる需要のアグリケーションと水素購入義務化、カーボン市場の構築による輸出の仕組みづくりなどがグリーン水素ハブの商用化を加速させるとしている。

2.3.12 インドでのグリーンアンモニアの位置づけ

Niti Aayog が発表した 2030 年におけるインドで製造したグリーン水素の利用用途の予測によると、その約 6 割はグリーン水素又はその派生物として国外に輸出することが想定されている。また、その中でグリーンアンモニアは上記の想定されている派生物の約 6 割（全体の 34%）の輸出が想定されており、インド政府の考え方として輸出材料としての位置づけが強い。政府は輸出を奨励していることから、国内需

要を含むグリーン水素・アンモニアの需要が増えた場合はより生産量を拡大していくと思っており、アンモニアの輸出を制限しないということは明確である。

今後グリーン水素の価格が低下し、グリーン水素を利用した肥料を国内で製造することで輸入割合を低減できる可能性が考えられており、2034 年度にはアンモニアベースの肥料の輸入を全て置換する目標を設定している。

2.4 Gujarat 州以外のグリーン水素に対する各州政府による取り組み

中央政府による National Green Hydrogen Mission の発表以降、州レベルでの取り組みも開始されている。本プロジェクトが実施される Gujarat 州ではグリーン水素戦略を模索中であるが、現在 2 つの州ではすでに発表されており、他の州でも同様に戦略の導入の検討が進んでいる。州が発表する Green Hydrogen Policy では州政府が目指す目標やそれを推進するための枠組みが示されている。

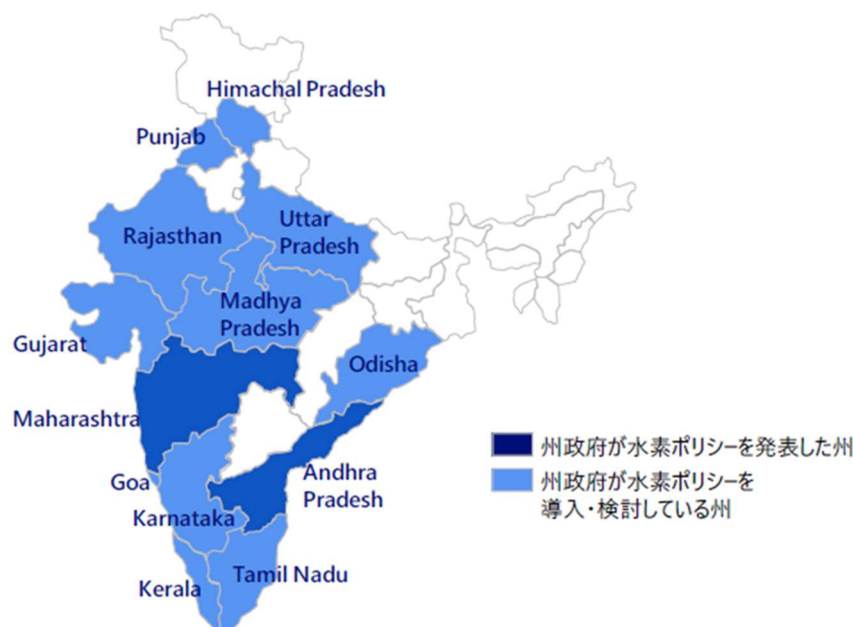


図 2.4-1 水素ポリシーの導入状況（政府発表を基に NRI 整理）

➤ Andhra Pradesh 州の Green Hydrogen Policy

今後 5 年間でグリーン水素のエコシステム構築を支援する事で年間 50 万トンのグリーン水素と 200 万トンのグリーンアンモニアの製造を目標とした水素戦略を 2023 年 6 月 20 日に発表した。

グリーン水素事業に対する主なインセンティブ

- 州内におけるグリーン水素・アンモニアの販売に対し GST の 100%償還（5 年間）
- グリーン水素製造に消費した電力の電力税の 100%免除（5 年間）
- 州内の再エネ発電から調達した電力の州内送電料金の 25%償還（5 年間）

- グリーン水素製造の為に開発される再エネ発電の州送電網への接続の優先承認
- 土地の優先割り当て（リース料金は初年度 INR31,000/エーカー）と、土地利用用途の書き換え費用や印紙税の免除

➤ Maharashtra 州の Green Hydrogen Policy

2030 年迄に年間 50 万トンのグリーン水素製造を達成し、州をグリーン水素製造・輸出および産業の脱炭素化のリーダーになる事を目標とした水素戦略を 2023 年 7 月 4 日に発表した。

**表 2.4-1 : Maharashtra 州の Green Hydrogen Policy まとめ
(州の発表を基に NRI 整理)**

支援項目	再エネ発電（単一）	再エネ発電（ハイブリッド）	アンカープロジェクト※
送電料金の免除	50%（10 年間）	60%（10 年間）	50%（20 年間）
クロスサブシディ料金の免除	免除	免除	今後詳細発表
電力税の免除	100%（10 年間）	100%（10 年間）	今後詳細発表
その他	プロジェクトで使用する土地に対し各種税金の免除		

※アンカープロジェクトは合計で年間 5 万トンの製造量までの初めの 3 案件を指す。

Green Hydrogen Policy の導入に加えて、実証実験やグリーン水素製造プロジェクトの承認等の活動も近年進み始めている。下記図はグリーン水素の活動が見られる主要な州を示している。

**図 2.4-2 州におけるグリーン水素のポリシー発表と活動事例
(政府発表、公開記事を基に NRI 整理)**

州	概要 [発表年]	
Andhra Pradesh	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 今後 5 年間でグリーン水素を 0.5MTPA、グリーンアンモニアを 2MTPA 生産することを目標とした Green Hydrogen and Green Ammonia Policy-2023 を導入。
	活動	<ul style="list-style-type: none"> NTPC Ltd. は、Visakhapatnam にある Simhadri 工場で、国内初のグリーン水素マイクログリッドプロジェクトを発注 [2021]。 Amplus Energy Solutions Pvt. Ltd. は分散型グリーン水素プラントの設置に向け AP 州に 1,500 ルピーの投資を計画、州政府と協定を締結 [2023] Ocior Energy India Pvt. Ltd. は、AP 州にグリーン水素・アンモニアプラントを設立するために約 48.6 億ドルを投資、州政府と MoU を締結 [2023]

Assam	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> N/A
	活動	<ul style="list-style-type: none"> Oil India Ltd. は、インド初の純度 99.999%のグリーン水素パイロット・プラントをジョルハット・ポンプステーションに設置 [2022]
Goa	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 州政府はモディ首相が掲げる全国的なグレイ、ブルー、グリーン水素政策のビジョンに沿った『水素ミッション政策』を打ち出す予定とコメント [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> 州政府は、2023-24 年度中に、IIT GOA のようなトップクラスの技術機関と協力し、研究開発センターの設立とグリーン水素とアンモニア生成のパイロット・プロジェクトを立ち上げると発表した [2023]
Gujarat	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> Green Hydrogen Policy のドラフトが進んでおり、発表予定 [2023] グリーン水素製造用地貸与のための Land Allotment Policy を発表 [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> Ocior Energy India Pvt. Ltd. はグリーン水素とアンモニアに 4 万ルピーを投資する MoU を州政府と締結 [2023] Gujarat Gas Ltd. と NTPC Ltd. は、インド初のグリーン水素混合プロジェクトを Surat で開始。Kawas 地区の住宅に天然ガスとグリーン水素の混合ガスを供給 [2023] 州政府による土地割り当てのプロセスを開始し、7.75 エーカーの土地をグリーン水素プロジェクト用に確保 [2023]
Haryana	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> N/A
	活動	<ul style="list-style-type: none"> Hygenco Green Energies Pvt. Ltd. は、Hisar に Jindal Stainless Ltd. の製鉄工場向けに供給するためのグリーン水素製造施設を開発中 [2022]
Himachal Pradesh	ポリシー	3 2025 年までに国内初のグリーン州になるという目標を達成するため、州への投資を促進する Green Hydrogen Policy の策定を予定 [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> HLC Green Energy Pvt. Ltd. は、州政府と年間 30 万トンのグリーン水素と 150 万トンのグリーンアンモニア施設の開発に関する MoU を締結 [2023] OIL India Ltd. とグリーン水素プラント建設に関する MoU を締結 [2023]
Karnataka	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 州政府はグリーン水素政策の策定を計画 [2022]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> 州政府は Mangalore にインド初のグリーン水素クラスターを設立する計画で、ACME Solar Holding Pvt. Ltd. 、ABC Cleantech Pvt. Ltd. 、ReNew Power Pvt. Ltd. 、Avaada Group、JSW Green Hydrogen Ltd. 、PETRONAS Hydrogen、O2 Power Pvt. Ltd. の 7 社がグリーン水素製造への投資に関心を示す。そのうち 4 社は州委員会から投資を許可され、3 社は MoU

		締結の段階 [2022]
Kerala	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 2023 年予算で、今後 2 年間で Kochi と Thiruvananthapuram にグリーン水素ハブを設置するためのロードマップを発表、そのために INR 20 億を割り当て [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> N/A
Madhya Pradesh	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー政策内でグリーン水素製造と電解槽製造に適用可能ないくつかの優遇措置について言及 [2022]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> GAIL (India) Ltd. は、2023 年末までにグリーン水素を製造するため Guna に PEM 電解装置を設置し、天然ガスに混合する計画 [2022] Bharat Petroleum Corp. Ltd. は 20 MW のグリーン水素製造装置の設置を計画 [2023]
Maharashtra	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> Green Hydrogen Policy を発表 [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> Waaree Renewable Technologies Ltd. は Mahatma Phule Renewable Energy & Infrastructure Technology Ltd. から BOO ベースの 1MW のグリーン水素プロジェクトの LOI を受注 [2022]
Odisha	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> Renewable Energy Policy 2022 の中で、州政府はエネルギー転換におけるグリーン水素とアンモニアの重要な役割を示し、グリーン水素とアンモニアのエコシステム開発のための個別の政策を打ち出す必要性を示唆 [2022]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> ACME Clean Energy Pvt. Ltd. の Kujanga, Jagatsinghpur にグリーン水素・アンモニアプラント、Koraput と Kalahandi に太陽光発電所を建設する提案を行い、州政府が承認 [2023] Ganjam 地区での Avaada Group のグリーン水素や、Oclor Energy India Pvt. Ltd. のグリーン水素とアンモニアのプロジェクトなど、他のプロジェクトも州政府によって承認 [2023]
Punjab	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー転換計画の一環として、農業残渣を利用して化石燃料の使用量を削減することを目的とした「グリーン水素」政策を打ち出すと発表
	活動	<ul style="list-style-type: none"> NTPC Green Energy Ltd. と HPCL Mittal Energy Ltd. は、再生可能エネルギーの調達に関する協力と、グリーン水素事業およびその派生物における事業機会の探求に関する MoU を締結 [2023]
Rajasthan	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 国内で初めてグリーン水素政策を実施すると発表 [2022] グリーン水素政策は最終ドラフトの段階だが、公表は半年近く遅延 [2023]

	活動	<ul style="list-style-type: none"> Jakson Group は、州政府と MoU を締結し、約 22,400 ルピーを投資し、段階的にグリーン水素とグリーンアンモニアプロジェクトを立ち上げ予定 [2022]。 ACME Group は、Bikaner で世界初のグリーン水素とグリーンアンモニアの統合パイロットプロジェクトを立ち上げ [2022]
Tamil Nadu	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> グリーン水素戦略を発表する方針を示す[2022] 州政府は様々なステークホルダと協議会を開催し、まもなく水素政策がドラフトされる予定 [2023]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> ACME Group は Tamil Nadu で INR 52,474 crore を投じてグリーン水素・アンモニアプロジェクトを開発すると発表 [2022]
Tripura	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> N/A
	活動	<ul style="list-style-type: none"> 政府は、豊富な竹を利用した「グリーン水素」製造の可能性を探る計画 [2023]
Uttar Pradesh	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> 州政府は Green Hydrogen Policy のドラフトを発表し、パブリックコメントを募集 [2022]
	活動	<ul style="list-style-type: none"> Indian Oil Corp. Ltd. (IOCL) は、クリーンエネルギー製品を強化するため、UP 州の Mathura 製油所にグリーン水素プラントを設置すると発表 [2021]
West Bengal	ポリシー	<ul style="list-style-type: none"> N/A
	活動	<ul style="list-style-type: none"> West Bengal Power Development Corp. Ltd. (WBPDC) は、パイロット・プロジェクトとして Durgapur にグリーン水素プラントを設置する計画 [2022]

2.5 インドにおける電力への取り組みについて

2.5.1 グリッド

2.5.1.1 グリッドの強化

インドにおける再エネ発電の急速な普及に伴い、発電した電力を許容できる送電網の確立が求められている。開発が進む再エネ発電の容量と送電網の容量のギャップにより以下のような課題が顕在化している。

➤ 大型ソーラーパークの運転開始が遅延

- 送電網の追加の遅延で送電容量が足りず、完成した大規模発電設備の運転が開始できない。

➤ 自然エネルギーのポテンシャルが高い遠隔地での開発ができない

- インドには太陽光密度が高い遠隔地（例：Ladakh 等）が多いが、送電網の接続性が無いことからそれらの土地を有効利用できていない。

➤ **高頻度の出力抑制**

- 送電網の容量不足に起因して、発電ピーク時に給電指令所（Load Dispatch Centers）より発電事業者へ出力抑制指示が頻繁に発生する。

これに対し、政府は送電インフラのギャップを埋めるため州内送電網と州間送電網に対しそれぞれ強化施策を実施している。また、2022 年 12 月には CEA により 2030 年における再エネ 500GW に向けたグリッドの強化計画を示すレポートが発行されている。

州内送電網（Intra State Transmission）： Green Energy Corridor

- 2015 年に MNRE が発表した再エネ電力の州内送電を対象とした施策であり、52 GW の再エネ電力を送電するため 10 州に 21,600 ckm（circuit kilometres）の送電網の導入を目的としている。
- 実施は 2 フェーズに分けて段階的に計画され、第 1 フェーズは 2015 年に開始し 2020 年までに 9,800 ckm、第 2 フェーズは 2021 年に開始し 2027 年までに 10,800 ckm を導入する計画である。
- 政府は、第 1 フェーズでは送電網の開発を政府系企業である Power Grid Corporation のみが担当していたのに対し、第 2 フェーズでは民間企業を呼び込む事で導入促進を狙っている。

表 2.5.1-1 : Green Energy Corridor 第 2 フェーズにおける民間企業の参画事例（公開記事、企業発表を基に NRI 整理）

Adani	2022 年に GEC 第 2 フェーズにて、Gujarat 州から 3 GW の再生可能エネルギーを送電するための 220ckm の送電線を落札。
	2022 年に GEC 第 2 フェーズにて、Tamil Nadu 州から 1GW の再生可能エネルギーを送電するための 10km の送電線を落札。
Sterlite Power	2023 年に GEC 第 2 フェーズにて Gujarat 州 Bhuj にて 5 GW の再生可能エネルギーを送電するための 335ckm もの送電を委託された。
	2023 年に 300GW 送電計画にて Rajasthan 州 Fatehgarh から 20GW の再生可能エネルギーを送電するための 350ckm の送電線の建設を落札。
ReNew Power	2022 年、Karnataka 州から 2.5GW の再生可能エネルギーを送電するための送電線を落札。ノルウェーの気候投資基金から 49%の出資を受け、9 億ルピーの資金を得た。

2.5.1.2 グリッドの安定化

再エネ発電の普及に伴い送電網の容量に加えて安定化も重要となる。これに対しインドでは蓄電池の利用と揚水発電の利用、発電側の安定供給の 3 つの観点で取り組んでいる。

● 蓄電池の利用

業界団体である IESA (Energy Storage Association in India) によると 2022 年 3 月時点では稼働している蓄電池システムは 8 MWh のみだが、2030 年には 160,000MWh に増加すると予想している。

2023 年 9 月には Battery Energy Storage System (BESS) プロジェクト向けの Viability Gap Funding (VGF) を発表し、合計 4,000MWh に対して競争入札を通じ事業者を採択する予定となっている。この他にも電池セルの PLI 制度が 2022 年に開始しており、リチウムイオン電池の国産化により将来的に蓄電池の経済性が高まる事で蓄電池の導入が進む事も期待されている。

● 揚水発電

グリッドの安定化の方法として政府は揚水発電の開発を進めている。揚水発電はインドの河川を活用できること、蓄電池は現在は輸入技術に依存しており経済的になるまで時間がかかることから、重要な位置づけとなっている。

2023 年 4 月には電力省により揚水発電の開発推進ガイドライン (Guidelines to promote development of Pump Storage Projects) を発行し、揚水発電の導入を進めている。このガイドラインによると現在 8 案件の合計約 4.7GW の揚水発電が稼働しており、4 案件の合計約 2.8GW が建設中、27 案件の合計約 29.9GW がパイプラインとして存在している。そして 2030 年の再エネを支えるための揚水発電の導入目標は 26.7GW としている。

● Round-the-Clock (RTC) 案件

RTC は 24 時間安定して電力供給するという意味で、これらの案件においては発電事業者が再エネ電源を利用しつつ規定の電力を安定供給する事が要求されている。RTC を担保するための方法としては蓄電池に限定されておらず、火力発電の余剰発電電力を使用する事が認められるものも存在している。このことから、RTC 案件については再エネ利用を推進する目的もあるが、発電所側からの安定供給を成立させることにも焦点を当てた取り組みであると考えられる。

2.5.2 電力バンキング制度

前述した電力バンキング制度とは、再エネから発電した余剰電力を配電網に預け、別の時間帯に引き出す仕組みである。インドでは再エネ発電普及のため電力バンキング制度が実施されてきた。この制度がグリーン水素製造に対しても適用されることが期待されており、現状では電力省の Green Hydrogen Policy において「30 日の期間でグリーン水素・アンモニア製造に使用する再エネのバンキングを許可」することと、「バンキング料金は州の電力委員会が設定」することが発表されている。したがって、発電した再エネをバンキング制度を利用し、引き出した電力で製造した水素も、グリーン水素と認められる。

バンキング制度は州ごとの電力状況に依存する事から州政府が運用している。主な州での状況を図 2.5.2-1 及び図 2.5.2-2 に示している。

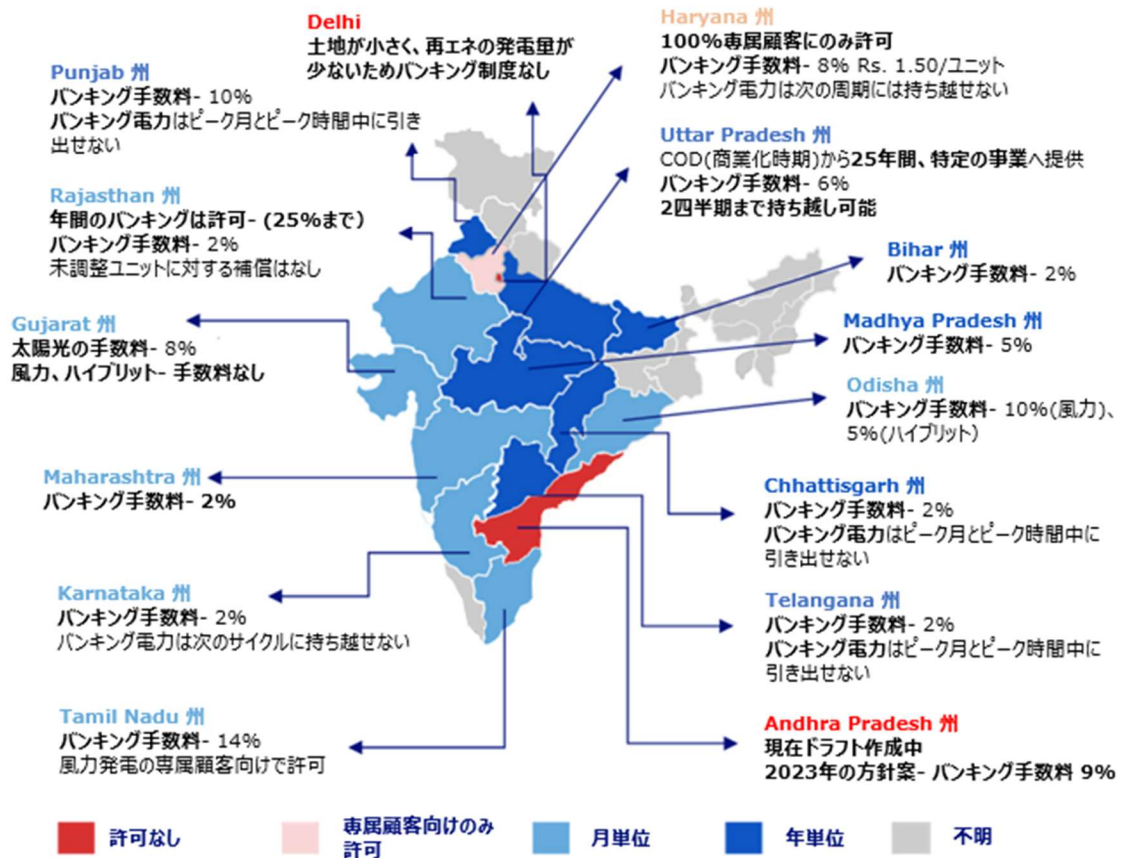


図 2.5.2-1 : 主な州における再エネバンキング制度の概要
(州電力委員会発表・公開情報を基に NRI 整理、興和翻訳)

再エネの普及率の高い州ではバンキング手数料の増加や引き出し条件に制限を設定する等によってバンキング制度の利用を制限する方針も見られる。

図 2.5.2-2 各州における再エネ電力のバンキング制度（州電力委員会発表・公開情報を基に NRI 整理、興和翻訳）

州	バンキングの許可	バンキング可能期間	バンキング手数料	制限	適用ルール	その他
Andhra Pradesh	<ul style="list-style-type: none"> 現在ドラフト作成中。 ドラフトによると 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Monthly 	<ul style="list-style-type: none"> 8% 	<ul style="list-style-type: none"> 風力、太陽光、およびミニ水力発電所にのみ許可されている。 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者が配電事業者からの電力の合計月間消費量の 30%を超えてはならない。 	
Bihar	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Monthly 	<ul style="list-style-type: none"> 2% 	<ul style="list-style-type: none"> ピーク時に電力は引き出せない。 第三者向けに対する規定は発行されていない。 	<ul style="list-style-type: none"> 適応型の消費者に許可されている。 	
Gujarat	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Monthly 	<ul style="list-style-type: none"> 前月または全四半期の詳細に基づいて月次/四半期ごとに決定される。 手数料は、預けられた電力の 8%で種類別に調整される。 	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギー証書（REC）メカニズムを使用するプロジェクトはバンキングが許可されない。 ピーク時に電力を引き出す際には追加料金が必要である。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費者および第三者販売に許可される。 	
Haryana	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Annual 	<ul style="list-style-type: none"> 8% 	<ul style="list-style-type: none"> 預けられた電力はピーク時間帯に引き出すことができません。 	<ul style="list-style-type: none"> 消費者が配電事業者からの電力の合計月間消費量の 30%を超えてはならない。 	

州	バンキングの許可	バンキング可能期間	バンキング手数料	制限	適用ルール	その他
				<ul style="list-style-type: none"> • 預けられた電力は次のサイクルに持ち越すことはできない。 		
Chhattisgarh	<ul style="list-style-type: none"> • 100% 	<ul style="list-style-type: none"> • Annual (4月-3月) 	<ul style="list-style-type: none"> • 2% 	<ul style="list-style-type: none"> • 預けられた電力はピーク機関（6月25日から7月25日、9月10日から10月10日、および3月15日から4月15日）およびピーク時間（午後6時から11時）中に引き出すことはできない。 	<ul style="list-style-type: none"> • 自家消費者および第三者販売に許可される。 • 特定の月に預けられた電力は、年内だと次の月に持ち越すことが許可される。 	
Karnataka	<ul style="list-style-type: none"> • 100% 	<ul style="list-style-type: none"> • Monthly • 持ち越すことができない。 	<ul style="list-style-type: none"> • 2% 	<ul style="list-style-type: none"> • 制限なし 	<ul style="list-style-type: none"> • 自家消費者および第三者販売に許可される。 	<ul style="list-style-type: none"> • Karnataka 州政府は、様々な規制申請を通じてバンキングの提供を中止することを提案している。
Maharashtra	<ul style="list-style-type: none"> • 100% 	<ul style="list-style-type: none"> • Monthly 	<ul style="list-style-type: none"> • 2% 	<ul style="list-style-type: none"> • ピークの時間帯に預けられた電力は、オフピークの時間帯に引き出すことができる。 • オフピークの時間帯に預けられた電力は、ピークの時間帯に引き出すことはできない。 	<ul style="list-style-type: none"> • 自家消費者および第三者販売に許可される。 	<ul style="list-style-type: none"> • 直近の屋上太陽光発電プロジェクトのための発行済みタリフによれば高圧の消費者に対する手数料は7.5%、低圧の消費者に対する手数料は12%です。

州	バンキングの許可	バンキング可能期間	バンキング手数料	制限	適用ルール	その他
Rajasthan	<ul style="list-style-type: none"> 25% 	<ul style="list-style-type: none"> Month（自家発電向けのみ） 	<ul style="list-style-type: none"> 10% 	<ul style="list-style-type: none"> 預けられた電力は、ピーク時間に引き出すことはできない。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費者および第三者販売に許可される。 	<ul style="list-style-type: none"> Rajasthan 州の 2019 年の太陽光と風のハイブリッド政策によれば、ハイブリッドプロジェクトに対してもバンキングが許可されている。
Uttar Pradesh	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Annual 	<ul style="list-style-type: none"> 6% 	<ul style="list-style-type: none"> TOD 単位の決済では、例えば第 Q 四半期に預けられた電力は、それから 2 つ後の四半期（Q+2）以内に引き出すことができる。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費者および第三者販売に許可される。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家用プロジェクト向けのバンキングは、稼働日から 25 年間提供される。
Telangana	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Annual 	<ul style="list-style-type: none"> 2% 	<ul style="list-style-type: none"> 預けられた電力は、ピーク月（4 月 1 日から 6 月 30 日および 2 月 1 日から 3 月 31 日まで）に消費することはできない。 		
Punjab	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Annual 	<ul style="list-style-type: none"> 10% 	<ul style="list-style-type: none"> 預けられた電力は、ピーク期間（6 月 1 日から 9 月 30 日まで）およびピーク時間（午後 6 時から 10 時）に引き出すことはできない。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費プロジェクト向けに許可される。 	

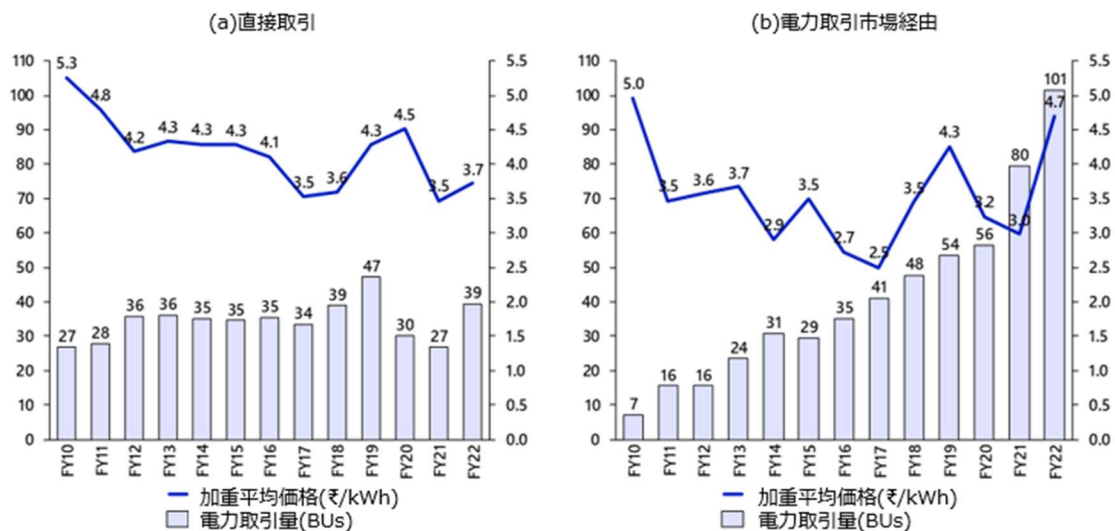
州	バンキングの許可	バンキング可能期間	バンキング手数料	制限	適用ルール	その他
Odisha	<ul style="list-style-type: none"> 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Monthly 	<ul style="list-style-type: none"> 10%（太陽光） 5%（風力・ハイブリッド） 	<ul style="list-style-type: none"> 預けられるエネルギーの量は、月間の合計発電量の 30% に制限される。 預けられた電力は、ピーク時間中に引き出すことはできない。 	<ul style="list-style-type: none"> 自家消費プロジェクト向けに許可される。 	

また、グリーン水素におけるバンキングの制度では輸出を想定したグリーン水素製造の場合、需要地におけるグリーン水素の規制に準拠しない可能性が懸念される。例えば EU では 2030 年以前のグリーン水素製造においては同月内に発電した再エネ電力を使用する事が許容されるが、2030 年以降は同時期内に発電した再エネ電力を使用する必要がある。そのためバンキング制度の条件次第では引き出した電力が EU のグリーン水素の条件を逸脱する可能性が考えられ、EU への輸出を行う場合はバンキング制度の利用が困難となる見方もある。

2.5.3 電力取引市場

インドには電力取引市場が 3 つ存在しており、市場において再エネ電力の売買などの取引が行われている。再エネ電力取引専用の Green Day Ahead Market (G-DAM) 及び Green Term Ahead Market (G-TAM) のグリーン電力取引市場は長期契約にとらわれず、短期での再エネ電力の調達を容易に実現することを目的に運用が開始された。

図 2.5.3-1 は短期契約での電力の取引量を示しており、(a)は直接取引、(b)は電力取引市場経由のグラフである。(b)の棒グラフを見ると電力取引市場を使用した電力取引は毎年増加していることが分かる。



※BU: Billion Unit を指し、Unit は kWh を示す

図 2.5.3-1 : 短期契約での電力取引形態 (a) 直接取引、(b) 取引市場経由
(中央電力委員会レポートより興和作成)

2.5.4 再エネ電力認証

2.5.4.1 インド政府の再エネ電力認証

インド政府は総発電量に占める再エネ比率向上を図り、2006 年に The National Tariff Policy にて **RPO（Renewable Purchase Obligations:再エネ調達義務）制度**を開始した。これは**各州の配電会社などに販売電力の一定の割合を再エネ電源から調達することを義務付けた**ものであり、未達の場合は罰則が設けられるものである。

ただ、州ごとに再生可能エネルギーが均等に分布していない課題などがあるため、2011 年にその課題を乗り越え、RPO に対応するため **REC（Renewable Energy Certificate：再生可能エネルギー証書）制度**を導入した。これは再エネを電力価値と環境価値に分割し、その環境価値分を REC とし、州を越えた取引を可能にすることで再生可能エネルギーの不均等な分布に対応し、州の配電事業者が再エネ電力の調達義務達成を後押しするものである。現在はさらなる再エネ発電の導入を促進するため制度を見直し運用されている。

- REC（再生可能エネルギー証書）
 - 再生可能エネルギーの環境への貢献価値を指す。
 - 1 証書あたり 1MWh の再エネ環境価値を示す。
 - 証書所有者は公的に再エネを購入したことが証明される。
- REC の扱い
 - 証書は 2011 年より市場で自由に販売、トレードされている。
 - 発電者の場合は自ら発電した分保持する場合もある。
 - 証書に対して監査が行われている。
 - REC 制度では、再エネを電力価値と環境価値に分割。その環境価値分を REC とし、州間の取引を可能にすることで再生可能エネルギーの不均等な分布に対応し、各州の RPO 達成を後押しする。
- 電力と REC の流れ
 - 再エネ発電事業者は再エネ電力を直接クリーンエネルギーとして取引するか、REC 制度を利用し電力と再エネ価値を分離して取引する事ができる。

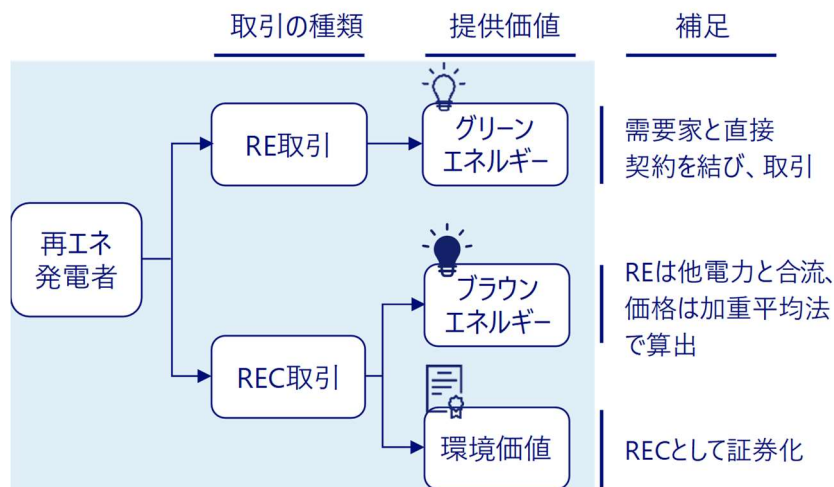


図 2.5.4-1 : 再エネ電力と証書の取引形態 (NRI 作成)

REC 取引の基本情報 :

➤ 主な取引市場

- Power Exchange of India Ltd. (PXIL) : 2008 年にムンバイにて設立
- Indian Energy Exchange Ltd. (IEX) : 2008 年にデリーで設立
- 上記の取引市場での取引に加え、直接取引 (Bilateral Trade) も近年可能となった。

➤ 関連ステークホルダー

- 売り手
 - 再生可能エネルギー発電者
- 認定機関
 - State agency-Accreditation
 - Central agency-Registry
 - NLDC (National Load Despatch Center) , Grid India-Issurance
- 買い手
 - RPOs (REC 購入の 99%)
 - DISCOMs (州政府の小売・配電公社) 約 6 割
 - Captive consumers/Open access consumers(鉄鋼・セメント・化学の企業など) 約 4 割
 - 自発的購入者
- 取引価格
 - 原則市場価格で決定され市場での需要と供給で取引価格が決定。

2.5.4.2 国際規格の I-REC

インド政府が運用する REC とは別で国際規格の I-REC も存在しており、インドにおいても証書の発行と取引が可能である。I-REC とは、世界中の再生可能エネルギーをトラッキングできる制度であり、現在 53 か国が参加している。インドでの発行者は GCC (Green Certificate Company) が行っている。

➤ 取引

- 北米の RECs や欧州の GoO RECs での取引を参考にし、国際水準のトラッキングシステムを提供。
- 取引価格は市場価格で決定するが、I-REC の取引は公開取引市場では無く、プラットフォーム上のマッチング方式を使用。

➤ 主な購入者

- RE100 等に参加し、脱炭素を進めるグローバル企業。インドでの I-REC 購入企業例としては、CISCO (2018)、Danske Bank (2017) 等が挙げられる。

2.6 Gujarat 州における水素への取組

今回のプロジェクトを実施する Gujarat 州は、インド北西部に位置し、北西はパキスタン、南西はアラブ海、北東は Rajasthan 州、東は Madhya Pradesh 州に接している。州面積は 19.6 万 km² (全国土の 6.0%に相当)、州人口は約 6,500 万人 (全人口の 7.7%に相当) である。同州出身であるモディ首相は 14 年にわたり州知事を務めていたことで知られ、在任時に電力や道路などのインフラ整備を進めたほか、国内外の企業の誘致に取り組み、爆発的に経済成長をもたらした。

以下、項目ごとに Gujarat 州における関連政策について記す。

2.6.1 Gujarat 州におけるハイブリッド再エネパークの開発

Gujarat 州では 2020 年 12 月に世界最大級の再エネパークの開発が発表されている。これは Gujarat 州におけるウエストランド (未利用地) を活用し再エネ発電を開発するもので、ポリシーの枠組み内でインド・パキスタンの国境付近の土地を割当てており、その土地は約 100,000 ha 規模となっている。再エネパーク内は太陽光と風力のハイブリッド発電を行うゾーン 1 と風力発電のみを行うゾーン 2 に分かれており、合計発電容量は 27.7 GW となる。ゾーン 1 の開発には 5 社のデベロッパーが割り当てられており、ゾーン 2 の開発は SECI が担当している。開発タイムラインは土地へのアクセス道路の完成 (2021 年 12 月) から 3 年以内に 50%、5 年以内に 100%を予定している。図 2.6.1-1 にプロジェクトの概要を示す。

項目	説明				
発表日	2020年12月15日（30GWのパーク開発）				
管轄機関	Gujarat Power Corporation				
場所	Khavda (Kutch付近) のインド・パキスタン国境付近				
開発規模	27.7 GW				
完成予定	2024年12月（50%）、2026年12月（100%）				
土地	種類	ウエストランド（防衛省の管轄地）			
	面積	72,600 ha（割当分）、100,000 ha（合計）			
割当状況	項目	合計	デベロッパー	割当土地面積	発電規模
	ゾーン1	発電形態：ハイブリッド（太陽光＋風力） 土地面積：49,400 ha 発電規模：24,700 MW	Adani Green Energy	19,000 ha	9,500 MW
			Sarjan Realities	9,500 ha	4,750 MW
			NTPC	9,500 ha	4,750 MW
			Gujarat Industries Power Corporation	4,750 ha	2,375 MW
			Gujarat State Electricity Corporation	6,650 ha	3,325 MW
	ゾーン2	発電形態：風力発電 土地面積：23,000 ha 発電規模：3,000 MW	Solar Energy Corporation of India	23,000 ha	3,000 MW




図 2.6.1-1： Gujarat 州：Hybrid Renewable Energy Park 概要（公開情報を基に NRI 整理）

2.6.2 Gujarat 州グリーン水素製造拠点の開発

Gujarat 州では Hydrogen Policy の発表に先駆けてグリーン水素プロジェクトに対し土地を提供する Land Allotment Policy を 2023 年 5 月に発表した。土地のリースに求められる条件は以下の通りである。

リース期間

- 土地の賃貸期間は 40 年

製造容量

- 最低年間 10 万トンのグリーン水素生産

申請者の条件

- 少なくとも 500MW の太陽光、風力、または太陽光と風力のハイブリット発電の実績があること。
- 各業界におけるブラウン・グレイ・ブルー水素の消費者で、グリーン水素の年間需要が 10 万トン以上であること。
- 過去 3 会計年度において、年間 10 万トン当たり INR120 億以上の純資産を有すること。

リース条件

- 年間賃料は 1 ヘクタール当たり INR15,000 で、3 年ごとに 15% 上昇する。

- 2 再エネプラントの開発は、契約から 8 年以内に完了しなければならない。その後、3 年以内に発電及びグリーン水素製造能力の 50%、さらにそこから 3 年以内に 100%を達成しなければならない。

2.6.3 Gujarat 州におけるバンキング制度の開発

州ごとに大きく条件が異なる電力バンキング制度であるが、Gujarat 州の運用方針は現在ドラフト中であり、ドラフト内での内容は下記の通りである。

バンキング有無

- 100%バンキング制度の使用が可能。

バンキング期間

- 請求周期単位（例えば、締め日に発電されバンキングされた電力は当日中に消費する必要がある。）

バンキングの手数料

- 手数料は前月/前四半期の明細に基づき、月/四半期ごとに決定される。
- 預けられた電力の 8%で現物調整される。

規制

- 再生可能エネルギー証書（REC）メカニズムに基づくプロジェクトにはバンキングを認めない。
- ピーク時の電力取出しには追加料金が必要。
- ピーク時間：07:00～11:00、18:00～22:00
- オフピーク時間：00:00～07:00、11:00～18:00、22:00～24:00

適用範囲

- キャプティブおよび第三者への販売が可能

3. Adani 社におけるグリーンアンモニア・尿素製造 FS

3.1 グリーンアンモニア製造における構成の最適化検討

グリーンアンモニア製造施設は、一般的に以下の主要なシステムで構成されている。

- a. 再エネ製造システム
- b. 水素製造システム
- c. 水素圧縮システム
- d. 水素貯蔵システム
- e. 窒素製造システム
- f. 窒素圧縮システム
- g. アンモニア製造システム

典型的な製造スキームを図 3.1-1 に示す。

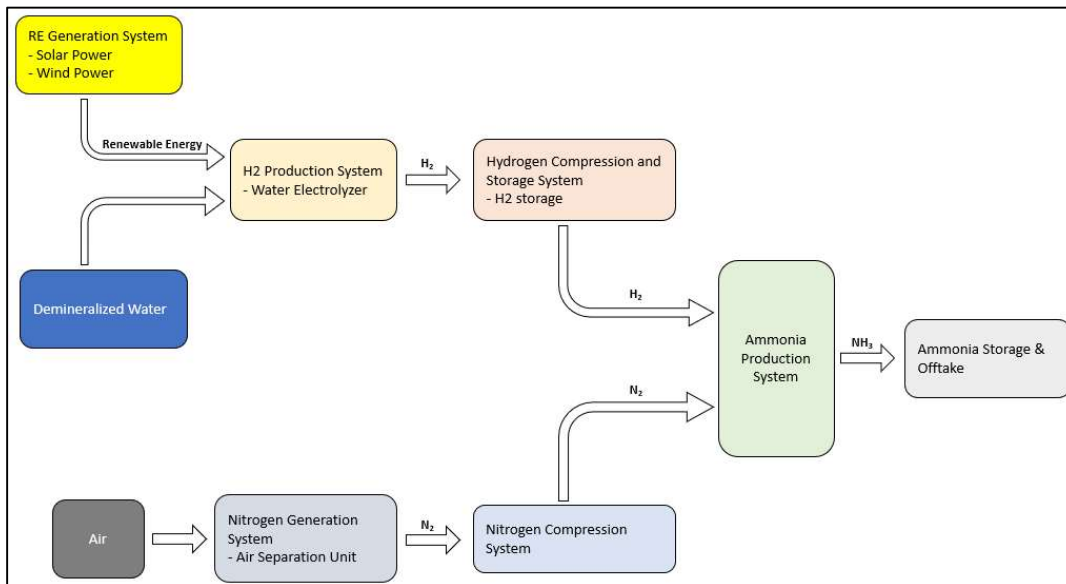


図 3.1-1 : グリーンアンモニアの典型的な製造スキーム (TOYO 作成)

太陽光エネルギーのような再生可能エネルギー(再エネ)を活用するうえで重要な課題の一つは、これらエネルギー供給の変動性がきわめて高いということである。したがって、水素貯蔵システムのようなバッファを考慮して、こうした変動を吸収することになる。さらに再エネの製造、水電解装置と水素圧縮による水素の製造、及びその貯蔵に関連した技術が現在開発途上にあるが、こうしたシステムは高価であり、図 3.1-1 に示す各構成要素の設計を最適化して、グリーンアンモニア製造のフィジビリティを高める必要がある。

3.1.1 グリーンアンモニア生産最適化ツールの使用における最適化のベース

再エネ製造キャパシティやバッファ容量その他を特定するため、最適化ツールを使用した。この最適化は、多くの前提をもとに指標としての LCOA を計算しながら行われる。最適化検討の過程で計算され

た LCOA は実際の LCOA ではない。すなわち、同一の前提に基づいて、様々なパラメータをふりながら得られる結果についての、アップル・ツー・アップル比較を行うために使用するもので、最小 LCOA となる最善のケースを求めることを目的としている。

グリーンアンモニア生産の最適化における検討範囲を図 3.1-2 に示す。本図に示すように、この最適化モデルでは主要な 5 つのユニットを考慮している、さらにユーティリティシステムも考慮している。表 3.1-1 において、それらのユニットを説明する。

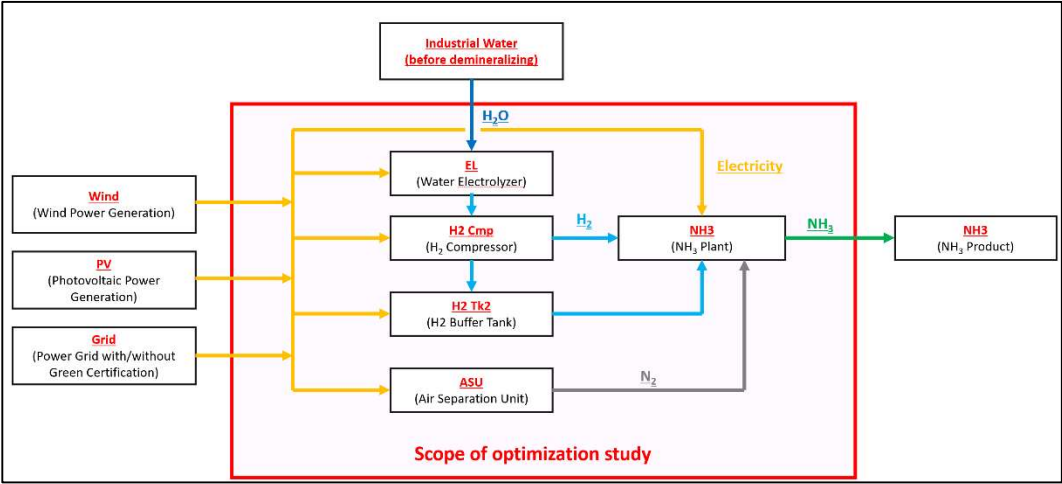


図 3.1.1-1 : グリーンアンモニア生産スキームの最適化検討の範囲 (TOYO 作成)

表 3.1.1-1 : 最適化検討に含めた各設備 (TOYO 作成)

ユニット	含まれる設備
EL	水電解装置
NH ₃	アンモニア合成設備 + アンモニアプロセスエリア内のアンモニア貯蔵設備
H ₂ Cmp.	水素圧縮機
H ₂ Holder	水素貯蔵設備
ASU	空気分離装置 + 窒素圧縮機
その他のユーティリティ(*)	冷却水システム + ポリッシャーシステム + IA/PA システム + フレアシステム

(*) 脱塩水は Adani が供給することが本 FS のベースである。理由としては、能力拡張が必要ではあるものの、同社が既存の脱塩水プラントを所有していることによる。

主要な最適化検討へのインプットを以下に示す。

表 3.1.1-2 : グリーンアンモニア生産スキームの最適化検討の範囲 (TOYO 作成)

最適化検討へのインプット	インプットのベース
グリーンアンモニア生産量は年間で百万トン	Adani、興和、TOYO 間での合意

発電プロフィール、太陽光パワー及び風力パワー価格、工業用水価格	Adani から受領
アンモニア生産のための運転条件、CAPEX、OPEX	TOYO 保有データ

3.1.2 最適化検討の結果

本セクションでは、グリーンアンモニアの年間製造量百万トンに対応した最適プロセススキームに至るまでの、様々なステップとその結果について説明する。

3.1.2.1 ステップ 1 – 再生可能エネルギー源の選定

本検討の最初のステップは、グリーンアンモニアの生産に使用する再エネ源を選定することであった。生産すべきグリーンアンモニアの総量は年間百万トンであり、水電解装置で製造する水素の量も、それに見合う量となる。したがって、水素製造に必要な再エネの量も同様にそれらに見合う量となる。

Adani と以下の情報を踏まえたうえで協議した結果、本 FS における再エネ源としては、100%太陽光パワーとする結論に至った。

- 風力のコストは、太陽光パワーに比して高いことが確認された。
- 現時点で、Gujarat エリアにおける風力発電についての可用性は評価中ではあるが、将来、全再エネの製造を補うために風力を活用するポテンシャルは存在している。

3.1.2.2 ステップ 2 – アンモニア製造プロフィールの検討

アンモニアの年間生産プロフィールは、グリーンアンモニア生産設備の最適化に大きな影響を及ぼす重要なパラメータである。最適化検討を進めるにあたっての重要なステップとしてのアンモニア生産プロフィールを確定するために、図 3.1-3 に示す検討を行った。

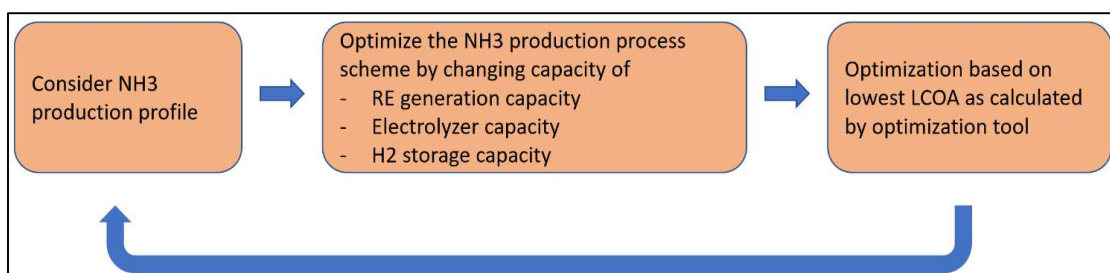


図 3.1.2-1 : アンモニア生産プロフィール及びグリーンアンモニア生産スキームの最適化のための検討 (TOYO 作成)

最適化検討の出発点として複数のアンモニア生産プロフィールを考慮した。例えば、アンモニアプラントを一年 365 日、その銘板キャパシティーの 100%で運転するものとして、検討を開始した。この生産プロフィールに基づいて、再エネ発電、水電解装置及び水素貯蔵設備の最適キャパシティーを特定した。次いで、キャパシティーパラメータを減らすためアンモニア生産プロフィールを修正した。こうした方法により、運転

性や LCOA の観点から最適なアンモニア生産プロフィール及びグリーンアンモニア生産スキームを導き出した。

3.1.3 追加検討

セクション 3.1.2 で構築した計画が最適なものであることを確認するため、以下に説明する追加の検討を行った。

3.1.3.1 太陽光パワーに加えて風力パワーの考察

風力パワーは太陽光パワーに比してコストが高く、また現時点ではその可用性について評価中であるため、最適化検討のベースケースとしてはいなかったが、Adani から受領したプレリミナリーなプロフィールを使って風力を使用する場合のインパクトをチェックするために検討を実施した。

セクション 3.1.2.2 で述べた同一の要領で検討した結果、風力パワーを考慮しても LCOA を著しく低減する結果には至らなかった。太陽光パワーに比して風力パワーの方が、再エネとしての利用率が高いため、水電解装置のキャパシティーは低減し得る。しかし、風力パワーは価格が高いため OPEX としては増加し、風力パワーを考慮しても LCOA に著しいインパクトは与えられないとの結論に至った。さらに、太陽光パワー100%の運転性における優位性からも、セクション 3.1.2.2 の結果が最適であると結論付けた。しかしながら、風力パワーを再エネ源として加えることは、プロジェクト全体の温室効果ガス削減の観点から、さらなる最適化の可能性があると考えられる。

3.1.3.2 バッファースソリューション

上述したように、グリーンアンモニア生産スキームにおいてはバッファード検討が、重要な検討項目の一つとしてあげられる。これは、グリーンアンモニアの製造に使われる太陽光パワーや風力パワーのような変動性再エネに伴う特性である。

まずは、水素ホルダー方式の検討を行った。

TOYO の過去の検討事例により、高圧で水素を貯蔵するほうが低圧で貯蔵するより経済的であることが認められている。最適化検討のプロセスでは、水素貯蔵方式選定のみのための評価を行っており、水素の圧縮、窒素の圧縮、及び合成ガスの圧縮を含む全体論的なアプローチは考えていない。セクション 3.2 では、さらなるスタディとしての水素圧縮機等、貯蔵計画の最終化のために実施した検討について説明している。

一般的に～7 bar のような極低圧での水素貯蔵には球形タンクが考慮される。その理由は、現場における球形タンクの PWHT(溶接後熱処理)を回避するには低圧が好ましいからである。しかしこの検討では、立地面積を狭くするため、より高い圧力の水平ピュレットを選定した。

他の水素貯蔵方式として、グリッド・スケールバッテリー方式がある。このグリッド・スケールバッテリー貯蔵は、再エネの製造が可能な時、製造した一定量の再エネを蓄えるために使用することができ、再エネが利

用できない時、蓄えた再エネを例えばグレイパワーの代わりに利用することができる。しかしながら、TOYO が過去に行ったスタディにおいては、グレイパワーの使用と競争するには、一般的なバッテリー価格を大幅に減らす必要があるとの結果が出ている。これは、バッテリーの製造に使用する鉱物のような材料価格の高騰に基因しているからだと考えられる。したがって、本調査ではバッファとしてのバッテリーの使用は検討対象から外した。

さらに、他の水素貯蔵方式として水素パイプラインが考えられる。

この場合、水電解装置は、アンモニア合成設備とは別の場所に設置される。そのため、製造した水素は、水素パイプラインを使ってアンモニア合成設備まで輸送される。このパイプラインが十分長い場合、そのパイプラインは水素の貯蔵スペースとしての機能を有する。しかし、アンモニアの生産量が少ないと、パイプライン方式の競争力が弱まる。本調査のフェーズ 1 では、アンモニアの年産量は 1 MMTPA であり、このようなキャパシティーの場合、水素貯蔵ホルダー方式が水素パイプライン方式よりも競争力がある。

またキャパシティーが 1 MMTPA のフェーズ 1 の場合、本プロジェクトで多少の追加投資を行うことによって、既存の高圧送電網を使用することができる。その高圧送電網を使用して、再エネを太陽光発電所からアンモニアプロセスエリアまで送ることによって、再エネの送電、並びに水素の輸送と貯蔵を組み合わせたシステムとして、水素パイプライン方式に対する水素貯蔵ホルダー方式の競争力向上に大きく貢献できる。一方、アンモニア生産量の増加を目指す Adani の計画の次なる段階では水素パイプライン方式が考慮されることが想定される。

3.1.3 水電解装置の型式の選定

AEC(アルカリ水電解)、PEM(プロトン交換膜電解)、及び SOEC(固体酸化物電解)のような幾つかの水電解装置に関する技術を本検討の一部として調査した。

技術成熟度レベル (TRL) 、製造コスト、設備性能、及び提供できるサプライヤーのようなパラメータを基に評価した結果、AEC 技術が、技術・経済的観点から見て現時点での最良のオプションであるとの結論に至った。

3.1.4 最適化検討の主な結論

最適化検討の結果、以下の主要なスタディ結果を得た。

- アンモニア生産プロフィール
- 水電解装置への再エネ供給用太陽光パワー発電キャパシティー
- 水電解装置の銘板キャパシティー
- 水素貯蔵キャパシティー
- 窒素製造キャパシティー
- アンモニア合成設備の銘板キャパシティー
- 年間アンモニア生産量

3.2 プレリミナリーなプロセススタディ

セクション 3.1 で実施した検討結果を基に、以下のプレリミナリーなプロセススタディを実施した。

- セクション 3.1 の検討結果を基に、必要とされる水素貯蔵容量を算出したうえで、複数のケースのプロセススキーム、水素圧力に対して水素貯蔵設備、水素圧縮機の CAPEX、OPEX、運転性、安全性等の総合的な比較検討を実施し、水素貯蔵計画を確定させた。
- セクション 3.1 の検討結果を基に、アンモニア生産プロフィール及びグリーンアンモニア合成設備の銘板キャパシティーとデザインベースを確定した。その結果をもとに、アンモニアプロセス技術のライセンスとの合意の後、ライセンス情報の提供を受けた。そのライセンス情報をもとにユーティリティシステム他の設計を行い、経済性評価に必要な CAPEX、OPEX 積算のためのインプットとしての成果物を作成した。
- 上記のスタディ、情報を用いて立地計画を行い、プレリミナリーなプロットプランを作成した。

3.3 サプライチェーン最適化の検討結果

サプライチェーン最適化の検討の一つとして、アンモニア貯蔵設備及び同ローディング設備のキャパシティーの検討を行った。

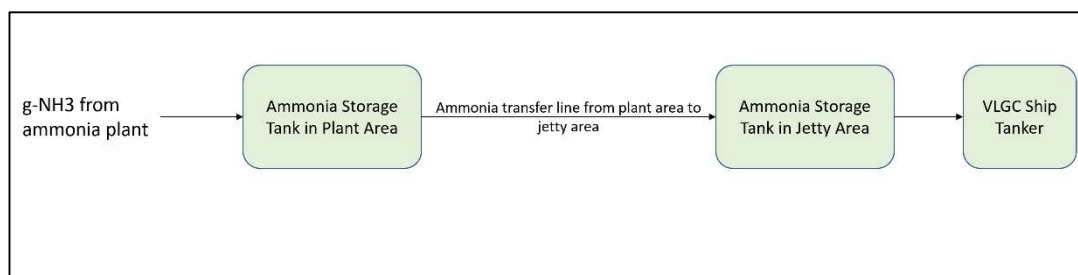


図 3.3-1 : グリーンアンモニアサプライチェーンスキーム (TOYO 作成)

アンモニアは以下のように 2 箇所で貯蔵される。

- グリーンアンモニアプロセスエリア内設置のバッファータンクの働きをするアンモニア貯蔵タンク、及び
- グリーンアンモニア貯蔵/ローディングエリアに設置の、メインなアンモニア貯蔵設備となるアンモニア貯蔵タンク

グリーンアンモニアプロセスエリア内にあるバッファータンクは、グリーンアンモニア貯蔵/ローディングエリアにアンモニアを搬送する際の変動を吸収するために必要なものである。この変動はアンモニア輸送ラインにおけるトラブルか、又はグリーンアンモニア貯蔵/ローディングエリアにあるアンモニア貯蔵設備施設のトラブルによるものと考えられる。

積地における設備検討では、VLGC 型タンカーを想定した。VLGC 型タンカーの容量は 86,700 m³ であるが、これは概略で約 60,000 トンのアンモニア貯蔵に相当する（液体アンモニアの密度を 0.68 トン/m³ と仮定）。

ン/m³と仮定)。しかし本検討では、VLGC の総容量の 85%がアンモニア輸送に使用できるとして、アンモニア輸送に利用可能な容量は 50,000 トンとして検討した。

こうした情報を基にして、グリーンアンモニア貯蔵/ローディングエリアにおけるアンモニア貯蔵タンクならびにローディング設備の所要容量を算出した。

3.3.1 グリーンアンモニア海上輸送計画

インドの Mundra 港(Adani West Port)から、日本までのアンモニア海上輸送について、後述する諸前提を加味し、重油焚きアンモニア輸送船の最適船型・航路を検討した。

(1) 前提条件

今回の検討では本船を市場から調達し、本船は本事業に専従する事を想定している。輸送計画の検討に際し、前提となる定期傭船料は直近過去 3 年間のマーケット平均価格を参照する事とする。定期傭船料に加えて、Voyage Expenditure として港費(入港、水先案内、タグボート、代理店に係る費用)と燃料費(直近のマーケット予想価格を参照)を加味している。尚、運航雑費(保険料、通信費、荷役費、税金)については本船の条件設定により左右する為、今回の検討では考慮しない事とする。

輸送コストに加えて不稼働期間に発生する傭船料、及び燃料コスト(不稼働コスト)を加味して総コストを算定する。但し今回の検討では海上輸送にて要する主なコストを積算しており、船社の利益マージンは考慮していない。また、受入港では前提条件のタンク容量分アンモニアを受入可能と仮定した。尚、陸側のタンク繰りに関しては本船及び陸側の設備の荷役レートなど詳細な条件設定が必要となる為、今回の検討では考慮していない(下記表参照)。

表 3.3.1-1 : 海上輸送費 (海運会社より受領資料を基に興和作成)

費用項目		備考
VOYEX	①港費	入港、水先案内、タグ、代理店に係る費用
	②燃料費	船を動かすために必要な燃油 本検討では直近のマーケット予想価格を参照
	③運航雑費	保険料 貨物保険や運航保険など
		通信費 衛星通信、機器使用
		荷役費 荷降ろし、積付けに係る費用
		税金 輸入品に掛かる税など
傭船料	自社保有船の場合 : CAPEX/OPEXで構成	今回は市場から調達する想定で検討を実施
	市場から調達する場合 : マーケット価格	

※VOYEX:Voyage Expenditure(船を運行する費用)

(2) 試算パターン

上述の前提条件に基づき、海上輸送費に関しては MGC 及び VLGC の 2 パターンにて比較検討を行った。

表 3.3.1-2 : 検討パターン（興和作成）

	揚パターン	アンモニア 年間輸送数量(MT)		船型
		A港	合計	
パターン1	1港揚げ	280,000	280,000	MGC
パターン2	1港揚げ	280,000	280,000	VLGC

(3) 船型諸元

海上輸送計画の検討にあたり、前提となる船型諸元を、以下に記載する。

表 3.3.1-3 : 船型諸元（海運会社より受領資料を基に興和作成）

船型 諸元	船型	タンク容量 (m)	アンモニア積載 可能数量 (MT)	LOA (m)	Beam (m)	Draft (m)
	MGC	38,000	25,200	180	29	11
	VLGC	86,700	50,200	230	37	11

各港湾の水深を確認した結果、喫水制限によるアンモニアの積高制限は無し。

(4) 航海日数

航海日数の内訳は①往復航 ②補油 ③荷役を含む港での日数 ④待ち日数を含む予備日とする。

(5) 検討結果

前述の前提条件にて海上輸送計画を検討した結果を、以下表に記載する。年間 280,000 トンを海上輸送する場合、MGC は 2 隻必要で、総航海数は 12 航海となる。一方、VLGC の場合、受入港のタンク容量を勘案し、必要隻数は 1 隻で、総航海数は 7 航海となる。

表 3.3.1-4 : 海上輸送計画（海運会社より受領資料を基に興和作成）

		MGC	VLGC
パターン		パターン1	パターン2
向け地		A港	A港
輸送数量	トン	280,000	280,000
必要航海数	航海	12	7
ラウンド航海日数	日	38.5	37.5
航海日数	日	462	263
必要隻数	隻	2	1
不稼働日	日	268	102

3.3.2 グリーンアンモニア受け入れ及び貯蔵

液化アンモニア輸送船で輸送されたアンモニアは、ローディングアームを介し貯槽(40,000 トン)へ揚液し、アンモニアタンクにて貯蔵される。貯槽内の移送ポンプにて払出し、気化設備にてガス化させボイラへ供給。貯槽内で発生するアンモニア気化ガス（BOG）は、BOG 圧縮機にて圧縮して再液化し貯槽へ

返送又は、ガス状態のままボイラへ供給。揚液時や機器点検時に発生するパージガスや、安全弁からの放出ガスは除外設備で処理を実施する。

3.4 経済性評価

3.4.1 CAPEX 積算

本調査で行ったスコープと検討の結果得られたそれらの仕様に基づいて、CAPEX 積算を実施した。その設備範囲を以下の図に示す。

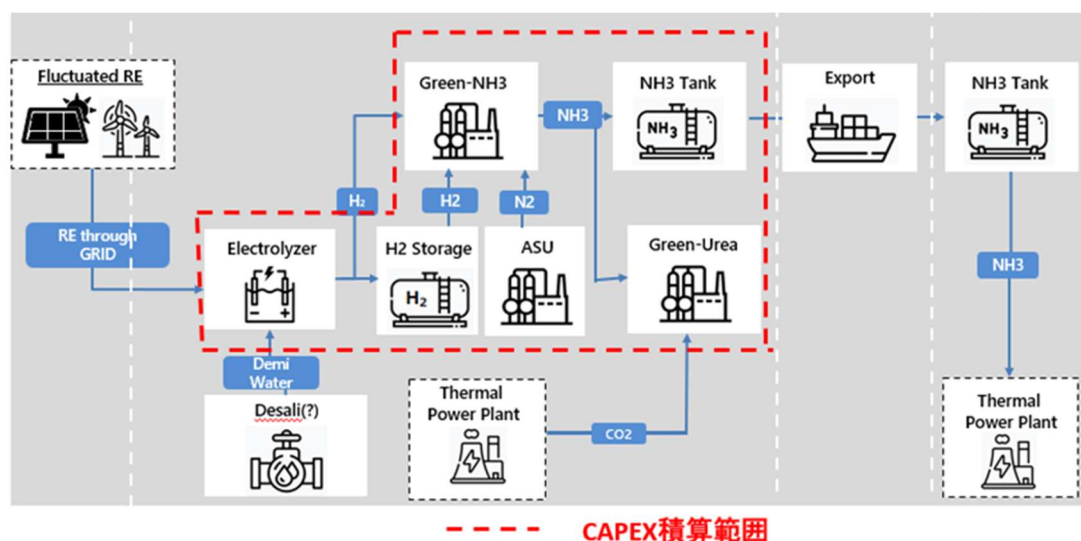


図 3.4.1-2 : CAPEX 積算範囲 (TOYO 作成)

3.4.2 OPEX 積算

本調査では、以下の項目を OPEX の対象として積算作業を行い、その結果が経済性評価のインプットとして使用された。

1. 再エネ電力購入代
2. 系統電力購入代
3. 工業用水
4. ケミカル・触媒
5. 労務費
6. メンテナンスコスト
7. 保険代、他

3.5 グリーンアンモニア・尿素製造設備へのデジタル技術活用

グリーンアンモニア・尿素プラントへのデジタル技術適用として、プロセス制御最適化（アンモニア製造最適化）、O&M の最適化、およびサプライチェーン最適化の切り口で調査した結果を述べる。東洋エンジニアリング株式会社は、自社尿素ライセンスプラントを含む石化プラント向けにプラント運営支援サービスと

してクラウドをベースとした DX-PLANT®を展開しており、後述の各最適化においても活用が可能といえる。

また、アンモニアプラントにおいては後述の通りライセンスである KBR が統合制御システム（Integrated Control System）を提供可能としており、両プラントの運転最適化をシステムで連携し、グリーンアンモニア・尿素プラントとしての操業最適化が可能といえる。

（１）プロセス制御最適化

プロセス制御最適化の観点では、統合制御システムとして再エネ発電量予測および ERP（Enterprise Resource Planning）の生産計画とも連携した、アンモニア製造設備を統合的に最適制御する仕組みをアンモニアライセンスである KBR が提供可能としている。

このシステムは再エネ発電量予測、生産計画を基に、アンモニア生産のための各設備の最適なロードを計算し、各設備のコントロールを行う。具体的には水電解装置による H₂ 製造量、空気分離装置による N₂ 製造量、水素ホルダーへの貯蔵量、アンモニア合成設備でのアンモニア製造量の最適値を算出する。

統合制御システムは、再エネ発電量予測を基にプラント運転を最適化するため、予測精度が高いほど、マージンを減らした運転が可能となり、再エネ比率を向上させ経済価値と環境価値を両立させることが可能になる。

（２）O&M 最適化

O&M 最適化の観点では、プラント O&M に関わるあらゆるデータをクラウドのデジタルプラットフォーム上に集約し、デジタルツイン（仮想プラント）を構築する構想が進められている。デジタルツインでは、関係するステークホルダーのアクセスが可能であり、従来現地でしか得られない情報・データを遠隔からも入手可能とすることで、様々なデータを利活用したプラント O&M の遠隔支援が期待される。また、デジタルツインはステークホルダー間の共創、エコシステムの間となり、ビジネスモデル変革も期待される。

デジタルツインの利用具体例として、以下が挙げられ現場で必要とする人員、特に高度人材の少数化が期待できる。

- クラウド上で操業状況を遠隔監視するとともに、ライセンスに特化した性能計算など現地 DCS ではできない計算や、機器サプライヤー特有の異常予兆検知も可能とし、従来プラントよりも Reliability を高めることが可能といえる。また、異常予兆検知と在庫データ、ERPなどを組み合わせることで、保守最適化も期待できる。
- クラウドにプラント O&M に関わる全てのデータを集約、高度なクラウドリソースを用いて、意思決定に必要な形に変換し、従来よりも高度な意思決定が可能になる。具体的には、従来複数のデータソースからデータを集めて判断していたことが、クラウド上の集約されたデータにより容易かつ高度な判断となることが期待される。また、法規対応や官庁申請業務のためのデータ収集作業の簡略化にもなると考える。
- デジタルツインと連携した現地ロボットの活用も期待される。具体的には、将来的な現地巡回

作業をロボットで代替するための、基盤技術としてのデジタルツイン利用が構想されている。

また、O & M最適化の観点では遠隔操作についても触れておきたい。近年のデジタル技術、セキュリティ技術を用いることで遠隔操作も可能になる。上記のデジタルツイン事例に遠隔操作を組合すことで、熟練運転員がいない地域においても安定、最適なプラント操作が可能になるといえる。つまり、DX-PLANT®では、デジタルツインとバーチャルコントロールルームを形成、それ自体がステークホルダーとの共創、協業の場とすることが可能となる。

（３）サプライチェーン最適化

最後にサプライチェーン最適化の観点では、将来的なカーボンニュートラル要求に対応するためのデータ利活用として CO2 排出量の可視化、カーボンフットプリントの算出・可視化、およびグリーンアンモニア認証のためのデータ管理等が考えられる。複数の企業間のデータ連携には DX-PLANT®などのクラウド上でデータ利活用が必要といえる。

3.6 CO2 削減効果の検討

本セクションでは、オフテイクによる使用を目的として、グリーンアンモニアサプライチェーンにおける Carbon Intensity を計算するために以下の検討を実施した。

- ① インド国内でのグリーンアンモニア生産に伴う Carbon Intensity の計算
- ② インド-日本間海上輸送に伴う Carbon Intensity の計算
- ③ 日本の石炭火力発電所におけるグリーンアンモニア混焼する際に期待される CO2 削減効果

グリーンアンモニアサプライチェーン全体の Carbon Intensity の概要を以下に示す。

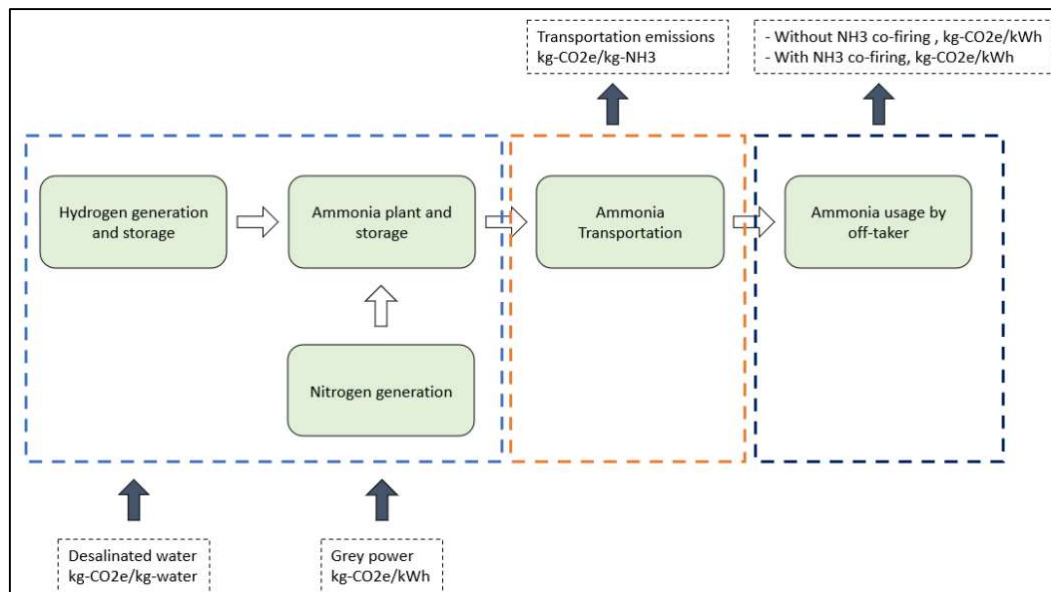


図 3.6-1 : グリーンアンモニアサプライチェーン全体の Carbon Intensity の概要
(TOYO 作成)

ここでは以下の前提のもとで検討を行った。

- ・ インド国内でのグリーンアンモニア製造に基因する直接的な排出について、これはグリーンアンモニアプラントゆえ、プラント自身からの CO2 の直接的な排出はない。アンモニア製造に使用するユーティリティにおいては、グリーンアンモニアプラントの外部から供給されるものがあるため、それらのユーティリティの Carbon Intensity をアンモニア製造の際の間接的な排出として考慮した。また、非再生可能時間帯（夜間のような）にアンモニアプラントを継続して運転するためには、グレイパワーを利用することが必要になり、このグレイパワーの Carbon Intensity も、アンモニア製造の際の間接的な排出として考慮した。
- ・ インドから日本への液体アンモニアの海上輸送に伴い CO2 は直接に排出される
- ・ 日本の石炭火力発電所において CO2 は直接に排出される。

3.6.1 インド/日本輸送による Impact study

本調査では、インド-日本間におけるグリーンアンモニア海上輸送について、重油焚きアンモニア輸送船での輸送を前提としており、輸送プロセスにおいては CO₂ が発生する。本項では海上輸送に伴う CO₂ 排出量について、以下表の通り整理する。尚、CO₂ 排出量は概算燃料消費量に CO₂ 排出係数を乗じて算出した。また、海上輸送に係る前提条件は 3.3.1 に記載した内容と同条件とする。

表 3.6.1-1 : 海上輸送時における CO₂ 排出量（海運会社より受領資料基に興和作成）

		MGC	VLGC
パターン		パターン1	パターン2
向け地		A港	A港
輸送数量	トン	280,000	280,000
必要航海数	航海	12	7
ラウンド航海日数	日	38.5	37.5
航海日数	日	462	263
必要隻数	隻	2	1
不稼働日	日	268	102
1航海当たりの実積載量	トン	23,333	40,000
燃料消費量	トン	10,846	11,056
単位当たりCO ₂ 排出量	トン-CO ₂ / トン-NH ₃	0.12	0.12

アンモニアを年間 280,000 トン輸送した際、MGC の場合、燃料消費量は 10,846 トンとなり、CO₂ 排出量は 0.12(トン-CO₂/トン-NH₃)であった。VLGCに関しては、燃料消費量は 11,056 トンとなり、CO₂ 排出量は MGC と同様、0.12(トン-CO₂/トン-NH₃)という試算結果となった。

3.7 法規、許認可、コード・スタンダード

3.7.1 法規許認可

インドのアンモニアプラントに対する代表的な法令承認項目を以下表記する。

- 1 中央及び各州の汚染管理委員会の環境クリアランス、GOI 及び州政府
- 2 環境省・森林・気象変動(MOEFC)の環境クリアランス、さらに要求があれば GOI
- 3 関連部局、及び州政府（適用可能な場合）による流出物排出承認に対するクリアランス

3.7.2 水素に関する適用可能なコード及び規格

MNRE はグリーン水素の標準と規格のための国家的なフレームワークを勧告するための作業グループを設立した。

インドの国家グリーン水素ミッションの下での試験的およびデモンストレーションプロジェクトの時間制約付きの承認およびグリーン水素のすべての規格規定は、国家ミッションの開始から 12 か月以内に通知される予定であるが、現在 MNRE から発表はない。また、中央および州レベルの関連する標準および規格のデータベースをリストアップするためのポータルを開発する。

水素のバリューチェーンに関連する規格の要約は以下の表に示す。

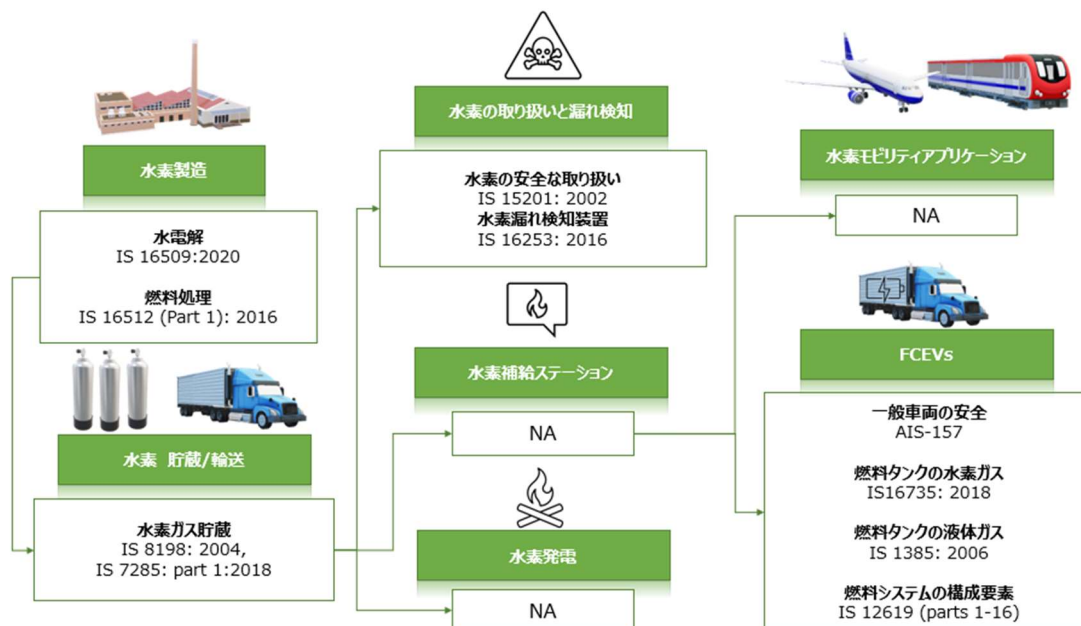


図 3.7.2-1 : 水素バリューチェーンに関連する規格の要約（公開情報をもとに興和作成）

各標準規格に対する主な提案事項を以下に示す。

- 水素製造

グリーン水素製造のための標準の開発は、産業の信頼を高め、普及を促進する。既存の IS 16509:2020 標準は、将来において重要な役割を果たすと期待される固体酸化物電解装置（SOECs）を含むように更新されるべきである。水素の水蒸気改質による製造のための IS 16512 (Part 1) :2016 標準も、天然ガスやバイオマスピロリシスなどの代替手段を含めるように拡充すべきだ。

- 水素貯蔵

水素貯蔵に関する標準は、増加する需要に対応するために更新されるべきである。現行の IS 7285:Part 1:2018 標準では、シリンダーサイズが 400 リットルまでしか対象としていないため、大型シリンダーサイズを含むように拡充することが検討されるべきである。また、液体水素の大量貯蔵に関する標準も、インドで開発および採用されるべきである。

- H2 輸送

水素を安全に輸送するための標準がインドでは不足している。専用のパイプラインを通じた水素の安全な輸送の標準が確立されていない。さらに、金属水素貯蔵、鋼管を使用した水素輸送や変更された天

然ガスインフラ、および水素の海上輸送に関する標準は、ISO 16111:2018 や IGC コード¹等国際標準を慎重に評価した後に開発および採用されるべきである。

- H2 モビリティアプリケーション

インドは、水素推進車両で使用される熱活性圧力解放バルブに関する ISO 19882:2018 を採用するか、独自の標準を開発すべきである。燃料電池モジュール（IEC² 62282-3-100:2019、IEC 62282-5-100:2018、IEC 62282-6-100:2010）、燃料電池搭載航空機（SAE AIR 6464）、燃料電池搭載鉄道機関車（IEC 63341）、および水素燃料内燃エンジン（ICE）に関する標準は、すぐに確立または開発する必要がある。さらに、プロセス熱応用において水素の安全な使用のための機器の運用パラメータおよび設計仕様を定義する標準も積極的に開発されるべきである。

- H2 給油ステーション

インドでは、水素給油ステーションに関する標準が現在不足おり、ISO 19880-1:2020 または CSA/ANSI HGV³ 4.9:20（気体水素供給）および ISO 13984-1999（液体水素供給）を採用することで、国内の要件と気候条件を考慮して水素給油ステーションの安全で効率的な運用が確保される。

¹ International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk)

² 「International Electrotechnical Commission」（国際電気標準会議）

³ CSA（Canadian Standards Association）と ANSI（American National Standards Institute）が共同で策定した規格。HGV は「Heavy Goods Vehicle」(大型貨物車両)

4. 二次利用未承諾リスト

二次利用未承諾リスト		
報告書の題名：	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（インド国・日本とのグリーンアンモニア供給バリューチェーンの最適化並びに日本の技術を活用したグリーン尿素製造に関する事業化調査事業）	
委託事業名：	経済産業省	
受注事業者名：	興和株式会社 東洋エンジニアリング株式会社	
頁	図表番号	タイトル
10	図 2.1.1-1	Climate Action Tracker 年間 CO2 排出量の比較
12	図 2.1.2-1	LT LEDS に示される脱炭素化に向けた 7 つのアプローチ
13	図 2.1.3-1	IEA Energy Outlook 2021 インドの各セクターにおける CO2 排出量
14	図 2.2.1-1	インドにおける現在の水素利用及び今後の動向
15	図 2.2.2-1	Niti Aayog による製造したグリーン水素の利用先
16	表 2.3.1-1	各官庁における施策一覧
19	図 2.3.2-1	National Green Hydrogen Mission のロードマップ
20	図 2.3.4-1	各バリューチェーンにおける短期、中期、長期の取り組み分野
23	図 2.3.7-1	電解装置製造に対する PLI 制度の概要
24	表 2.3.7-1	電解装置の種類別に要求される最低現地調達率
24	表 2.3.7-2	電解装置製造に対する PLI 制度の落札者一覧
26	図 2.3.7-2	グリーン水素製造に対する PLI 制度の概要
26	表 2.3.7-3	グリーン水素製造に対する PLI 制度落札者一覧
29	表 2.3.9-1	各制度の概要
31	図 2.4-1	水素ポリシーの導入状況
32	表 2.4-1	Maharashtra 州の Green Hydrogen Policy まとめ
32	表 2.4-2	州におけるグリーン水素のポリシー発表と活動事例
36	表 2.5.1-1	Green Energy Corridor 第 2 フェーズにおける民間企業の参画事例
38	図 2.5.2-1	主な州における再エネバンキング制度の概要
39	図 2.5.2-2	各州における再エネ電力のバンキング制度
43	図 2.5.3-1	短期契約での電力取引形態 (a) 直接取引 (b) 取引市場経由
45	図 2.5.4-1	再エネ電力と証書の取引形態
47	図 2.6.1-1	Gujarat 州:Hybrid Renewable Energy Park 概要

49	図 3.1-1	グリーンアンモニアの典型的な製造スキーム
50	図 3.1.1-1	グリーンアンモニア生産スキームの最適化検討の範囲
50	表 3.1.1-1	最適化検討に含めた各設備
50	表 3.1.1-2	グリーンアンモニア生産スキームの最適化検討の範囲
51	図 3.1.2-1	アンモニア生産プロフィール及びグリーンアンモニア生産スキームの最適化のための検討
54	図 3.3-1	グリーンアンモニアサプライチェーンスキーム
55	表 3.3.1-1	海上輸送費
56	表 3.3.1-2	検討パターン
56	表 3.3.1-3	船型諸元
56	表 3.3.1-4	海上輸送計画
57	図 3.4.1-2	CAPEX 積算範囲
60	図 3.6-1	グリーンアンモニアサプライチェーン全体の Carbon Intensity の概要
61	表 3.6.1-1	海上輸送時における CO2 排出量
62	図 3.7.2-1	水素バリューチェーンに関連する規格の要約