

研究ノート

発電燃料としての輸入グリーンアンモニア利用の不経済性

インド産低炭素アンモニア輸入計画の費用対効果

作成日：2026 年 7 月 3 日

要旨

日本政府は GX 政策の一環として「水素社会計画」を進め、水素およびアンモニアの利用拡大を重要分野に位置づけている。2026 年 6 月に示された戦略 17 分野の官民投資ロードマップでは、「水素等」について 2040 年度までに 6.2 兆円の官民投資額が掲げられた。本ノートは、その具体例として、インドで再生可能エネルギー由来の水素を用いてアンモニアを製造し、日本に輸入して発電燃料等として用いる計画を取り上げ、費用対効果を検証する。公開資料および報道値に基づく概算では、インドの再エネ電力 1 kWh をアンモニアに転換し、日本の石炭火力で発電して得られる送電端電力量は約 0.20～0.21 kWh にとどまる。石炭火力混焼による石炭代替効果として評価すれば、年 40 万トンのアンモニアによる CO2 削減量は最大限好意的に見ても年間約 70 万トン、15 年間で約 1,056 万トンである。報道される投資額 4,800 億円だけで、15 年間の支援期間に対する CO2 削減費用は約 4.6 万円/t-CO2 となる。さらに、アンモニア価格を 1,000、1,200、1,500 ドル/t とするシナリオで価格差支援を試算すると、支援のみで約 8.3 万～12.9 万円/t-CO2 となる。事業投資額 4,800 億円を社会的に拘束される資本として併せて評価すれば、CO2 削減費用は約 12.9 万～17.4 万円/t-CO2 に達する。これは石炭燃料価格を事実上約 18～24 倍にする水準である。また、仮にこのような高コストな方法で日本の年間 CO2 排出量 10 億トンを削減しようとするれば、年間費用は約 129～174 兆円に達する。この計画は、エネルギー収支、CO2 削減費用、国民負担、国際的な削減効率のいずれから見ても合理性を欠く。政府の水素利用に関する政策は、その費用対効果について十分な事前検討を実施すべきである。

キーワード：水素社会推進法、価格差支援、低炭素アンモニア、グリーンアンモニア、石炭火力、CO2 削減費用、エネルギー収支

目次

要旨	1
1. 問題設定	3
2. 対象事業と制度的背景	3
3. 分析方法と主要諸元	4
4. エネルギー収支：1 kWh は約 0.2 kWh に縮小する	4
5. CO2 削減量：石炭火力混焼として評価した場合の最大値	5
6. 投資額だけで約 4.6 万円/t-CO2	5
7. 価格差支援を含む場合の CO2 削減費用	5
8. 石炭価格換算：CO2 費用は石炭燃料価格を十数倍から二十数倍にする	6
9. インドで再エネを使う場合との比較	7
10. 豪州褐炭水素輸入計画との共通問題	7
11. 政策的含意	7
12. 結論	8
付録 A アンモニア価格設定に関する整理	8
付録 B グリーンウォッシュについて	9

参考文献.....9

1. 問題設定

日本政府は GX 政策の一環として、水素社会計画において水素およびアンモニアを次世代エネルギーとして位置づけている。日本成長戦略会議に提出された戦略 17 分野の官民投資ロードマップでは、「資源・エネルギー安全保障・GX」の項目に「水素等」が掲げられ、2040 年度までの官民投資額として 6.2 兆円が想定されている（内閣府, 2026）。この数値は政府支出そのものではなく官民投資額である。しかし、低炭素水素・アンモニアは既存燃料より高価であるため、価格差支援、電気料金、製品価格、GX 関連負担等を通じて、最終的には国民および需要家に転嫁される可能性が高い。

本ノートが検証するのは、水素社会計画のうち、とくに「海外で水素・アンモニアを製造し、日本に輸入して発電燃料として利用する」計画である。具体的には、インドで再生可能エネルギー由来の水素からアンモニアを製造し、それを日本に輸入して発電燃料、化学品原料、その他産業用途に用いる計画を対象とする。IHI 等 7 社は 2026 年 6 月 30 日、同計画が水素社会推進法に基づく価格差支援制度の認定を取得したと公表した（IHI ほか, 2026）。

本ノートでは、制度上の名称に従う場合は「低炭素アンモニア」と記す。他方、インドにおいて再生可能エネルギー由来の水素から製造されるとされるアンモニアを指す場合には「グリーンアンモニア」と記す。ただし、両者を区別する必要がない箇所では「低炭素アンモニア」と総称する。

報道によれば、同計画は日印企業で約 4,800 億円の投資を見込み、2030 年から年 40 万トン程度のアンモニアを供給する構想である（日本経済新聞, 2026b）。価格差支援の単価、基準価格、参照価格、年間支援対象数量、支援総額は公表情報だけでは確定できない。そのため本ノートでは、公開されている政府資料、国際機関資料、入札・市場情報を用い、計算過程を明示した概算を行う。

結論を先取りすれば、この種の輸入アンモニア発電は、電力を化学燃料に変換し、長距離輸送し、さらに火力発電で電力に戻す経路であるため、物理的に大きな損失を伴う。CO₂ 削減効果は限定的であり、価格差支援を含めると CO₂ 削減費用はきわめて高い。したがって、本計画は高価な輸入燃料を公的補助で人工的に導入する政策になってしまっている。

2. 対象事業と制度的背景

IHI は 2024 年 1 月、インドの ACME グループとの間で、日本向けグリーンアンモニア供給について基本合意したと発表した（IHI, 2024）。その後、2025 年 3 月には、北海道電力、三菱ガス化学、商船三井、みずほ銀行、東京センチュリー等とともに、インドで開発中のグリーンアンモニア製造プロジェクトへの出資検討に関する覚書を締結した（IHI ほか, 2025）。同資料によれば、ACME グループがインド東部オディシャ州で 2030 年までに設備を新設し、年間約 40 万トンのアンモニアを製造する計画である。

2026 年 6 月 30 日の認定取得公表では、IHI、コベルコパワー神戸、住友化学、日本甜菜製糖、北海道電力、三菱ガス化学、UBE の 7 社が、インド由来の低炭素アンモニアを発電燃料、化学品原料、その他産業用途として利用すると説明している（IHI ほか, 2026）。したがって本案件は、純粋な化学原料転換ではなく、発電燃料利用を明示的に含む。

水素社会推進法に基づく価格差支援は、低炭素水素等の価格と、代替される既存燃料・原料の価格との差額を支援する制度である。資源エネルギー庁は、低炭素水素等の利用促進のため既存燃料との価格差に着目した支援を行うと説明している（資源エネルギー庁, 2024）。JOGMEC も、認定を受けた事業者が助成金交付を申請し、交付決定を得る制度であると説明している（JOGMEC, 2026）。

制度設計上の問題は、価格差支援が「高価な燃料を安価な燃料のように見せる」機能を持つ点である。市場で成立しない価格差を 15 年間にわたり公的に補填すれば、民間投資という形式をとっていても、事業の成立は制度的補助に依存する。したがって、政策評価では財政支出だけでなく、拘束される資本、補助金、料金転嫁、製品価格転嫁を含めた社会的費用を評価する必要がある。

表 1 対象事業と政策支援の前提

項目	値	出典・備考
水素等官民投資額	2040 年度までに 6.2 兆円	内閣府（2026）

アンモニア生産量	40 万 t-NH ₃ /年	IHI ほか（2025, 2026）
15 年累計アンモニア量	600 万 t-NH ₃	40 万 t/年 × 15 年
事業投資額	4,800 億円	日本経済新聞（2026b）の報道値
価格差支援期間	15 年	水素社会推進法に基づく価格差支援制度
主な用途	発電燃料、化学品原料、その他産業用途	IHI ほか（2026）

3. 分析方法と主要諸元

分析は二段階で行う。第一に、インドの再エネ電力をアンモニアに転換し、日本で発電するまでのエネルギー収支を計算する。第二に、アンモニアが同じ熱量の石炭を代替すると仮定し、CO₂ 削減量および CO₂ 削減費用を計算する。ここで用いる仮定は、アンモニア発電に対して最大限有利なものとなっている。すなわち、アンモニアの製造・輸送に伴う残余排出、燃焼時の N₂O 等の副次的温室効果ガス、受入設備・発電設備改造の追加費用は、原則として計算に含めない。

再エネ由来アンモニアの製造エネルギーは、IRENA の Innovation Outlook: Renewable Ammonia に基づき、低温電解（アルカリまたは PEM）由来のアンモニア製造で 36 GJ/t-NH₃ とする。IRENA は、現代的な再エネアンモニア合成では 1 トン当たり約 36 GJ を消費し、そのうち水素製造が約 33 GJ を占めると整理している（IRENA, 2022）。

発電側の諸元は、資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループ資料における 2040 年石炭火力アンモニア 20%・50%混焼モデルを用いる。同資料では、石炭火力混焼の発電効率は 43.4%、所内率は 5.6%、アンモニアの低位発熱量は 18.6 MJ/kg、石炭の低位発熱量は 24.80 MJ/kg、石炭価格は 99.1 ドル/t とされている（資源エネルギー庁, 2025）。

CO₂ 排出係数は、IPCC の瀝青炭デフォルト係数に相当する 94.6 kg-CO₂/GJ を用いる（IPCC, 2006）。為替は便宜上 1 ドル=160 円と置く。これは将来の為替予測ではなく、ドル建てアンモニア価格を日本円で評価するための計算上の換算前提である。

表 2 エネルギー収支・CO₂ 削減量計算に用いる諸元

諸元	値	出典・備考
アンモニア低位発熱量	18.6 GJ/t-NH ₃	資源エネルギー庁（2025）
再エネアンモニア製造エネルギー	36 GJ/t-NH ₃	IRENA（2022）
製造段階のエネルギー効率	51.7%	18.6 ÷ 36
液化・貯蔵・輸送ロス	2～5%	本ノートの保守的仮定。ゼロロスの場合も併記
石炭火力発電効率	43.4%	資源エネルギー庁（2025）
所内率	5.6%	資源エネルギー庁（2025）
送電端発電効率	約 41.0%	43.4% × (1-5.6%)
石炭 CO ₂ 排出係数	94.6 kg-CO ₂ /GJ	IPCC（2006）の瀝青炭デフォルト係数相当

4. エネルギー収支：1 kWh は約 0.2 kWh に縮小する

インドで 1 kWh の再エネ電力を用いてアンモニアを製造する場合、アンモニアの化学エネルギーとして残る量は、低位発熱量基準で 18.6/36、すなわち約 51.7%である。さらに、日本で石炭火力に混焼して発電すると、送電端効率は 43.4%×(1-5.6%)=約 41.0%となる。液化・貯蔵・輸送のロスを 2～5%と置くと、日本で得られる電力量は次式で表される。

$$E_{out} = 1 \text{ kWh} \times (18.6/36) \times (0.95 \sim 0.98) \times 0.434 \times (1-0.056) = \text{約 } 0.20 \sim 0.21 \text{ kWh} \quad (1)$$

輸送ロスをゼロと置く最も好意的な場合でも、1 kWh × (18.6/36) × 0.434 × (1-0.056) = 約 0.212 kWh にすぎない。したがって、インドの再エネ電力をアンモニアにして日本で発電する経路では、投入電力の約 8 割が日本で電気として使われる前に失われる。

年 40 万トンの案件規模で見ると、アンモニア製造には年間約 4.0 TWh の再エネ電力が必要である。これによって得られるアンモニアの化学エネルギーは約 2.07 TWh であり、日本での送電端発電量は、輸送ロスを考慮して約 0.80～0.83 TWh、輸送ロスをゼロと置いても約 0.85 TWh である。すなわち、本計画は「インドで約 4.0 TWh の再エネ電力を使い、日本で約 0.8 TWh の電力を得る」計画である。

表3 年40万トン案件のエネルギー収支

項目	計算式	結果
アンモニア製造に必要な電力	40 万 t × 36 GJ/t	約 4.0 TWh/年
アンモニアの化学エネルギー	40 万 t × 18.6 GJ/t	約 2.07 TWh/年
日本での送電端発電量	2.07 TWh × 0.95～0.98 × 40.97%	約 0.80～0.83 TWh/年
輸送ロスゼロの場合	2.07 TWh × 40.97%	約 0.85 TWh/年

5. CO2 削減量：石炭火力混焼として評価した場合の最大値

次に、石炭火力混焼による石炭代替効果として、アンモニアが同じ熱量の石炭を代替すると仮定して CO2 削減量を計算する。アンモニア 1 トンの低位発熱量は 18.6 GJ である。瀝青炭相当の石炭排出係数を 94.6 kg-CO2/GJ とすると、アンモニア 1 トンが石炭を代替して削減できる CO2 は次式のとおりである。

$$18.6 \text{ GJ/t-NH}_3 \times 94.6 \text{ kg-CO}_2/\text{GJ} = 1.76 \text{ t-CO}_2/\text{t-NH}_3 \quad (2)$$

したがって、年 40 万トンのアンモニアによる CO2 削減量は年間約 70.4 万 t-CO2 であり、15 年では約 1,056 万 t-CO2 となる。これは、アンモニア全量が石炭火力燃料を熱量等価で置き換え、かつ製造・輸送・燃焼に伴う追加排出をゼロと見なした場合の最大値である。実際に一部が化学原料や半導体関連用途に使われる場合、発電用途としての石炭代替量はこれより小さくなる。

なお、アンモニアが化学原料として用いられる場合には、比較対象は石炭ではなく既存アンモニアとなるため、CO2 削減量は別途評価する必要がある。本ノートの主たる関心は、発電燃料としての輸入アンモニア利用である。

表4 石炭代替として見た CO2 削減量

項目	計算式	結果
NH3 1t 当たり CO2 削減量	18.6 GJ/t × 94.6 kg-CO2/GJ	1.76 t-CO2/t-NH3
年間 CO2 削減量	40 万 t-NH3 × 1.76	約 70.4 万 t-CO2/年
15 年累計 CO2 削減量	70.4 万 t-CO2/年 × 15 年	約 1,056 万 t-CO2

6. 投資額だけで約 4.6 万円/t-CO2

日本経済新聞が報じた投資規模 4,800 億円を、表 4 で計算した最大 CO2 削減量で割ると、投資額だけで CO2 削減費用は約 4.6 万円/t-CO2 となる。

$$4,800 \text{ 億円} \div 1,056 \text{ 万 t-CO}_2 = \text{約 } 4.55 \text{ 万円/t-CO}_2 \quad (3)$$

ここでの 4.6 万円/t-CO2 は、価格差支援期間である 15 年間における CO2 削減量を分母に置いた評価である。設備が 15 年を超えて稼働する可能性はあるが、本制度が 15 年間の価格差支援を通じて商用サプライチェーンを成立させるものである以上、支援期間内の削減効果に対して投資規模を評価することには政策評価上の意味がある。

この値は下限に近い。なぜなら、ここでは価格差支援、運転維持費、港湾・貯蔵・輸送設備、日本側受入設備、発電所改造費、アンモニア供給設備等を十分には含めていないからである。資源エネルギー庁の発電コスト検証資料も、商用ベースで運転しているプラントが存在しないため、アンモニア燃焼器や発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等のアンモニア供給設備コストを考慮していないことに留意が必要だとしている（資源エネルギー庁, 2025）。

したがって、4.6 万円/t-CO2 という数値は、アンモニア発電の費用対効果を厳しく見積もったものではない。むしろ、製造・輸送・燃焼の残余排出をゼロと置き、設備関連費用も限定的に扱った、アンモニア発電側に有利な下限値である。

7. 価格差支援を含む場合の CO2 削減費用

本節の試算は、インド産低炭素アンモニアを発電燃料として石炭火力混焼に用いる場合の費用対効果を評価するモデル計算である。本計画ではアンモニアが発電燃料だけでなく、化学品原料やその他産業用途にも用いられる予定であるため、実際の価格差支援における参照価格は用途ごとに異なる可能性がある。したがっ

て、以下の試算は政府の実際の支援総額を直接推計するものではなく、輸入アンモニアを石炭火力混焼に用いる場合の政策評価である。

価格差支援は、低炭素水素等の価格と既存燃料・原料の価格との差額を埋める制度である。石炭火力混焼の場合、参照価格となる石炭の熱量等価価格はきわめて低い。資源エネルギー庁の 2040 年モデルでは、石炭価格を 99.1 ドル/t、石炭の低位発熱量を 24.80 GJ/t、燃料諸経費を 2,300 円/t としている（資源エネルギー庁, 2025）。1 ドル=160 円と置くと、アンモニア 1 トン、すなわち 18.6 GJ に相当する石炭価格は、燃料諸経費込みで約 1.36 万円/t-NH₃ にすぎない。

これに対し、インド産低炭素アンモニアの実際の基準価格は公表されていない。したがって本ノートでは、価格設定の詳細な検討は付録 A に回し、本文ではシナリオとして 1,000 ドル/t、1,200 ドル/t、1,500 ドル/t の 3 ケースを置く。1,000 ドル/t は輸入再エネアンモニアとしては低位ケース、1,200 ドル/t は標準ケース、1,500 ドル/t は高位ケースである。これは、現実の輸入再エネアンモニア価格、インドの輸出向けコスト推計、IRENA の現状コスト推計を踏まえたものである。

この前提で、石炭熱量等価価格との差額を 15 年間・累計 600 万トンに適用すると、価格差支援のみの CO₂ 削減費用は約 8.3 万～12.9 万円/t-CO₂ となる。さらに投資額 4,800 億円と価格差支援を社会的費用として合わせて見れば、CO₂ 削減費用は約 12.9 万～17.4 万円/t-CO₂ となる。

表 5 は、価格差支援の総額が数千億円ではなく、1 兆円前後から 1.4 兆円規模に達し得ることを示している。実務上、価格差支援の基準価格が資本費回収を含む場合、投資額と支援額を会計的に単純加算すると一部二重計上を含む可能性がある。そのため本ノートでは「支援のみ」と「投資＋支援」を分けて示している。ただし政策評価としては、投資資源が社会的に拘束され、その事業を成立させるために長期の公的支援が必要になるという点で、双方を併記することに意味がある。

表 5 価格差支援を含む CO₂ 削減費用のシナリオ推計

NH ₃ 価格想定	石炭との差額 円/t-NH ₃	15 年価格差支援 概算	支援のみ 円/t-CO ₂	投資＋支援 円/t-CO ₂
1,000 ドル/t	約 14.64 万円	約 8,783 億円	約 8.32 万円	約 12.87 万円
1,200 ドル/t	約 17.84 万円	約 1 兆 703 億円	約 10.14 万円	約 14.68 万円
1,500 ドル/t	約 22.64 万円	約 1 兆 3,583 億円	約 12.87 万円	約 17.41 万円

8. 石炭価格換算：CO₂ 費用は石炭燃料価格を十数倍から二十数倍にする

CO₂ 削減費用が約 13 万～17 万円/t-CO₂ 程度に上るということの意味は、石炭燃料価格に換算すると明確である。石炭の低位発熱量を 24.8 GJ/t、CO₂ 排出係数を 94.6 kg-CO₂/GJ とすれば、石炭 1 トンを燃焼したときの CO₂ 排出量は約 2.35 t-CO₂ である。

政府の発電コスト検証資料の石炭価格 99.1 ドル/t を 1 ドル 160 円で換算し、燃料諸経費 2,300 円/t を足すと、石炭燃料価格は約 1.82 万円/t である。CO₂ 削減費用が 12.9 万円/t-CO₂ であれば、石炭 1 トンに対応する CO₂ 費用は約 30.2 万円であり、石炭燃料価格を実質約 17.6 倍にする。17.4 万円/t-CO₂ であれば、石炭 1 トンに対応する CO₂ 費用は約 40.9 万円であり、石炭燃料価格を実質約 23.5 倍にする。この数値は、輸入アンモニア発電の不経済性を直観的に示すものである。

仮に、同じ削減単価を日本全体に機械的に外挿すれば、その負担は途方もない規模になる。日本の年間 CO₂ 排出量を便宜上 10 億トンとすれば、12.9 万～17.4 万円/t-CO₂ の削減費用は、年間約 129～174 兆円に相当する。このことは、輸入アンモニア発電を脱炭素の主要手段に据えることの経済的非現実性を示している。

表 6 CO₂ 削減費用の石炭燃料価格換算

CO ₂ 削減費用	石炭 1t 当たり CO ₂ 費用	石炭燃料価格に対する 追加倍率	実質石炭燃料価格 倍率
約 12.9 万円/t-CO ₂	約 30.2 万円/t-石炭	約 16.6 倍	約 17.6 倍
約 14.7 万円/t-CO ₂	約 34.5 万円/t-石炭	約 19.0 倍	約 20.0 倍
約 17.4 万円/t-CO ₂	約 40.9 万円/t-石炭	約 22.5 倍	約 23.5 倍

9. インドで再エネを使う場合との比較

本計画の根本的な非効率性は、インドで発電した再エネ電力を、インド国内で電力として利用せず、アンモニアという化学燃料に変換して日本で再び電気に戻す点にある。インドは依然として石炭火力に大きく依存している。インド石炭省は、石炭がインドの電力の 74% 超を支える重要部門であり、2024-25 年度の石炭生産が 10 億トンを超えたと説明している（Ministry of Coal, Government of India, 2025）。

年 40 万トンのアンモニアを製造するには、インド側で約 4.0 TWh の再エネ電力が必要である。これをインド国内でそのまま使えば、理論上は最大 4.0 TWh 分の石炭火力発電を置き換え得る。ところが、アンモニア化して日本で発電すると、得られる送電端電力は約 0.8 TWh に縮小する。すなわち、同じ再エネ電力を用いながら、電力としての有効利用量は約 5 分の 1 になる。

日本単独の会計では、インド産アンモニアを燃やすことで日本の石炭消費が一部減るように見える。しかし、インド側でその再エネ電力が輸出用アンモニア製造に回るなら、インド国内で石炭火力を減らす機会を失う。日本とインドを一体のエネルギーシステムとして見れば、インドの再エネをインドで使う方が、エネルギー効率および CO2 削減効率の双方で優れている。

インドの再エネを日本向けアンモニア製造に用いれば、日本の石炭輸入はわずかに減るかもしれないが、インド国内で代替されなかった電力需要は、主に石炭火力で賄われることになる。したがって、日印全体で見れば、輸入アンモニア発電はエネルギー利用効率を悪化させるだけである。

10. 豪州褐炭水素輸入計画との共通問題

海外で水素を作り、日本に輸入して利用する構想には先行例がある。豪州ラトロープバレーの褐炭から水素を製造し、液化して日本へ輸送する HESC 構想である。Reuters は 2023 年 3 月、日本政府が同構想の商用実証段階に 2,200 億円の支援を決めたと報じた（Reuters, 2023）。しかし、2024 年 12 月には、川崎重工が 2030 年度までに豪州褐炭由来水素を利用する計画を停止し、当面は日本国内製造水素を用いる方針へ転じたと報じられた。液化水素運搬船の規模も 16 万 m³ から 4 万 m³ に縮小された（Reuters, 2024）。

HESC 公式サイトも、ラトロープバレーのパイロット製造設備が 2025 年 9 月から解体され、2025 年末までに完了予定であると発表している（HESC, 2025）。HESC が示した教訓は、海外で水素を作り、液化・輸送して日本に持ち込むサプライチェーンが、経済的な実施可能性に乏しいということである。

インド産アンモニア計画は、褐炭由来水素ではなく再エネ由来アンモニアである点で異なる。しかし構造は共通している。すなわち、海外の一次エネルギーをいったん水素・アンモニアという化学燃料に変換し、長距離輸送し、日本で再びエネルギーとして利用する。この経路は、輸入燃料としての見かけの多様化を生む一方で、エネルギー収支と費用対効果を著しく悪化させる。

なお、水素・アンモニアの海外サプライチェーンを拡大する動きは本件に限らない。JERA は 2026 年 6 月 30 日、タイ発電公社（EGAT）と水素・アンモニアのバリューチェーン開発で協力する覚書を締結したと発表した（JERA, 2026）。これは個別企業の事業戦略としては理解できるが、公共政策として支援する場合には、エネルギー収支と CO2 削減費用を案件ごとに検証しなければならない。

11. 政策的含意

本ノートの計算から導かれる政策的含意は明確である。第一に、発電燃料としての輸入アンモニアに価格差支援を与えることは、CO2 削減策として費用対効果が低い。年 40 万トンという大規模案件であっても、最大 CO2 削減量は年間約 70 万トンにすぎず、価格差支援を含めれば CO2 削減費用は約 13 万～17 万円/t-CO2 程度に上る。

第二に、価格差支援制度は国民負担を不可視化しやすい。官民投資という表現は、民間の資本投入を含むため一見すると財政負担を小さく見せる。しかし、価格差を長期にわたり公的に埋める制度である以上、当該事業の成立は市場競争ではなく制度的補助に依存する。補助金、GX 債償還財源、電気料金などを通じて、最終的な負担は国民・需要家に移転する。

第三に、再エネ電力は、原則として電力需要地で直接使う方が効率的である。日本が輸入アンモニアを調達することによって日本の排出統計が改善しても、インド側で石炭代替の機会を失うなら、地球全体の削減効率は大きく損なわれる。国際的な脱炭素政策は、国境を越えた排出移転ではなく、世界全体の排出削減量を基準に評価すべきである。

なお、価格が極端に低い「グリーンアンモニア」については、電源の実態を精査する必要がある。火力発電を含む系統電力で水電解を行い、安価な再エネ証書等で帳簿上の再エネ属性を付与するなら、名目価格は低下し得る。しかしその場合、CO₂ 削減策としては機能しない可能性が高い。この点は付録 B で検討する。

12. 結論

日本政府は、GX の名の下に水素・アンモニアを重点分野に位置づけ、2040 年度までに水素等へ 6.2 兆円の官民投資額を掲げている。しかし、少なくとも本ノートで検証したような輸入アンモニア発電は、エネルギー収支、CO₂ 削減費用、国民負担のいずれから見ても正当化が困難である。

インドの再エネ電力 1 kWh を用いてアンモニアを作り、日本で発電して得られる電力は約 0.2 kWh である。年 40 万トンのアンモニア輸入計画では、インドで約 4.0 TWh の再エネ電力を使って、日本で約 0.8 TWh の電力を得るにすぎない。CO₂ 削減量は最大でも 15 年で約 1,056 万トンであり、CO₂ 削減費用は投資額だけで約 4.6 万円/t-CO₂、価格差支援のみで約 8.3 万～12.9 万円/t-CO₂ 程度となる。さらに、事業投資額を社会的に拘束される資本として併せて評価すれば、CO₂ 削減費用は約 12.9 万～17.4 万円/t-CO₂ 程度となる。

このような政策は、安価で安定したエネルギー供給をもたらすものではなく、高価な輸入燃料市場を公的補助で人工的に作る政策である。政府の水素利用に関する政策は、その費用対効果について十分な事前検討を実施すべきである。

付録 A アンモニア価格設定に関する整理

本文では、シナリオとして 1,000 ドル/t、1,200 ドル/t、1,500 ドル/t の 3 ケースを用いた。本付録では、その理由を整理する。

日本政府の発電コスト検証資料は、2040 年のアンモニア価格として海外ブルーアンモニア 478 ドル/t、国産グリーンアンモニア 589 ドル/t を置いている（資源エネルギー庁, 2025）。しかし、これは 2040 年モデルの試算値であり、実際のインド産輸入アンモニアの基準価格ではない。また、国産グリーンアンモニア 589 ドル/t は、BNEF の 2040 年国産グリーンアンモニア製造コストを参照した将来値であり、2030 年代初頭に日本へ輸入される大型案件の価格と同一視できない。

第二に、IRENA は、新設の再エネアンモニアの現状コストを 720～1,400 ドル/t、2050 年には 310～610 ドル/t へ低下すると整理している（IRENA, 2022）。また、海上輸送は距離、燃料費、船型に応じて 45～100 ドル/t を追加し得る。したがって、現状から 2030 年代前半にかけて、輸入再エネアンモニアを 600 ドル/t 前後で安定的に調達できると置くには、相当の技術進歩、資本費低下、低廉な再エネ電源、高稼働率、政策補助が同時に成立する必要がある。

第三に、実際の輸入再エネアンモニアの価格シグナルとしては、H2Global の欧州向け入札がある。Fertiglobe は、欧州着価格 1,000 ユーロ/t、ネット価格 811 ユーロ/t で再エネアンモニアを供給する契約を獲得した（Fertiglobe, 2024; Hintco, 2024）。これは補助制度を前提とした初期市場価格であり、日本向け輸入案件の価格感を考える上で、少なくとも 1,000 ドル/t 程度を低位シナリオに置く根拠となる。

第四に、インドに関する輸出向けコスト推計も 600 ドル/t 台を支持しない。H2Uppp/RWE の調査では、インドの主要港で 600 ktpa 規模のグリーンアンモニアを生産し欧州向けに輸送するケースについて、最適化された Option 4 でも LCOA は 916～1,051 ドル/t、Gopalpur では 933 ドル/t と推計されている。オフグリッド型の Option 1 では、Gopalpur の LCOA は約 1,340 ドル/t である（H2Uppp and RWE, 2025）。

第五に、インド国内の SECI 入札では、グリーンアンモニア価格が 49.75～64.74 ルピー/kg の範囲で発見され、CEEW は加重平均 637 ドル/t、範囲 566～737 ドル/t と整理している（SECI, 2025; CEEW, 2025）。ACME の初回落札価格 55.75 ルピー/kg は約 641 ドル/t と報じられている（Ammonia Energy Association,

2025)。しかし、これらはインド国内の肥料用途向け、政策制度下の 10 年契約価格であり、日本向けの海上輸送、受入設備、長期供給リスク等の価格を含むものではない。

以上から、本ノートでは本文のシナリオを 1,000、1,200、1,500 ドル/t とした。1,000 ドル/t は輸入再エネアンモニアの低位ケース、1,200 ドル/t は標準ケース、1,500 ドル/t は高位ケースである。

付録 B グリーンウォッシュについて

グリーンアンモニア価格が極端に低く提示される場合には、電源の追加性、時間的一致、系統電力の排出係数、再エネ証書の扱いを精査する必要がある。仮に、火力発電を含む系統電力で水電解を行い、安価な再エネ証書(REC)やカーボンクレジットを購入して再エネ由来と称する場合、名目上の価格は低下し得る。しかし、そのようなアンモニアは物理的な排出削減を伴わない可能性が高い。

少なくともインドの Green Hydrogen Certification Scheme は、再エネ証書またはカーボンクレジットに基づく再エネ主張を原則として認めないとしている (MNRE, 2025)。また、インド政府は、グリーン水素を well-to-gate で 2 kg-CO₂e/kg-H₂ 以下と定義している (PIB, 2023)。

電解アンモニアは電力多消費であるため、グリーンウォッシュをしてもアンモニア価格はなお高価になりやすい。IRENA の 36 GJ/t-NH₃ という前提は、アンモニア 1 トン当たり 10 MWh の電力投入に相当する。インドの短期電力市場では、2024-25 年度に電力取引所経由の加重平均価格が 4.93 ルピー/kWh であり、IEX の Day Ahead Market では 79% の取引量が 5 ルピー/kWh 未満であった (CERC, 2025)。REC の加重平均価格は 2024-25 年度で 232.84 ルピー/MWh であった (CERC, 2026)。このため、5 ルピー/kWh の電力と REC を使うだけでも、電力・証書コストはアンモニア 1 トン当たり約 550 ドルとなる。ここに電解装置、窒素分離、アンモニア合成、圧縮・貯蔵、輸送の設備費用等が加わるため、コストは更に高くなる。

インドの排出実態を踏まえると、グリーンウォッシュ型のアンモニアは、かえって CO₂ 排出を増やす可能性がある。インド中央電力庁の CO₂ Baseline Database によれば、インド系統電力の加重平均排出係数は 2024-25 年度で 0.710 t-CO₂/MWh である (CEA, 2025)。この電気でアンモニアを製造すると、10 MWh/t-NH₃ × 0.710 t-CO₂/MWh = 7.1 t-CO₂/t-NH₃ の排出となる。他方、アンモニア 1 トンが石炭を熱量等価で代替して削減できる CO₂ は約 1.76 t-CO₂/t-NH₃ にすぎない。したがって、インド平均系統電力で電解アンモニアを作って日本で石炭を置き換えると、差し引きで約 5.34 t-CO₂/t-NH₃ の排出増となる。つまり、火力電力に証書を付けた「グリーンウォッシュアンモニア」は、名目価格を下げることはできても、CO₂ 削減策にはならない。

参考文献

- Ammonia Energy Association (2025) "ACME: \$641 per ton for renewable ammonia in India," August 1, 2025. URL: <https://ammoniaenergy.org/articles/acme-641-per-ton-for-renewable-ammonia-in-india/>
- CEA (Central Electricity Authority) (2025) CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector: User Guide, Version 21.0. URL: https://cea.nic.in/wp-content/uploads/baseline/2025/12/User_Guide_V_21.0.pdf
- CEEW (Council on Energy, Environment and Water) (2025) "India Must Scale Green Ammonia After Historic Price Discovery," September 19, 2025. URL: <https://www.ceew.in/blogs/india-must-scale-green-ammonia-after-historic-price-discovery>
- CERC (Central Electricity Regulatory Commission) (2025) Report on Short-term Power Market in India, 2024-25. URL: https://www.cercind.gov.in/2025/market_monitoring/Annual-2024-25/Preface.pdf
- CERC (Central Electricity Regulatory Commission) (2026) Suo-Motu Order in Petition No. 12/SM/2025. URL: <https://beeindia.gov.in/WriteReadData/L45218/1772789434.pdf>
- Fertiglobe (2024) "Fertiglobe chosen as winning bidder in H2Global pilot auction for supply of renewable ammonia at a delivered price of EUR 1,000 per ton into Europe," July 11, 2024. URL: <https://fertiglobe.com/fertiglobe-chosen-as-winning-bidder-in-h2global-pilot-auction-for-supply-of-renewable-ammonia-at-a-delivered-price-of-e1000-per-ton-into-europe/>
- H2Uppp and RWE (2025) Study on the Green Ammonia Supply Chain: Production, Logistics and End Use. URL: <https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2025/02/h2uppp-ppp-result-india-rwe-en.pdf>
- HESC (2025) "J-Power's Scheduled Dismantling of Latrobe Valley Pilot Plant Announced," Hydrogen Energy Supply Chain, July 1, 2025. URL: <https://www.hydrogenenergysupplychain.com/>
- Hintco (2024) "H2Global pilot auction results in first significant renewable ammonia price signal," Press release, July 11, 2024. URL: <https://h2-global.org/wp-content/uploads/2025/06/h2g-auction-results-press-release.pdf>
- IHI (2024) "IHI and ACME Signed Term Sheet to Supply Green Ammonia from India to Japan," January 23, 2024. URL: https://www.ihi.co.jp/en/all_news/2023/resources_energy_environment/1200584_3523.html

IHI ほかに (2025) "Signing of Memorandum of Understanding for Consideration of Investment in Green Ammonia Production Project in India," March 25, 2025. URL: <https://www.mgc.co.jp/eng/corporate/news/2025/250325e.html>

IHI ほかに (2026) "Large-Scale Low-Carbon Ammonia Supply Chain Plan Certified under Japan's 'Support focusing on the price gap' scheme," June 30, 2026. URL: https://www.ihico.jp/en/all_news/2026/resources_energy_environment/1202098_13814.html

IPCC (2006) 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy, Chapter 2: Stationary Combustion. Hayama: IGES. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

IRENA (2022) Innovation Outlook: Renewable Ammonia. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/May/IRENA_Innovation_Outlook_Amonia_2022.pdf

JERA (2026) "JERA Signs Memorandum of Understanding with EGAT to Collaborate on Hydrogen and Ammonia Value Chain Development in Thailand," June 30, 2026. URL: https://www.jera.co.jp/en/news/information/20260630_2458

JOGMEC (2026) 「価格差に着目した支援：水素等」独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構. URL: <https://www.jogmec.go.jp/activities/hydrogen/lowcarbon-products.html>

Ministry of Coal, Government of India (2025) "India's Coal Boom," Press Information Bureau, April 4, 2025. URL: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2118788>

MNRE (Ministry of New and Renewable Energy, Government of India) (2025) Green Hydrogen Certification Scheme of India. URL: <https://nghm.mnre.gov.in/admin/uploads/resources/174582349578999Green%20Hydrogen%20Certification%20Scheme%20of%20India.pdf>

PIB (Press Information Bureau, Government of India) (2023) "India announces definition of Green Hydrogen," August 19, 2023. URL: <https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1950421>

Reuters (2023) "Japanese gov't awards \$1.62 bln to Japan-Australia hydrogen energy supply JV," March 7, 2023. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/japanese-govt-awards-162-bln-japan-australia-hydrogen-energy-supply-jv-2023-03-07/>

Reuters (2024) "Kawasaki Heavy suspends plan to use hydrogen from Aussie coal," December 11, 2024. URL: <https://www.reuters.com/business/energy/kawasaki-heavy-suspends-plan-use-hydrogen-aussie-coal-2024-12-11/>

SECI (Solar Energy Corporation of India) (2025) Green Ammonia Tender: Auction Results at a Glance. URL: <https://www.esmap.org/sites/default/files/2022/2025/H4D%20Presentations/1-SECI-Green-Ammonia-Tender-2025.pdf>

日本経済新聞 (2026a) 「インドでアンモニア生産支援、日印首脳合意へ IHI や住友化学が参加」 2026 年 6 月 29 日. URL: <https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUA291L50Z20C26A6000000/>

日本経済新聞 (2026b) 「日印で 4800 億円投資、アンモニアのインド生産を支援認定 経産省」 2026 年 6 月 30 日. URL: <https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUA307IG0Q6A630C2000000/>

日本経済新聞 (2026c) 「JERA、タイで水素・アンモニア供給網 政府系電力と協業」 2026 年 6 月 30 日. URL: <https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUC306CV0Q6A630C2000000/>

内閣府 (2026) 「戦略 17 分野の『主要な製品・技術等』における官民投資額」日本成長戦略会議資料, 2026 年 6 月 24 日. URL: https://www5.cao.go.jp/keizai-shimon/kaigi/minutes/2026/0624_shiryo01.pdf

資源エネルギー庁 (2024) 「目前に迫る水素社会の実現に向けて：『水素社会推進法』が成立（後編）」 2024 年 9 月 10 日. URL: https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/suisohou_02.html

資源エネルギー庁 (2025) 「各電源の諸元一覧」総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ資料, 2025 年 2 月 6 日. URL: https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_20250206_02.pdf