

見直しが必要な日本のガス依存、 新電炉が出発点に

日本は過去5年で3度目のガス危機の只中にある。同時に鉄鋼業は電炉への転換を進めており、その電炉がどこから電力を得るかが、次の危機に対する鉄鋼の脆弱性を左右する。日本製鉄が計画する八幡の電炉は、自家用のLNG火力発電所で電力を賄う計画であり、「ガス路線」が実際に何を意味するかを示す有用なケーススタディである。

危機

ガス依存は日本の**構造的リスク**

化石燃料の輸入に年間25兆円。この50年、エネルギー安全保障とは化石燃料をより多く確保することを意味してきた。

ケーススタディ

ガス路線によるエネルギー危機と鉄鋼コストの接続

燃料備蓄の限界、ガス価格ショックへの全面的な曝露、そして発電所の稼働前にそれよりもクリーンになる系統電力。

必要な転換

鉄鋼業が目指す次の電炉、そして日本のエネルギー安全保障の定義

政府：電力費軽減策にとどまらず、24時間供給可能なクリーン電力の契約を支援する。投資家：リスクを価格に織り込む。2040年までに年間300億～1,360億円の炭素コスト、ニアゼロ鉄鋼の基準を上回り続ける新規電源、そして未締結のLNG契約に伴う不確実性。

日本は過去5年で3度目のガス危機の只中にある

- 2021年1月：冬季の需給逼迫で、アジアのスポットLNG価格が数週間で3倍に。
- 2021年後半～2022年：世界的な供給逼迫に続き、ロシアのウクライナ侵攻がLNGの争奪戦を惹起。
- 2026年3月～（継続中）：ホルムズ海峡封鎖。アジアのスポットLNGは10日間で約11ドルから24.8ドル/MMBtuへ上昇し、原油は3か月で70%上昇（1バレル69ドルから117ドル）。これが約3か月遅れで原油連動のガス契約に波及。

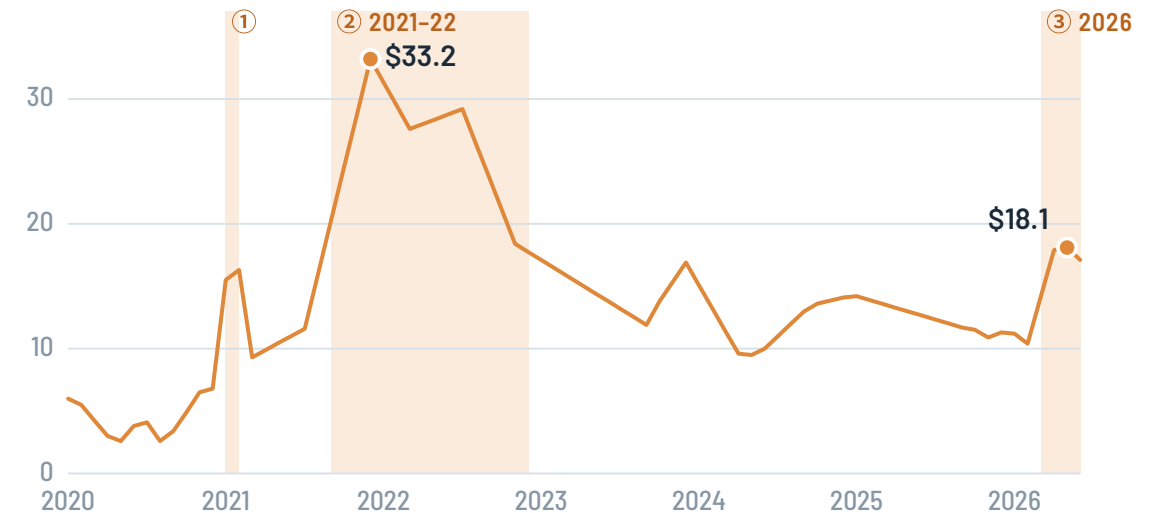
2.3×

2026年3月の10日間、アジアのスポットLNG価格上昇率（Platts、経済産業省経由）。

+70%

2026年3月～6月、日本の原油輸入価格

日本着のスポットLNG価格、ドル/MMBtu、月次（経済産業省）



着荷ベースの月次平均。日次のスポット価格はこれより高い。経済産業省が公表していない月は補間している。

出典：経済産業省「スポットLNG価格調査」（グラフおよび月次スポット価格。2026年3月の動きは経済産業省経由のPlatts JKM）、JOGMECの原油輸入平均価格（JCC）系列（財務省貿易統計に基づく。原油価格）、IEAガス市場レポート（2021～2022年の経緯）。変化率はTA分析。

化石燃料依存は構造的なコストであり、燃料確保を進めても低減していない

25兆円

日本の化石燃料輸入額（年間。2022年度は35.3兆円）。

80%

2024年の一次エネルギーに占める化石燃料の比率。1973年の94%から50年間でみるとわずかしかが下がっていない。

2.5兆円

2026年度の「中東情勢等対応予備費」。これとは別に燃料価格補助が年間約1兆円。

この50年、日本のエネルギー安全保障政策は主に化石燃料の確保を意味してきた。調達先の多様化、石油からガス・石炭への転換、備蓄、そして現在の価格補助である。これにより調達先のリスクは分散したが、依存そのものは残った。94%から80%へ低下した大部分は再生可能エネルギーによるもので、一次エネルギーに占める比率は1%から12%に上昇した（JCLP意見書、2026年7月30日）。

政府は現在、ホルムズ危機を受けてエネルギー安全保障パッケージの最終調整を進めている。その資金を何に充てるかが、次の危機に対する日本の脆弱性を左右する。

出典：財務省貿易統計、経済産業省エネルギー統計および予算資料（JCLP意見書、2026年7月30日による集計）、閣議資料（首相官邸）。

電源の選択が危機への脆弱性を決める

日本の鉄鋼メーカーは、石炭を使う高炉から、スクラップを溶かす電炉への転換を進めている。これにより石炭の使用は減るが、電力が主要なインプットとなる。鋼材1トン当たりの電力消費量が約650kWh、年産能力200万tの電炉なら年間1.3TWhである。電力コストは平時には熱延コイル価格の約6%だが、ガス価格の高騰時に燃料をスポット価格で購入すれば約25%に達しうる。

- 日本製鉄 八幡：年200万t、2030年代前半から
- JFEスチール 倉敷：転換を計画
- 日本製鉄 コシツェ（スロバキア）：2030年から年160万t

	系統電力＋再エネ契約	自家用LNG火力
さらされるリスク	系統電力価格（固定価格契約で一部ヘッジ）	LNG価格、円相場、カーゴ単位供給
排出量	系統電力とともに毎年減少	発電所の寿命まで固定
ニアゼロ鉄鋼	系統電力の脱炭素化に伴い、2040年頃までに達成	0.359kg/kWhでは達成できない
事例	日本製鉄 コシツェ（スロバキア）	日本製鉄 八幡（日本）

日本製鉄は両方の路線を採用している。スロバキアでは系統電力、八幡では自家用のLNG火力である。本レポートのケーススタディは八幡に関するものである。

注：スロバキアは本分析のモデルには含まれていない。日本の鉄鋼メーカーにとって系統電力路線がすでに現実的な選択肢であることを示すにすぎない。

出典：電炉の電力原単位は付帯設備込みで1トン当たり600～650kWh（東京製鐵）、[日本経済新聞](#)、2025年4月9日。
本分析では650kWh/tを用い、650kWh/t×200万t＝年間1.3TWhとした。熱延コイル価格に占める電力コストの比率：2020～2026年の価格に基づくTA分析（TA分析ワークブック、「2 Replay」タブ）。

八幡：自家用2GW LNG火力と200万tの電炉

項目	計画
鉄鋼	年産能力200万tの電炉、スクラップ配合比率~85%、鋼材1トン当たり電力約650kWh
電力	約500MWのガスタービン（コンバインドサイクル）×4基。2031年、2033年、2036年、2041年に順次運転開始。寿命約25年で2056年頃まで
燃料	戸畑の共同利用K-LNG（北九州エル・エヌ・ジー）基地経由のLNG（九州電力75%、日本製鉄25%）、タンク容量48万m ³
燃料契約	1号機の運転開始前、2027～29年頃に締結の見込み
規模	全基稼働時に年約12TWh、LNG消費量は年約155万t
企業側の説明	電力の排出係数を0.73kg/kWhの基準から「ほぼ半減」し、約0.36kg/kWhに

分析手法：同じ八幡の電炉に電力を供給する2つの方法を比較する。立地、期間、九州の電力価格は同一とし、計画どおりのLNG火力と、九州の系統電力（一部を再エネ電力購入契約〔PPA〕で調達）を比べる。両者を2020年～2026年半ばの実際の市場価格で評価し、さらに2つの危機を含む2017～2026年の価格実績に基づく4,000通りの将来シナリオで評価する。詳しい手法は付録に記載した。

出典：日本製鉄「[環境影響評価方法書のあらまし](#)」（2025年11月）、および「[計画段階環境配慮書のあらまし](#)」（2025年4月）。基地：[K-LNG会社概要](#)（九州電力75%、日本製鉄25%）および[基地設備](#)（6万kLタンク×8基）。

ガス火力＝危機時の燃料価格が鉄鋼コストに直結： 2022年のスポット価格ピーク時は鋼材1トン当たり30,600円

5×

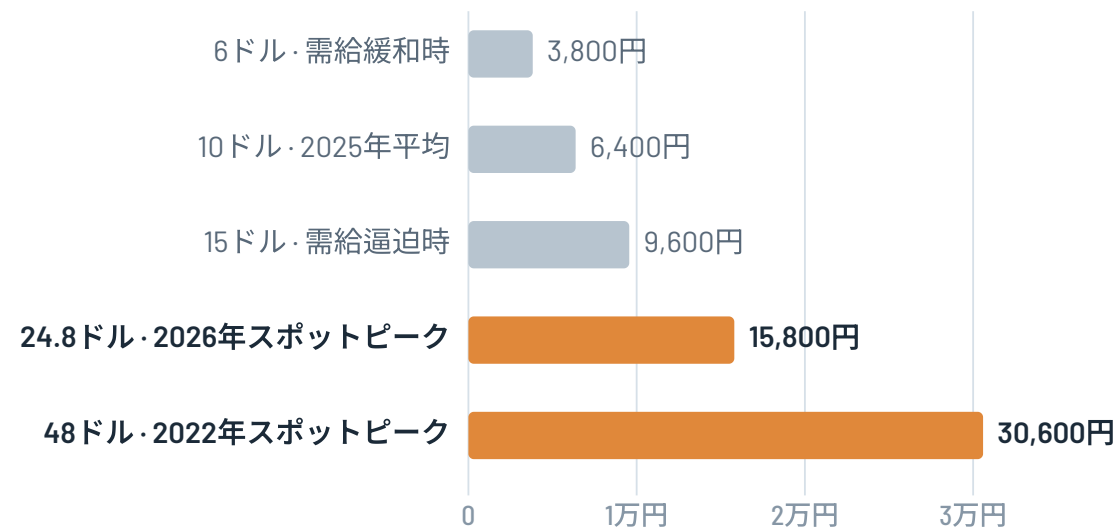
平時の1トン当たり電力コストは、ガス価格10ドルで約6,400円。

25%

熱延コイル価格（12万4,000円/t）に占める比率（燃料を全量スポット価格で購入した場合）。平時は約6%。バランス型の契約構成（7ページ）では、2020～2026年のピークでも約9%。

自家用LNG火力では、燃料価格がそのまま鉄鋼のコストにのしかかる。2026年、スポット価格の年初来ピーク（3月の24.8ドル）は、同じ為替水準で約15,800円/tと平時の2.5倍に相当する。2026年は円安進行（2022年の約135円/ドルに対し約160円/ドル）により、実際の数値はグラフより高くなる。

LNG価格別の鋼材1トン当たり電力コスト（円/t、150円/ドル換算）



出典：TA分析。熱延コイル価格：東京製鐵。

価格ショックから買い手を守る原油連動契約、 ただし効果は回を追うごとに逡減

35%

2022年に、長期契約中心型の調達スポット依存型よりどれだけ安かったか。

26%

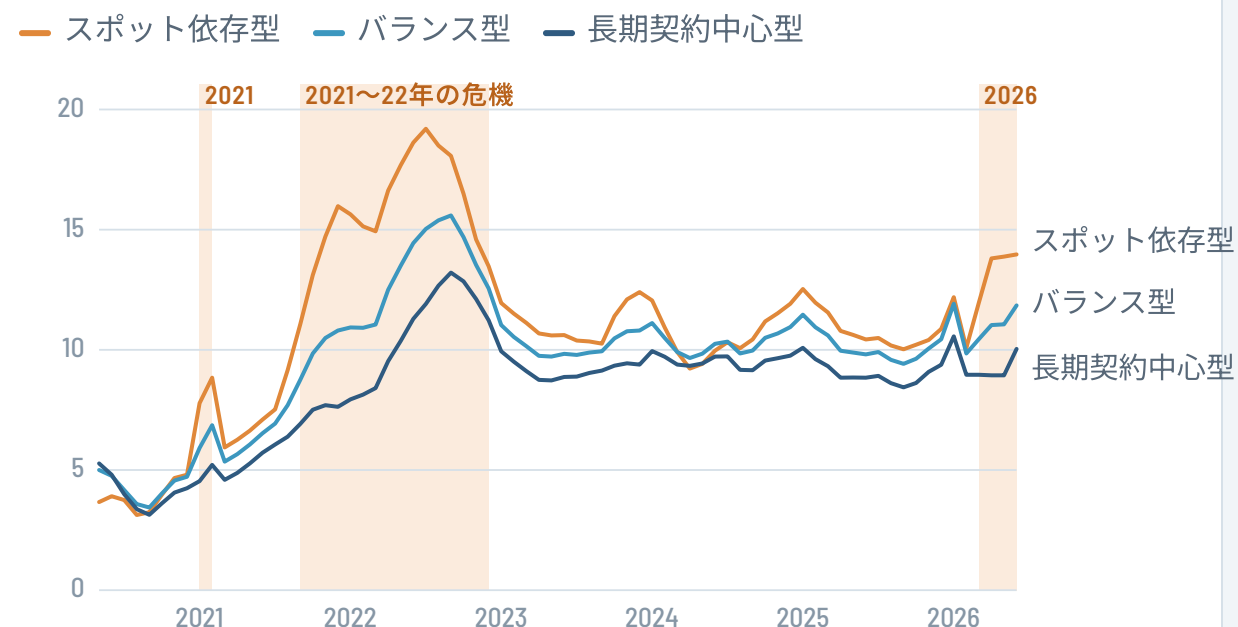
2026年上半期のディスカウント幅。さらに縮小中。

比較の対象：八幡のLNG契約はまだ締結されていないため、3種類の契約を組み合わせた3通りの燃料調達構成を評価する。**原油連動契約**は原油価格に、**米国ガス連動契約**は米国ヘンリーハブ価格に連動し、**スポットカーゴ**はその時点のアジア市場価格で取引される。

2022年はガス価格が高騰する一方で原油の上昇は緩やかだったため、原油連動契約の買い手が守られた。2026年はホルムズ海峡の封鎖で原油が3か月で70%上昇した（1バレル69ドルから117ドル）。原油連動価格は2～4か月遅れで原油に追随するため、長期契約の買い手はおよそ3か月後に打撃を受ける。2026年6月だけでコストは12%上昇した。

2022年、2つの契約構成の差は八幡の規模に換算すると年間710億円に相当した。長期契約、スポット契約、どちらに寄せても安全ではない。スポットは価格リスクを伴い、長期契約はガスへの依存期間を長くするうえ、その価格抑制効果も薄れつつある。

契約構成別の自家用火力燃料コスト、円/kWh、実際の月次価格



構成	原油連動	米国ガス連動	スポット
長期契約中心型	67%	28%	5%
バランス型（基準ケース）	44%	36%	20%
スポット依存型	18%	32%	50%

出典：TA分析。

燃料備蓄は数日分。LNGの供給途絶は数か月

11日

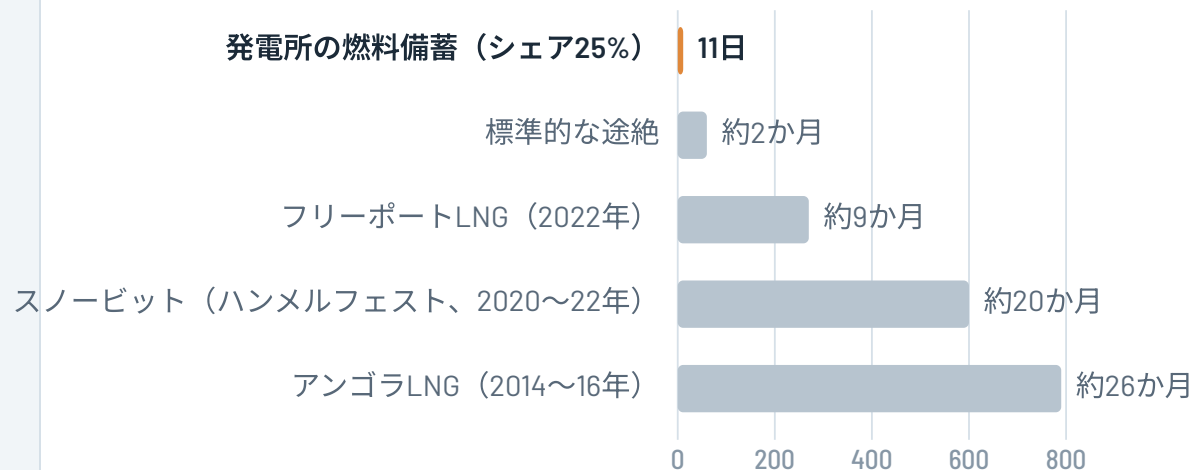
2GWの発電所全体を設備利用率70%で運転した場合（LNG年約155万t）の最大稼働日数。共同タンクのうち日本製鉄の出資比率25%分。

46

2021年に世界で発生した液化設備の計画外停止。平年の約4倍で、同時にスポット価格は3倍になった。

- 最大稼働日数：現在の取扱量シェア（約10%）では4.6日、シェアを55%に交渉できれば25日。電炉だけを運転し製鉄所の他の設備を止めれば、出資比率分の燃料で約108日まで延ばせる。
- 価格と数量は同時に崩れる：例示的なケース（供給の30%が3か月間失われ、30ドルで代替調達）のコストは約270億円。そもそも代替カーゴが確保できればの話である。

最大稼働日数と過去のLNG供給途絶との比較、日数



途絶期間はIEAガス市場レポートおよび報道による。

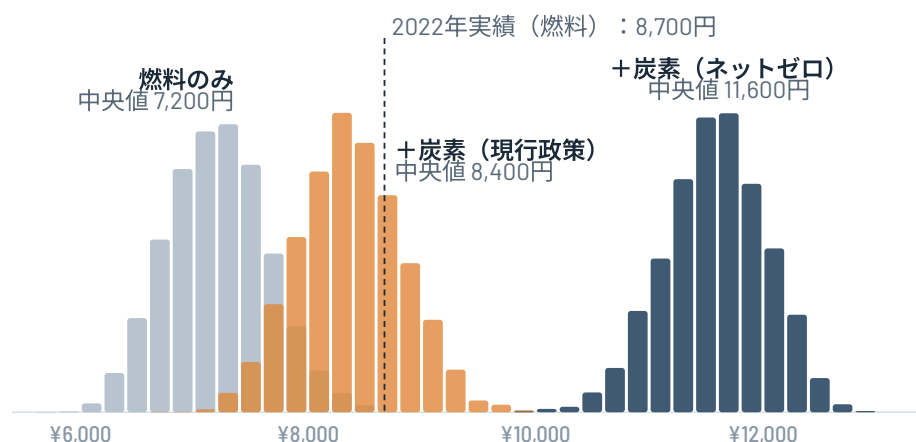
出典：IEA、TA分析。

ガス価格高騰のダメージは支払能力ではなく利益。さらに大きなコストとリスクは炭素コスト

4,000通りの将来シナリオそれぞれにおける最も高い12か月間のコスト（2031～2045年）、鋼材1トン当たり円

— 燃料のみ — +炭素コスト（現行政策）

— +炭素コスト（ネットゼロ）



手法：2つの危機を含む2017～2026年の実際の価格を組み替えて4,000通りの将来シナリオを作り、それぞれで発電所の電力コストを計算した（バランス型の契約構成、系統電力の方が安い時間帯は系統から購入）。そのうえで連続12か月で最もコストが高い期間を取り出した。各棒はシナリオの数を示す。円/t = kWh当たりコスト×鋼材1トン当たり650kWh（6ページと同じ）。

出典：TA分析。

- 発生確率が最も高い「悪い年」の燃料コストは約7,200円/t。20回に1回起こりうるレベルまで目線を下げると約8,000円/tで、750円/t高い。
- 企業全体でみると、この750円/tは発電所全体で約160億円、日本製鉄の現預金とコミットメントライン（1.48兆円）の1.1%に当たる（すべての契約構成と炭素価格の経路で1.0～1.6%）。利益には痛手だが、支払能力を脅かすものではない。
- 炭素コストは電力費全体を押し上げるが、差は広げない。現行政策の経路で約+1,200円/t、ネットゼロの経路で+4,400円/t。
- 2022年は今回のどのシナリオよりも悪かった。2022年の価格が1年続くケース（8,700円/t）は4,000通りのいずれにも現れない。シミュレーションが過去の価格を5か月単位でつなぎ合わせているため、最悪のケースでも約8,600円/tである。2022年が再来しても、コストは約280億円、手元流動性の約1.9%にとどまる。
- 注視すべきリスクは、燃料価格の高騰、鉄鋼市況の悪化、八幡の設備投資が同じ時期に重なることである。

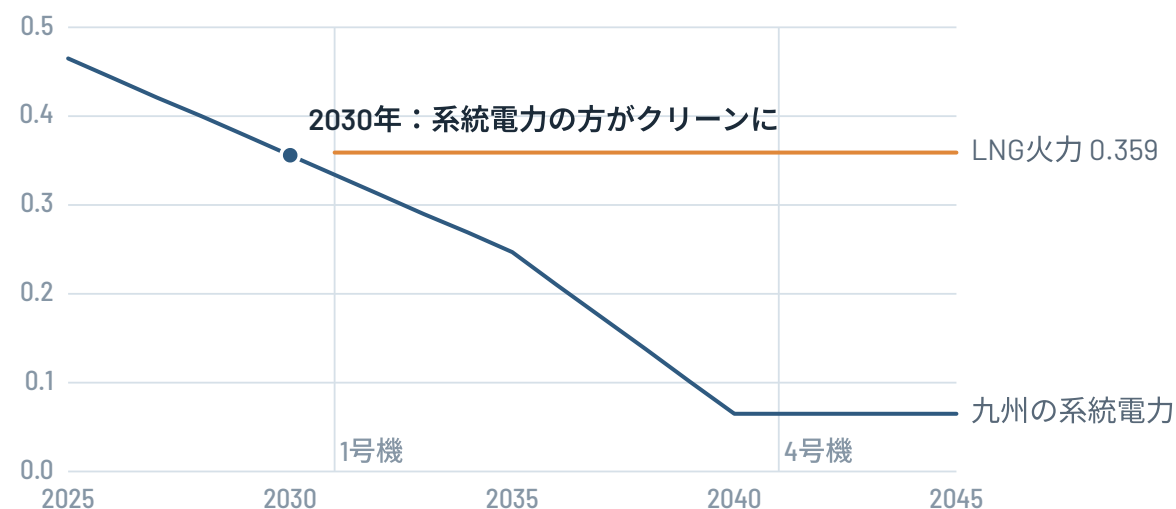
炭素価格の見通し（GX-ETS排出枠価格、円/t-CO₂）：現行政策ベースでは2026年の1,700円から2040年に6,900円へ上昇。ネットゼロを目指す場合はIEAのネットゼロ経路に沿って2040年に30,800円。有償枠の比率は2033年の20%から2040年に100%へ段階的に引き上げ。コスト面のみの分析である。2つの危機ではいずれも燃料とともに鋼材価格も上昇したため、正味のリスクは図より小さい。

2030年LNG火力運転開始前にそれより クリーンになる九州の系統電力

企業側の開示では、本件発電所による排出削減効果は、石炭時代の基準（0.73kg/kWh）と比較する形で示されている。新設の発電所にとって意味のある比較対象は、代わりに購入するはずの系統電力であり、系統電力は発電所の寿命25年の間に改善を続ける。2040年には系統電力の排出係数は約0.065kg-CO₂/kWhとなる一方、発電所は企業側の公表値どおり0.359kg-CO₂/kWhのままで変わらない。

排出係数、kg-CO₂/kWh

— 八幡LNG火力 — 九州の系統電力



系統電力の見通し：2025年までは九州電力の公表排出係数、そこから2035年の九州電力の目標（0.25）まで直線で、さらに2040年の政府政策目標の平均（0.065）まで直線で推移すると仮定。

出典：環境省・経済産業省「電気事業者別排出係数」（九州電力、2025年まで）、九州電力の2035年目標、エネルギー基本計画（2040年）、日本製鉄（発電所の排出係数）、TA分析。

発電所が自ら炭素コストを生み、鉄鋼はニアゼロ基準を下回らず

440万t-CO₂/年

全基稼働時に、GX-ETSにおける日本製鉄自身の義務に加わる量。系統電力から電力を受ける需要家はその大半を負わない。

**300億～
1,360億円**

2040年の炭素価格（現行政策～IEAネットゼロ）、全量有償の場合の年間額。

278kg-CO₂/t

対 110 kg-CO₂/t

LNG火力による電力で生産した鋼材1トン当たりの排出量と、スクラップ配合比率およそ85%（想定）の電炉に対するIEA「ニアゼロ」鉄鋼の基準110kgとの比較。

400億円

グリーンスチール税額控除の年間額（2万円/t×200万t）。LNG路線でも系統電力路線でも、どちらの路線でも支払われる。制度が評価するのは電炉への転換であり、その電源ではない。

- **それぞれが基準を満たす時期**：系統電力で生産した鋼材は、系統電力の脱炭素化だけで2040年までにニアゼロの基準を下回り、再エネ契約を加えればさらに早まる。LNG火力の鋼材は基準を満たすことがなく、混焼の公約をすべて実現した場合でも2048年頃である。
- **計算**：650kWh/t × 0.359kg/kWh + プロセス排出45kg ≈ 278kg/t。基準 400 – 350 × 0.83 ≈ 110kg/t。

税額控除の対象は、高炉を置き換える電炉で製造された鋼材である（経済産業省令第16号、2025年3月）。CO₂の要件（高炉ルート比50%削減）は、電源にかかわらずどの電炉でも満たせる。ニアゼロの基準は、買い手やResponsibleSteelなどの規格が用いるIEAのスライディングスケールである。新設の自家発電所に無償割当が与えられれば炭素コストは小さくなる。これを認めないことが、私たちの政策提言の一つである。

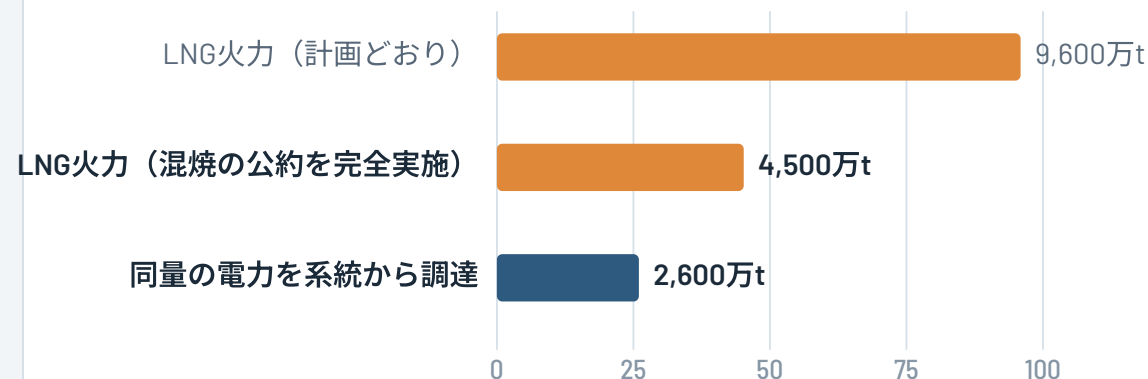
水素混焼の公約を実現しても、排出量は系統電力の1.7倍

企業側が掲げる混焼の目標も十分ではない。排出係数が2040年まで横ばいで、その後2050年にゼロまで直線的に下がるとしても、排出係数逆転の年と2040年の炭素コストは変わらない。削減はその両方の後に始まるからである。

- 混焼率は通常、体積ベースで示される。水素の体積当たりのエネルギーはメタンの約30%しかいないため、「水素30%」でもCO₂は約11%しか減らない。
- ゼロに到達するには、ほぼ100%の水素またはアンモニアを燃焼させる必要がある。燃料コストはLNGの約3～4倍で、ほぼ全量が輸入である。

公開情報では、数量、時期、燃料契約が確定したものとしてはまだ示されていないため、この目標は基準ケースではなくシナリオとして扱うが、2040年以降の系統電力は2040年の値で据え置いており、系統電力の優位性を過小評価している。

本件発電所が供給する電力の累積CO₂排出量、2031～2056年、百万t



出典：TA分析。

LNG火力はスポット電力より安いが、 系統電力はガスのリスク分散を可能に

コストではLNG火力が勝る：LNG火力が発電するはずの電力（全面稼働時に年間約12TWh）を全量、九州のスポット価格で購入すると年間約1,140億～1,310億円となり、資本費込みのLNG火力の950億円を上回る（2029～2045年）。系統電力もガスと無縁ではない。系統電力の強みは、時間をかけてガスのリスクにどう対処するかにある。

- **燃料は一つではなく複数。**ガスは、原子力、石炭、太陽光、水力、地熱と並ぶ電源の一つにすぎない。LNGが不足したり高騰したりすれば、他の発電所がより多くを担う。LNG火力には代わりの燃料がない。
- **複数の分散した電力源からの調達。**系統電力は複数の基地、大手電力会社の長期LNGポートフォリオ、他地域との連系線に支えられている。LNG火力は共同利用の基地一つに依存する。
- **ヘッジが可能。**系統電力の購入者は、再エネ契約で価格の一部を固定できる（次ページ）。
- **ガスは年々減る。**国の政策では2040年までに再エネが最大の電源となるため、系統電力の購入者のガスへの依存は縮小する。本件LNG火力は2056年頃まで燃料が固定される。
- **柔軟な需要。**電炉は溶解を日照の多い時間帯に移し、九州で出力制御されるはずの太陽光を使うことができる。

	系統電力＋再エネ契約	自家用LNG火力
電力のもとになる燃料	原子力、石炭、太陽光、ガス、水力、地熱	LNGのみ
燃料調達	複数の基地、電力会社のポートフォリオ、連系線	共同利用の基地一つ、シェア分で約11日
価格の保護	固定価格の再エネ契約	未締結のLNG契約次第
ガス比率の推移	系統電力への再エネ導入に伴い低下	2056年頃まで固定

系統電力のガス依存度は、2020年～2026年半ばの実際のスポット価格を反映している。上記の多様性とプール化の利点は定性的なものであり、両方の路線に影響する系統電力の物理的な供給不足はシミュレーションしていない。また、系統電力を支えるガス火力の発電効率といった発電所レベルの違いや、九州の系統がこの規模の電炉の負荷に接続し、安定的に供給できるかもモデル化していない。系統の準備状況は次の論点であり、鉄鋼メーカー、電力会社、送配電事業者、経済産業省が連携して取り組む必要がある。

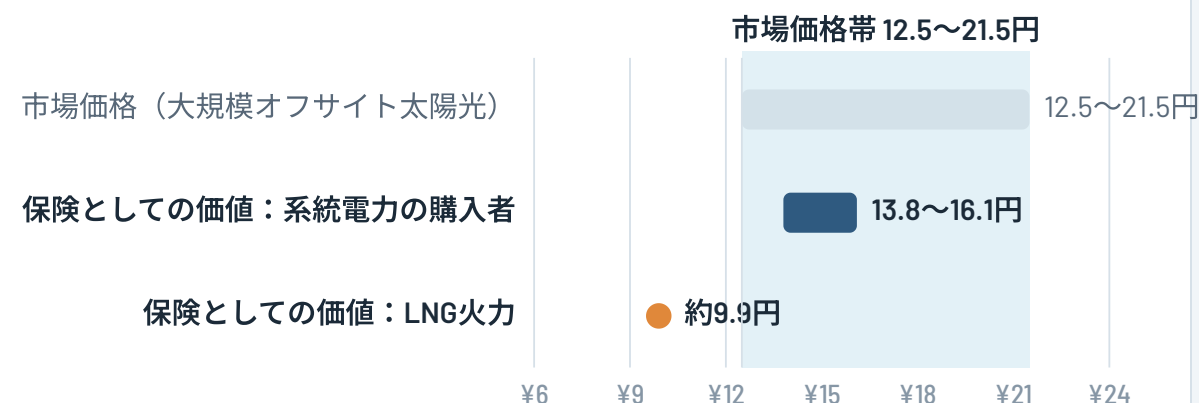
出典：JEPX九州エリア価格、TA分析。

再エネ契約が系統電力の購入者を価格高騰から保護。 それを支援することは系統電力のトランジションも加速化

危機への保険として、固定価格の太陽光契約は系統電力の購入者にとって**最大14～16円/kWh**の価値がある。系統電力価格の実際の高騰をヘッジできるからである。¹これは大規模オフサイト太陽光契約の現在の市場価格帯（12.5～21.5円/kWh）に収まる。LNG火力に上乗せした場合、同じ契約の価値は約9.9円/kWhと市場価格を下回る。発電所のコストの裾野がすでに薄いため、保険をかける余地が小さいのである。新設の太陽光・風力発電所との契約はクリーンな電源を系統に追加するため、その支援は購入者を守るとともに系統電力のトランジションを早める。

- 太陽光のみの契約は、需要の約25%を超えると需要家を「保護」する効果が拡大しなくなる。発電は昼間だが、危機時のリスクは冬の夕方に集中するからである。風力と蓄電池はこの上限を引き上げうるが、日本の契約はまだ小規模（アマゾンジャパン33MW、東京メトロ18MW）で、年産能力200万tを有する電炉の平均負荷約150MWに比べて小さい。蓄電池付きの契約はまだ実証段階にある（アズビル、クリーンエナジーコネクト）。²この差を埋めることこそ政策支援の役割である。
- 九州では2023～2025年に毎年、太陽光発電量の4.5～9.1%が出力制御された。電炉は溶解をその時間帯に移すことができる。³

危機に対する保険としての太陽光契約の価値、円/kWh



約9.9円/kWhであれば、太陽光契約はLNG火力にとっても保険として見合う。これは現在の市場価格帯を下回るため、太陽光のコスト低下か政策支援によって差を埋められる可能性がある。

¹ 同じ4,000通りのシナリオに、九州における実際の太陽光発電（30分単位）で需要の30%を賄う固定価格の太陽光契約を加え、見合わなくなるまで価格を引き上げた。見合うとは、平均コストが1円増えるごとに、20回に1回の「悪い年」のコストを少なくとも1円減らせることを指す。範囲は、炭素コストが系統電力価格に全く転嫁されない場合から全額転嫁される場合までを示す。市場価格帯：公表された大規模オフサイト太陽光の案件、JCLP/RE100の開示、BNEF（データ登録簿D04）。² 自然エネルギー財団「コーポレートPPA：日本の最新動向 2025年版」、Zenbird（2026年8月30日）、アズビル ニュースリリース（2025年2月17日）。³ 九州電力送配電「2025年度出力制御見通し」、経済産業省 次世代電力系統ワーキンググループ（2025年9月24日）。

出典：TA分析。

八幡のケースは、ガス依存の影響が鉄鋼に どう及ぶかを示唆。そして導かれる2つの転換

八幡のケースが示すこと	転換1・鉄鋼メーカーと投資家へ	転換2・政策立案者へ
ガス価格のショックはそのまま鉄鋼コストに波及し、 契約による「保護」は弱まっている	契約上のリスクは重要なリスクであり、投 資家に開示されるべきである	燃料価格への補助は対症療法にすぎない
数か月続く供給途絶に対し、燃料備蓄は11日分	自家用ガス火力だけでは、電炉の電力供給 は安定確保できない	燃料供給を増やしても、発電所レベルの不足は 埋められない
系統電力は2030年からさらにクリーンになる一方、本 件LNG火力は年間440万t-CO ₂ を追加してしまう	2040年以降のガス火力は座礁資産となる可 能性がある	新設のLNG火力は、石炭ではなく系統電力と比 較して評価すべきである
年間400億円のグリーンスチール税額控除は、電炉が ガスで動くかどうかにかかわらず支払われる	税額控除はどちらの路線も優遇しない。違 いを生むのは低排出鋼材の買い手である	控除の要件を変えれば、追加の財政負担なくす べての新設電炉をクリーン電力に誘導できる
再エネ契約は、系統電力の購入者にとって保険として 見合う	系統電力路線は投資可能であり、コシツェ のように業界ですでに採用されている	安定したクリーン電力を実現するのは、燃料の 量的側面ではなく市場設計である

鉄鋼業が目指す次の電炉で比較されるべきは系統電力路線

八幡はすでに決まっているかもしれないが、それに続く電炉はまだ未定。日本製鉄自身が公表したスロバキアの電炉計画は、系統電力路線がすでに選択肢であることを示している。

投資判断

系統電力+再エネ契約と比較する

自家用発電所を検討する場合は、発電所の全寿命期間にわたって系統電力路線と比較し、炭素コストと低排出鋼材の供給が持つポテンシャルを含めること。現時点の期待コストではLNG火力が勝るが、炭素価格の上昇と系統電力の脱炭素化に伴いその差は縮まる。

電力調達

24時間供給可能なクリーン電力を契約する

太陽光のみの契約では需要の約25%を超えると保護効果が拡大しないが、風力や蓄電池付きの契約は効果をさらに広げる。系統電力の購入者にとって、固定価格の太陽光契約には危機への保険として14～16円/kWhの価値がある。

設備設計

柔軟なオペレーションが可能な電炉を建設する

九州では2023～2025年に毎年、太陽光発電量の4.5～9.1%が出力制御された。その時間帯に溶解を移せる電炉は、余剰のクリーン電力を安価なインプットに変えられる。

燃料へのコミットメント

ガスへのコミットメントは短期かつ切り替え可能なものにする

系統電力は2030年からLNG火力よりクリーンになる。系統電力へ移行する余地を残した燃料契約と設備計画により、25年間にわたるガス依存の固定化を避けられる。

投資家は、ガス路線の燃料コストだけでなく、炭素コストと複合ストレスのリスクを価格に織り込むべきである

流動性

燃料リスクは利益のリスクである (他のショックと重ならない限りは)

20回に1回の「悪い年」では、コストは約160億円増える。日本製鉄の現預金とコミットメントライン（1.48兆円）の約1%である。鉄鋼市況の低迷や八幡の建設投資と重なれば、その負担ははるかに大きくなる。

炭素

炭素は他より大きく、他より確実なコストである

年間440万t-CO₂：2040年の炭素価格で年間300億～1,360億円（現行政策～ネットゼロ）。

資産の寿命

2040年以降のガス火力は 座礁資産となる可能性がある

その時点で系統電力の排出係数は本件発電所の20%未満となる一方、発電所は2056年頃まで運転される。

次の電炉に投資する前に求めるべきもの

- 系統電力との比較：炭素コストと低排出鋼材の供給が持つポテンシャルを含む、系統電力＋再エネ契約のケース。
- 契約構成：原油連動、米国ガス連動、スポットLNGの計画上の比率と契約期間、そして2022年や2026年のような価格高騰を誰が負担するか。
- 燃料の安定供給：K-LNG基地での確実な備蓄の権利、そして数か月に及ぶ供給途絶への対応計画。
- 炭素コスト：投資判断で想定しているGX-ETSの価格と、それが無償割当に依存しているかどうか。
- グリーンスチール：鋼材を低排出としてどのように認証・販売するか。見込まれる約278kg-CO₂/tに対し、ニアゼロの基準は約110kg-CO₂/tである。
- 混焼：水素またはアンモニアの混焼率（体積ではなくエネルギーベース）、開始時期、燃料コスト。

エネルギー安全保障＝化石燃料の供給を増やす ことではなく、化石燃料への依存を減らすこと

これは気候変動の観点に限った主張ではない。237社が参加する企業連合（JCLP、[2026年7月30日の意見書](#)）もエネルギー安全保障の観点から同じ主張をしており、政府自身の計画も2040年までに再エネを日本最大の電源と位置づけている。

	支配的な考え方	根拠が示すもの
安全保障とは	燃料の確保：調達先の拡大、備蓄、補助金	そもそも輸入燃料への依存を減らすこと
ガスとは	安定した移行期の燃料	5年間で3度の価格危機の原因
新設LNG火力の比較対象	石炭	実際に競合する系統電力（2030年からさらにクリーンに）
危機対応資金の用途	価格補助（年間約1兆円）と予備費（2.5兆円）	産業が24時間購入できるクリーン電力：蓄電池、風力、送電網
重工業とは	保護すべき価格の受け手	クリーン電力を吸収できる柔軟な需要（出力制御される太陽光を使う電炉など）

4つの政策判断で、次の電炉をクリーン電力に誘導可能

グリーンスチール税額控除・経済産業省令、2025年3月

使用電力の炭素集約度にかかる要件を加える

現在、2万円/tの控除は製造プロセスによって定義されている。すなわち高炉を置き換える電炉で製造された鋼材である。電炉が自家用ガス火力で動いてもクリーン電力で動いても同じ額が支払われる。炭素集約度の要件を加えれば、追加の財政負担なしにすべての新設電炉をクリーン電力に誘導できる。

エネルギー安全保障パッケージ・最終調整中

産業が24時間購入できるクリーン電力に資金を充てる

風力や蓄電池付きの再エネ契約を支援し、電炉が柔軟なオペレーションによって九州で出力制御される太陽光を吸収できるようにする。新しい電炉に必要な系統接続は、電力会社、送配電事業者、鉄鋼メーカーが共同で計画する。これはリスクそのものを減らす。燃料補助の追加（年間約1兆円+2.5兆円の予備費）は、リスク低減ではなくその費用を払うにすぎない。

GX-ETSの制度設計・有償割当の段階的導入 2033～2040年

新設の自家用化石燃料発電に無償割当を与えない

甘い割当の前提で2027年頃に資金調達された発電所は、系統電力なら避けられる、25年分の排出を固定化してしまう。

八幡の環境影響評価・福岡県、北九州市、環境省、経済産業省

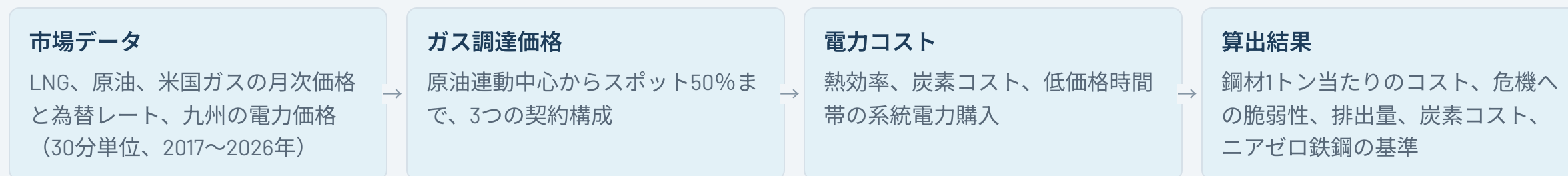
新設の自家用発電所は、石炭だけでなく 系統電力と比較して評価する

混焼に関する主張には、エネルギーベースの混焼率、開始時期、燃料コストの明示を求め、系統電力の排出経路と照らして検証する。

日本のエネルギーショックの原因は化石燃料への依存にある。 次の電炉はそのリスクを減らすことも、増やすこともできる。

八幡のケースは、自家用のLNG火力発電所が、かえって電炉をガス危機に
さらし続け、発電所が寿命を迎えるまでの間、そこで生産される鋼材による
ニアゼロ基準の達成を困難にすることを示している。系統電力路線は
そのリスクを分散し、ニアゼロ鉄鋼への道を開く。いま策定中のルールと、
次に資金が投じられる電炉が、日本の鉄鋼がどちらの道を進むかを決める。

分析手法：実際の価格と4,000通りの将来シナリオに基づく、LNG火力発電と系統電力による鉄鋼生産の比較



1. 過去の価格による再現（2020年1月～2026年6月）

実際の月次燃料価格と九州の電力価格（30分単位）を今次計画どおりに適用し、路線ごとに鋼材1トン当たりの電力コストを計算した。同じ計算から、燃料の量に基づく最大稼働日数、排出量、炭素コスト、ニアゼロ鉄鋼の基準との差も求めた。入力データはすべて公開データである。

2. モンテカルロ・シミュレーション（2029～2045年）

最近起こった2つの危機を含む2017～2026年の価格実績を再標本化して2029～2045年の価格シナリオを4,000通り作成し、それぞれで本件発電所の電力コストを計算した。検証として、2020～2025年の実際の価格でシミュレーションを実行すると、過去の価格による再現の結果と一致する。

データ出典：経済産業省 [スポットLNG価格調査](#)・[原油輸入CIF価格](#)（JCC、財務省貿易統計）・[ヘンリーハブ価格と円ドル相場](#)（FRED）・[JEPX九州エリア30分値](#)・[九州電力送配電 エリア太陽光実績](#)・[東京製鐵 熱延コイル価格](#)・[K-LNG基地データ](#)・[GX-ETS](#)および[IEAの炭素価格シナリオ](#)・[企業開示資料](#)。主要な前提は次のページに示す。

主要な前提

項目	値	根拠
LNG火力の発電効率	58% LHV	最新のコンバインドサイクル発電の定格値（LHVで約63%）と、経済産業省の新設LNG火力のベンチマーク（HHVで50.5%、LHVで約56%）の間
ガス価格の熱量基準	HHV（高位発熱量）	LNG価格（MMBtu当たり）は高位発熱量（HHV）基準のため、1kWh当たりの燃料購入量は熱消費率（3.6 ÷ 58%） ÷ 0.9 となる
LNG火力の排出係数	0.359 kg/kWh	日本製鉄：0.73kg/kWhから「ほぼ半減」
設備利用率	70%	日本製鉄の環境影響評価で想定された運転時間
電炉の電力原単位	650 kWh/t	操業ベース、付帯設備込み
為替レート	¥150 /\$	2029～2045年の基準となる想定
系統電力の付加費用	4.6 円/kWh	託送料金2.0円＋容量拠出金1.9円＋賦課金0.7円（80%減免後）
炭素価格（2040年）	6,910～30,750 円/t	GX-ETS現行政策：1,700円（2026年） から6,900円（2040年）、ネットゼロ：IEAシナリオ（205ドル/t、1ドル＝150円）
有償割当の比率	20% → 100%	2033年から2040年にかけて段階的に導入
LNG火力の資本費	150,000 円/kW	WACC 5.5%、25年

出典：日本製鉄「環境影響評価方法書のあらまし」および「計画段階環境配慮書のあらまし」、[経済産業省 発電コスト検証ワーキンググループ](#)、[経済産業省 GX-ETS制度設計資料](#)、[IEA World Energy Outlook 2025](#)。これらに出典のない値は本分析の基準想定である。

3つのLNG契約構成

構成	原油連動	米国ガス連動	スポット
長期契約中心型	66.5%	28.5%	5%
バランス型（基準ケース）	44%	36%	20%
スポット依存型	17.5%	32.5%	50%

八幡のLNG調達契約はまだ締結されていないため、3つの調達構成を検証した。各構成は、スポット比率と、長期契約分における原油連動・米国ガス連動の配分で定義する。長期契約中心型：スポット5%、長期契約の配分比率70/30（2024年度の日本の契約ストックに相当）。バランス型（基準ケース）：スポット20%、長期契約の配分比率55/45。スポット・短期契約（契約期間4年以下）は2017～2021年に輸入の15～33%を占め（GIIGNL）ており、20%は現在の日本の調達実態に近い。後述の回帰分析ではスポット価格連動の比率は約17%である。また、系統電力の価格に応じてガス消費量を調整できる発電所にとって、柔軟な調達の余地も残す。スポット依存型：スポット50%、長期契約の配分比率35/65（JOGMECによる2035年度の見通しに相当）。現在の日本の調達ポートフォリオはさらに原油連動の比率が高い（輸入価格を原油、スポット、米国ガスの価格で回帰した分析で約84%）が、八幡の契約は2027～29年頃に締結される新規契約であり、新規契約は米国ガス連動の比率が高い傾向にある。

各価格の算定方法

契約	価格（ドル/MMBTU）	価格条件の根拠
原油連動	スロープ × JCC + 0.5	JCCは日本の原油輸入平均価格（ドル/バレル）で、引き渡しの2～4か月前の平均をとる。これらの契約は遅れて価格改定されるためである。スロープ：長期契約中心型11.5%、バランス型13.5%、スポット依存型14.4%。2024年に締結された長期契約の範囲と加重平均による（GaffneyCline、豪州ACCC委託）。より長期で硬直的な契約ほど低いスロープを得られる。定数0.5ドルはJOGMECの計算例による（公表されている定数は0.3～1.0ドル）。
米国ガス連動	1.15 × HH + 3.0 + 1.6	買い手は原料ガスとしてヘンリーハブ（HH）価格の115%を支払う（上乗せ分は液化工程で消費されるガスに相当。米国EIA）。これに、固定の液化料金3.00ドル（米国の長期契約の標準的な水準。Argus、2025年。通常は2.25～3.50ドル）と、日本までの輸送費1.6ドル（0.85～2.37ドルの中間値）を加える。
スポット	経済産業省の月次価格	経済産業省のスポットLNG価格調査（入着ベース）。非公表の月は補間。

例：バランス型で、原油80ドル/バレル、ヘンリーハブ3.5ドル、スポット12ドルの場合 $0.44 \times (0.135 \times 80 + 0.5) + 0.36 \times (1.15 \times 3.5 + 4.6) + 0.20 \times 12 = 10.5$ ドル/MMBtu。

参考文献

市場データ

- 経済産業省「スポットLNG価格調査」（月次着荷価格）、2017～2026年。
- 財務省「貿易統計」：原油輸入CIF価格（JCC）およびLNG輸入価格。
- 米国EIA ヘンリーハブ価格および円ドル相場（FRED）、世界銀行 商品価格データ。
- JEPX 30分単位スポット価格（九州エリア）。
- 九州電力送配電：エリア太陽光出力、出力制御、託送料金。
- 電力広域的運営推進機関（OCCTO）容量市場オークション結果。
- 東京製鐵 熱延コイル販売価格。
- 米国EIA「Ten years after the first Sabine Pass cargo」（2026年2月24日）、Argus「US LNG margins tighten on higher Henry Hub prices」（2025年）：米国の契約条件。
- JOGMEC LNG契約調査、GaffneyCline（豪州ACCC委託）LNG価格推計（原油スロープ）。
- IEA ガス市場レポート（供給途絶の履歴）。

政策・制度

- 経済産業省令第16号（2025年3月25日）「産業競争力基盤強化商品に関する省令」および「戦略分野国内生産促進税制」関連資料、国税庁「タックスアンサー No.5922」。
- 環境省・経済産業省「電気事業者別排出係数」。
- 経済産業省 GX-ETS制度設計資料、IEA World Energy Outlookの炭素価格経路。
- 経済産業省 発電コスト検証ワーキンググループ（LNG火力の資本費）。
- エネルギー安全保障パッケージに関する閣議資料（首相官邸）。

企業・事業

- 日本製鉄「統合報告書」および「カーボンニュートラルビジョン2050」（八幡の計画、0.73kg/kWhの基準）。
- 日本製鉄 2025年度「決算短信（2026年5月13日）」および「有価証券報告書」（現預金およびコミットメントライン）。
- 八幡の発電所に関する環境影響評価図書。
- 北九州エル・エヌ・ジー（K-LNG）基地の貯蔵容量の開示（7月31日）。

報告書・報道

- 日本気候リーダーズ・パートナーシップ（JCLP）「エネルギー安全保障に関する意見書」、2026年7月30日。Transition AsiaはJCLPの会員である。
- 日本経済新聞「日本製鉄、スロバキア新電炉に1600億円」、2026年9月16日。
- 日本経済新聞「JFEのCO2削減「革新電気炉」 電力は原発0.5基分必要に」、2025年4月9日。
- IEA ニアゼロ・エミッション鉄鋼の定義、ResponsibleSteel 認証基準。

本報告書について

データと免責事項

この分析は、情報提供のみを目的としたものであり、投資アドバイスを
行うものではなく、投資判断の根拠となるものでもない。この報告書
は、評価対象企業が自己申告した公開情報に対する執筆者の見解と解釈
を表したものである。企業の報告については参考文献を掲載している
が、執筆者はそれらの企業が提供する公開の自己申告情報を検証するこ
とはしなかった。従って、執筆者は本報告書におけるすべての情報の事
実の正確性を保証するものではない。執筆者および Transition Asia は、本
報告書に関連して第三者が使用または公表した情報に関して、いかなる
責任も負わないことを明示する。

Transition Asiaについて

Transition Asia は、アジアの素材産業や重工業の脱炭素化を加速し、1.5°C
気候目標の実現を目指す非営利シンクタンクとして、2021年に設立されま
した。私たちの多様な視点・経験・専門性を結集した分野横断的なチー
ムは、アジアにおける強固な研究基盤を有し、それぞれの地域に対する
丁寧な理解を重視しつつ活動しています。

私たちは、分析モデルと精密な評価システムを活用し、企業による脱炭
素化の取り組みやアクションを検証しています。また、投資家、政策立
案者、市民社会組織など、さまざまな分野のステークホルダーと関わり
ながら、1.5°C に整合した持続可能で低炭素なトランジションを促進する
ため、実効性ある対話を支援しています。