

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度目のエネルギー危機の只中にあり、化石燃料の輸入に年間約25兆円を支払っている。同時に鉄鋼業は高炉から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、次の危機に対する日本の鉄鋼の脆弱性を左右する。日本製鉄が八幡で計画する年産200万tの電炉は、2031年から自家用の2GW LNG火力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ケーススタディである。

30,600 円/t

2022年のスポットLNG価格
ピーク時の鋼材1トン当
たり電力コスト。平時は約
6,400円。

11 日

共同タンクのうち日
本製鉄の出資比率25%
分で、発電所全体を
運転できる日数。供
給途絶は数か月続
く。

2030 年

九州の系統電力がLNG
火力よりクリーンに
なる年。1号機の運転
開始より前である。

300～1,360 億円/年

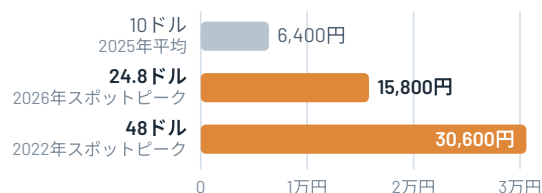
年間440万t-CO₂にかかる2040年の炭
素コスト（現行政策～ネットゼ
ロ）。

―― 八幡のケースが示すこと

ガス路線では、LNG危機のたびに そのコストが鉄鋼に波及する

- 価格ショックはそのまま波及する。自家用LNG火力では、燃料価格がそのまま鉄鋼のコストになる。2026年3月のスポット価格ピーク（24.8ドル/MMBtu）では電力コストは約15,800円/tと平時の2.5倍で、円安により実際の数値はさらに高くなる。
- 契約による「保護」は弱まっている。原油連動契約により、2022年には長期契約中心型の調達にスポット依存型より35%安かったが、2026年上半年には26%にとどまった。ホルムズ海峡の封鎖で、ガスだけでなく原油も上昇したためである。八幡のLNG契約はまだ締結されておらず、長期契約に比重を寄せれば価格リスクと引き換えにガスへの依存期間が長くなる。
- 燃料備蓄は数日分。過去のLNG供給途絶は2～26か月続き、価格と数量は同時に崩れる。例示的なケースのコストは約270億円で、そもそも代替カーゴが確保できればの話である。
- 支払能力ではなく利益のリスク。4,000通りの将来シナリオでは、20回に1回の「悪い年」のコスト増は約160億円で、日本製鉄の現預金とコミットメントラインの約1%である。危険なのは、燃料価格の高騰、鉄鋼市況の悪化、八幡の設備投資が同時に重なることである。

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）



燃料を全量その価格で購入した場合。バランス型の契約構成では、2020～2026年の電力コストのピークは熱延コイル価格の約9%（平時は約6%）。

さらに、鉄鋼はニアゼロの基準を上回り続ける

- 系統電力は運転開始前に発電所を逆転する。九州の系統電力の排出係数は2030年に本件発電所の0.359kg-CO₂/kWhを下回り、2040年には約0.065まで下がる。一方、発電所は2056年頃まで運転される計画である。
- 鋼材の排出量は約278kg-CO₂/tにとどまる。このスラップ配合比率に対するIEAのニアゼロ基準は約110kgである。水素混焼の公約をすべて実現しても、累積排出量は系統電力の1.7倍となる。
- 年間400億円のグリーンsteel税額控除は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。

代替案：系統電力＋再エネ契約

	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
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

コストでは現時点でLNG火力が勝る。同じ電力を全量、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。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。

再エネ契約は系統電力の購入者にとっての保険である。その価値は最大14～16円/kWhと市場価格帯（12.5～21.5円）に収まるが、LNG火力に上乘せした場合は約9.9円にとどまる。日本製鉄自身も、スロバキアの新電炉を2030年から系統電力で稼働させる予定である。

必要な転換

これから建設される電炉の電力源については、まだ決まっていない。鉄鋼メーカーと投資家は新しい電炉を系統電力路線と比較して評価すべきであり、政策立案者はエネルギー安全保障を、輸入燃料をより多く確保することではなく、その必要を減らすことと捉えるべきである。

鉄鋼メーカーへ

次の電炉を系統電力路線と比較する

- 投資判断：自家用発電所を検討する場合は、炭素コストと低炭素鋼材の販売を含め、全寿命期間にわたって系統電力＋再エネ契約と比較する。
- 電力調達：太陽光に風力と蓄電池を加え、24時間供給可能なクリーン電力を契約する。
- 設備設計：九州で毎年出力制御される太陽光発電量の4.5～9.1%を活用できるよう、柔軟に溶解できる電炉を建設する。
- 燃料へのコミットメント：ガス契約は短期かつ切り替え可能なものにする。

投資家へ

燃料だけでなく、炭素コストと複合ストレスのリスクを価格に織り込む

- 系統電力との比較：炭素コストと低炭素鋼材の販売を含めたもの。
- 契約構成：計画上のLNG調達構成と契約期間、2022年や2026年のような事態を誰が負担するか。
- 燃料の安定供給：確実な備蓄の権利と、数か月に及ぶ供給途絶への対応計画。
- 炭素コスト：想定しているGX-ETSの価格と、無償割当への依存の有無。
- グリーンスチール：278kg-CO₂/tの鋼材をどのように低炭素として販売するか。
- 混焼：水素またはアンモニアのエネルギーベースの混焼率、開始時期、燃料コスト。

政策立案者へ

次の電炉をクリーン電力に誘導する

- グリーンスチール税額控除：使用電力の炭素集約度にかかる要件を加える。追加の財政負担は生じない。
- エネルギー安全保障パッケージ：燃料補助（年間約1兆円＋2.5兆円の予備費）だけでなく、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）に資金を充て、新しい電炉の系統接続を電力会社・送配電事業者と共同で計画する。
- GX-ETSの制度設計：新設の自家用化石燃料発電に無償割当を与えない。
- 環境影響評価：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。

分析手法

同じ八幡の電炉について、自家用LNG火力で電力を賄う場合と、九州の系統電力＋再エネ契約で賄う場合を、2020年～2026年半ばの実際の価格と、2017～2026年の価格実績を再標準化した2029～2045年の4,000通りの将来シナリオで評価した。基準ケース：発電効率58%（LHV）、0.359kg-CO₂/kWh、650kWh/t、150円/ドル、LNG調達構成は原油連動44%、米国ガス連動36%、スポット20%。

DISCLAIMER

For information only; not investment advice. The report represents the authors' views and interpretations of publicly available information.

ABOUT TRANSITION ASIA

Founded in 2021, Transition Asia is a non-profit think tank dedicated to accelerating decarbonisation in Asia's materials and heavy industries to achieve the 1.5°C climate goal.