



Institute for Energy Economics
and Financial Analysis

ブラウズ・ガスプロジェクト

高価、高排出、不必要

ジョシュ・ランシマン(オーストラリアガス専門 リードアナリスト)
アマンディーヌ・デニス・ライアン(IEEFAオーストラリア・CEO)



Disclaimer:

This Analysis has been prepared and issued by the Institute for Energy Economics and Financial Analysis Australia Limited (**IEEFA**). It sets out information and observations about certain statements made by the organisation(s) which is or are the subject of this Analysis (each an **Organisation**) concerning its business operations.

This Analysis is supplied personally to the Recipient on the following conditions, which are expressly accepted and agreed to by the Recipient, in part consideration of the supply of the Analysis, as evidenced by the retention by the Recipient of this Analysis. If these conditions are not acceptable the Analysis is to be returned immediately or closed.

1. This Analysis is neither a prospectus nor a product disclosure statement regulated under the Corporations Act, nor is it required to be. A copy is not required to be, and has not been, lodged with the Australian Securities and Investments Commission (**ASIC**);
2. This Analysis does not purport to contain all or any information that may be required to evaluate any transaction in relation to the Organisation (or would be required if it were a disclosure document which required lodgement with ASIC under the Corporations Act). The Recipient and its advisers should conduct their own independent review, investigations and analysis of the Organisation and of the information contained, or referred to, in this Analysis;
3. This Analysis is for information and educational purposes only. The information provided in this Analysis is derived from publicly available information, and the purpose of publishing this Analysis is to promote action by the Recipient consistent with IEEFA's sustainability objectives. IEEFA does not provide tax, legal, investment, financial product or accounting advice. This Analysis is not intended to provide, and should not be relied on for, tax, legal, investment, financial product or accounting advice, and it does not take into account any personal objectives, circumstances or financial needs of any particular Recipient. Nothing in this Analysis is intended as investment or financial product advice, as an offer or solicitation of an offer to buy or sell, or as a recommendation, opinion, endorsement, or sponsorship of any financial product, class of financial products, security, company, or fund. IEEFA is not responsible for any investment or other decision made by a Recipient and each Recipient is responsible for its own investment research and investment decisions. To the extent that a Recipient is an investor, or is considering investing in the Organisation, the Recipient should obtain its own financial advice in relation to any investment in the Organisation;
4. This Analysis is not meant as a general guide to investing, nor as a source of any specific or general recommendation or opinion in relation to any financial products or the Organisation. Unless attributed to others, any observations or opinions expressed are our current observations or opinions only. Certain information presented may have been provided by third parties. IEEFA believes that such third-party information is reliable, and has checked public records to verify it where possible, but does not guarantee its accuracy, timeliness or completeness; and it is subject to change without notice; and
5. Neither IEEFA, nor its directors, officers, employees, agents, advisers or representatives (referred to collectively as the **Beneficiaries**) makes any representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, reliability or completeness of the information contained in this Analysis or previously or subsequently provided to the Recipient by any of the Beneficiaries, and the Beneficiaries shall have no responsibility arising in respect of the information contained in this Analysis or in any other way for errors or omissions (including responsibility to any persons by reason of negligence), except insofar as liability under any law cannot be excluded.

目次

主な分析結果	5
要旨	6
はじめに	10
ウッドサイド社のブラウズ・プロジェクトは高コストになる見通し	11
ブラウズの開発コストは国内価格を押し上げる可能性	11
世界的な供給過剰により、ブラウズは競争力に欠く可能性が高い	13
アジアのエネルギーミックスにおいて石炭に代替するには LNG は高すぎる	14
ブラウズの高排出はコストとリスクを増大させる可能性が高い	16
オーストラリアにとっては重大な排出・環境問題	16
NWS の排出削減条件により、生産が制限される可能性	17
CCS はコストを 9% 上昇させる可能性	18
カーボン・オフセットが高額になる可能性	19
西オーストラリア州のエネルギー安全保障対策には、より良い選択肢がある	20
西オーストラリア州内のガス供給を確保するため、LNG 輸出分を振り向ける	21
LNG 輸出業者が義務を満たせば、ガス不足は軽減され得る	23
発電・産業におけるガス需要を削減	24
アジアのエネルギー安全保障にブラウズは不可欠にならない見込み	26
急増する LNG 供給が需要を上回り、価格を押し下げる	26
国内需要が減少する中、日本はオーストラリア産 LNG を転売	27
結論	29
IEEFA について	30
著者について	30

図表

図 1: 西オーストラリア州における州内供給確保の見通し（テラジュール (TJ)/日）	10
図 2: ブラウズ産国内ガスの推定コスト対ベンチマーク（豪ドル/GJ）	12
図 3: ブラウズ産 LNG の推定コストとベンチマークの対比（米ドル/MMBtu）	14
図 4: 中国の電源構成比の推移 2014 年～2024 年.....	15
図 5: 西オーストラリア州におけるガス不足と推定未契約 LNG 量の対比（PJ）	22
図 6: 西オーストラリア州の 3 大 LNG プロジェクトは将来的に大量のガスを国内供給する必要がある	23
図 7: 国内供給義務（DMO）により西オーストラリア州に追加供給されるガス量 2023 年～2029 年	24
図 8: 日本による LNG 転売の概観.....	28
表 1: ブラウズ・プロジェクトの推定上流排出量（MtCO ₂ e）	16

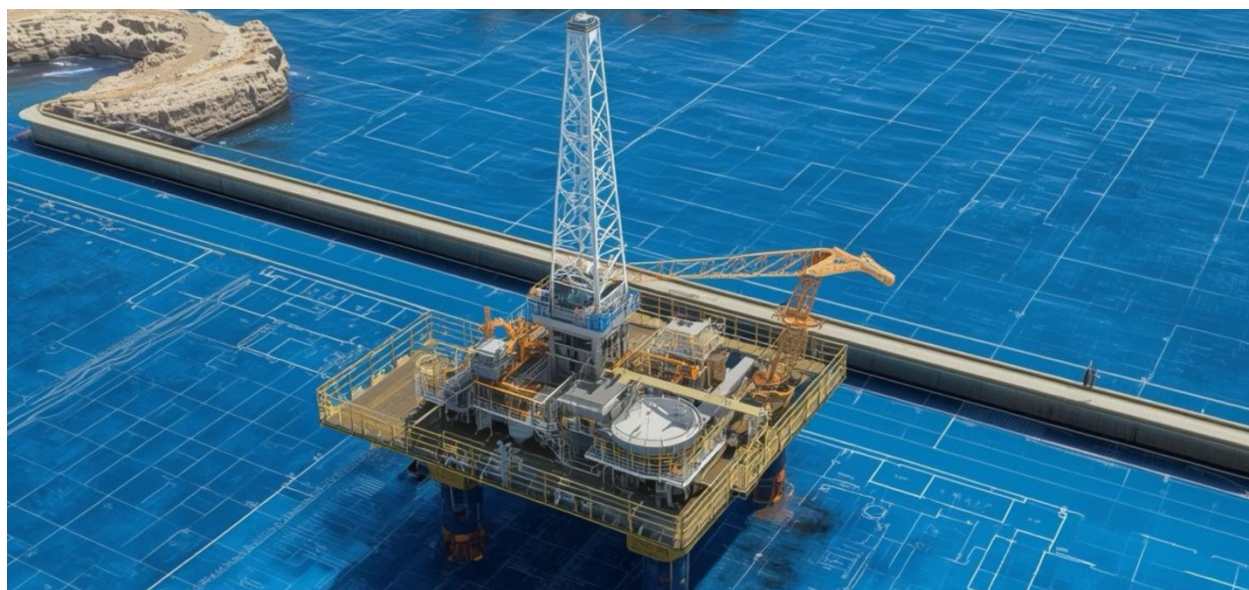
主な分析結果

IEEFA のコスト試算によれば、ウッドサイド社のブラウズ・ガスプロジェクトは、国内外問わず競争力に欠ける可能性が高い。

ブラウズ産ガス産の生産コストは、既存の国内ガス生産コストの 4 倍に達する可能性があり、産業用ガス需要を押し下げる恐れがある。西オーストラリア州のエネルギー安全保障の観点からは、より安価な LNG フィードガスを国内供給に振り向ける方が、適切な解決策となり得る。

ブラウズ LNG は、供給過剰な世界市場では買い手確保が困難となる可能性がある。カタール産 LNG より 6 割高になる可能性があり、アジアにおける石炭からガスへの燃料転換を通じて新規需要を創出するために必要な価格水準の 2 倍に達すると見込まれる。

同プロジェクトは炭素集約度の高いガスに依存している。さらに、高コストで信頼性に乏しい二酸化炭素回収・貯留への依存は、プロジェクトコストを約 9%押し上げ、経済全体の炭素価格を押し上げる可能性がある。



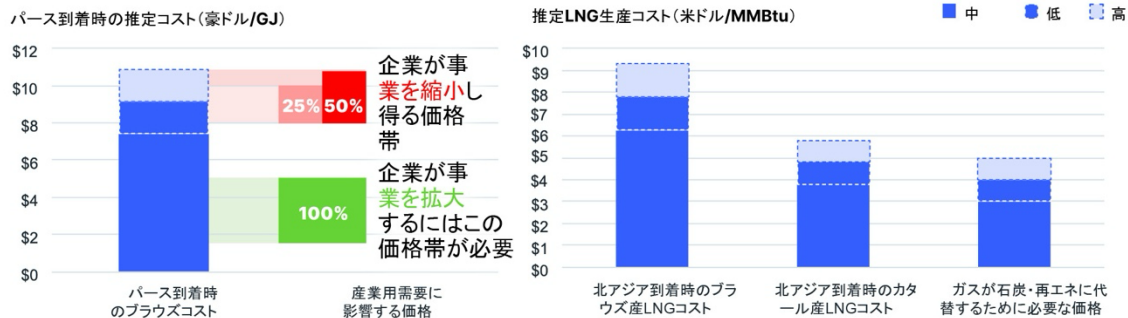
要旨

ウッドサイド社のブラウズガスプロジェクトは、西オーストラリア州（WA）の生態学的に重要な海域に位置し、ノースウェスト・シェルフ（NWS）液化天然ガス（LNG）プロジェクトへ供給している老朽化した既存のガス田を代替することを目的としている。ウッドサイド社と WA 政府は、同プロジェクトについて、州内のエネルギー安全保障を確保し、アジアにおける石炭代替を通じて脱炭素化を後押しするために必要だと主張している。しかし、投資家、WA、そしてオーストラリア全体にとって、同プロジェクトがもたらし得るリスクは十分に検討されていない。

ブラウズガス田は 50 年以上前に発見されたにも関わらず、依然として未開発のままである。これは、同プロジェクトの複雑さと高コスト（IEEFA の試算では 370 億豪ドル超）を反映している可能性が高い。ウッドサイド・エナジー、独立専門家、その他の公開情報に基づく財務モデリングの結果、IEEFA はブラウズ産ガスのコストを 1 ギガジュール（GJ）あたり 7.80 豪ドル、パース到着時のコストを 9 豪ドル/GJ 超と試算している。これは既存の国内ガス生産コストの 4 倍以上に相当する。このため、ブラウズ産ガスは価格競争力を欠くか、西オーストラリア州のガス価格を押し上げる可能性が高い。オーストラリア・エネルギー市場運営機関（AEMO）は以前、ガス価格が約 8 豪ドル/GJ に達すると、産業ユーザーの事業縮小を引き起こし始める可能性があるとは指摘しており、ガス価格上昇がもたらす影響の大きさを示している。

ブラウズ産 LNG も、同様に競争力を欠くとみられる。IEEFA の試算では、同 LNG のコストは 100 万 Btu（MMBtu）あたり 6.8 米ドルとなり、北アジア到着時のコストは約 7.8 米ドル/MMBtu に達する。これは、カタール産 LNG より約 60% 高い水準である。カタールは、最終買主を確保する必要のあるポートフォリオ契約分を含め、西オーストラリア州の LNG 輸出能力全体を上回る未販売 LNG を抱えると広く予想されている。また、ブラウズ産 LNG はまた、アジアにおいて石炭との競争にも苦戦するとみられ、結果として石炭を代替する可能性は低い。国際エネルギー機関（IEA）は、石炭からガスへの燃料転換を促すには、LNG 価格が 3～5 米ドル/MMBtu まで低下する必要があると分析している。これは、ブラウズ産 LNG の推定コストのおよそ半分に相当する。さらに、世界最大の石炭消費国である中国とインドに関する IEEFA の分析は、LNG が代替燃料より高コストであるため、石炭を実質的に置き換えていないことを示している。

オーストラリア国内外でブラウズガスは高すぎる見込み



高排出によりコストは9%超上昇する可能性

政府が最近承認したウッドサイド社の **NWS** 操業延長には、排出量削減要件が含まれている。この要件により、老朽化が進む **LNG** 処理設備（トレイン）2 基の継続稼働が不経済となる、または改修に多額の追加費用が必要となる可能性が高い。その結果、**LNG** 生産量と収益が減少するだけでなく、単位あたりの **LNG** 生産コストが上昇する可能性がある。IEEFA は、ブラウズ産ガスの処理に **NWS** のトレイン 5 基のうち 2 基が利用可能とする「高コストシナリオ」において、この可能性を考慮している。

また、ブラウズガス田は、二酸化炭素（**CO2**）の平均含有率が約 **10%**と、他の多くのガス田より高い。例えば、スカボーガス田の **CO2** 含有率は約 **0.1%**である。そのため、ブラウズガス田の開発は相当規模の排出を伴う。ウッドサイド社の推計では、排出削減措置を講じず、貯留層の **CO2** 含有率が高いシナリオの場合、ブラウズガス田の開発に伴う生産ピーク年の排出量は、**CO2** 換算で **680 万トン（6.8MtCO2e）**に達する。これは、2035 年時点のオーストラリアの総排出量の **2.9～3.7%**に相当する。

ただし、ウッドサイド社は、セーフガード・メカニズム上の義務を満たすため、二酸化炭素回収・貯留（**CCS**）によって排出量の一部を削減する意向を示している。同制度では、生産開始初日から、貯留層由来の **CO2** 排出を実質ゼロにすることが求められる。オーストラリアで同規模の事例であるシェブロン社のゴーゴン **CCS** プロジェクトには、これまでに **32 億豪ドル**が投じられて入れる。IEEFA は、ブラウズの **CCS** 設備がプロジェクトコストを約 **9%**押し上げる可能性がある試算している。

CCS はプロジェクトに伴う **CO2** 排出量減策として提唱されることが多い。しかし、これまでの実績を見ると、失敗や期待を下回る事例も少なくない。ゴーゴン **CCS** 設備は、操業開始以降、目標回収量の半分未満しか回収しておらず、**2023-24 年度**には回収した **CO2** のうち約 **3 分の 1**しか貯留できなかった。その結果、シェブロン社は追加コストの負担を強いられている。すでに高額な

CCS のコストに加え、追加的にカーボンクレジットの提出を余儀なくされている。IEEFA は、2023-24 年度の CO₂ 注入コストを 222 豪ドル/tCO₂ と推計している。

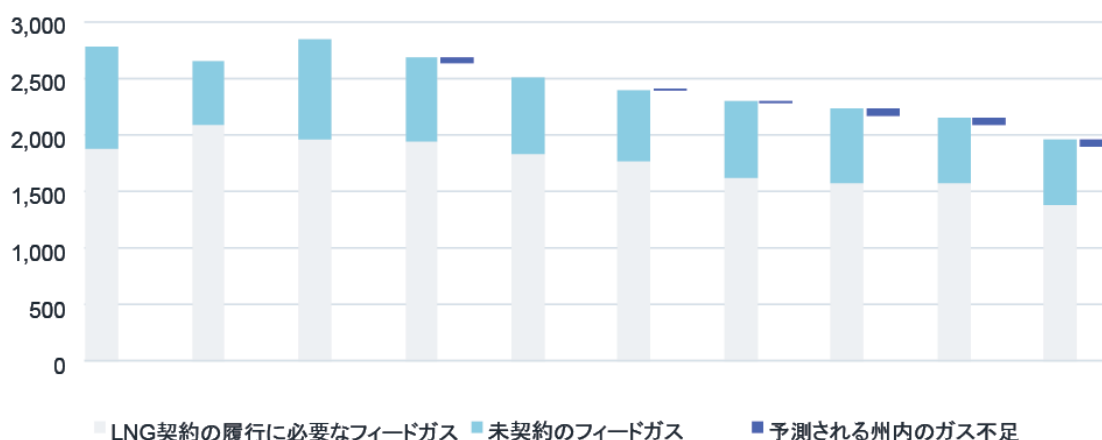
ウッドサイド社は、CCS により上流排出量の 47% を削減できると見込んでいる。残る貯留層由来排出量は、すべてカーボンクレジットで相殺する必要がある。これは、カーボンクレジットの需要と価格を押し上げ、経済全体の炭素価格の上昇につながる可能性がある。

西オーストラリア州およびアジアのいずれにおいても、エネルギー安全保障に不可欠とはいえない

西オーストラリア州は、群を抜いてオーストラリア最大のガス生産州である。2024 年には、ガス生産量は、上流採掘に自家消費された分を除き、約 3,350 ペタジュール (PJ) に達した。一方、国内市場向け供給は約 418PJ にとどまった。

もっとも、既存の成熟ガス田における生産減退は、同州内のガス供給に影響を及ぼしており、AEMO は 2030 年以降のガス不足の可能性を警告している。しかし、その不足規模は LNG 総輸出力や将来の推定未契約 LNG 量と比較すると小さい。例えば、IEEFA の試算では、AEMO が予測する 2034 年のガス不足量は約 70PJ である。これは、未契約フィードガス推定量の 12%、全 LNG 輸出のフィードガス量の 4% に過ぎない。政府は、高コストになる可能性のあるブラウズ産ガスに頼るのではなく、スポット LNG として輸出される予定の一部ガスを国内市場に振り向ける政策措置を検討する余地がある。これにより、西オーストラリア州におけるガス生産コストとガス価格への影響を最小限に抑えつつ、供給懸念に対処できる可能性が高い。

州内のガス不足と推定未契約ガス量の対比 (PJ)



IEEFA はまた、LNG 輸出業者が国内市場への義務を満たすために供給する必要のあるガスの量を AEMO が考慮すれば、予測される不足はさらに縮小する可能性があると考える。同州のガス留保政策では、LNG 輸出業者には LNG 生産量の 15% を国内市場に供給する義務が課されている。しか

し、西オーストラリア州議会の調査では、実際の供給量はわずか8%にとどまっていることが明らかになった。このため、LNG 生産者は今後数年間、15%を上回る供給を求められる可能性がある。AEMO は、一律に推定 LNG 輸出量の 15%が国内供給されると仮定しているためである。

加えて、特に発電や産業プロセスにおいて、西オーストラリア州では、費用対効果の高いガス需要削減の余地がある。具体的には、電力系統およびオフグリッド電力システムへの再生可能エネルギーの迅速な導入や、アルミナ生産の電化（初期段階には政府の支援が必要）などが挙げられる。

さらに、ブラウズはアジアのエネルギー安全保障を支える上でも不可欠ではない。世界的な LNG 市場では、前例のない勢いで新規供給が増えており、2030 年代初頭までに LNG 生産能力は 60% 増加する見通しである。一方、LNG 需要の伸びは依然として不確実である。IEA は、最も移行が緩やかなシナリオであっても、既存および建設中の LNG 生産能力で、2040 年までの世界の LNG 需要を十分に満たすと予想している。より短期的には、相当規模の供給過剰が見込まれ、仮に追加生産能力がすべて吸収されたとしても、価格はブラウズ・プロジェクトの推定コストを大きく下回る可能性がある。

本報告書の分析は、ブラウズ・プロジェクトがもたらす便益について重大な疑問を提起するものである。同プロジェクトは、ガス利用者へのガス価格負担を引き上げるとともに、排出量を増加させる一方で、エネルギー安全保障にも、アジアにおける石炭代替にも十分寄与しない可能性が高い。

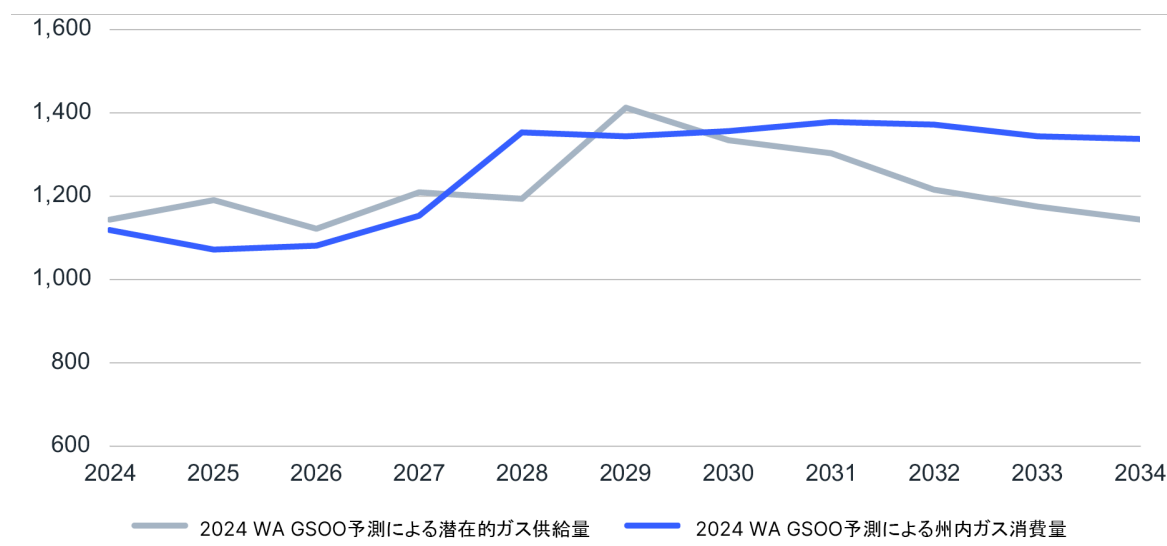
本報告書の分析結果の根拠となるパラメータおよび仮定の詳細については、[技術付録](#)をご参照ください。

はじめに

ガスの安定供給は、2016 年以降、オーストラリア東部のガス市場で根強い課題となっている。西オーストラリア州は、ガス留保政策により、オーストラリア東部で見られた問題の多くを回避してきた。

しかし、西オーストラリア州のガス市場を取り巻く状況は逼迫している。オーストラリア・エネルギー市場運営機関（AEMO）は「2024 WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」において、州内のガス需要の増加（産業および鉱物処理による）と、長年利用されてきたガス田におけるガス生産量の減少により、2030 年から供給不足が生じる可能性があると予測している（図 1）¹。この予測にあたり、AEMO は、広範な国内市場供給義務に基づき、LNG 輸出業者が LNG 生産量の 15% を国内市場に供給するものと仮定している。

図 1: 西オーストラリア州における州内供給確保の見通し（テラジュール (TJ)/日）



出典: AEMO.² 注: Step Change、すなわち最も可能性の高いシナリオを示す。

一方、西オーストラリア州のガス価格はここ 5 年で 2 倍以上に上昇しており、産業活動の活性化予測が本当に実現するのか疑問も生じている³。2024 年には、西オーストラリア州のスポットガス価格は概ね 1 ギガジュール (GJ) あたり 8.50 豪ドルを超え、加重平均国内契約価格も 7 豪ドル/GJ を上回った⁴。

¹ AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 4.

² 同上 Page 59.

³ IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

⁴ AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 89.

ガス不足の可能性に対する懸念を踏まえ、2025 年 9 月、西オーストラリア州政府とオーストラリア政府は、ウッドサイド社のノースウェスト・シェルフ（NWS）LNG プロジェクトの操業を 2070 年まで延長することを承認した。NWS プロジェクトは、西オーストラリア州のガス市場にも供給している。ウッドサイド社はまた、同プロジェクトへ供給している既存のガス田の生産が減退していることから、西オーストラリア州沖合のブラウズガス田の開発を検討している。同社は、州内ガス政策に関する西オーストラリア州議会による調査への回答において、ブラウズは「2030 年以降に予測されるガス供給不足を解消し、州の長期的なエネルギー安全保障を支えるうえで極めて重要である」と主張している⁵。

ブラウズガス田の開発は、他の潜在的なオンショアガスプロジェクトに代替するものではないと仮定すれば、確かに国内供給の増加につながる可能性がある。しかし、IEEFA の見解では、同プロジェクトには重大なリスクも伴う。ガス供給懸念に対処するには、他により良い選択肢がある。

国内供給に加え、西オーストラリア州首相は、同州の LNG 輸出の重要性についてもより広く言及している。首相は、オーストラリア産 LNG は日本のエネルギー安全保障に極めて重要であり、アジアにおいて石炭を代替することでエネルギー移行を後押しすると主張している^{6,7}。しかし、IEEFA の分析は、こうした主張やブラウズ・プロジェクトそのものの理論的根拠に深刻な疑問を投げかけている。

ウッドサイド社のブラウズ・プロジェクトは高コストになる見通し

IEEFA は、ブラウズ産の国内ガスおよび LNG のコストを試算するにあたり、ウッドサイド社から提供されたブラウズおよび NWS 操業延長に関するプロジェクトコスト、KPMG の独立専門家報告書、その他の公開情報に基づいて財務モデルを構築した。ブラウズ・プロジェクトの推定コストは、財務モデルにて用いた仮定（本報告書の技術付録にて解説）を反映している。推定コストは、低位から高位までのレンジで示し、中央値を最も可能性の高い推定値として用いた。なお、仮定が異なれば、推定コストも変わる点にご留意いただきたい。

ブラウズの開発コストは国内価格を押し上げる可能性

IEEFA の試算では、ブラウズ・プロジェクトの資本コストは 370 億～480 億豪ドルに達する可能性がある。この試算には、コスト超過の可能性も織り込んでいる、こうした高額な資本コストによ

⁵ Woodside. [Submission: Inquiry into the WA Domestic Gas Policy](#). August 2023. Page 1.

⁶ The Australian. [WA Premier Roger Cook promises Japan he will step on the gas](#). July 2025.

⁷ Australian Financial Review (AFR). [Gas is good, like it or not: WA Labor leader](#). July 2025.

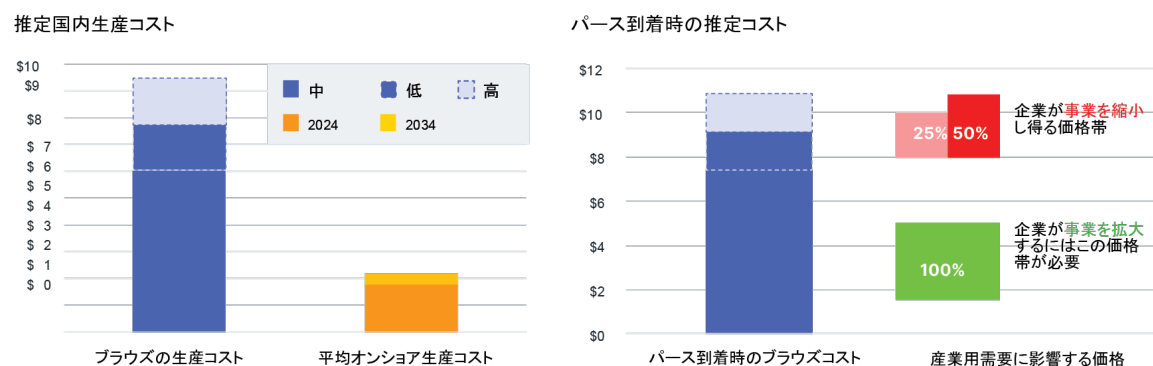
り、同プロジェクトは価格面のリスクに直面する可能性がある⁸。この試算によれば、推定生産コストは 6.1～9.4 豪ドル/GJ、中央値は 7.80 豪ドル/GJ となる。

IEEFA の試算では、ブラウズ産ガスの生産コストは 7.80 豪ドル/GJ であり、西オーストラリア州の国内ガス生産コストの平均を大きく上回る。このため、ブラウズ産ガスは同州にとって比較的高価なガス供給源になる可能性がある。さらに、パイプラインコスト 1.37 豪ドル/GJ を加えると、パース到着時のコストは 9 豪ドル/GJ を超えると推定される。

AEMO のデータによれば、西オーストラリア州における国内ガスの加重平均生産コストは、2024 年には 1.80 豪ドル/GJ であったが、2034 年には 2.19 豪ドル/GJ に上昇する見込みである。したがって、ブラウズ産ガスの生産コストは、既存設備の生産コストと比べても大幅に高くなる可能性がある（図 2）。ウッドサイド社の国内向けの価格戦略によっては、こうした高い生産コストが西オーストラリア州の国内ガス市場価格に波及する恐れがある。特に、ブラウズ産ガスが限界供給源となる場合には、その可能性が高まる。

その結果、ブラウズ産ガスは、現在すでに高水準にある西オーストラリア州のガス価格を引き下げるどころか、さらに押し上げる可能性がある。これは、同州のガス使用産業の競争力を損ない、需要の減退を招きかねない。AEMO は「WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」の一環として、主要ガス利用者の価格感応度を評価している。その分析によれば、ガス価格が 7.93 豪ドル/GJ～9.93 豪ドル/GJ の水準に達すると、産業用ガス利用者の 25% が事業を縮小する可能性がある。さらに、9.93 豪ドル/GJ～10.75 豪ドル/GJ の水準では、追加で 25% の利用者が事業を縮小する可能性がある⁹。

図 2: ブラウズ産国内ガスの推定コスト対ベンチマーク（豪ドル/GJ）



出典: AEMO, IEEFA

⁸ ACIL Allen Consulting. [Browse and North West Shelf Extension: Economic Impact Assessment](#). June 2019. Page 2.

⁹ AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Page 73.

世界的な供給過剰により、ブラウズは競争力に欠く可能性が高い

ウッドサイド社はまた、LNG 市場においても価格面のリスクに直面している。特に、想定される需要増加が実現しない場合や、買い手が低価格の LNG を求める場合には、そのリスクは大きくなる。今後見込まれる供給過剰は LNG 価格を押し下げ、その状況は 2030 年代半ばまで続く可能性が高い。IEA は、最も移行が緩やかなシナリオにおいても、2040 年まで新規 LNG 供給は必要とされないと予測している。より野心的な移行シナリオでは、新規 LNG 供給はまったく必要ないとされている。また IEA は、新規 LNG 供給が完全に市場に吸収されるには、LNG 価格が 100 万 Btu (MMBtu) あたり 3~5 米ドルまで下がる必要があるとしている¹⁰。これは IEEFA が試算するブラウズ産 LNG の生産コストの 6.80 米ドル/MMBtu を下回る。IEEFA が試算する LNG 生産コストは、ブラウズ産ガスのコストに加え、NWS プロジェクトにおける追加の資本コストと運営コストを反映している（詳細は、[技術付録](#)を参照）。

ウッドサイド社は、カタールエナジーとも競争する必要がある。コロンビア大学グローバルエネルギー政策センターによると、カタールエナジーは、未契約、またはポートフォリオトレーダーと契約済みで転売の必要がある LNG を、最大 780 億立方メートル（LNG 約 6,000 万トンに相当）保有している可能性がある¹¹。輸送コストを加えると、ブラウズ産 LNG の北アジア到着時の推定コストは約 7.80 米ドル/MMBtu となる可能性がある（注：輸送コストは大幅に変動し得る）。この水準は、到着時の推定コストが 3.8~5.8 米ドル/MMBtu であるカタール産 LNG より、60%以上高くなる可能性が高い（図 3）¹²。より広く見れば、ライスタッド・エナジーのデータ分析によると、ブラウズは世界の未開発ガス埋蔵量の 7 割よりも高コストになる見通しである¹³。

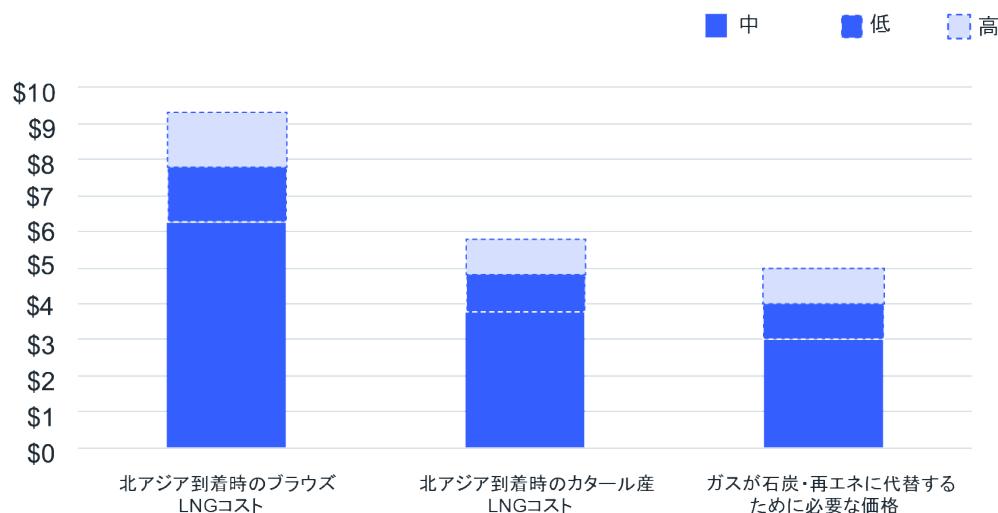
¹⁰ IEA. [World Energy Outlook 2024](#). October 2024. Page 19.

¹¹ Columbia Centre on Global Energy Policy. [How Qatar's LNG Decisions Will Impact an Oversupplied Global Market](#). 8 September 2025.

¹² IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. [Global LNG market: supply-demand and economic analysis](#). 2022. Page 5. Qian Zou et al.

¹³ ACCR. [What's next for Woodside](#). 1 August 2024. Page 6.

図 3: ブラウズ産 LNG の推定コストとベンチマークの対比（米ドル/MMBtu）



出典: IEEFA, IEA, Columbia Centre on Global Energy Policy, ACCC, sea-distances.org

アジアのエネルギーミックスにおいて石炭に代替するには LNG は高すぎる

ブラウズ・ガスプロジェクトの推進者は、オーストラリア産 LNG がアジアにおける石炭火力発電からの転換を後押しし、それによって排出削減に貢献すると主張している。しかし、LNG コストが比較的高いことを踏まえると、その主張が現実になる可能性は低い。

IEA によれば、新興国市場で LNG が石炭と競争するためには、価格が 3～5 米ドル/MMBtu 程度である必要がある。この価格帯は、世界の多くの LNG 輸出プロジェクトにおける到着時のコストを下回る可能性が高い¹⁴。ブラウズ産 LNG は、その価格帯のほぼ 2 倍に達する可能性がある。

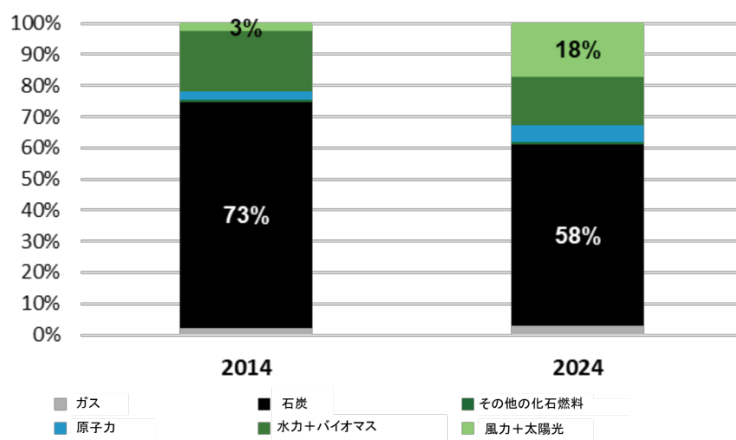
主要新興国市場では、LNG が価格競争力に比較的に乏しいことがすでに表れている。

中国では、2014 年以降、電源構成に占める石炭の割合が大幅に低下し、再生可能エネルギーによる発電量が 4 倍に増加した。一方、ガスの割合は約 3%にとどまっている。これは、LNG コストが比較的高いことを反映している（図 4）。石炭火力発電は、ガス火力発電よりも 1 メガワット時あたり 30～40 米ドル安いと試算されており、太陽光と風力発電もまたガス火力発電より安価である¹⁵。

¹⁴ IEA. [World Energy Outlook 2024](#). 16 October 2024. Page 52.

¹⁵ IEEFA. [LNG is not displacing coal in China's power mix](#). October 2024. Page 3.

図 4: 中国の電源構成比の推移 2014 年～2024 年



出典: IEEFA.¹⁶

同様に、インドでも、エネルギーミックスに占めるガスの割合は 2013 年度から 2024 年度にかけて 10%から 7%へ低下しており、LNG が石炭を代替する可能性は低い¹⁷。インドの石炭消費の約 70%を占める電力セクターでは、LNG 価格の高騰と安価な国産ガス供給の減少により、ガス火力発電の割合が 2025 年度には 2%未満に低下している¹⁸。その結果、ガスインフラの利用率も低下している。

一方、インドの鉄鋼セクターでは、2016 年度以降、ガス需要が増加している。ただし、その増加は僅かであり、概ね年間約 25 ペタジュール (PJ) 相当にとどまる。また、その大部分は LNG ではなく、国内のガス生産によって賄われている¹⁹。

世界的に見ても、IEEFA は、アジアにおいて LNG が石炭を代替しているという主張を裏付ける確かなエビデンスを確認していない。米国でガスが石炭を代替したのは事実だが、それは同地域の国産ガスがはるかに低コストだったことを反映している²⁰。

¹⁶ IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

¹⁷ IEEFA. [Can LNG displace coal demand in India?](#) 11 June 2025. Page 5

¹⁸ 同上 Page 4.

¹⁹ IEEFA. [Can LNG displace coal demand in India?](#) 11 June 2025. Page 7.

²⁰ S&P Global Platts. [Study on Global Natural Gas Prices to End-Users](#). June 2019. Page 9.

ブラウズの高排出はコストとリスクを増大させる可能性が高い

オーストラリアにとっては重大な排出・環境問題

提案されているブラウズ・ガスプロジェクトは、カリアンス、ブレックノックおよびトロサの3つのガス田で構成されている。これらのガス田は、西オーストラリア州ブルームの北約425kmの海域に位置し、生態学的に重要なスコット礁に隣接している。

同プロジェクトの開発には、2隻の新たな浮体式生産貯蔵積出設備（FPSO）や、NWSプロジェクトに接続する全長900kmの新たな海底ガスパイプラインなど、大規模なガスインフラを新設する必要がある²¹。

大規模なインフラと沖合掘削がは、海洋環境に物理的リスクをもたらすことは明らかである。2024年には、西オーストラリア州環境保護庁（WA EPA）が事前評価で、同プロジェクトは流出リスクをはじめとする許容できない環境リスクを伴うという見解を示した²²。ウッドサイド社はその後、計画の修正案を提出しており、現在、同庁が審査している。

また、ブラウズガス田は炭素集約度が高く、二酸化炭素（CO₂）の平均含有率は約10%と、他の多くの新規ガス田よりもはるかに高い^{23,24}。例えば、ウッドサイド社のスカボローガス田のCO₂含有率は約0.1%であり、ブラウズの100分の1である²⁵。

このため、同プロジェクトは大量のCO₂を排出する可能性がある。ウッドサイド・エナジーの試算では、CCSが使用されず、貯留層のCO₂含有率が高いシナリオにおいて、生産ピーク年のスコープ1上流排出量は6.8MtCO₂eに達する（表1）。

表 1: ブラウズ・プロジェクトの推定上流排出量（MtCO₂e）

排出シナリオ	平年	ピーク年
ベースケース	3.6	6.2
高 CO ₂ 排出シナリオ	4	6.8
ベースケース CCS 有り	1.9	非公開

²¹ Woodside. [Developments and Exploration: Browse](#).

²² WA Today. [‘Unacceptable’: Red flag for Woodside’s Browse gas project poses problem for federal government](#). 5 August 2024.

²³ Upstream. [Carbon solution imperative or Woodside’s giant Browse gas reserves stay in the ground](#). May 2022.

²⁴ ABC News. [Woodside’s North West Shelf approval just a stepping stone to enable Browse project](#). May 2025.

²⁵ Woodside. [Scarborough Energy Project](#). Accessed 18 September 2025.

出典: Woodside.^{26,27}

この排出量は相当規模であり、西オーストラリア州の総排出量の大きな割合を占める。例えば、ブラウズ・プロジェクトの生産量が 2022-23 年度にピークに達していた場合、CCS なしの排出量は同州の総排出量の 7~8% を占めていたことになる。

国レベルでも、オーストラリアが新たに設定した排出量削減目標に基づく IEEFA の試算によれば、ブラウズ・プロジェクトから CCS なしで排出される CO₂ は、2035 年のオーストラリアの総排出量の 2.9~3.7% を占める可能性がある（生産ピーク年かつ高 CO₂ 含有率のシナリオを想定した場合）²⁸。

同プロジェクトは、CCS を使用した場合でも大量の CO₂ を排出する。このため IEEFA は、オーストラリア経済の他部門でさらなる脱炭素化が必要となるか、カーボンクレジットへの需要が高まる可能性が高いと考える。その結果、他の LNG 輸出プロジェクトを含め、他の企業や産業の脱炭素化コストを押し上げる可能性がある。

NWS の排出削減条件により、生産が制限される可能性

オーストラリア政府による NWS 操業延長の認可は、ウッドサイド社に対する追加条件が含まれている。具体的には、NWS 排出量を 2030 年までに 60%削減し、2050 年までにネットゼロを達成すること、さらに亜酸化窒素など特定のガスの排出を削減またはゼロにすることが求められている²⁹。これらの条件により、老朽化が進む LNG 処理設備（トレイン）2 基の継続稼働は不経済となる可能性がある。少なくとも、大規模な改修投資が必要とする可能性がある。すでに 1 基が停止していることを踏まえると、より新しいトレイン 2 基のみで操業することになる公算が大きい。その場合、LNG 生産量と収益は減少し、ブラウズ・プロジェクトの事業採算性が損なわれる恐れがある。

IEEFA は、プロジェクトの「高コストシナリオ」を想定する際に、この潜在的な影響を考慮した。具体的には、最新のトレイン 2 基のみが稼働を継続し、それによってブラウズ由来の LNG 生産量が 8%減少すると仮定した。この仮定では、ブラウズ産ガスが他の供給源よりも優先的に液化されるものとしている。また、ブラウズ産ガスは全量開発され、生産量減少によって液化に回らなくなったフィードガスは国内供給に振り向けられるものと仮定した。これは単純化のための仮定である。しかし、西オーストラリア州のガス市場が相当量の新規供給を吸収できると過大に想定しているため、プロジェクトへの財務的影響は過小評価されている恐れがある。この分析は、プロジェクトの生産量に関わらず、プロジェクトコストの多くが固定費であり、生産量が減少すれば単位当たりのコストが上昇する構造にあることも示している。

²⁶ Woodside. [Proposed Browse to North West Shelf Project: Supplement Report to the Draft Environment Impact Statement](#). July 2022. Page 29.

²⁷ Woodside. [Proposed Browse to NWS Project EPBC 2018/2319](#). June 2023. Page 82.

²⁸ Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. [Net Zero](#). Accessed 3 October 2025.

²⁹ The Australian. [North West Shelf rules may kill Browse gas plan](#). 25 September 2025.

一方、IEEFA の分析では、NWS におけるトレイン 2 基の閉鎖が生産コストに及ぼす影響は比較的小さい。ただし、IEEFA は、残りのトレイン 2 基を新たな排出条件に適合させるための追加コストや、国内供給量を増安ための国内向けプラント改修コストについては、特にモデル化していない。

CCS はコストを 9%上昇させる可能性

オーストラリアのセーフガードメカニズムの下では、新規ガスプロジェクトは貯留層由来の CO2 排出量をゼロにすることが求められている³⁰。さらに同メカニズムは、オフセットによって成される排出削減は 30%を超えないというベンチマーク期待値についても示している。これは、実際に進められる新規石油・ガスプロジェクトにおいて、二酸化炭素回収・貯留が排出削減策の重要な要素となる可能性が高いことを示唆している³¹。

これが、ウッドサイド社がブラウズガス田からの排出の一部を貯留するため、ブラウズ炭素回収・貯留（CCS）設備の開発を計画している理由の一つと考えられる³²。同社は、CCS 設備により「ブラウズの潜在的なスコープ 1・GHG 排出量のうち約 5,300 万トン（同プロジェクトの総スコープ 1 排出量の約 47%）を削減できる」としている³³。計画通りに機能した場合、年間 2.3～2.6MtCO₂e と見込まれる貯留層由来の排出量のうち、約 1.7MtCO₂e を回収することになる。残る 0.6～0.9MtCO₂e は、オーストラリア・カーボン・クレジット・ユニット（ACCU）の償却によって相殺する必要がある。

IEEFA の試算では、CCS 設備の開発はブラウズ・プロジェクトのコストを大幅に押し上げる。オーストラリアでは、世界最大の注入目標を掲げるシェブロン社のゴーゴン設備に。稼働開始以来 32 億豪ドルが投じられている。同設備は、提案されているブラウズ・プロジェクトの CCS 設備と同規模である（ブラウズでは設備が沖合に位置することから、追加コストが発生する可能性がある）。IEEFA は、ゴーゴン CCS を便利マークとして用いた試算に基づき、CCS コストがブラウズフィールドガスのコストを約 9%押し上げる可能性があるとしている。

また、CCS の利用は、ウッドサイド社に大きなリスクをもたらす可能性がある。CCS 技術には、失敗や期待を下回る歴史があり、特に CCS プロジェクトは隔離のみを重視している（注：CCS は歴史的に、貯留層圧の維持と石油・ガス回収率の向上のために利用されてきた）。IEEFA が主要 CCS プロジェクト 13 件を分析したところ、その大多数派注入目標を達成できなかったか、完全な失敗に終わっている³⁴。

³⁰ Allens. [Government's Safeguard Mechanism reforms get the green light](#). 5 April 2023.

³¹ 同上 April 2023.

³² Woodside. [Browse Carbon Capture and Storage](#). March 2024. Page 1.

³³ 同上 Page 1.

³⁴ IEEFA. [Fact Sheet: Carbon Capture and Storage \(CCS\) has a poor track record](#). 8 February 2024. Page 1.

設計上の回収能力に近い実績を達成したプロジェクトは3件にとどまり、そのうちノルウェーのスレイプナーとスノーヴィットの2件でも問題が生じている³⁵。スレイプナーでは、注入されたCO₂が想定より速く移動し、これまで確認されていなかった領域へ広がった（エリアの境界は依然として特定されておらず、将来的にCO₂が漏洩する恐れがある）。スノーヴィットでは、より深刻な運転上の問題が発生している。当初は18年分の注入容量が見込まれていたにも関わらず、稼働開始からわずか18か月で大規模な補修が必要となった。さらに2024年には、運営会社であるエクイノール社が、2017年から2021年までのCO₂注入量を28%課題に報告していたことを認めた。これは、CCS設備の運営に伴う技術的課題を示している³⁶。

ゴーゴンのCCS設備も、稼働開始以降、年間注入量が減少し、パフォーマンスは大幅に低下している³⁷。同プロジェクトはゴーゴンLNGプラントから排出されるCO₂の60%を回収することを目標としていた。しかし、2019-20年度から2023-24年度にかけての回収量は、プラントのCO₂排出量の半分にも満たなかった。2023-24年度には回収率はわずか30%にとどまり、目標を大きく下回った。性能改善のための補修費用に加え、カーボンクレジットの償還義務が生じたこともあり、同プロジェクトのコストは急増している。IEEFAの試算では、2023-24年度のCO₂回収コストは222豪ドル/tCO₂に達する。

ブラウズCCS設備のパフォーマンスが少しでも目標を下回れば、次の理由により、西オーストラリア州とオーストラリアに複数のリスクをもたらすことになる。

- プロジェクトコストの上昇が、ガス価格の上昇という形で国内市場に転嫁される可能性がある。
- 総排出量が増加し、国のCO₂排出量削減目標を達成するために、他部門で追加的な削減が必要になる可能性がある。
- カーボンクレジットへの需要がさらに高まり、炭素価格が上昇する可能性がある。その結果、カーボン・オフセットに依存する他の企業の脱炭素化コストに広く影響を及ぼす恐れがある。

カーボン・オフセットが高額になる可能性

前述の通り、ブラウズ・プロジェクトは、必要な排出削減のうち大部分をカーボン・オフセットに依存する可能性がある。CCS設備が期待通りに機能しない場合、その依存度がさらに高まる可能性がある。

³⁵ IEEFA, [Fact Sheet: Carbon Capture and Storage \(CCS\) has a poor track record](#), 8 February 2024, Page 2.

³⁶ DeSmog, [Norway's Equinor admits it 'over-reported' amount of carbon capture at flagship project for years](#), 28 October 2024.

³⁷ IEEFA, [Gorgon CCS underperformance hits new low in 2023-24](#), 28 November 2024.

オーストラリア・コモンウェルス銀行（CBA）は、新規 LNG プロジェクト（ブラウズを除く）に起因する ACCU 需要の見通しを発表している。この見通しによれば、進行中の新規プロジェクトにより、ACCU 需要は 2030 年までに、ベースシナリオで 5.7MtCO₂e、高需要シナリオで 7.4MtCO₂e 増加する見通しである。さらに CBA は、2030 年までにカーボンコストが LNG 収益の 9~18%を占める可能性があるとしている（ベースおよび高需要シナリオにおいて）。

ブラウズからの排出は、仮に関連する CCS プロジェクトが実施され、目標を 100%達成したとしても、ACCU 需要をさらに増加する可能性がある。そうなれば、他の LNG バックフィル・プロジェクトによる需要と相まって、ACCU 価格を押し上げ、オーストラリアの LNG セクター全体に多大な財務的影響を与えかねない。

重要なのは、ACCU 価格の上昇が、脱炭素化義務を満たすために ACCU に依存するすべての企業に影響を与え得る点である。そのため、影響は LNG にとどまらず、オーストラリアの脱炭素化コストにも及ぶ可能性がある。

西オーストラリア州のエネルギー安全保障対策には、より良い選択肢がある

AEMO は「2024 WA Gas Statement of Opportunities (GSOO)」において、供給懸念に対処するために活用できる選択肢を示している。その選択肢は以下の通りである。：

- オンショアガスプロジェクトの開発を促進する。
- 既存の国内向けガス処理プラントの拡張や制約の解消を通じて、LNG 輸出業者による供給を含め、国内供給を増やす。
- 大口ガス使用者による電化と、産業活動における脱炭素化の促進する。
- 再生可能エネルギーの導入をより早く進め、発電用ガス消費を削減する³⁸。

IEEFA の見解では、既存 LNG プロジェクトのフィードガスの一部を国内市場に振り向け、費用対効果の高いガス需要削減の機会を拡大することが、西オーストラリア州にとって最も低コストな解決策となり得る。

西オーストラリア州は国内最大のガス生産地である。また、その LNG 輸出セクターの規模が示すように、同州で生産されるガスの大部分は LNG として輸出されている。

³⁸ AEMO. [2024 WA Gas Statement of Opportunities](#). December 2024. Pages 13-14.

西オーストラリア州の LNG 輸出のかなりの部分は、スポット販売（スポット市場での販売、長期 LNG 契約の履行に必要な量を上回る）である。今後数年間で一部の長期 LNG 契約は満了するため、西オーストラリア州の LNG スポット輸出量は、引き続き LNG 総輸出量の大きな割合を占めるものと見込まれる。州内の安定供給を確保するため、スポット販売向けに輸出されるガスの一部を国内市場に振り向ける政策措置を検討する余地がある。

こうした施策がない場合でも、西オーストラリア州の LNG 輸出業者は、留保義務を満たすために少なくとも 2030 年代半ばまで国内市場への供給を継続する必要がある。

西オーストラリア州内のガス供給を確保するため、LNG 輸出分を振り向ける

西オーストラリア州のガス生産量は、2024 年には約 3,350PJ（採掘されたガスのうち上流の石油・ガス採掘における使用分を除く）に達した。これは、オーストラリア東部のガス生産量よりも 75% 近く上回り、ノーザンテリトリーのその約 6 倍に相当する。これは、西オーストラリア州のガス生産の規模の大きさを示している。

しかし、このガスのうち、西オーストラリア州のガス市場に供給されたのはわずか 418PJ にすぎず、同州から日本（1,120PJ）、中国（661PJ）、韓国（425PJ）向けの LNG 輸出量をいずれも下回っている³⁹。国内供給量は、ガス生産量がより少ないオーストラリア東部地域よりも低い水準にとどまっている。2024 年には、合計で 3,000PJ 近くの西オーストラリア州産ガスが輸出されており、これは総生産量（上流の石油・ガス生産に使用された分を除く）の約 87.5% に相当する。

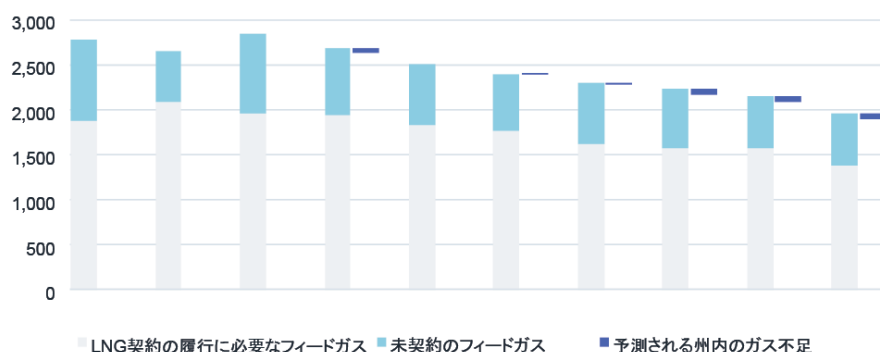
西オーストラリア州の LNG 輸出の相当部分は、既存の長期 LNG 売買契約（SPA）に拘束されないスポット販売である⁴⁰。IEEFA の試算では、2024 年に同州の LNG 総輸出量の 37% がスポット取引で販売され、そのうち NWS プロジェクトによるスポット販売は約 317PJ に上る⁴¹。将来の LNG 生産見通しを踏まえると、新規 LNG 契約が大幅に増加しない限り、同州は引き続き大量のスポット LNG を輸出すると見込まれる。その規模は、州内で予測されるガス不足量を大きく上回る（図 5）。

³⁹ IEEFA, [Australian Gas and LNG Tracker](#).

⁴⁰ LNG スポット販売は、LNG スポット市場での LNG カーゴの裁量的な販売であり、通常は単一または複数のカーゴを短期間で販売するものである。

⁴¹ ICIS のデータに基づく IEEFA の試算

図 5: 西オーストラリア州におけるガス不足と推定未契約 LNG 量の対比 (PJ)



出典: IEEFA estimates; ICIS; AEMO.⁴²

注 予測されるガス不足は、将来のガス需要・供給に関する AEMO の仮定を反映するものである。AEMO は、既存プロジェクトおよび数件の新規プロジェクト（スカボロー、ウェイトシア 2、ウェスト・エレグラ、ロックヤー・ガスプロジェクト）からの供給があるものと仮定している。予測される LNG スポット販売需要は現在の契約量に基づいており、契約延長や新規契約締結があった場合には減る可能性がある。

具体的には、IEEFA はまず、2034 年までの既存 LNG 契約の履行に必要なフィードガス量を試算し、その後、AEMO による西オーストラリア州における LNG フィードガス需要予測を用いて、予想される未契約のフィードガス量を算出した。その結果、LNG 輸出業者は、現契約の履行に必要な量を超える相当量の LNG の生産、または新規 LNG 契約の締結を見込んでいることが示唆される。相当数の新規契約が締結されない限り、未契約ガスの多くはスポット販売に回る可能性が高い。また、予測されるガス不足は、予想される未契約のフィードガス量に比べれば少量である。例えば、AEMO は 2034 年に約 70PJ の不足を予測しており、それは推定未契約 LNG フィードガス量（LNG プラントの稼働に用いられるフィードガスを除く）の約 12%、もしくは推定 LNG 総輸出量の 4%未満に相当する。

西オーストラリア州の未契約フィードガス量の多さは、国内供給の増加によって、供給懸念に対処するとともに、既存の長期 LNG 売買契約に影響を及ぼすことなくガス価格を下げる機会となり得る。実行する場合には、既存プロジェクトから国内供給を増やすことになる可能性が高いが、LNG 施設に併設されたガスプラントの生産能力の増強も必要になるだろう。

その結果、LNG 輸出業者には一定の追加コストが生じ得る。しかし、既存のガス田の生産コストは新規ガス田よりも低くなる可能性が高いことから、国内市場にメリットとなり得る。

⁴² AEMO. 2024 WA Gas Statement of Opportunities. December 2024.

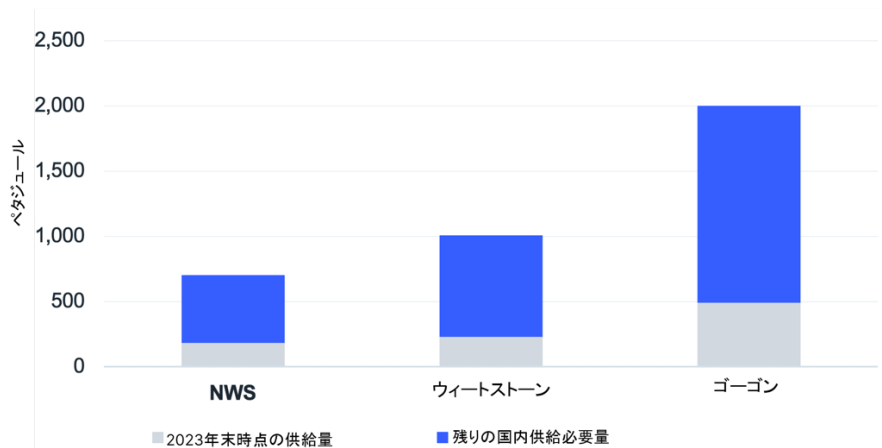
LNG 輸出業者が義務を満たせば、ガス不足は軽減され得る

国内供給への懸念から、西オーストラリア州政府は国内ガス留保政策（2006 年に正式化）を施行した⁴³。同政策は LNG 輸出業者との協議のうえで実施されている。通常、LNG 輸出業者には、LNG 生産量の約 15%に相当するガスを国内市場に供給することが求められる。ただし、国内へのガス供給時期については、LNG 輸出業者が柔軟に調整できるとしている。

こうした背景から、AEMO は供給十分性・不足見通しを作成する際、LNG 輸出業者が 2034 年まで毎年、LNG 生産量の 15%を国内供給するものと仮定している。しかし、2024 年の西オーストラリア州議会の調査によって、西オーストラリア州の LNG 輸出業者は総じて国内供給コミットメントを満たせておらず、「LNG 生産者は、平均して LNG 輸出量に対して 8%程度の国内ガスを供給するにとどまり」、求められる 15%を大きく下回っていることが明らかになった⁴⁴。これにはウッドサイド社のプルート・プロジェクトも含まれており、同プロジェクトは「基本的なコミットメントの 6%」、目安の 115TJ/日に対し、平均して約 11TJ/日しか供給していない⁴⁵。

現実的に考えれば、LNG 輸出業者は国内市場への供給義務を満たすために、プロジェクトの残余期間を通して 15%を超える供給を求められる可能性が高い。例えば、NWS やウィートストーン、ゴーゴン・プロジェクトの供給量は、いずれもまだ必要量の 30%にも満たない（図 6）。

図 6: 西オーストラリア州の 3 大 LNG プロジェクトは将来的に大量のガスを国内供給する必要がある



出典: WA Government.⁴⁶

⁴³ Allens. [Reserving gas for the domestic markets – Queensland’s next step](#). 18 December 2018.

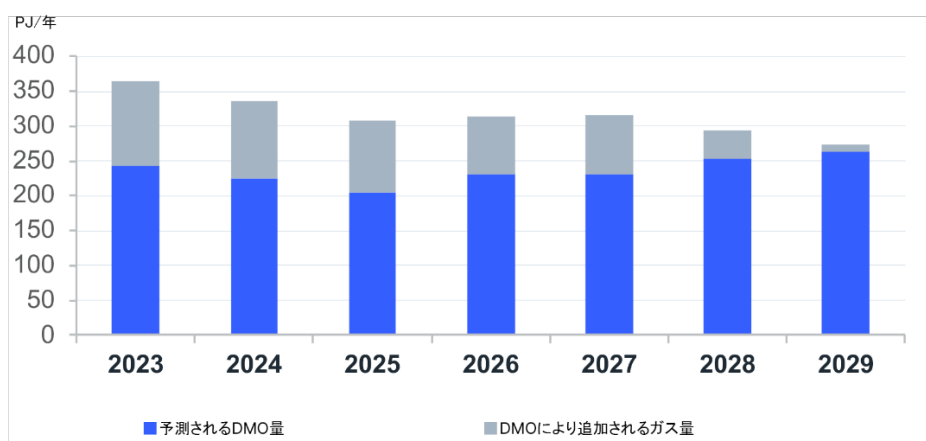
⁴⁴ WA Parliament Economics and Industry Standing Committee. [Inquiry into the WA Domestic Gas Policy: Interim Report](#). February 2024. Page 27.

⁴⁵ WA Parliament Economics and Industry Standing Committee. [Inquiry into the WA Domestic Gas Policy: Final Report](#). August 2024. Page 71.

⁴⁶ WA Government. [WA Domestic Gas Statement](#). August 2025.

オーストラリア産業科学資源省（DISR）が指摘しているように、LNG 生産量の 15%相当を国内供給することで、LNG 輸出業者による国内供給量はかなり増加し得る（図 7）。図 7 は、LNG 輸出業者が 15%の義務を満たすべく国内供給量を増加させた場合に、同州に追加供給されるガス量（「DMO（国内供給義務）により追加されるガス量」）を予測するものである。この図が示すように、国内市場への供給義務を「厳格に」遵守（言い換えれば、毎年 LNG 生産量に沿って国内供給）することで、7 年間で州内ガス供給量は約 500PJ 増加する。

図 7: 国内供給義務（DMO）により西オーストラリア州に追加供給されるガス量 2023 年～2029 年



出典: オーストラリア産業科学資源省 (DISR).⁴⁷

AEMO は LNG 輸出業者が LNG 生産量の 15% 以上を供給するシナリオを明示的にモデル化していないことから、この追加供給が予測される不足の可能性と重要度に影響を与えるかどうかは明確ではない。

IEEFA としては、AEMO は将来の供給十分性を評価する際に、国内市場への供給義務を確実に遵守するために必要となる将来の国内供給量を考慮に入れるべきであると考えている。そうすれば、市場の透明性が向上し、ガス生産者および利用者による投資判断の一助となるだろう。

発電・産業におけるガス需要を削減

IEEFA の分析によれば、西オーストラリア州におけるガス消費の大部分は産業および電力用であることもあり、産業の脱炭素化や再生可能エネルギーへの移行加速を通じて西オーストラリア州のガス需要を削減する余地がある⁴⁸。これらの機会の一部は、現在または中期的に費用対効果が高いものと考えられる。

⁴⁷ DISR. [Future Gas Strategy Analytical Report](#). May 2024. Page 98.

⁴⁸ IEEFA. [Reining in Western Australia's gas addiction](#). 13 March 2025. Page 1.

LNG セクターは西オーストラリア州最大のガス消費セクターであり、LNG 処理プラントに動力を供給するために大量のガスを消費している。それらのガスはガス液化時に冷凍コンプレッサーや発電の燃料として使用されている⁴⁹。一方で、排出量とメンテナンスコストを削減しながらガス需要も減らせる電気タービンが商業化されている。米国のフリーポート LNG プラントはその可能性を示しており、その完全電化設備では、排出量が 90%削減すると同時に LNG 生産量が 6.5%増加している⁵⁰。西オーストラリア州のガス需要に関して、2024 年の LNG 生産量に基づく IEEFA の試算によると、西オーストラリア州の LNG プラントを完全に電化することで 229PJ のガスが節約され、その分を州内で他の用途に充てることができる。ただし、西オーストラリア州の遠隔地にある LNG プラントの電化には技術的な課題がある可能性がある。

西オーストラリア州で次にガス消費量が多いのは電力セクターであり、電源構成に占めるガスの割合は、ノーザンテリトリーを除く他のどの州よりも高い。数値で見れば、発電における西オーストラリア州のガス使用量は、他のどの州よりも数倍多い⁵¹。その背景の一つとして、同州が優れた再生可能エネルギー源を有しているにも関わらず、系統連系型とオフグリッド型のいずれでも、再生可能エネルギーの導入がオーストラリア東部よりも遅れていることが挙げられる⁵²。再生可能エネルギーへの移行の加速は、費用対効果が高いものと考えられる。CSIRO（オーストラリア連邦科学産業研究機構）が明らかにしたところによると、再生可能エネルギーは、統合コストを考慮したとしても、オーストラリアでは既にガス火力発電よりも安価である⁵³。

アルミナ精錬においても、当該セクターのガス消費量を削減し得る技術が既に存在する。具体的には、MVR（機械式蒸気再圧縮）技術（実質的には一連の開放型ヒートポンプ）を用いることで、国内で「今後 10 年間にアルミナ精錬に使用されるガスの 3 分の 2 を置き換えられる可能性があり、その量は年間約 94PJ に相当する」⁵⁴。西オーストラリア州で導入された場合には、年間ガス消費量を約 10%削減し得る。1GJ の電力で 5GJ のガスを代替できるこの技術は、実証され、業界のリスクが軽減されれば、たとえ政府の補助金がなくとも経済的なメリットを得られる魅力的なものになる可能性がある。また、電気炉という新興技術は、アルミナ精錬におけるガス使用量をさらに削減できる可能性があり、現在、アルコア社が再生可能エネルギーを動力源とする焼成炉の試験運用を行っている⁵⁵。

最後に、IEEFA による分析は、国内のアンモニア生産の脱炭素化がオーストラリアに、国内ガス市場のプレッシャーを緩和し、排出量を削減し、そしてオーストラリアで台頭するグリーン水素産業を活性化するという 3 つのメリット（トリプルウィン）をもたらし得ることを明確に示している

⁴⁹ 同上 Page 5.

⁵⁰ 同上 Page 6.

⁵¹ 同上

⁵² 同上

⁵³ CSIRO. [GenCost 2024-25](#). July 2025. Page 76.

⁵⁴ IEEFA. [Industrial heat pumps key to addressing excess gas demand](#). 31 October 2024. Page 25.

⁵⁵ IEEFA. [Reining in Western Australia's gas addition](#). 13 March 2025. Page 8.

⁵⁶。これは、アンモニア製造に使用されるガスの約 30%がアンモニア生産の原料である水素に改質されることを反映するものである。

このガスをグリーン水素に置き換えることでガス需要を直接的に削減し得るが、グリーン水素のコストが比較的高いことが依然として障壁となっている。これは、鉱業会社に対し、グリーン水素ベースの火薬（国内のアンモニア生産量の約半分が火薬製造に使用されている）のオフテイクを義務付けることで緩和できる可能性がある。オーストラリア政府による水素製造を対象とする生産税優遇措置「Hydrogen Production Incentive Tax」の実施に加え、グリーン水素のコスト低下が予測されていることから、2035 年までに火薬製造用のガスの 30%をグリーン水素に置き換えるという目標は、鉱山現場コストをわずか 0.2%上昇させるだけで、同時に 5PJ のガス消費を相殺できる可能性がある⁵⁷。

アジアのエネルギー安全保障にブラウズは不可欠にならない見込み

LNG 市場における展開は、政府にとっては、西オーストラリア州における LNG 輸出業者による国内供給増加の確保に向けた措置を講じる好機となる可能性がある。

急増する LNG 供給が需要を上回り、価格を押し下げる

2030 年代初頭までに約 3,600 億立方メートルの新規液化能力が見込まれている。これは LNG 供給が 60%以上増得ることを意味し、世界の LNG 市場では前例のない規模で新規供給が急増することになる⁵⁸。

一方、成熟した LNG 市場では、需要がすでに減少しているか、今後減少する見込みである。例えば、歴史的にオーストラリアにとって最大の LNG 市場である日本では、LNG 需要は 2015 年から 25%減少しており、政府の政策によりさらに減少する可能性がある⁵⁹。2024 年にはオーストラリア最大の LNG 購入国であった中国でも、2025 年前半 LNG 輸入量は 20%以上減少した⁶⁰。

欧州では、ロシア産パイプラインガス供給減少を補うために LNG 需要が急増したが、2025 年にピークを迎え、その後 2030 年までに 20%減少するものと IEEFA は予測している⁶¹。

⁵⁶ IEEFA, [Local ammonia production the ideal early adopter for green hydrogen](#), 20 June 2024.

⁵⁷ IEEFA, [Reining in Western Australia's gas addition](#), March 2025, Page 9.

⁵⁸ Columbia Centre on Global Energy Policy, [How Qatar's LNG Decisions Will Impact an Oversupplied Global Market](#), 8 September 2025.

⁵⁹ IEEFA, [Prices, not politics, will shape U.S. LNG flows to Japan going forward](#), 27 February 2025.

⁶⁰ Gas to Power Journal, [China's LNG imports plunge over 20% on lower industrial demand](#), 28 July 2025.

⁶¹ IEEFA, [European LNG Tracker](#), February 2025.

全体として、将来の LNG 需要は不確実であるという認識が高まっている。例えば、LNG 輸入者国際グループ (GIIGNL) の会長は、「LNG 需要の軌道は相反する市場要因の影響を受けており、依然として非常に不確実である」と述べている⁶²。

LNG 供給の急増と、比較的弱く不確実な需要の伸びは、新規 LNG 供給プロジェクトの財務状況に影響を及ぼすと見られる。IEA は、最も緩やかなエネルギー移行シナリオにおいてさえ、既存および建設中の LNG 生産能力は 2040 年まで世界の LNG 需要を賄うのに十分であると予測している。そうなれば、LNG 供給業者間の競争を激化させ、価格を押し下げることになる。より野心的な移行シナリオでは、既存および建設中の LNG 液化能力を超える追加能力は必要ないとしている⁶³。

さらに IEA は、短期的に新規供給をすべて吸収するには、電力および産業用需要の増加、石炭からガスへの転換の加速、再生可能エネルギーの導入の遅れ、そしてエネルギー効率の向上が予想を下回るといった複数の条件が満たされる必要があると指摘している。LNG 供給過剰の長期化を避けるためには、エネルギー移行のペースを鈍化させる必要がある可能性がある。

国内需要が減少する中、日本はオーストラリア産 LNG を転売

日本政府と大手ガス生産者は、オーストラリアの国内ガス・エネルギー政策に関して、ますます積極的に意見を表明しており、日本は、東京の電気を絶やさないためにオーストラリア産 LNG が必要だと主張している⁶⁴。最近では、西オーストラリア州ロジャー・クック首相が、オーストラリア東部における留保政策の可能性や、日本のエネルギー安全保障の確保に向け LNG が供されない場合の対豪投資のリスクに対して、日本政府が懸念を表明していることに言及した⁶⁵。

しかし、オーストラリア産 LNG に対する日本の関心が、エネルギー安全保障だけにとどまらないことは明白である。

日本国内の LNG 需要が減少する一方で、政府は LNG 取扱量目標を掲げている。その結果、日本企業はますます LNG トレーダーとしての役割を強め、第三国に大量の LNG を販売するようになっている。

日本の LNG トレーダーを対象とした調査に基づく日本政府のデータが示すところによれば、これらのトレーダーは 2024 年度（日本）に最大 3,825 万トン（約 2,100PJ 相当）の LNG を海外市場に転売している（図 8）。

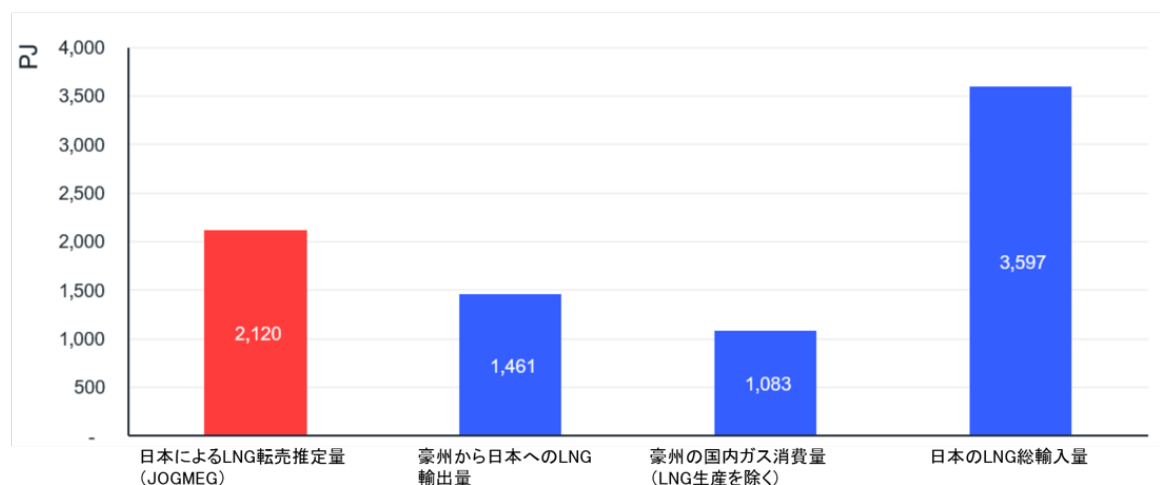
⁶² TradeWinds. [Trajectory of LNG demand 'deeply uncertain', GIIGNL president says](#). 27 May 2025.

⁶³ IEA. [World Energy Outlook 2024](#). 16 October 2024. Pages 50-52.

⁶⁴ Embassy of Japan in Australia. [Speech by His Excellency YAMAGAMI Shingo Ambassador of Japan to Australia](#). 30 March 2023.

⁶⁵ AFR. [Japan's warning over Albanese's east-coast gas reserve](#). 8 July 2025.

図 8: 日本による LNG 転売の概観



出典: IEEFA.⁶⁶

とりわけオーストラリアに関しては、IEEFA のボトムアップ分析（信頼性の高い船舶追跡データを使用）によって、日本企業は 2024 年に少なくとも 627PJ のオーストラリア産 LNG を転売しており、その量は最大 812PJ に及ぶ可能性があることが確認された⁶⁷。また、西オーストラリア州に関しては、日本企業が 2024 年に、西オーストラリア州から少なくとも 280PJ（非日系運搬船チャーターによって第三国へ輸送された販売分を除く）を転売したことが確認できた。これは、2034 年に予測される西オーストラリア州のガス不足量のおよそ 4 倍に相当する。

日本は 2024 年に、約 2,636 万トンのオーストラリア産 LNG を輸入しているのに対し、その契約量は 2,660 万トンとなっている^{68,69}。つまり、日本企業によるオーストラリア産 LNG の転売は、オーストラリアの LNG 供給業者との過剰契約による余剰 LNG の販売を反映するものではなく、明らかに商業的な動機によるものと見られる。これは、日本企業が転売する LNG の一部がオーストラリアからスポットベース（既存の長期 LNG 売買契約に基づかない）で購入されている理由の一つである。

また、影響力のある日本エネルギー経済研究所が日本の LNG 取引の商業的根拠について指摘しており、留保政策は東南アジアで日本のトレーダーが得ている利益を損ないかねないと警告している。さらに同研究所の理事長は、「我が国の政策はアジアのために LNG ネットワークを拡大することであり、オーストラリア産ガスはその一助となる」と述べている⁷⁰。

⁶⁶ IEEFA. [Slides: How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 6 June 2025.

⁶⁷ IEEFA. [How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 20 May 2025. Page 1.

⁶⁸ IEEFA. [Australian Gas and LNG Tracker](#).

⁶⁹ IEEFA. [How Japan cashes in on resales of Australian LNG at the expense of Australian gas users](#). 20 May 2025. Page 3.

⁷⁰ AFR. [Japan warns on Dutton's gas reservation policy](#). 8 April 2025.

結論

ウッドサイド社のブラウズ・ガスプロジェクトについて、西オーストラリア州が決定を下す時期が急速に近づいている。プロジェクト推進派は、西オーストラリア州および海外のエネルギー安全保障などの便益を強調しているが、同プロジェクトが西オーストラリア州にとって最善の利益となるかは、慎重に問われるべきである。

とりわけ、推定されるプロジェクトコストが高額であり、CCS に依存する可能性が高いことから、ブラウズガスは高コストになり、西オーストラリア州のガス価格を押し上げ、ガス需要の減退を招く恐れがある。また、ブラウズ産 LNG の推定コストが高いことは、アジアにおいて石炭火力や再生可能エネルギー発電と価格面で競争することは難しく、石炭代替に大きく貢献する可能性は限定的だと考えられる。

同プロジェクトは相当量の CO₂ を排出するため、オーストラリア国内の他部門でさらなる脱炭素化が必要となり、カーボン・オフセットの需要を高め、そのコストを押し上げる可能性が高い。

一方で、西オーストラリア州における十分な国内ガス供給の必要性は、同州の産業および鉱業セクターにとって極めて重要である。幸い、ブラウズ・プロジェクトに付随する潜在的リスクに西オーストラリア州をさらすことなく、ガス不足に対処する一助となり得る代替策が存在する。予測されるガス不足は、現在の州内消費量と比較すると深刻であるものの、予測される未契約 LNG フィードガス量に比べれば少量である。輸出される見込みのガスの一部を国内に振り向けるだけで、リスクを伴う高コストの新規ガスプロジェクトに頼ることなく、ガス不足リスクに十分対処し得る。

既存および新規参入企業においては、費用対効果の高いガス需要削減の余地がある。これにより排出量削減が進むとともに、代替が困難な用途へガスを回すことが可能となる。具体的には、再生可能エネルギーへの支援強化によるガス火力発電への依存度の低減や、主要工業プロセスの電化などが挙げられる。

予想されるブラウズのリスクを踏まえると、西オーストラリア州政府はガスの安定供給の懸念に対処するために利用可能なすべての選択肢を慎重に検討する必要があると IEEFA は考える。

IEEFA について

エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、エネルギー市場、動向、政策に関する課題を調査・分析している。IEEFA の使命は、多様性、持続可能性、収益性を備えたエネルギー経済への移行を加速させることである。 www.ieefa.org

著者について

ジョシュ・ランシマン（Josh Runciman）

ジョシュは、IEEFA のオーストラリアガスを専門とするリードアナリストであり、ガス市場政策をはじめとするオーストラリアのガス・LNG セクターの主要課題を重点的に調査・分析している。以前は、オーストラリア競争・消費者委員会による 2017～2030 年ガス調査のディレクターを務め、供給確保、ガスコモディティおよびパイプラインのプライシング、LNG ネットバック・プライシング、小売業者行動など多岐にわたる課題に取り組んだ。 jrunciman@ieefa.org

アマンディーヌ・デニス・ライアン（Amandine Denis-Ryan）

アマンディーヌは、IEEFA オーストラリアの CEO であり、経済全体にわたるネットゼロエミッション移行の専門家として広く認められている。オーストラリア初の国内ネットゼロエミッション経路の策定ならびにその後の改定を主導しており、それはパリ協定と整合する経路の基準とみなされ、企業や金融機関、政府機関によって使用されている。また、エネルギー転換の戦略、投資、影響・リスクについて、数多くの組織と協働するとともに助言を行っている。 adenisryan@ieefa.org

本報告書は、情報提供および教育利用のみを目的としている。エネルギー経済・財務分析研究所（IEEFA）は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供しない。本報告書は、税務、法務、投資、金融商品、会計に関する助言を提供することを目的としておらず、そのために依拠すべきではない。本報告書のいかなる情報も、投資や金融商品に関する助言として、売買の申し出の提案や勧誘として、あるいは金融商品、金融商品のクラス、証券、企業、ファンドの推奨、見解、支持、後援として意図されたものではない。IEEFA は、読者が下した投資やその他の決定について一切責任を負わない。投資の調査および意思決定は、読者自身が責任を負うものとする。本報告書は、投資に関する一般的な指針や、金融商品に関する具体的または一般的な推奨や見解の情報源として作成されたものではない。本報告書に記載された意見は、他者に帰属するものでない限り、IEEFA の現時点での見解である。提示された情報の中には、第三者から提供されたものも含まれ得る。IEEFA はそうした第三者情報を信頼に足るものと考え、可能な限り公開情報をもとに確認を行ったが、その正確性、適時性、あるいは完全性は保証しない。また、それらの情報は予告なく変更される場合がある。

