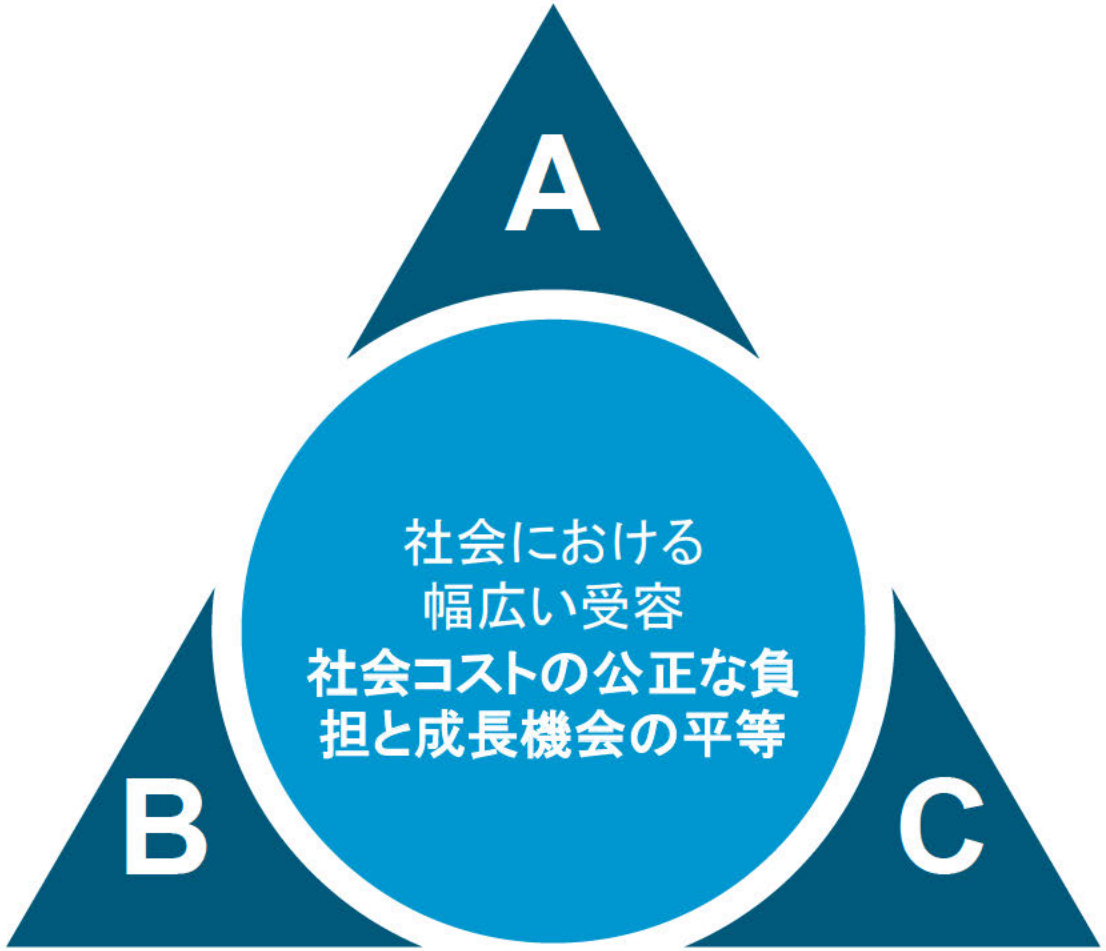
エネルギー・トランジション時代に求められる資源ビジネスモデルの変化とファイナンスについての調査事業

最終報告書

This report contains confidential and proprietary information and is solely for the use in the IEA TFG workshop.
No part of it may be circulated, quoted, or reproduced for distribution outside of IEA TFG without prior approval.

「公正かつ秩序ある」エネルギー転換を実現するためには、エネルギートリレンマに対してバランスの取れた対策を講じる必要があり、LNGの重要性が増している



A

安定供給性(Energy Security)

ウクライナ危機によってLNGの価格変動の抑制とエネルギー安定供給の重要性が明確に

B

環境適合性(Environment)

新興国はLNGを重要な代替燃料と認識し、石炭への依存を低減するための政策を策定している

一方でLNGは化石燃料であり、長期的なロックインの懸念から、利用の継続や新規投資をはじめ、トランジション・エナジーか否かは議論を呼ぶところ

C

経済効率性(Economic Efficiency)

エネルギーシステム全体のコストを最小化し、成長を持続させるため、手に届きやすい価格でのLNGのグローバル供給が必要とされる

資 料: 経済産業省

LNG事業の複雑な性質により、3E(環境・経済・エネルギー安定供給)の実現に向けた複数のボトルネックが存在する

政策的な方向性

パリ協定

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて2℃より十分低い水準に保つ
- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて1.5℃以内に抑える努力をする

G7 2022

- 温暖化対策がなされていない(“Unabated”な)化石燃料のフェーズアウト推進にコミット

各国の政策

- エネルギーミックス(例EUは2030年までにエネルギーの43%を再エネ由来とする)
- GHG排出(例日本は2030年までに2016年比で46%のGHGを削減)
- カーボンニュートラル達成のロードマップ

金融機関に対する政策スキーム

- トランジションファイナンス
- タクソノミー

中長期的なLNGの安定供給に向け考えられる課題

融資	• 投融資先の排出量(ファイナンス・エミッション)固定化の懸念 • LNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ
供給	• 市場流動性の不足 • LNGプロジェクトのコスト増加 • ガスの輸送パイプラインの制約(特に米国)
需要	• 将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異 • 需要中心地の欧州・JKTからよりコスト感度の高い新興国へのシフト • 買い手の短期契約志向 • LNG輸入・再ガス化インフラ整備の必要性
脱炭素化	• メタン排出量を正確に計測する際の技術的課題 • メタン削減のためのインセンティブおよびガイドラインの不足 • LNGから水素・アンモニアへの移行
エネルギーの安定供給	• LNGの長期貯蔵の困難さ • LNG供給源の多様性の維持が必要

アジェンダ

LNGに関する長期的な見通し

ガス/LNGの役割

LNG市場の発展

2050年にかけてのLNGの需給ギャップは不確実性が高く、シナリオによって130-270mtpaの差が存在する

LNGの供給可能量

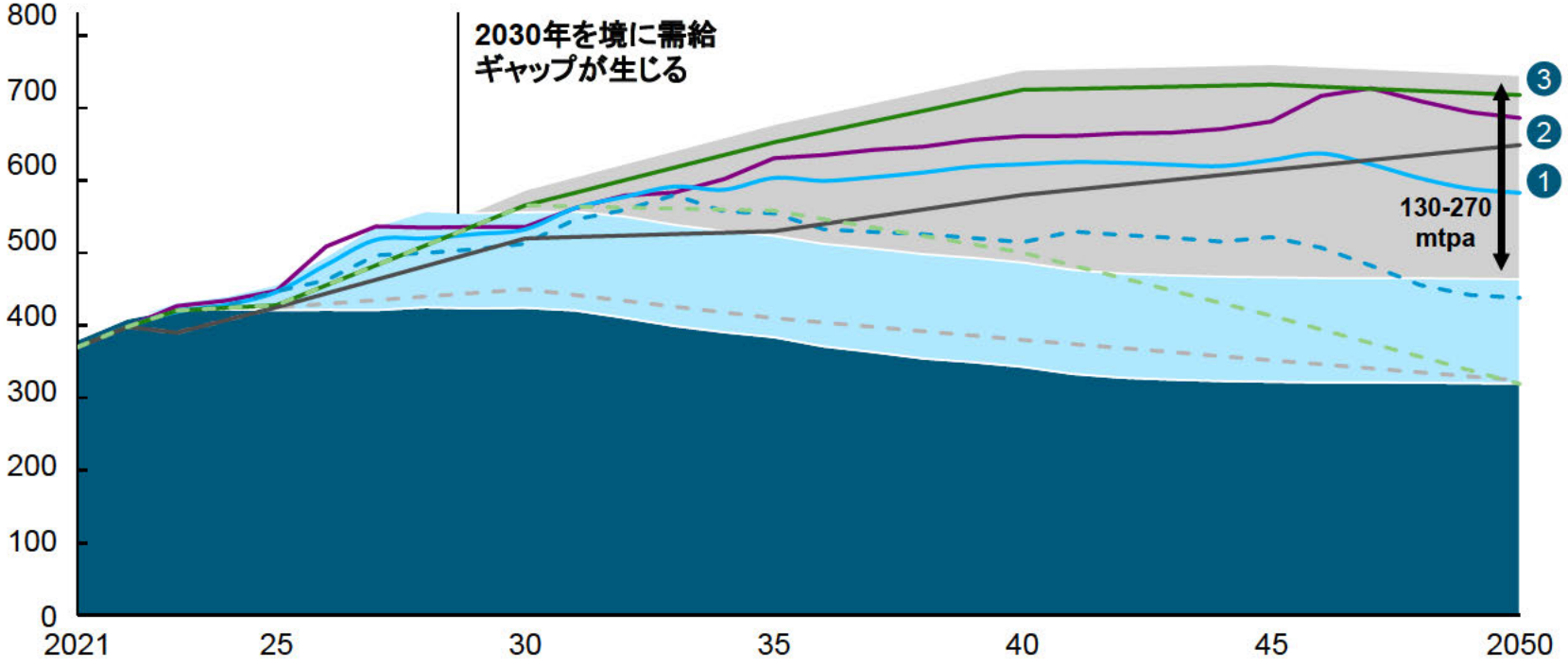
- 新規のLNG供給能力[1]
- 既存のLNG供給能力1
- 需給ギャップのレンジ

LNGの需要シナリオ

- IEA STEPS[2]
- BP New Momentum
- McKinsey Current Trajectory
- McKinsey Further Acceleration
- IEA APS[2]
- BP Accelerated
- McKinsey Achieved Commitments

- N ギャップ分析用の予測(次ページ参照)
- バックキャスティング型シナリオ
- フォアキャスティング型シナリオ

2050年にかけての世界のLNGの供給可能量および需要量の推移; mtpa



1. 供給能力は設備容量の90%を想定。FID前のプロジェクトは含まれていない
2. IEAのデータに基づく最良推定値の比較であり、厳密な意味でのバックキャスティング型シナリオではない

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions; McKinsey Energy Solutions' Global Energy Perspective 2022, BP energy outlook 2023, IEA world energy outlook 2022

主なインサイト

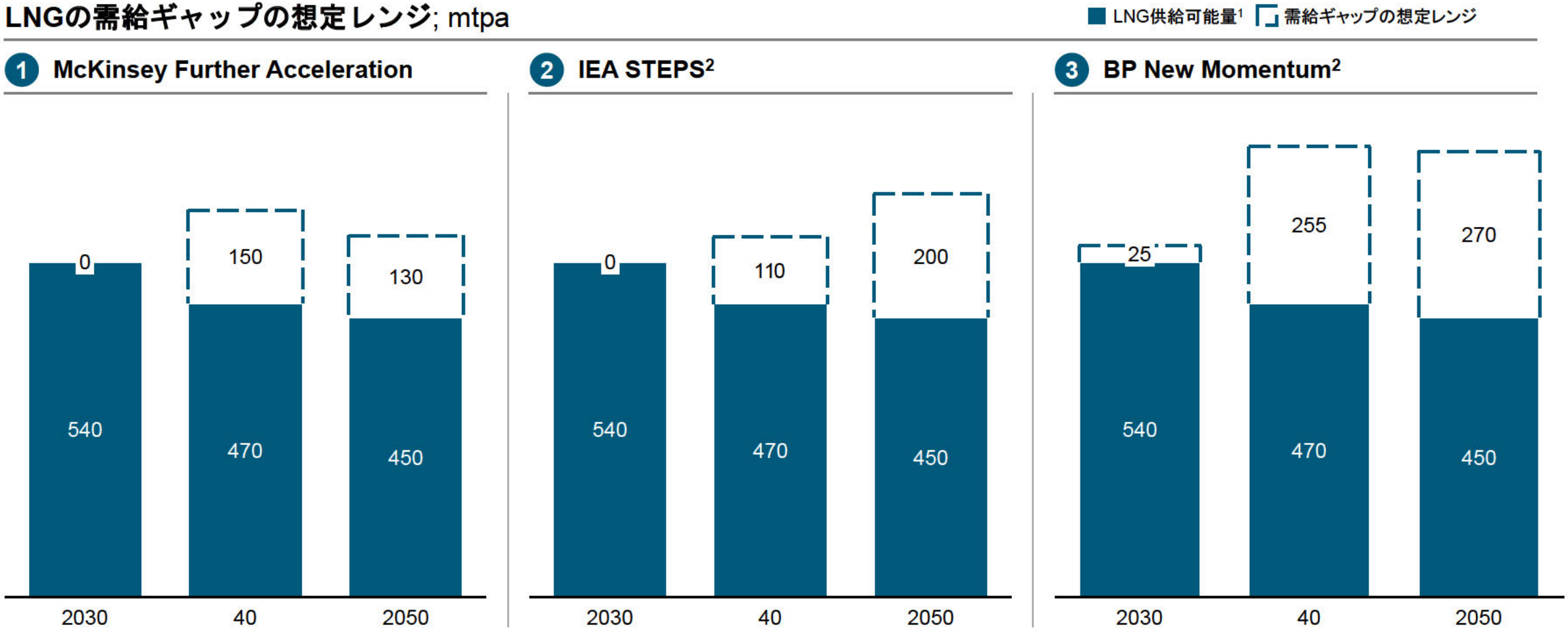
2つのシナリオアプローチ:

- **フォアキャスティング型**の需要シナリオ では、LNG需要は堅調な伸びを示し、2050年までに需給ギャップが130～270mtpaに広がると想定している
- **バックキャスティング型**の需要シナリオでは、LNGの需給ギャップは約30 mmtpa程度にとどまり、2040年以降には解消されるという見通しを立てている

LNGの供給可能量は、世界各地の既存および建設中の液化設備の能力によって決まる

下記のシナリオでは2040年を境に需給ギャップが生じ、2050年には130-270 mtpaまで広がる見込み

LNGの需給ギャップの想定レンジ; mtpa



1. 既存プロジェクトの供給可能量としては設備容量の90%を想定。FID前のプロジェクトは含まれていない。LNGの供給可能量は、世界全体の既存および新規のLNG供給能力に基づいて算出。3つのシナリオすべてについて同一の前提条件を適用
2. IEAのデータに基づく最良推定値の比較

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions; McKinsey Energy Solutions' Global Energy Perspective 2022, BP energy outlook 2023, IEA world energy outlook 2022

アジェンダ

LNGに関する長期的な見通し

ガス/LNGの役割

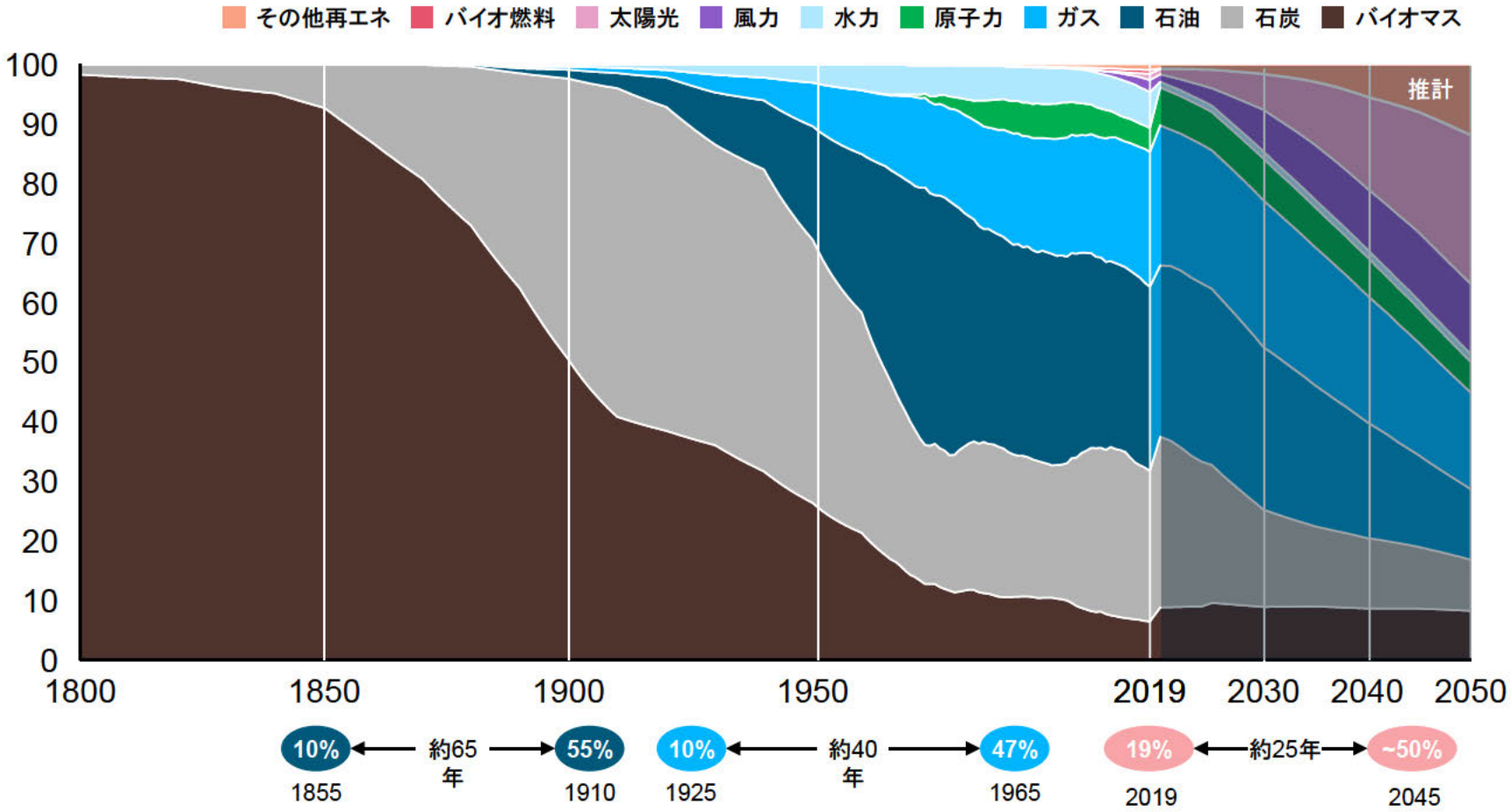
LNG市場の発展

この100年間、世界経済の成長とともに、ガス由来のエネルギーのシェアは増加し続けている

X% エネルギーにおける石炭のシェア　X% エネルギーにおける石油・ガスのシェア

X% エネルギーにおけるゼロカーボン燃料[1]のシェア

世界の一次エネルギー消費量(エネルギー源別、%)



1. 原子力発電、水力発電、風力発電、太陽光発電、バイオ燃料、その他再生可能エネルギーを含む

資 料: McKinsey Global Energy Perspective 2022 Achieved Commitments scenario, Our World on Data

主なインサイト

- 石炭が主要燃料となるまで約65年
- 石油・ガスが主要燃料となるまで約40年
- 今後再エネやゼロカーボン燃料が主流になるまでに約25年

天然ガスはエネルギー転換に2つの観点から貢献する

A 石油や石炭からの移行燃料として

石油や石炭等の排出量の多い燃料から天然ガスで移行することにより、比較的短期間に排出量の削減が可能

- 石炭火力発電所や石油火力発電所を置換
- 民生の暖房や産業用熱源の燃料の転換

B 供給面の柔軟性を高めることで再エネの導入拡大を後押し

ガス火力発電所は需給のバランスを調整し送配電網を安定させることが可能であり、再エネの導入をサポート

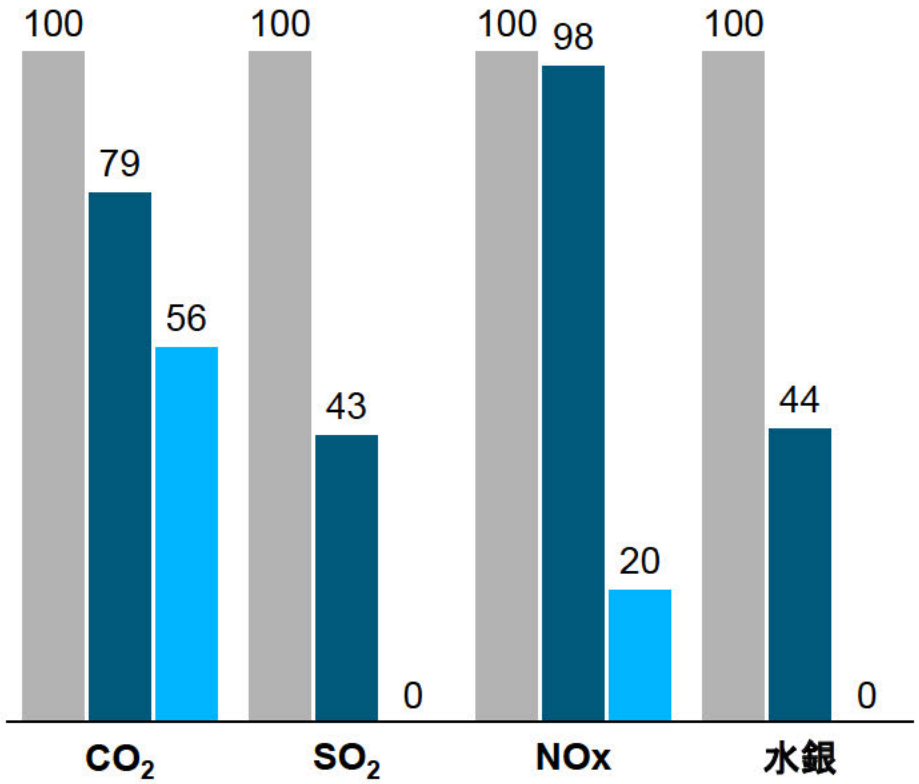
長期的にはガス火力発電所はバイオメタンや水素への転換およびCCSを導入することにより、ゼロエミッション発電を可能とする

A. 天然ガスは、石油・ガスに比べてCO2のみでなく、その他の大気汚染物質の排出量も少ない

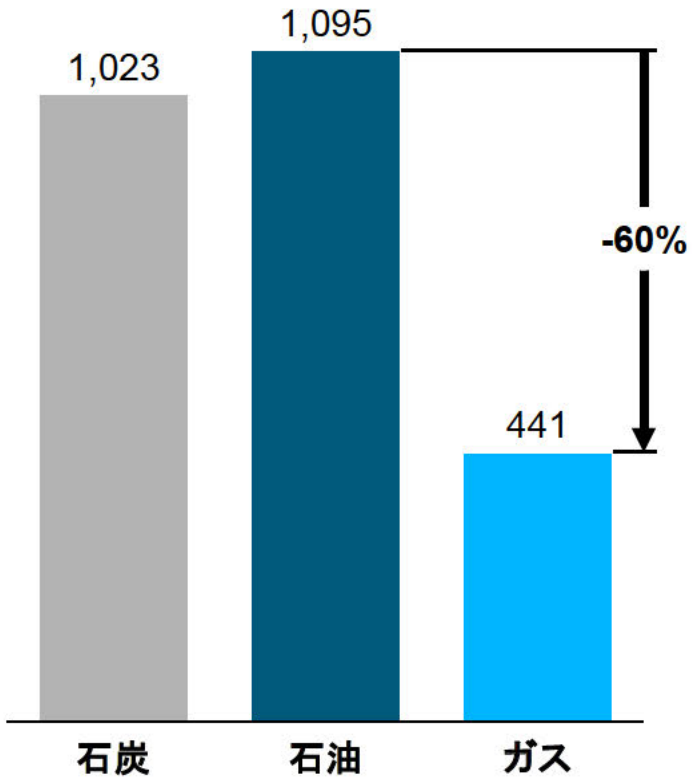
米国のデータに基づく例

石炭 石油 ガス

燃焼に伴うCO2排出量;
石炭との比較(%)



米国における燃料別の
CO_2排出原単位(2021年);
gCO_2/kWh



資 料: アメリカ合衆国エネルギー情報局

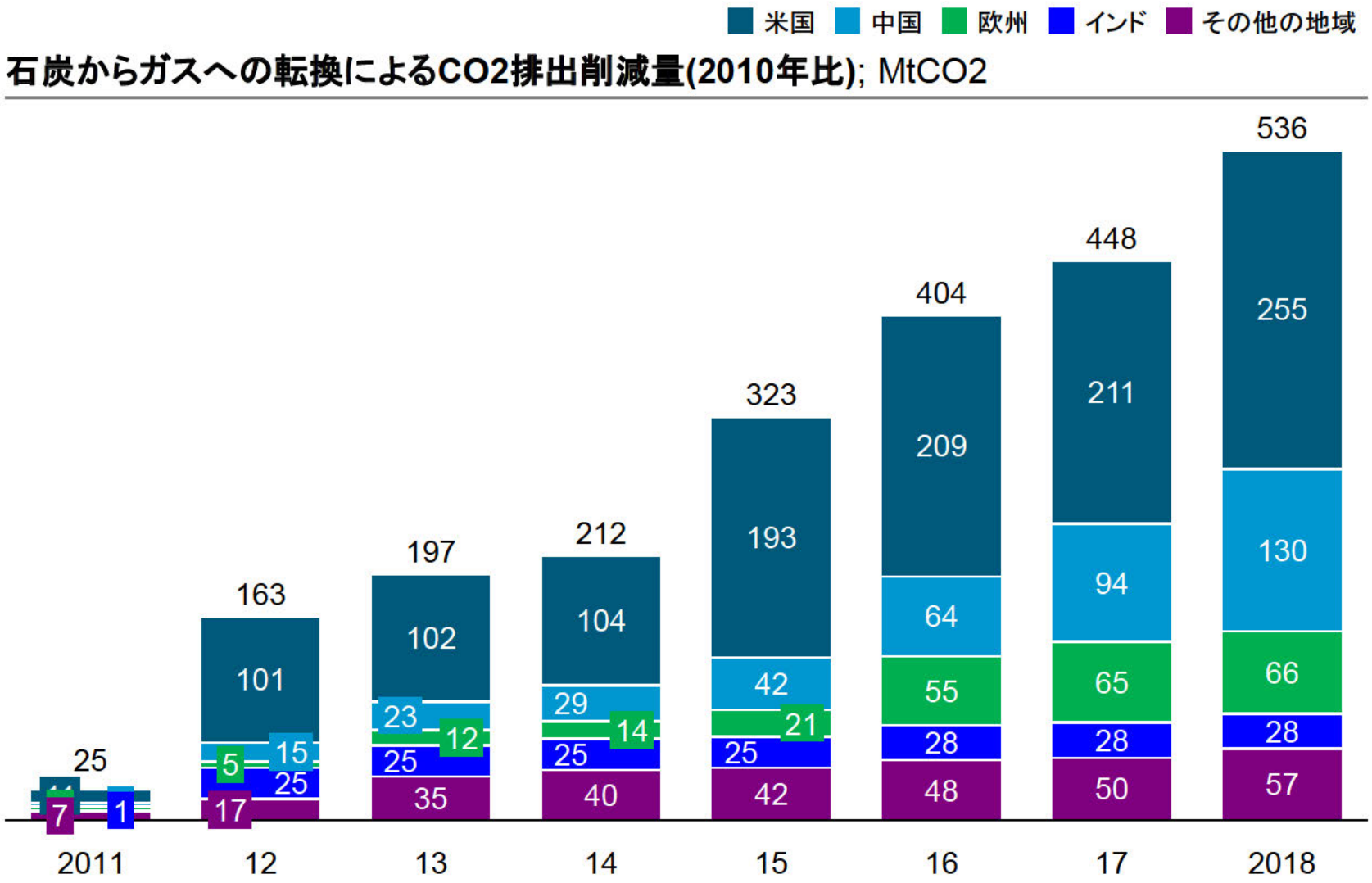
主なインサイト

石炭・石油と比較した場合、天然ガスは熱量単位当たりCO2排出量が少ない

ガス火力発電所は比較的エネルギー効率が高い

また、ガス火力発電所は大気汚染物質の排出量が少ない

A. 2011年以降、米国、中国、欧州を中心に石炭からガスへの転換により排出量が減少してきた



資 料: IEA 2019 “The Role of Gas in Today’s Energy Transitions” report

主なインサイト

過去10年間において、米国・中国・欧州を中心に、**石炭からガスへの転換により500Mt程度のCO2排出量が減少**

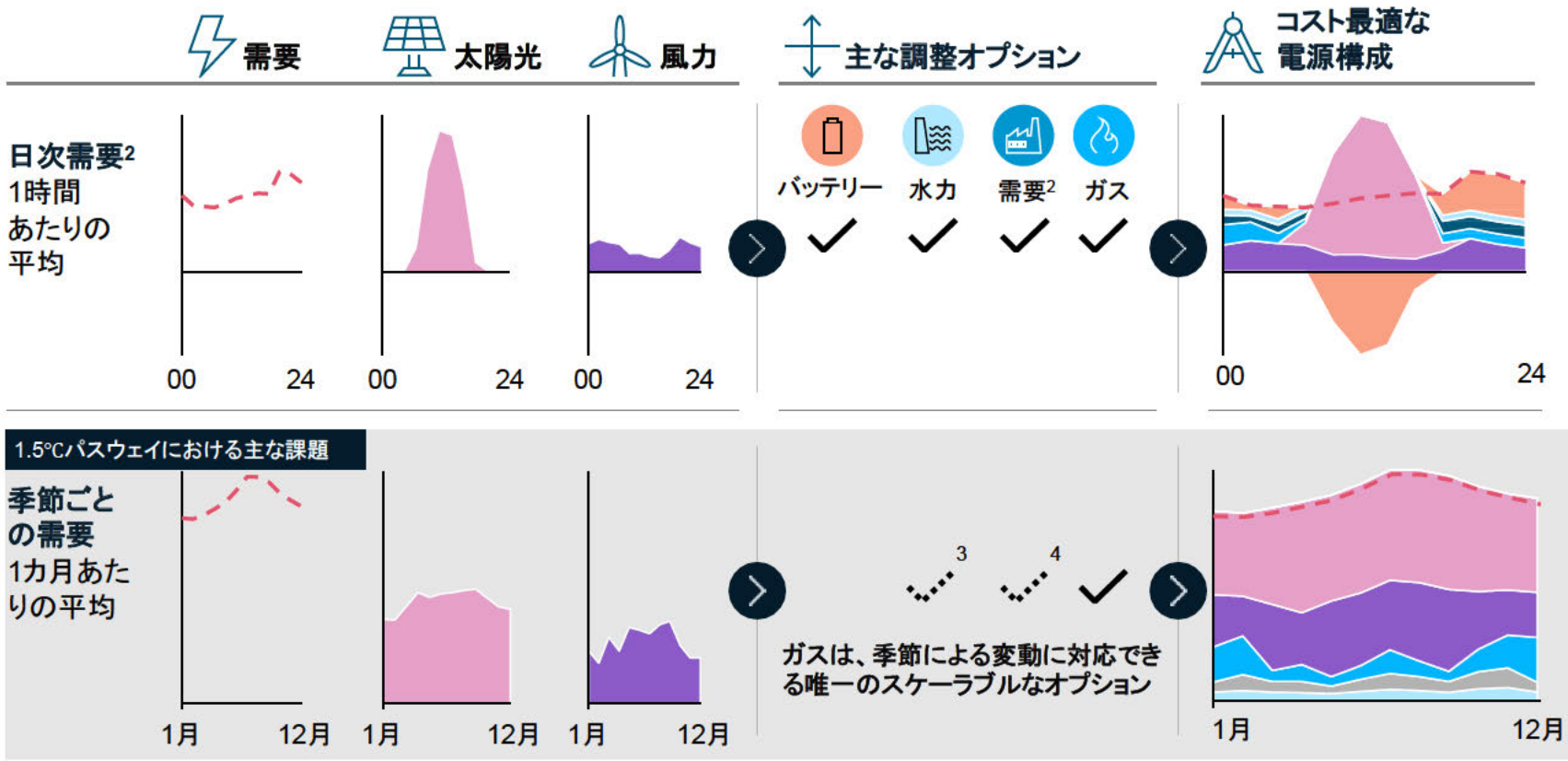
先進国には老朽化した石炭発電所が多く、経済的にも環境的にもメリットのあるガスへの移行が前進

B. 天然ガスによって、季節による再エネの発電量の変動を調整できるため、年間を通じて供給の安定性を確保できる

例 示

需要　バッテリー　水力　その他[1]　ガス　太陽光　風力

需要と発電プロファイルの例



1. 水素を活用したピーク負荷用発電、原子力発電、需要の柔軟性を含む2. 柔軟性の高い需要 (例: 太陽光や風力による発電量が少ない場合に調整可能な産業需要)
3. 水力発電の発電可能量も季節によって変動する4. 国内にオペレーションの柔軟性が高い産業界があるかによって可用性が決まる

資 料: IEA; McKinsey Net-Zero Europe 2020; Eurostat

主なインサイト

再エネ発電と需要のギャップは短期的にも長期的にも調整が必要

低炭素な調整力オプションは期間（バッテリーの場合）や可用性（水力発電、需要側調整力の場合）の観点から**制限がある**

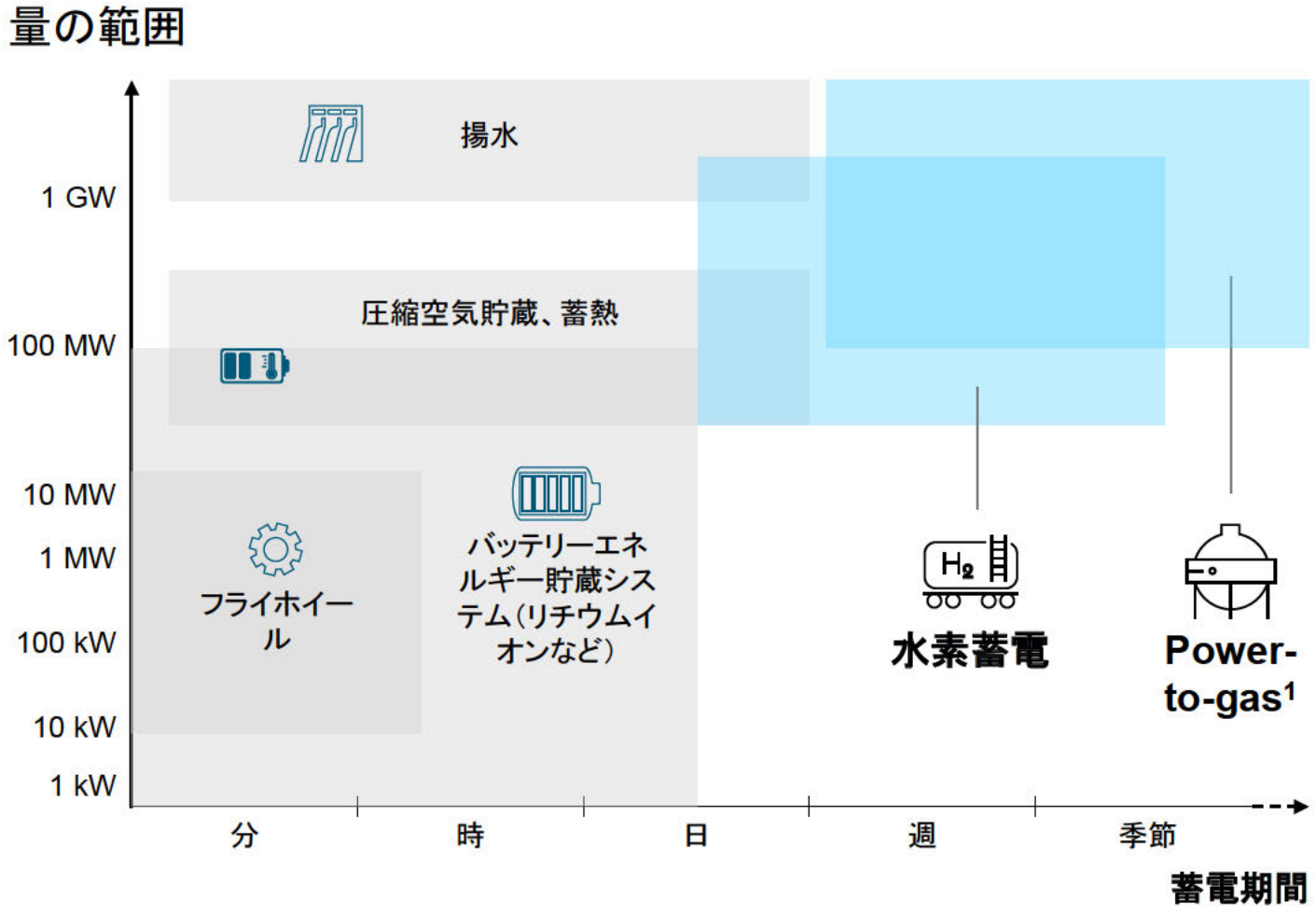
柔軟性のある資源・オプションが少ない地域・国々では**天然ガスは再エネを補完する**

B. 1週間以上にわたって供給の柔軟性を確保するには、ガスベースの蓄電技術が必要となる

キーポイント

蓄電池などの現在の蓄電技術は数日間なら柔軟性を提供するが、**それより長期の柔軟性となると、ガスベースの技術が必要になる**

様々な蓄電技術の対応期間と量の範囲

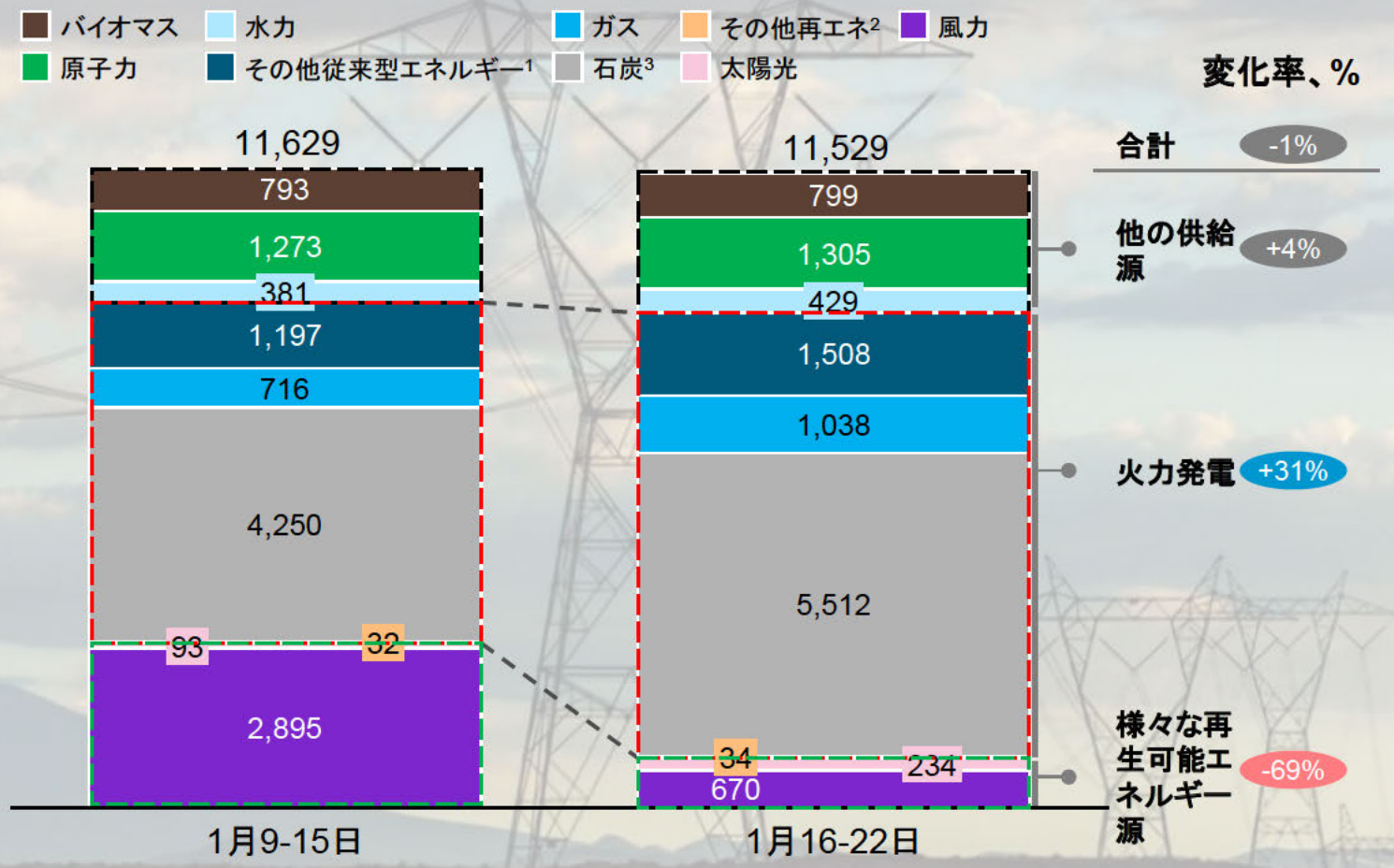


1. 余剰電力を電解装置で吸収して水素を生成し、合成ガスに変換して貯蔵

資 料: Global Data (2019), IRENA (2020), WEC (2020), BNEF (2020), EU (2020)

B. ドイツでは、1週間にわたって再エネの発電量の確保が難しかった期間“Dunkelflaute”(ドゥンケルフラウテ)に、火力発電で不足分を補完

ドイツにおける発電構成、2017年1月、ギガワット時



1. 廃棄物、鉱油、高炉・精製ガス、複数の種類の燃料を使用した混合燃料を含む2. 地熱、埋立ガス、ピットガス等を含む
3. 硬質炭と亜炭の両方を含むが、柔軟性の大半は硬質石炭火力発電所が補完

資 料: Bundesnetzagentur, Next Kraftwerke (https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute#die-dunkelflaute-im-januar-2017)

キーポイント

- ドイツは2017年1月16-25日に ***“Kalt dunkelflaute”*** (寒くて暗い無風状態) を経験した
- **様々な再生可能エネルギー源**からの発電が1週間で70%前後**減少**した
- **調整可能な火力発電所**が需給ギャップを埋めるために**発電量を増やした**
- 将来的には、**クリーン燃料の発電所**(水力、アンモニアなど)が長期の柔軟性と提供する見通し

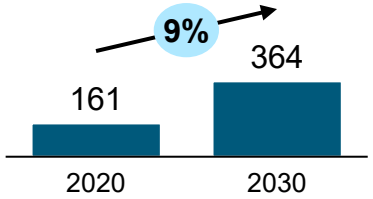
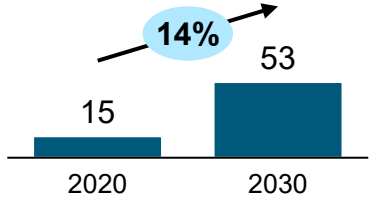
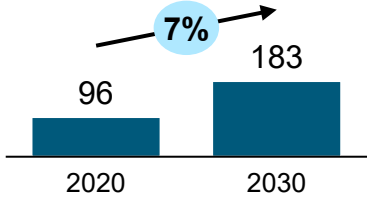
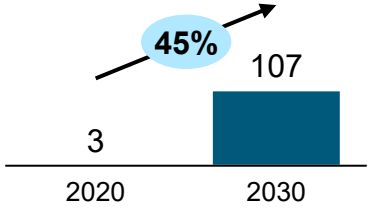
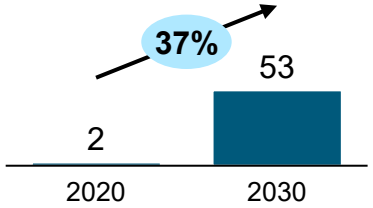
およそ2年おきに**極端な無風状態に陥って供給のボトルネックが生じ、柔軟性に富んだ従来型発電所がギャップを埋める**。2017年1月16-25日には、霧と静寂がドイツのほぼ全土を覆った。**合わせて91GWの発電量**がある風力と太陽光システムからの発電量が**わずか4.6GW**にとどまった

Next Kraftwerke

B. クリーンテクノロジーは、従来の技術に比べて素材の原単位が高く、様々な素材が必要となる

FURTHER ACCELERATIONシナリオ

xx CAGR, 2020-2030　　xx 新たな素材 vs 従来型のアプリケーション

	太陽光PV	洋上風力	陸上風力	電解槽	乗用 BEV
増加量	GW[1]	GW[1]	GW[1]	GW[1,2]	百万台
					
物質原単位	**137 t/MW**	**614 t/MW**	**229 t/MW**	**-**	**1.9 t/台**
従来の技術と比べた物質原単位[3]	**1.4倍**	**6.3倍**	**2.4倍**	**-**	**1.2倍**
使用素材	Al, Fe, Cu, Ni, Zn, Si, カーボンファイバー, ガラスファイバー, PVC	Al, Fe, Cu, Zn, Ni, Mg, Cr, Mo, REEs[4], カーボンファイバー, ガラスファイバー, PVC	Al, Fe, Cu, Zn, Ni, Mg, Cr, Mo, REEs, カーボンファイバー, ガラスファイバー, PVC	Pt, Pd, Ir	Al, Fe, Cu, Li, Ni, Mg, Co, Zn, C, REEs, カーボンファイバー, ガラスファイバー, PVC

1. エネルギー追加設備容量
2. 水素製造設備の追加容量に基づく
3. 再エネ: 石炭/ガスとの比較 (t/MW)、BEV: 内燃機関との比較(t/unit)
4. レアアース素材

資 料: IEA, McKinsey Fusion Demand Model, Hydrogen Insights

B. 2030年までに、鉱山からのトランジション素材の供給は数ヵ国に集中する

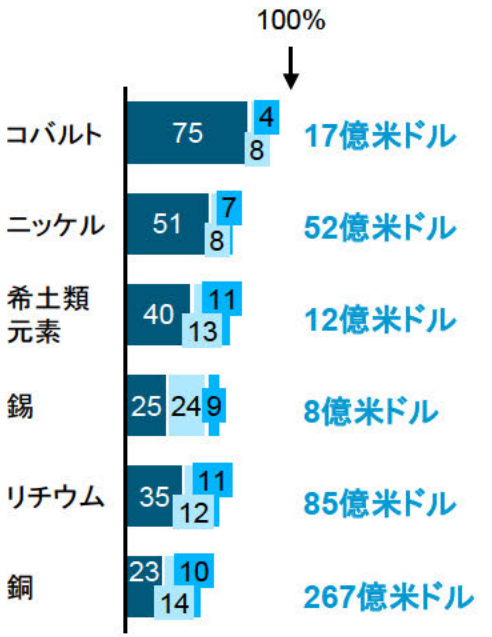
採掘素材の額[1]、十億米ドル

HIGH CASE SUPPLYシナリオ

2021-30年のX十億米ドルデルタ

ある国の2021年のGDPに対する2030年の価値X%

2030年の価値とトップ3のシェア[2]



トップ3の鉱業国

コバルト: コンゴ民主共和国、インドネシア、オーストラリア

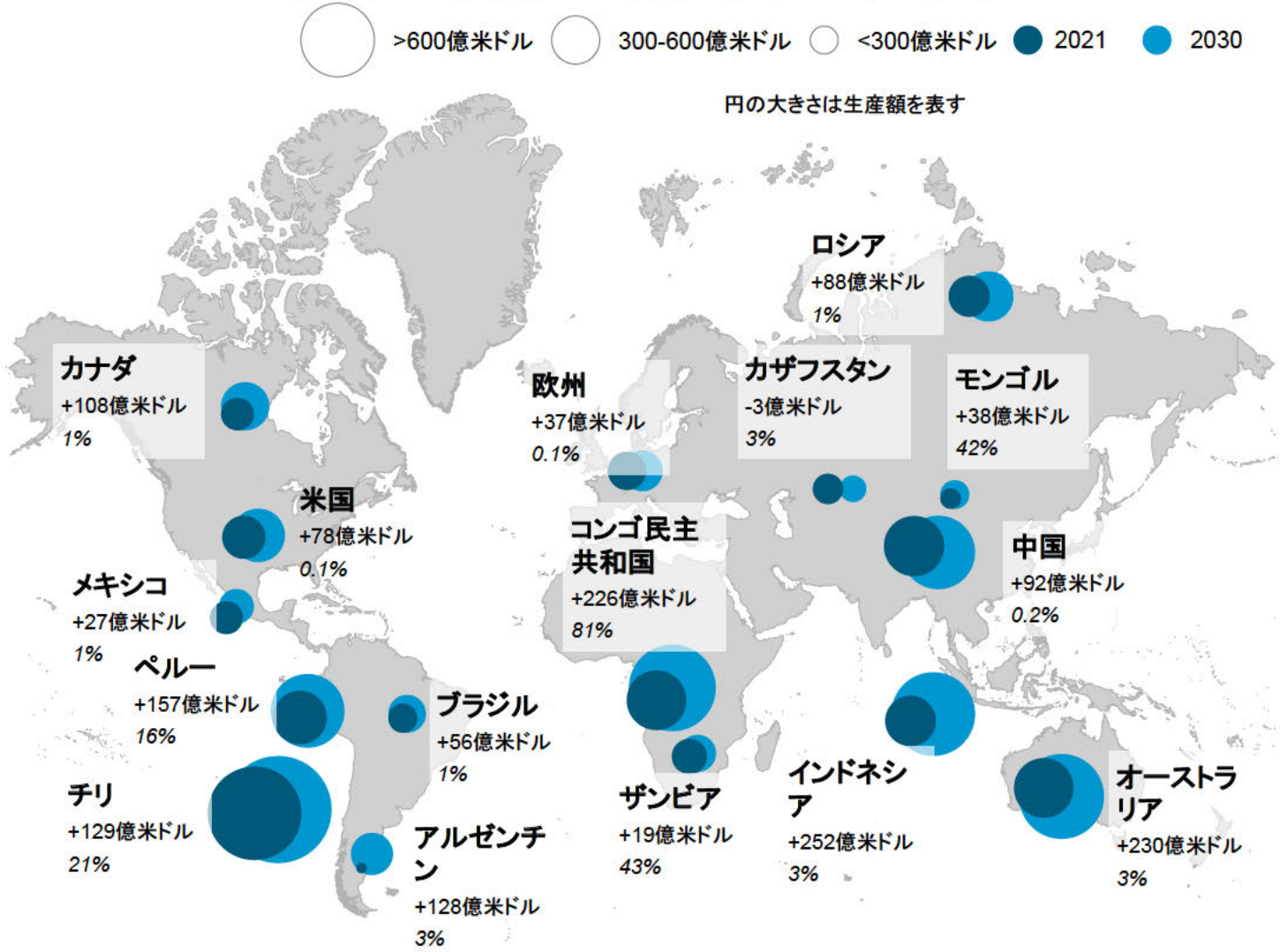
ニッケル: インドネシア、オーストラリア、ロシア

希土類元素: 中国、米国、オーストラリア

錫: 中国、インドネシア、ミャンマー

リチウム: オーストラリア、アルゼンチン、中国

銅: チリ、ペルー、コンゴ民主共和国



1. 2021年の生産資材の価格におけるトランジション素材(銅、ニッケル、コバルト、リチウム、錫、ネオジム、プラセオジム、ジスプロシウム、テルビウム)の鉱石および中間生産物の価値。鉱石と中間生産物の合計価値が50億米ドルを超える国のみを表示
2. 価値の合計は100%の生産高をベースとし(米ドル)、シェアは採掘量の上位3カ国の生産高をベースとしている

資 料: McKinsey MineSpans, SMM, Fastmarkets, McKinsey Basic Materials Insights

天然ガスは、様々な観点で1.5℃シナリオ/パリ協定目標達成の可能性を高める

天然ガスは以下によりエネルギー・トランジションを加速

水素エコノミーの迅速な立ち上げ

天然ガスはブルー水素[1] の生産が可能であり、短期的には水素需要の構築に利用可能である

現状ではより高コストであるグリーン水素のスケールアップとコストダウンに取り組む間、**ブルー水素の活用は水素市場の迅速な立ち上げに貢献**する

グリーンガスやCO2の輸送に関するインフラ整備

ガス供給のネットワークは天然ガスだけでなく**将来的に様々なキャリアの輸送に活用**できる

- **バイオメタン**や**水素がブレンドされた天然ガス**
- CO2回収地から貯蔵地までの**CO2輸送**

但し、以下の観点には対応が必要

ガス漏出の最小化

天然ガスの採掘と輸送はメタンの漏出を伴うため、1.5 ºC 目標またはパリ協定達成に整合した天然ガスの利用においては**サプライチェーンにおける天然ガス漏出を最小化**しなければならない

長期的な排出量ロックインの回避

天然ガスは石油や石炭等の化石燃料に比べて排出量は少ないが、**CO2自体は排出**する

ガス関連インフラにおける1.5 ºC 目標もしくはパリ協定達成に整合した投資は**カーボンニュートラルになるもの**（例：ゼロカーボン燃料、CCS）か**2050年までに設備廃止の準備**がされなければならない

1. ブルー水素：天然ガスからCO2回収をして生産された水素

アジェンダ

LNGに関する長期的な見通し

ガス/LNGの役割

LNG市場の発展

LNGバリューチェーンは様々な類型の生産者、消費者、投資家で構成されている

抜粋例

LNG生産事業者

エネルギーメジャー
- Shell
- Chevron Corporation
- British Petroleum
- Eni
- ExxonMobil
- Equinor

米国独立系エネルギー企業
- Venture Global LNG
- Sempre Energy
- Freeport-McMoRan
- Cheniere
- Next Decade
- Tellurian

ミッドストリーム
- Excelerate energy
- New Fortress Energy

NOC(国営石油会社)
- QatarEnergy
- Qatargas
- Petronas
- Adnoc

その他
- Kosmos Energy Ltd
- INPEX
- Santos Ltd
- Woodside Energy

LNG消費者

トレーダー
- Trafigura
- Vitol
- Glencore

アジア[1]
- Tokyo Gas
- Osaka Gas
- Taiwan Power Company
- China National Offshore Oil Corporation
- Korea Gas Corporation
- Jera
- Daqing Oilfield Construction Group Co., Ltd.
- Petrobangla

その他[2]
- Petrobras
- Energia Argentina
- Promigas
- Dubai Supply Authority
- JPS100

欧州
- EDF
- Uniper
- Iberdrola
- Enel
- Centrica
- RWE

投資家

金融機関
- Natixis
- Credit Agricole
- Societe Generale
- Standard Chartered
- MUFG
- DBS
- SMBC
- BNP Parabas
- HSBC
- ANZ

株式投資家
- Mitsubishi Corporation
- Mitsui & Co. LTD.
- BlackRock
- Pavilion Energy Pte. Ltd.
- Goldman Sachs
- Japan Organization for Metals and Energy Security

国際開発金融機関
- ADB
- European Bank
- The World Bank

輸出信用機関
- Export-Import Bank of the United States
- JBIC

1. 左上から右下の順:東京ガス、Kogas、大阪ガス、Jera、PTT Public Company Limited、Taiwan Power Company、PetroChina、GAIL、CNOOC、Pakistan State Oil、PETROBANGLA (Bangladesh Oil Gas and Mineral Corporation)
2. その他(左上から右下の順):Petrobras (ブラジル)、Energía Argentina, Promigas (コロンビア)、Jamaica Public Service、Dubai Supply Authority (UAE)

過去20年間で、LNG市場は仕向地固定の取引から、新規プレーヤーやビジネスモデルによる取引へとシフト

仕向地固定の長期契約 (1959年-1990年代)

1959
初のLNGコマーシャルカーゴの出荷

1964
Shell、アルジェリアにて初の商業用LNG液化プラントを稼働
Sonatrach Shell

1972
GDF[1]、Sonatrachと長期契約を締結
ENGIE

1973
日本のエネルギー会社(東京ガス、東京電力、大阪ガス)、ブルネイ、マレーシアからのLNGの輸入を開始
Tokyo Gas

1983

1989
NWS Australia LNGが輸出を開始し、BPがLNG市場に参入
British petroleum

1997
Qatargas、日本への輸出を開始
Qatargas

新規プレーヤーおよびビジネスモデルの出現

2000年代
国際大手石油会社(IOC)がLNGポートフォリオの最適化に着手
Shell British Petroleum Total

2006
Vitol、独立系業者として初めて市場に参入
Vitol

2008
Gazprom、Sakhaline IIの稼働開始にあわせて市場に参入
Gazprom

2012-2013
福島原発事故後の高マージン市場に魅力を感じた他の商社が参入(Trafigura, Koch, Noble, Gunvorなど)
Noble Gunvor Koch Trafigura

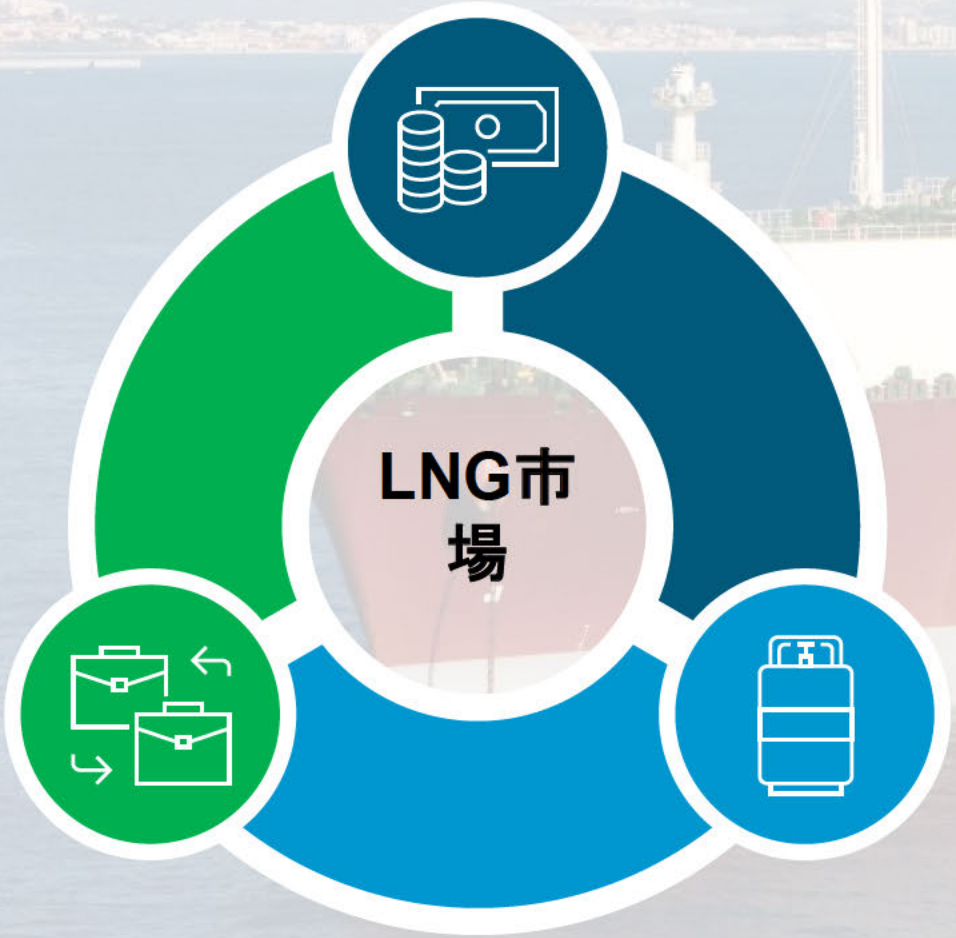
2015- 2018
各プレーヤーの統合(Shell-BG-Repsol、Total-Engie、Qatar、JERA-EDF)
新規バイヤーと米国LNG、画期的な取引モデル(トーリング、HHリンク)

2022+
スポット取引の増加および価格変動
CO2排出量のトラッキング、オフセット取引の開始

1. 2008年にGDF(Gaz de France)とSuezが合併し、Engieとなった

資 料: Cedigaz, BP Statistical Review, Bloomberg, 記事検索

LNGのバリューチェーンには3つの特有の課題がある



莫大な設備投資の必要性

LNGプロジェクトではバリューチェーン全体で**数十億ドル規模の設備投資**が必要となるため、資金調達のハードルが高い

貯蔵の困難性

LNGは極低温(マイナス160℃)のため、専用の運搬船が必要な上、**専用タンクに貯蔵してもすぐに気化してしまう**

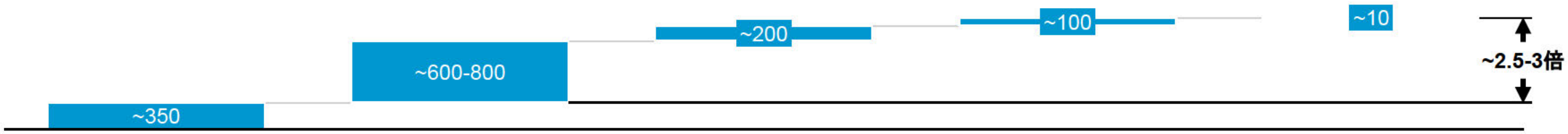
市場流動性の低さ

LNG市場は他のコモディティに比べ**流動性が依然として低く**、市場メカニズムを通じた取引やリスクヘッジが極めて難しい

LNGの場合、ガスを生産するための上流(E&P)に加え、消費者にガスを供給するための液化やその他の工程において2.5倍～3倍の設備投資が必要となる

上流 (E&P)	液化	輸送	再ガス化・貯蔵	マーケティング
探査: 炭化水素盆地の技術的・経済的評価(地震探査、試掘など) **開発**: ガス生産のためのインフラ整備(掘削、パイプライン敷設、坑井仕上げなど) **生産**: 生産設備の運転・保守	**ガス処理**: 原料ガスからの水銀、硫黄、二酸化炭素、コンデンセートの除去 **液化**: 前処理したガスをマイナス162℃まで冷却し、気体の体積の600分の1の液体(LNG)に変換	**船積み**: 液化ガスをLNGタンカー(通常、160,000m3以上のLNGを積載可能)に移し替える	**再ガス化**: 気化器を通してLNGを圧送し、LNGを加熱気化してガス状にする **貯蔵**: 二重壁のステンレス製タンクにLNGを貯蔵	**卸売**: 卸売業者へのガスの販売と配送 **小売**: 最終ユーザーへのガス供給(発電会社、産業ユーザー、一般家庭など)

一般的なCAPEX intensity; 米ドル/トン



資 料: McKinsey Energy Solutions - Gas Intelligence Model

LNG市場は現在流動性が低く、CAPEXが巨額で、輸送が困難かつ規模が小さいため、長期契約を締結する必要がある

市場の流動性に与える影響　流動性(低)　流動性(中)　流動性(高)

	LNG	石油	石炭
1 必要な初期投資	高 生産設備に加え、液化・再ガス化設備が必要となる	中位[1] 既存の石油掘削リグを動員[1]して再利用することでCAPEXを削減できる	低 デベロッパーは、請負業者の設備を活用することでCAPEXを最小限に抑えることができる
プロジェクトの最小規模	大 20億～30億米ドル規模の生産トレインが必要となる	低[1] 小規模な陸上油田であれば1,000万米ドル程度で開発できる	中 小規模な鉱山であれば、1億～10億米ドルで開発できる
2 輸送船の可用性	低 特殊構造のLNG輸送船が必要となる	高 世界各地で原油タンカーによる取引が可能	高 ばら積貨物船を利用可能
貯蔵性	低 LNGはすぐに蒸発してしまうため、価値が下がる (1カ月あたり約1.5～3%)	高 原油は長期にわたって安定的に貯蔵できる	中 通常、屋外で保管され、3～6カ月で風化する
3 市場規模	小 ~20 EJ/年[2] (~500 Bcm/年)	大 ~90 EJ/年[3] (~15,000 MMbbl/年)	中 ~35 EJ/年 (~1,400 Mt/年)
流動性(チャーンレート[4])	低 チャーンレート < 1	高 チャーンレート > 100	中 チャーンレート~5
契約期間	長期 15 ～20年	短期 スポット取引が大半を占めている	中 ~5年

1. 陸上油田を想定　2.40 MJ/cmの発熱量を想定　3.原油の価値のみ。60 Mbblの発熱量を想定
4.チャーンレートは市場の流動性を示す指標で、一般的に10を超えると流動性の高いハブとして判断される(詳細後述)

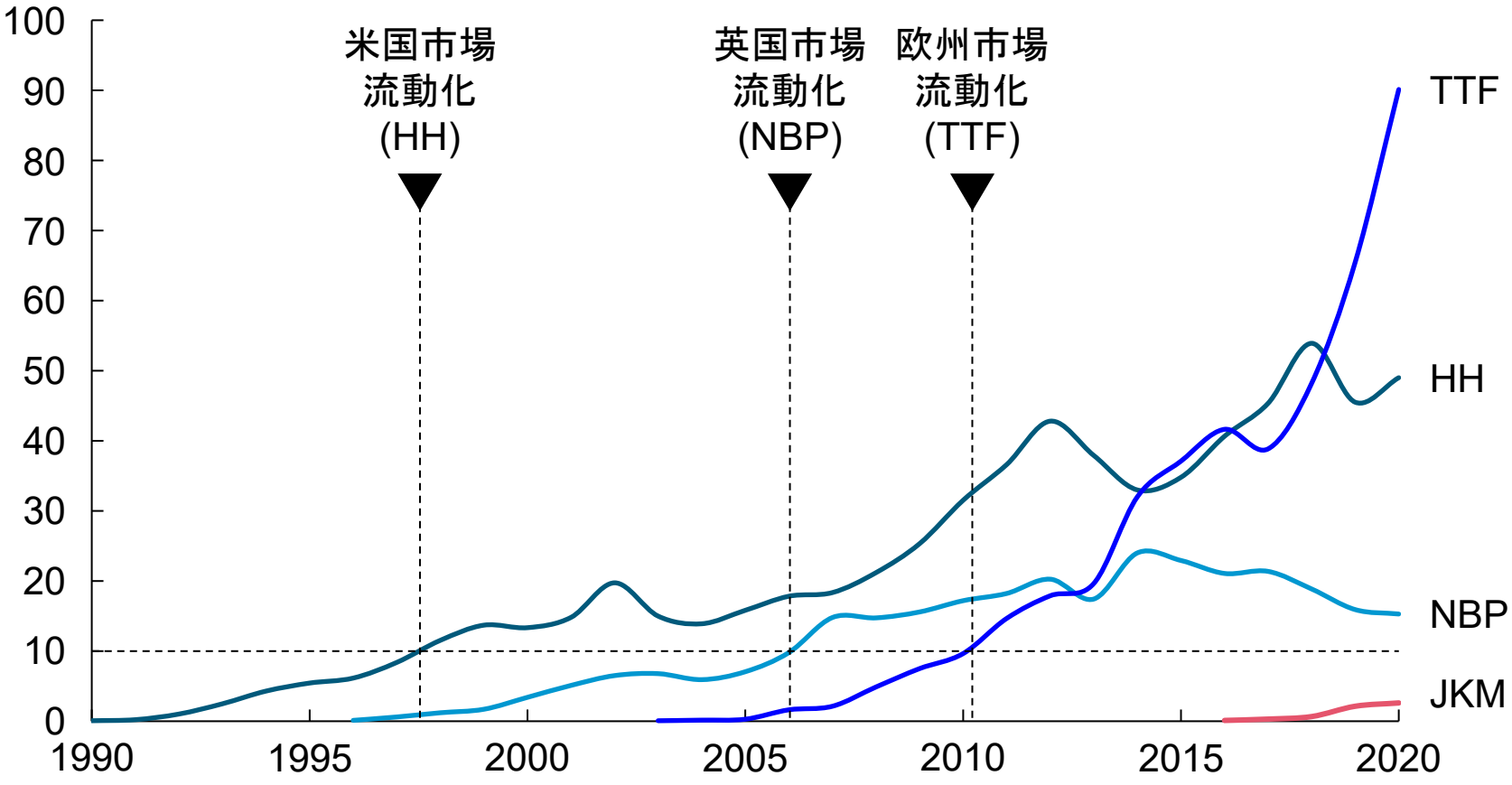
資 料: BP Statistical Review of World Energy 2022、エキスパートインタビュー

1. LNGプロジェクトは**必要な初期投資額が巨額**であるため、**資金調達のハードルが高い**
2. LNGは極低温であるため**輸送および貯蔵が容易でなく**、需給のマッチングが**他のコモディティーに比べ困難**
3. LNGの需要は他のエネルギー関連のコモディティーに比べ小さく、**スポット市場での取引機会が限定的**

現状では、**LNG市場は市場原理のみによってバランスが取れるほどの流動性を有しておらず**、売り手の多くは資金調達に必要な**安定したキャッシュフローを確保するために長期契約を採用**している

チャーンレートから、LNGの流動性はガスに比べて限定的であることが伺える

チャーンレート[1]



1. TTFのチャーンレートはオランダの消費量に基づいたもの
2. 価格変動 ＝ 日々の価格変動率×月間取引日数(21日)の2乗で算出される月間価格変動率の平均値。時系列は日次価格の公表から始まる

資 料: Prospex、Eurostat、Bloomberg、Nymex、Huberator、OIES、Gasunie Transportation services、Platts、Thomson、IEA

主なインサイト

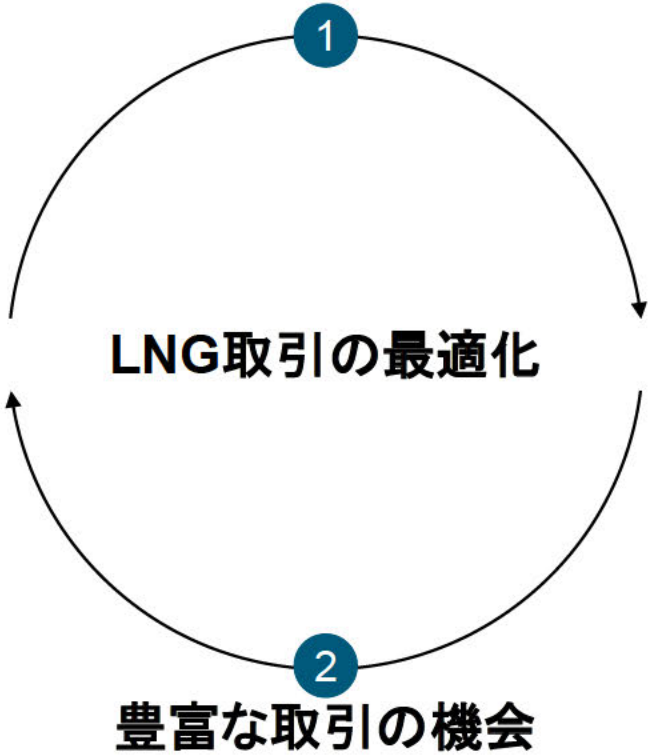
チャーンレートとは、現物取引量に対する取引量の割合を指す

チャーンレートは、**ハブ上で同一のガスが取引された回数**を表し、**流動性の指標として機能する**

チャーンレートが10を超えると流動性が高いハブを判断される

LNG市場の流動性が高まれば、取引の流れを最適化し供給の安定を強化できる

市場の流動性の向上



1 流動性が高い市場では、LNG取引企業が**マッチする相手**を見つけやすく、取引の機会と選択肢が増加する

2 取引企業は取引の機会を活用してコストの最適化とリスクヘッジを行い、それが**市場の流動性、供給の柔軟性、価格の安定性**に一段と寄与する

取引の最適化の例

Jera **Uniper**

2022年9月、JERAとUniperは**LNGポートフォリオの最適化**および米国からのクリーンアンモニアの供給で連携すると発表した

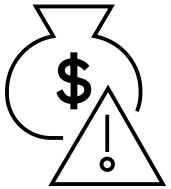
JERAとUniperは場所のスワップにより、ともにLNGのポートフォリオを最適化したいと考えている

- JERAが所有する米国のLNGとUniperが所有するオーストラリアのLNGを交換して、日本/欧州への輸送コストとリスクを軽減する

“” 透明で流動性があるLNG市場の誕生が間近であり、市場参加者全員に恩恵をもたらすだろう

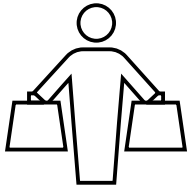
– 可児行夫、JERA Global CEO、LNGPCC2022での発言

要旨: LNG市場の進化に関するキーポイント



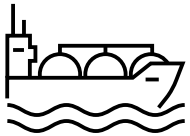
LNG事業の高コスト、高リスクな特性上、事業者は長期契約を選好

- LNG事業はCAPEXが巨額で、**資金を確保するために長期契約が必要となることが多いため、供給の柔軟性が低く**、市場参加者の数も限定的
- **流動性の高いLNG市場が形成されれば、プロジェクト開発者がキャッシュフローを確保し、最適化するための選択肢が増えるため、**長期的なコミットメントの必要性が低下する可能性がある



新規プレーヤーの参入により、取引量が増加している

- 過去20年ほどの間に、**新興国から新たなトレーダーやプレーヤーがLNG市場に参入**し、取引量は約4倍に増加
- 市場における障壁を撤廃することで(LNG基地の第三者アクセスの許可など)、**市場参加者が増え、流動性をさらに高めることができる**



LNG市場の流動性が増すにしたがい、取引が最適化され、安定供給を確保できる

- LNGの指標価格が生まれており、スポット取引やロケーションスワップなど、多様な取引オプションが見られるようになり、**需要と供給のより高度なマッチングが可能になりつつある**
- データの透明性と価格情報の信頼性を高め、取引を更に活性化することで、**LNG調達の選択肢が増え、価格変動のバランスをとるメカニズムの整備が進み、エネルギーの安定供給の基盤の強化につながる**

LNG事業の複雑な性質により、3E(環境・経済・エネルギー安定供給)の実現に向けた複数のボトルネックが存在する

パブリック・ゴール

パリ協定

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて2℃より十分低い水準に保つ
- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて1.5℃以内に抑える努力をする

G7 2022

- 温暖化対策がなされていない(“Unabated”な)化石燃料のフェーズアウト推進にコミット

各国の政策

- エネルギーミックス(例:EUは2030年までにエネルギーの43%を再エネ由来とする)
- GHG排出(例: 日本は2030年までに2016年比で46%のGHGを削減)
- カーボンニュートラル達成のロードマップ

金融機関に対する政策スキーム

- トランジションファイナンス
- タクソノミー

中長期的なLNGの安定供給に向け考えられる課題

後述

融資	• 投融資先の排出量(ファイナンス・エミッション)固定化の懸念 • LNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ
供給	• 市場流動性の不足 • LNGプロジェクトのコスト増加 • ガスの輸送パイプラインの制約(特に米国)
需要	• 将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異 • 需要中心地の欧州・JKTからよりコスト感度の高い新興国へのシフト • 買い手の短期契約志向 • LNG輸入・再ガス化インフラ整備の必要性
脱炭素化	• メタン排出量を正確に計測する際の技術的課題 • メタン削減のためのインセンティブおよびガイドラインの不足 • LNGから水素・アンモニアへの移行
エネルギーの安定供給	• LNGの長期貯蔵の困難さ • LNG供給源の多様性の維持が必要

要旨: LNGプロジェクトへの投融資に関する主な論点

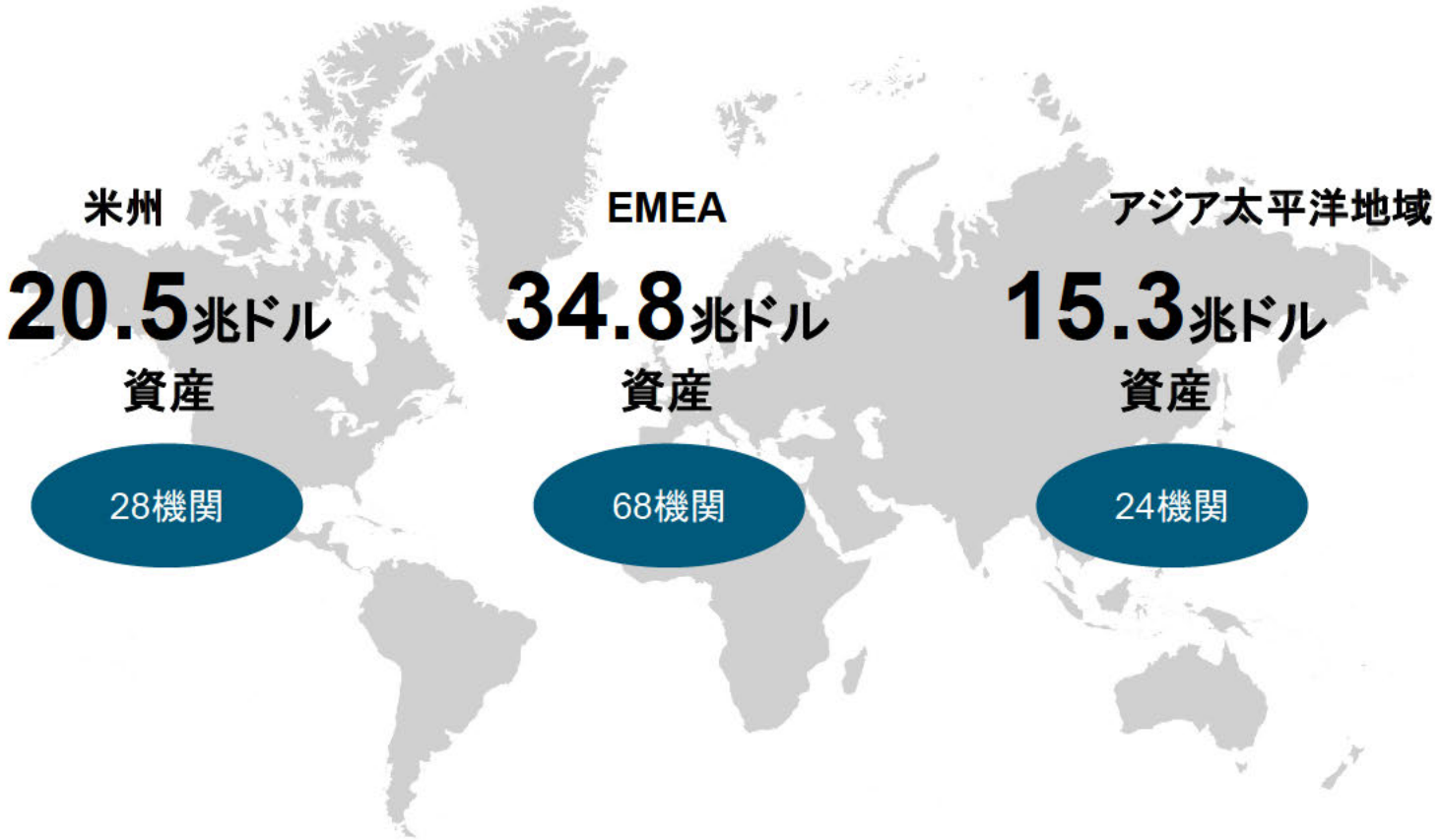
以降で深掘り

回答すべき問い	主な所見
1 ネットゼロ目標との整合性: 各レンダーのLNGプロジェクトへの投融資に関する方針はどのようなものか。レンダーのネットゼロへのパスウェイにおいて、LNGプロジェクトへの投融資はどのような影響をもたらすのか	**ファイナンスドエミッションによるロックイン(排出量の固定化)** 様々な金融機関が2050年までに排出量ネットゼロのコミットメントを表明し、脱炭素化に向けたパスウェイを公表するなか、長期的に排出量の高止まりを招き得る**LNGプロジェクトへの投融資は難局に直面する可能性がある。**金融機関の投融資スキームにおけるLNGの位置づけが明確でない**ため、このような状況に陥ることも考えられる**
2 レンダーの視点: レンダーはLNGプロジェクトへの投融資を検討する際、どのようなリスクを評価しているか	**長期的なキャッシュフローの確実性に関する要件:** レンダーはLNG開発事業者に対し、プロジェクトのリスクヘッジとして安定したキャッシュフローの確保を求めており、結果的に**長期的な供給契約の締結が好まれる傾向にある**

世界的にネットゼロ・ファイナンスの機運が高まっている

世界各地の金融機関によるネットゼロコミットメント、2020年11月時点

X 総資産; 兆米ドル　　(X) 金融機関の数



注記:NZBA加盟国を含む

資 料: NZBA

Net-Zero Banking Alliance
Industry-led, Un convened

EMEA

Abanca	Caixa Bank	Deutsche Bank	Erste Group	First Abu Dhabi Bank
A B	Ubs	Commerzbank	Fana Sparebank	Nordea
Santander	Rbabank	HSBC	Banke et Caisse d'epargne le l'etat luxembourg	LGT
Sabadell	Credit Muuel	Credit Agricole	La Banque Postale	SpareBank
Banca Ifis	Commercial International Bank	berCaja	NatWestGroup	Islandsbanki
Alandsbanken	Credit Suisse	Ecology	Swedbank	
Bankinter	UniCredit	Intesa SanPaolo	Societe Generale	
VP Bank	DanskeBank	GLS Bank	SEB	
BBVA	Investec	KCB	Lloyds banking group	
BNP Paribas	Handelbanken	NG	Liechtensteinische Landesbank	
Caixa Geral de Depositos	TriodosBank	Group BPCE		
Barclays	Virgin Money	Nationalwide Building Society		

米州

Amalgamated bank	Bradesco	Produbanco	Bank America	Scotiabank
Banorte	Banco Promerica	Banco Estado	Citi	National Bank of Canada
RBC	Banpro	BMO Financial Group	JPMorgan Chase & Co.	C BC
Republic Financial Holdings Limited	Vancity	Morgan Stanly	TD Bank	
			CSCoopeservidores	

アジア太平洋地域

ANZ	Industrial Bank of Korea	Macquarie	C MB	Shinhan Bank	DLC Financial Limited
MUFG	DBS	Nomura	KB Financial Group	SMFG	Mizuho

LNGプロジェクトにプロジェクトファイナンスを提供する大手銀行は、2050年までのネットゼロを確約しており、石油・ガス投資について具体的な方針を掲げている

石油・ガスセクターに対する大手銀行の方針

削減率: X% 原単位目標 / X% 総量目標

米国

CITI Bank	29%	(2020年と比べた)**2030年までのエネルギーポートフォリオ**に占める**ファイナンスド・エミッション**(金融に係る二酸化炭素排出(mt CO2e)
Bank of America	42%	(2019年と比べた)Scope1と2の**エネルギーポートフォリオの排出原単位**(gCO2/MJ)
Morgan Stanley	29%	(2019年と比べた)2030年までの**石油・ガスポートフォリオ**のファイナンスド・エミッションの**融資原単位** (gCO2/MJ)
JP Morgan Chase & Co.	35%	(2019年と比べた)Scope1と2の**石油・ガスセクター**のポートフォリオの**排出原単位** (gCO2/MJ)

欧州

BNP Paribas	25%	(2020年と比べた)2025年までの**石油生産**への金融のエクスポージャー
	>30%	(2020年と比べた)2030年までの**ガス採取と生産**への金融のエクスポージャー
Société Générale	20%	(2019年と比べた)2025年までの**石油・ガス 生産セクター**への金融のエクスポージャー
	30%	(2019年と比べた)2030年までの**石油・ガス生産**の最終利用に関する二酸化炭素排出の絶対量
HSBC Holdings	34%	(2019年と比べた)2030年までの**石油・ガスセクター**におけるファイナンスド・エミッション
NG Groep N.V.	19%	(2019年と比べた)2030年までの**上流石油・ガス**における金融へのエクスポージャー
	53%	(2019年と比べた)2040年までの**上流石油・ガス**における金融へのエクスポージャー

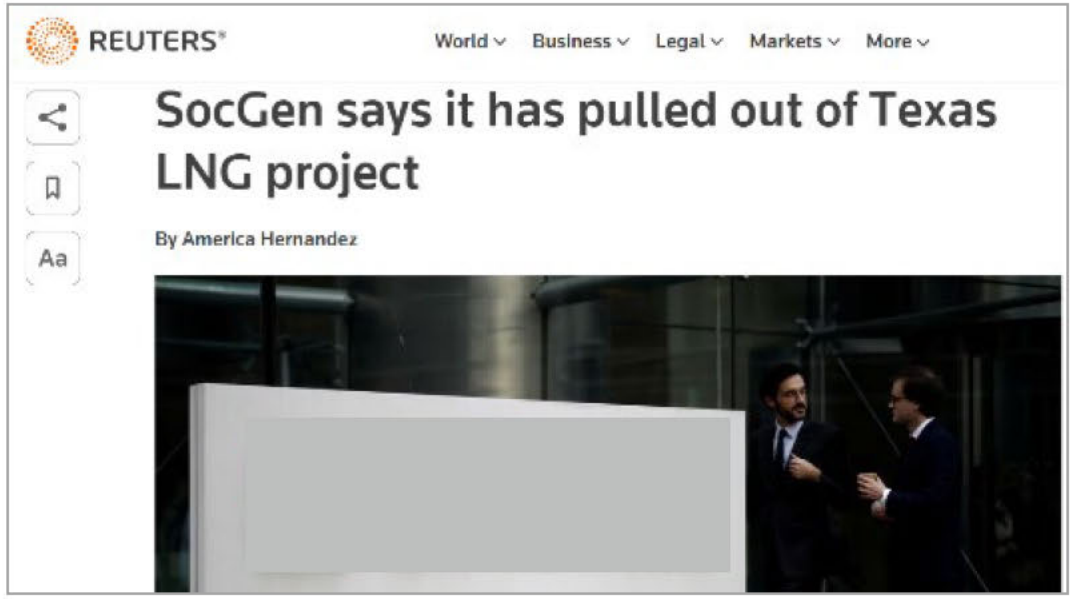
アジア太平洋

Mitsubishi UFJ Financial Group	15~28%	(2019年と比べた)2030年までの石油・ガスセクターにおける金融に係る二酸化炭素排出
SMBC Group	12~29%	(2020年と比べた)2030年までの**石油・ガスセクター**におけるファイナンスド・エミッション
Mizuho	12~29%	(2019年と比べた)2030年までの**石油・ガスの上流生産**におけるファイナンスド・エミッション
ANZ Bank New Zealand	26%	(2020年と比べた)2030年までの**石油・ガスセクター**におけるファイナンスド・エミッション
DBS Bank	28%	(2021年と比べた)2030年までの**上流と下流を含む石油・ガスセクター、および統合企業**のファイナンスド・エミッション

資 料: 企業ウェブサイト、サステナビリティレポート

近年ではSociete Generaleが米国テキサス州のリオグランデLNG施設のプロジェクトファイナンスに関するアドバイザリーから撤退することを決定

Societe Generaleの最近の動き



> Societe Generaleの広報は気候変動への対応にかかわるコミットメントに触れ、**同行の人権や環境、社会、ガバナンスの目標に沿ったプロジェクトでない場合、LNGへの融資を終了することも辞さない方針を協調した**
>
> — Reuters (2023年3月28日)

リオグランデLNGプロジェクトの概要

所在地: 米国テキサス州ブラウンズビル

スポンサー: NextDecade

生産能力: 27 mtpa (5.4 mtpa x 5 トレイン)、CCS 5MMt/年

プロジェクトコスト(推定): 157億ドル

着工時期(想定): 2026年

オフテイカー:

- Shell: 2 mtpa の20年間の契約
- Engie: 1.75 mtpa の15年間の契約
- ENN Natural Gas Co.(中国): 2 mtpa の20年間の契約

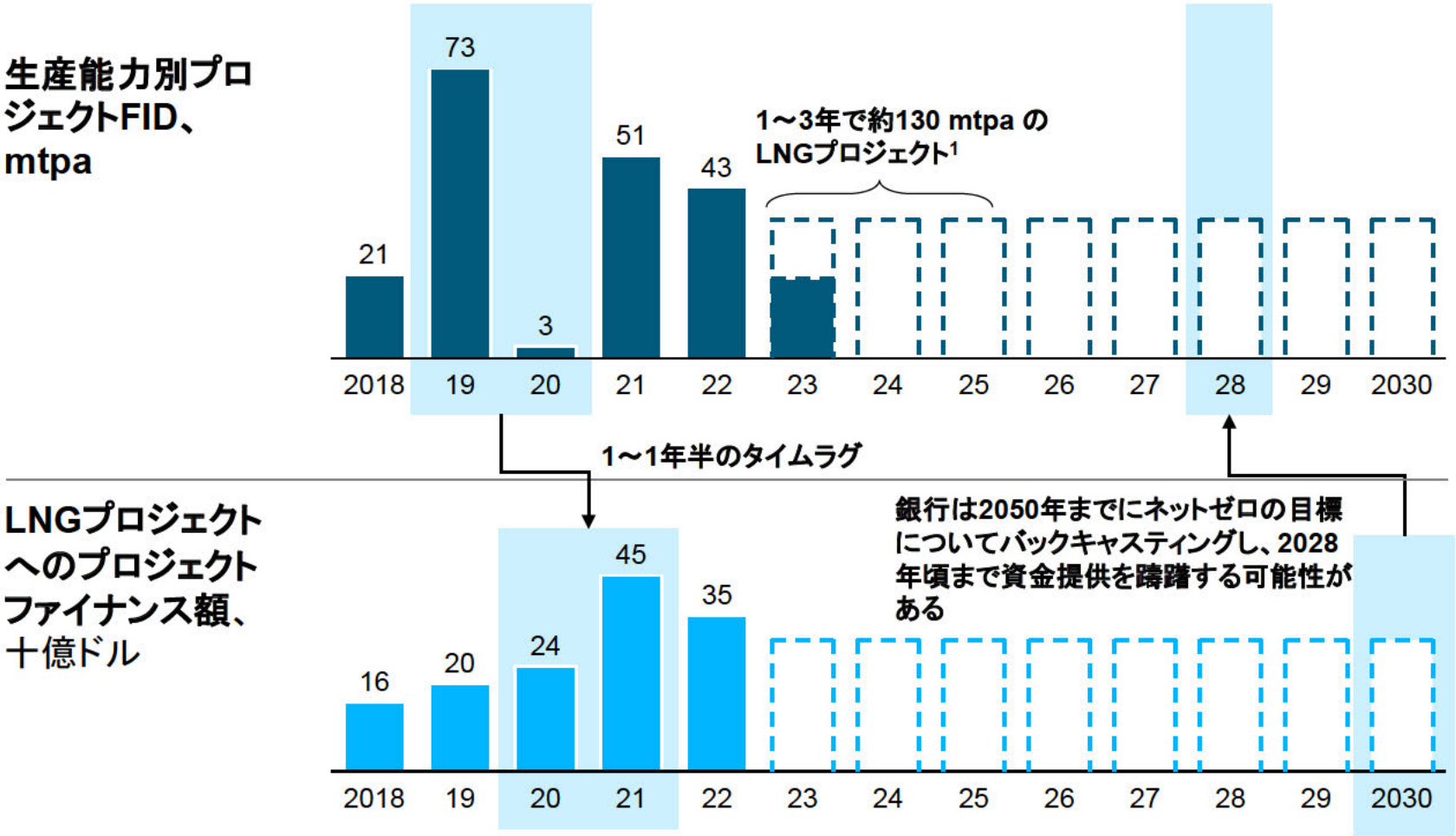
プロジェクトの課題:

- パーミアン盆地におけるフラッキングによるガス生産は**メタン排出量の観点から非難を浴びている**
- **2020年にはEngieが2 mtpaのオフテイク交渉から離脱**(その後再度交渉参画)
- 2023年LNG生産開始の見込みであったのにも関わらず、2020年から**最終投資決定(FID)が2度も遅れ、**2023年第2四半期になる
- 2020年より反対団体等より、Rio Grande LNGの**CCSはグリーンウォッシュだと批判されている**

資 料: 企業ウェブサイト、Reuters

レンダー（貸し手）がファイナンスド・エミッションの「ロックイン」を回避しようとするため、2020年代後半にはプロジェクトの最終投資決定（FID）が困難になるおそれ

FIDとプロジェクトのファイナンス・クローズとのタイムラグ



1. 2023年の現在までにFIDに到達したのは米国のIaquemines LNG Phase 2 とPort Arthur LNG Train 1-2

資 料: McKinsey Energy Solutions LNG project tracker、IJGlobalデータベース

キーポイント

プロジェクトのファイナンス・クローズは通常、**プロジェクトのFIDの1～1年半後**

プロジェクトファイナンスに長期契約（20-25年）が必要な場合、**2028年頃までプロジェクトへの資金を確保することが困難な可能性**

2050年までの**ネットゼロ達成に向けて排出の固定化を回避**するため、大手銀行がこの手法を見直す可能性がある

しかし同時に、多くのレンダーは、エネルギー安全保障とエネルギーの移行を後押しするうえでLNGへの資金提供が不可欠と捉えている

トランジション燃料としてのLNG

JP Morgan

石油・ガスを拡充することは気候[変動] への取り組みに逆らうことではない
— Jamie Dimon、JP Morgan、CEO、'22

これらの目標 [エネルギー安全保障の提供とクリーンエネルギーへの移行] は相互排他的ではない両方行うことは可能かつ不可欠であり、JP Morganは従来のエネルギーとクリーンエネルギー両方の資金提供企業として最大である
— Jamie Dimon、JP Morgan、CEO、'22

EIG

EIGはLNG需要の拡大に賭ける
— Wall Street Journal, 2023年1月12日

エネルギー移行の確かな道筋は分からないが、LNGには大きなトレンドが見られ、直近の取引でそれを活用しようと試している
— Blair Thomas、EIG CEO、'23

Brookfield

Brookfield Asset Managementは…低炭素経済への移行を後押しするうえでLNGの需要の増大の恩恵を受ける [と期待している]
— Sam Pollock、Brookfield Infrastructure CEO、'22

BlackRock

ネットゼロへの移行は一朝一夕には起こるものではない。ブラウンからグリーンへと移行する必要があり、天然ガスは一部の地域の発電と暖房、水素の生産の両方にとって重要な役割を果たす
— Larry Fink、BlackRock CEO、2022

新たなプラントへの投資

Global Infrastructure Partners　Woodside

GIP はPluto Train 2 のジョイントベンチャーに確立された世界的なケーパビリティをもたらし、世界クラスのプロジェクトの実現を後押しする
— Meg O' Neill、Woodside CEO、'22

Kohlberg Kravis Roberts　Sempra Energy

KKRとリソースを結集することで、クリーンなエネルギーとそれを補完し輸送するインフラへの新たな投資機会をモノにする力を高められる
— Jeffrey Martin、Sempra Energy CEO、'21

Sempra Energy

Group Macquarie　Wavecrest　...

Macquarie Capital と WaveCrest…は [Deutsche ReGas] LNG ターミナルを正式開業するうえで重要な役割を果たした
— Dr Stephan Knabe、Deutsche ReGas 諮問委員会委員長、'23

1.　Originが保有するAPLNG株式取得と東京ガスが保有する豪州のLNGプロジェクト4件の権益取得について言及していると思われる

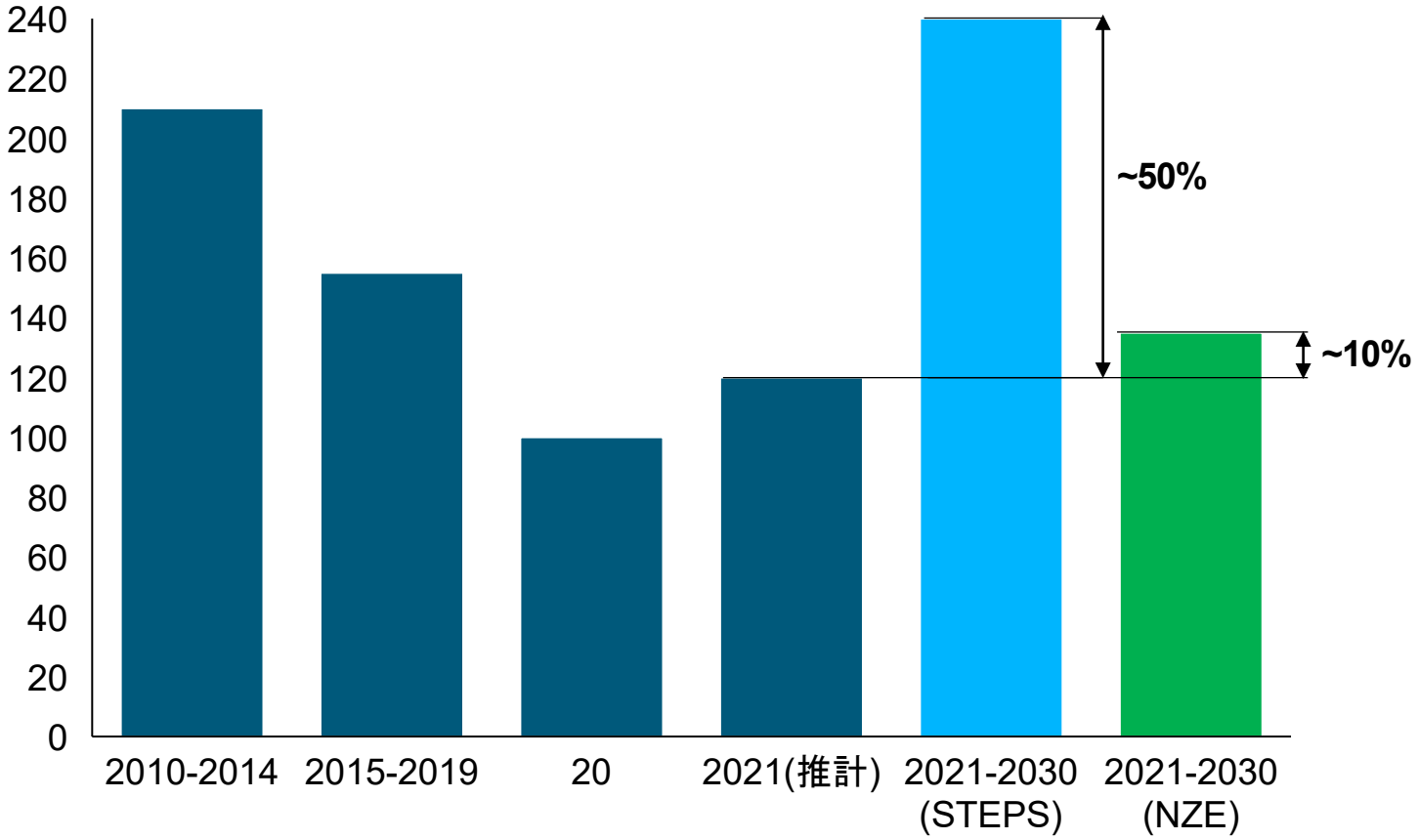
資 料: Business Insider (2022年)、Congressional House Financial Services Committee Hearing (2022年9月9日)、Nasdaq (2022年)、Wall Street Journal (2022年)、Black Rock Client Letter (2022年)、Woodside website (2022年)、KKRウェブサイト(2022年)、Macquarieウェブサイト(2022年)

国際エネルギー機関（IEA）は昨年、支出水準の低さが中期的に上流のパフォーマンスに課題をもたらすおそれがあると指摘した

IEAによる「Gas Market Report, Q1-2022」からの抜粋

■ 実績　■ Stated Policies Scenario (STEPS)　■ Net Zero Emissions by 2050シナリオ (NZE)

天然ガスの供給における年間の上流投資、十億米ドル



2022年Q1のIEA Gas Market Report

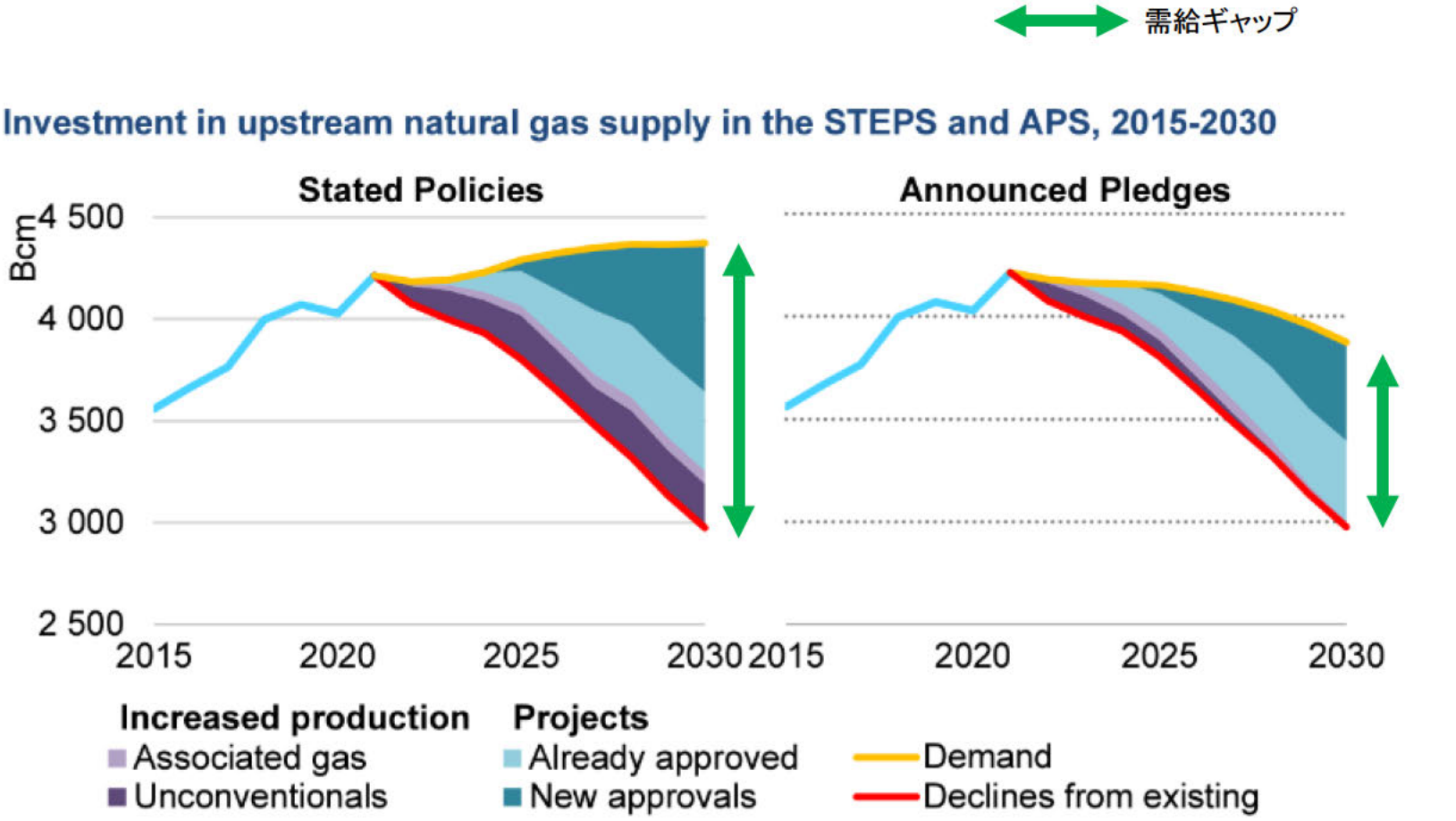
“” 天然ガスの上流支出は**2010年代の初めから減少傾向**にあったが、パンデミックによる需要の激減と値下がりで資本予算が急激に削られた結果、2020年に低水準（1000億米ドル強）に落ち込んだ

“” 2021年の回復は緩やかで前年比10%増に留まると予想されている。**この水準では、ガス関連の上流支出はIEA Stated Policies Scenario（STEPS）の下で求められる年額の半分以下、2021-2030年のNet Zero by 2050 Scenario（NZE）に沿った額より12%少なくなる**

資 料: IEA 2022; Gas Market Report 1Q 2022, https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2022, License:CC BY 4.0.
本資料は、METIがIEAの資料に基づいて作成したもので、METIはこの二次的著作物について単独で責任・義務を負う。なお、本二次的著作物はIEAによって何らかの形で承認されているわけではない

需給ギャップを埋めるにはガスへの継続的投資が不可欠と考えられる

IEAによる「Outlooks for gas markets and investment (2023)」からの抜粋



IEA. CC BY 4.0.

STEPSとAPSで天然ガス需要が横ばい、または減少しているにもかかわらず、**既存のプラントからの減少分を相殺するには追加の上流投資が必要**

- ガス市場と投資に関するIEAの見通しG7向けレポート

資 料: IEA 2023「Outlooks for gas markets and investment」、https://www.iea.org/reports/outlooks-for-gas-markets-and-investment、ライセンス:CC BY 4.0
本資料は、METIがIEAの資料に基づいて作成したもので、METIはこの二次的著作物について単独で責任・義務を負う。なお、本二次的著作物はIEAによって何らかの形で承認されているわけではない

明確な道筋を定める政府の役割が、ガス/LNGプロジェクトの資金提供に関する意思決定に大きな影響を及ぼすようになってきている

政府の役割が増大

銀行は、政府のネットゼロ目標を自行の方針の中で考慮する。ガス/LNGは移行に不可欠と政府が示せば、銀行の方針が変わる可能性がある

ー ある輸出信用機関のプロジェクトファイナンスのエキスパート

「ロックイン」の問題を回避するため、明確なガス/LNGプロジェクトの評価方法があれば、エネルギー安全保障と脱炭素化のバランスを取り得る

ー アジアのある開発銀行の金融エキスパート

LNGへの資金提供はエネルギーの移転と安全保障にとって重要

世界は発展途上国を支援する移行燃料として、LNGに依存している多数のLNG関連プロジェクトが誕生するだろう。需要があれば、銀行は二酸化炭素排出の軽減を条件に資金提供する可能性がある

- 国際開発金融機関のエキスパート

ロシアによるウクライナ侵攻以降、欧州各国はLNGの確保に余念がない

現実には、長期の脱炭素化目標達成を目指す一方で、移行期に向けたガスへの資金提供が重要だ

- 欧州のある大手商業銀行のエキスパート

先進国によるネットゼロへの動きがアジア各国に影響を及ぼす

G7諸国は2023年から排出が削減されない化石燃料プロジェクトへの公的資金を提供しないことを確約しており、アジアの発展途上国を中心に、財務面で新規プロジェクトの制約が高まるおそれがある

- 輸出信用機関のプロジェクトファイナンスのエキスパート

欧州各国が新規ガスプロジェクトへの資金提供を段階的に縮小している反面、そうしたプロジェクトは、需要が増大しているアジアの銀行などから資金提供を受けている

- 国際開発金融機関の金融エキスパート

資 料: エキスパートインタビュー

主要な知見

- **政府の役割が2022年のG7のコミットメントを強めた**
- 米国を中心に新たなLNGプロジェクトに資金が提供されそうだが、**長期にわたるより厳格な環境要件も求められる**
- **アジア諸国は、**資本プロジェクトを**公的資金に頼る傾向が強く、資金確保の課題に直面するおそれ**

G7気候・エネルギー・環境大臣会合コミュニケより抜粋 (2023年4月16日)

“”

*我々は、ロシアのウクライナに対する侵略戦争は、世界のエネルギー市場及びエネルギー供給の安全保障に影響を与え、資源確保における競争を激化させていることを認識する… このような特別な状況において、エネルギーの節減とガス需要の削減を通じてクリーンエネルギー移行を加速させることの主要な必要性を認識しつつ、明確に規定される各国の状況に応じて、**例えば低炭素及び再生可能エネルギー由来の水素の開発のための国家戦略にプロジェクトが統合されることを確保することにより、ガス部門への投資が、我々の気候目標と合致した形で、ロックイン効果を創出することなく実施されるなら、この危機により引き起こされる将来的なガス市場の不足に対応するため適切でありうる。***

“”

*我々は、世界規模での取組みの一環として、世界全体の平均気温の上昇を産業革命化以前の水準よりも1.5℃に抑えるために必要な軌道に沿って、遅くとも2050年までにエネルギーシステムにおけるネット・ゼロを達成するために、**排出削減対策が講じられていない化石燃料のフェーズアウトを加速させる**という我々のコミットメントを強調し、他国に対して同様の行動を取るために我々に加わることを要請する… この点において、**我々は、安全性、エネルギー安全保障、経済効率性及び環境（S+3E）を同時に実現することの重要性を再確認する。***

資 料: G7気候・エネルギー・環境大臣会合コミュニケ、環境省による公開画像

要旨: LNGプロジェクトへの投融資に関する主な論点

以降で深掘り

解くべき問い	ファインディングス
1 ネットゼロ目標との整合性: レンダーはLNG分野に対するファイナンスにどのような方針を持っており、ネットゼロ実現へのパスウェイとの間でどのような課題が存在するか	**ファイナンス・エミッションのロックイン** 主要レンダーが2050年に向けたネットゼロをコミットし、そのパスウェイを開示している一方、LNGプロジェクト向けの長期融資はレンダーのファイナンス・エミッションを長期にわたり固定化してしまう
2 レンダーの目線: プロジェクトファイナンスを提供するレンダーはLNGプロジェクトのどのようなリスクを評価し融資を決定するのか	**長期的なキャッシュフロー安定性の要求** レンダーはLNG事業特有のリスクをヘッジしつつ、LNG事業者に対して貸付金利および元金の返済のための安定的なキャッシュフローの担保を求める

LNGプロジェクトは様々な投融資制度によって支えられており、プロジェクトファイナンスは最も一般的なLNGプロジェクトの資金調達手段である

詳細は後述

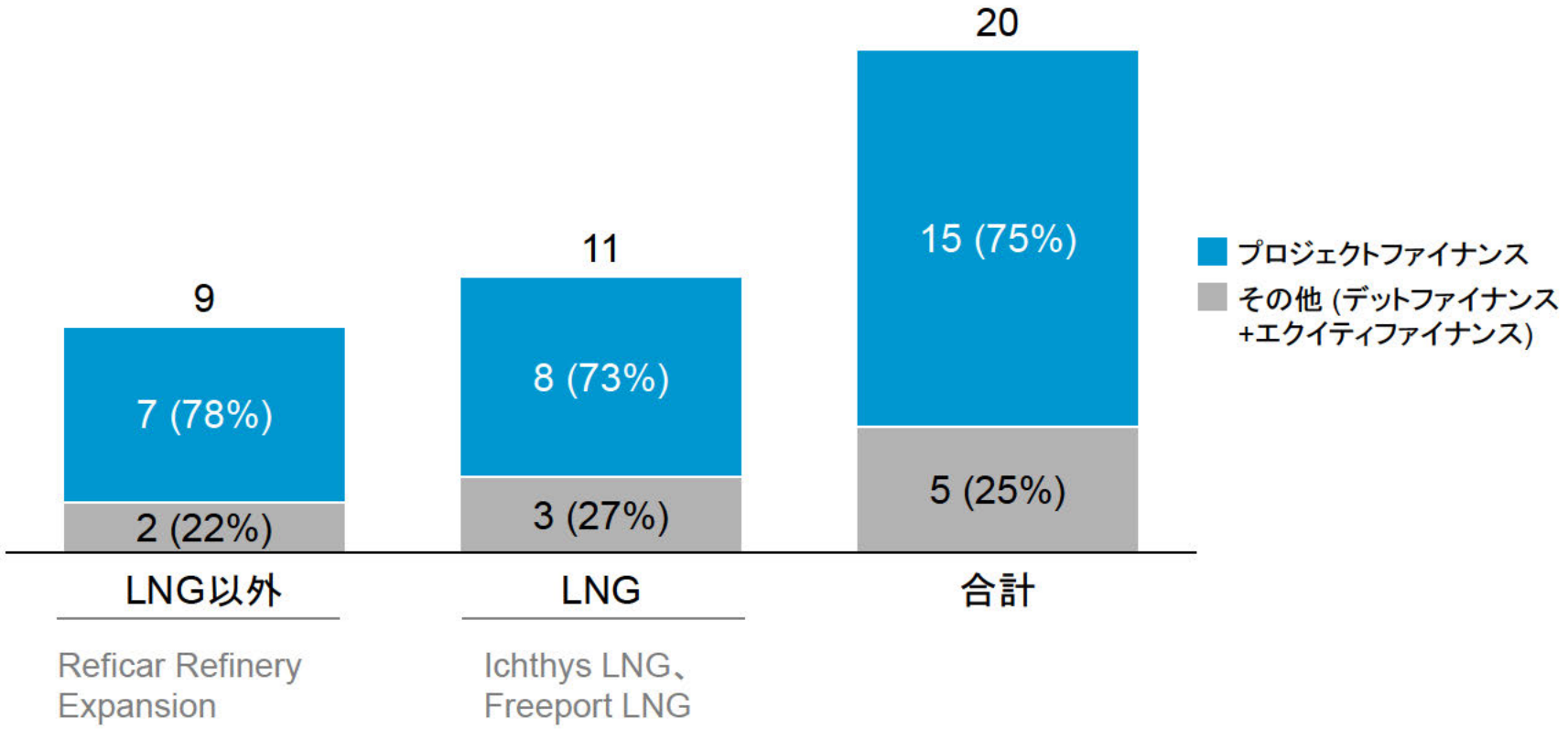
カテゴリー	投融資の仕組み	概要	一般的なカバレッジ	プロジェクト事例	金融機関
ファイナンス	プロジェクトファイナンス	• プロジェクトのキャッシュフローに基づいた**ノンリコースローン** • プロジェクト期間をカバーする**長期ローン（~20年）**	**~60%**	**Ichthys:** 160億ドル **Coral FLNG**: 47億ドル **Port Arthur**: 68億ドル …	• BNP Paribas • Japan Bank for International Cooperation • HSBC Holdings • Mitsubishi UFJ Financial Group • Société Générale
	エクイティーファイナンス	• **事業主による投資**(例:IOCs) • 法人ローンによるバックアップ • 債券によるバックアップ • PEファンドによる出資	**30~40%**	**Gorgon LNG PJ:** Full equity by Chevron, ExxonMobil, Shellシェブロン、エクソンモービル、シェルなどが全額出資	• ExxonMobil • INPEX • Shell • Chevron Corporation • British Petroleum
		• PEファンドによる投資 • インフラファンドによる株式投資	**~10%** (米国では一般的)	**Port Arthur LNG**: KKRが25～49%を出資	• Kohlberg Kravis Roberts • BlackRock
貿易保険	保険	• カントリーリスクや取引先リスク等によって生じる**輸出損失をヘッジ**するための保険	n/a	**Cameron LNG:** プロジェクトファイナンス20億ドルに対して保険を適用 期間: 約16年	• Nippon Export and Investment Insurance

資 料: Poten & Partnersレポート、エキスパートインタビュー、企業ウェブサイト

2016～2021年に完成したメガプロジェクトのうち、プロジェクトファイナンスによって資金を調達したプロジェクトの割合は70%以上

抜粋例

資金調達タイプ別メガプロジェクト; 完了プロジェクト数[1](2016～21年)



- 11のLNGプロジェクトのうち **73% がプロジェクトファイナンスを実施**
- 大半のLNGプロジェクトのオーナーは**プロジェクトファイナンス組成のため融資適格性(バンカビリティ) を考慮する必要あり**

1. 対象コントラクターが2016～2021年の間に完遂したプロセス産業プロジェクト30件のうち、LNG施設11件を含む20件のプロジェクトファイナンスのスキームに関する情報が入手可能

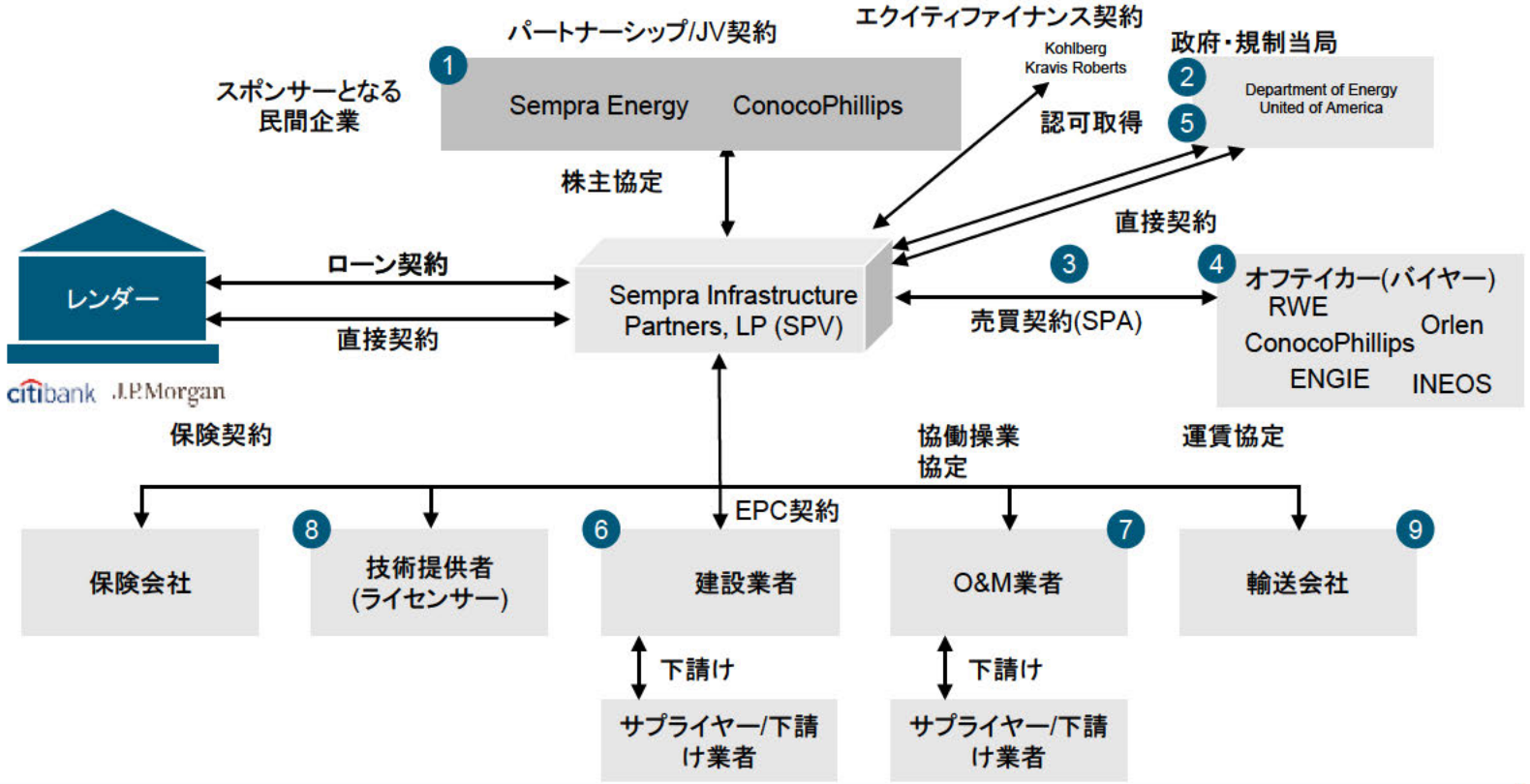
資 料: IJGlobal Database、Poten & Partners (2022年3月)、LNG Finance - Will lenders accommodate the changing environment

レンダーは、プロジェクト体制や契約関係に基づいてプロジェクトのリスクを分析し、バンカビリティを評価

抜粋

事例: Port Arthur LNGフェーズ1プロジェクト(テキサス州)

X プロジェクトファイナンスの主なリスク



プロジェクトの概要

- 2023年3月20日にFIDに到達
- 13 mtpa (10.5 mtpa (~80%)は長期契約に含まれる)
- オフテイク:1. ConocoPhillips 5 mtpa (20年)　2. RWE 2.25 mtpa (15年) FOB
  3. Engie 0.875 mtpa (15年) FOB5.Orlen 1 mtpa (20年) FOB　4.INEOS 1.4 mmtpa (20年) FOB
- Capex: 130億ドル
- プロジェクトファイナンス: 68億ドル
- 2027年操業開始

資料: エキスパートインタビュー、企業ウェブサイト

レンダーが分析する主要なリスク

1. スポンサーリスク
2. カントリーリスク
3. 販売リスク
4. 取引先リスク
5. 環境リスク
6. 完工リスク
7. オペレーションリスク
8. 技術リスク
9. 傭船費用リスク

信用力が高い投資適格のバイヤーとのオフテイク契約、およびインデックスベースのプライシングがバンカビリティを高める

2017年までのCheniere SPA のケーススタディ: Sabine Pass LNG とCorpus Christi LNG

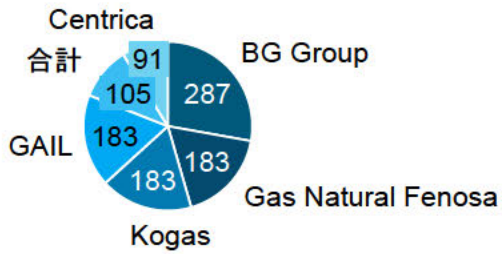
抜粋例

SPA顧客の主な特徴、 年間兆 btu

Cheniere

Sabine Pass LNG

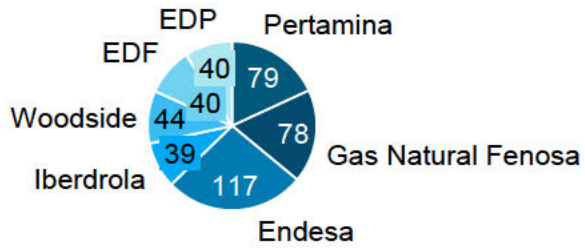
固定:年間約2000万トンについて、総額29億米ドルの固定フィー
変動[1] - LNG コスト:ヘンリーハブの115%(全顧客)



	BG Group[4]	Gas Natural Fenosa	Kogas	GAIL	Total	Centrica
	723	454	548	548	314	274
米ドル/MMbtu	2.25-3.00	2.49	3.00	3.00	3.00	3.00
トレイン	1 + 2-4	2	3	4	5	5
信用格付け	A+	BBB+	AA-	BBB-	AA-	A-

Corpus Christi LNG

固定:年間約842万トンについて、総額15億米ドルの固定フィー
変動[1] - LNG コスト:ヘンリーハブの115%(全顧客)



	Pertamina	Gas Natural Fenosa	Endesa	Iberdrola	Wood-side	EDF	EDP
固定フィー							
百万米ドル	278	274	411	139	154	140	140
米ドル/MMbtu	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
トレイン	1 + 2	2	1	1 + 2	2	2	3
信用格付け	BBB-	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+	A-	BBB-

3 販売リスク
4 取引先リスク

取引先

投資適格の格付けを受けた信用力が高いバイヤー[2]

プライシング

信頼性が高いインデックスに連動した変動部分：**米国以外のLNGサプライヤは原油価格に連動した価格設定式を検討できるものの、**Cheniereは **ヘンリーハブ価格[3] に連動**

追加の選択肢として、バイヤーがターゲットとする市場のエンドユーザー価格に契約を連動させることが挙げられる(欧州のTTF、アジアのJKMなど)

契約期間

最長10年延長する権利が付いた**20年契約**

1. 液化コストは変動費で回収され、LNGプラントの建設費は固定費で回収
2. S&P、Moody's、Fitchの主要3機関のうち2機関から投資適格(BBB-以上)の格付評価を受けている
3. CME Groupによると「Cheniereは米国で初めてヘンリーハブに連動するLNG価格のフォーミュラを導入したサプライヤー」であり、ヘンリーハブ価格の115%であった4.2016年にShellに統合

資 料: Cheniere Corporate Presentation (2017年6月)、CME Group, Cheniere SPAs (2017年まで)

オフテイク契約はLNGプロジェクトがFIDに到達する可能性を示唆する指標となり得る – SPAの割合が高いほどバンカビリティが上がる

抜粋例

3 販売リスク

プロジェクトのSPA割合とFID状況の事例

プロジェクト	SPA割合[1] (%)	FIDのステータス
Corpus Christi LNG Stage 3	~90%	FID
Woodfibre LNG	>70%	FID
Rio Grande LNG	~70%	Pre-FID; **6カ月以上遅延**
Common-wealth LNG	~25%	Pre-FID; **9カ月以上遅延**

Rio Grande LNGとCommonwealth LNGは、「**バイヤーと十分な供給契約を締結**し、建設コストの妥当性を確保」するため、最終的な投資決定を先送り

契約のタイミング

できるだけ早期、FIDの1-2年前に暫定契約に署名

長期契約の割合：

FIDの可能性を高めるため、**計画された生産能力の80%以上**

契約期間：

歴史的には、コミットメントは**15-20年**

1. SPAおよび総生産能力においてバイヤーがコミットした調達量の割合

資料: Oxford Institute for Energy Studies、S&P Global (Rio Grande LNG、Commonwealth LNG)、エキスパートインタビュー

Driftwood LNG: 進捗状況の遅れを理由に、Shell、Total、Vitolなどの大手オフテーカーがプロジェクトから手を引いた

抜粋例　　**2023年4月現在**

1 スポンサーリスク
3 販売リスク

概要

Tellurian

所在地：米国ルイジアナ州のチャールズ湖近郊

生産能力：年間2760万トン

スポンサー：Tellurian

オフテイカー

- Gunvor Ltd. – 10年にわたり年間300万トン
- **解約済み**：Shell、Total、Vitol、Petronet

プロジェクトの推定コスト：275億米ドル

- 必要とされる自己資金：90億ドル（約30%）

当初提案された操業開始年：2023年、2026年までに全面稼働

プロジェクトのステータス：遅延

主な出来事

2018
Goldman SachsとSG Americas Securitiesを財務アドバイザーに任命

2019
米連邦エネルギー規制委員会（FERC）が開発と運営について、環境への影響に関する最終声明と認可を発表。建設開始許可が承認された

計画されたFIDは2020年。株式持分取得を含め、**Total, Petronet, Vitol**などのLNG大手と契約

2020
提案されたパイプラインの4分の3の棚上げを発表。パンデミックによりFIDが遅れ

2021
Shell, Gunvorとオフテイク契約を締結。**TotalとのSPAは解約、Petronetとの間で更新したディールは期限切れとなった**

2022
株式パートナーの確保を優先するTellurianの新たな資金調達戦略の一環として、FIDの遅れを理由にShellとVitolとのSPAを解約。10億米ドルの投資（FIDなし）でし当初の建設を始めると発表

Tellurianの**株価は38%暴落**

現実のものとなったリスク

Tellurianの Driftwood プロジェクトは、財務と長期のオフテイク契約に関するリスクを理由にFIDに至らなかった

- **プロジェクトの建設用資金に充てる10億ドルのハイイールド債**を2022年に発行できなかった
- **長期のオフテイク契約として残っているのは**、GunvorとのSPAのみ

資 料: 記事検索

Scarborough LNG:気候影響を理由とする反対を含め複数の問題がスケジュールの遅れとコスト増を招いた

抜粋例 **2023年5月現在**

5 環境リスク

概要

Woodside Energy

所在地:西オーストラリアのカーナーボン盆地の沖合

生産能力:8 mtpa

スポンサー:Global Infrastructure Partners, Woodside

オフテイカー:

- RWE:年間84万トンを7年間
- Uniper:年間50万トンを13年間

プロジェクトの推定コスト:
120億米ドル

提示された操業開始年:2026

プロジェクトのステータス

- **FSRU**:解約済み
- **Pluto Train 2**:進行中

主な出来事

2013 Scarborough FSRUが環境承認を受ける

2015 石油/LNG価格の暴落により、提案されていた2015年のFIDが先送りされた

2018 Woodside が4億4400万米ドルでScarboroughガス田へのExxonMobilの 75%の持分を取得。**Pluto LNG陸上ターミナルでScarboroughガス田からのガスを液化する決定を下した(「バックフィルプロジェクト」)**

2021 **120億米ドル**のポジティブな**FID**を実現

2022 コモンウェルス海域で Scarborough パイプラインを建設し運営する承認を規制当局から得た

オーストラリア保全基金はScarboroughプロジェクトがグレートバリアリーフに与える**影響**について、**連邦裁判所に差し止め命令を申請**した

2023 連邦裁判所は「 訴訟に持ち込もうとする[Woodsideの]試みを却下」[1] し6月7日の審理を計画

現実のものとなったリスク

原油価格の変動などのコモディティ市場のリスクとFIDの遅れ:2015年にアジアのLNG価格が50%下落したことを受けて、WoodsideのFIDは先送り

プロジェクトの遅れは**コスト増大**につながるおそれ

気候への影響の追加評価が必要になる可能性

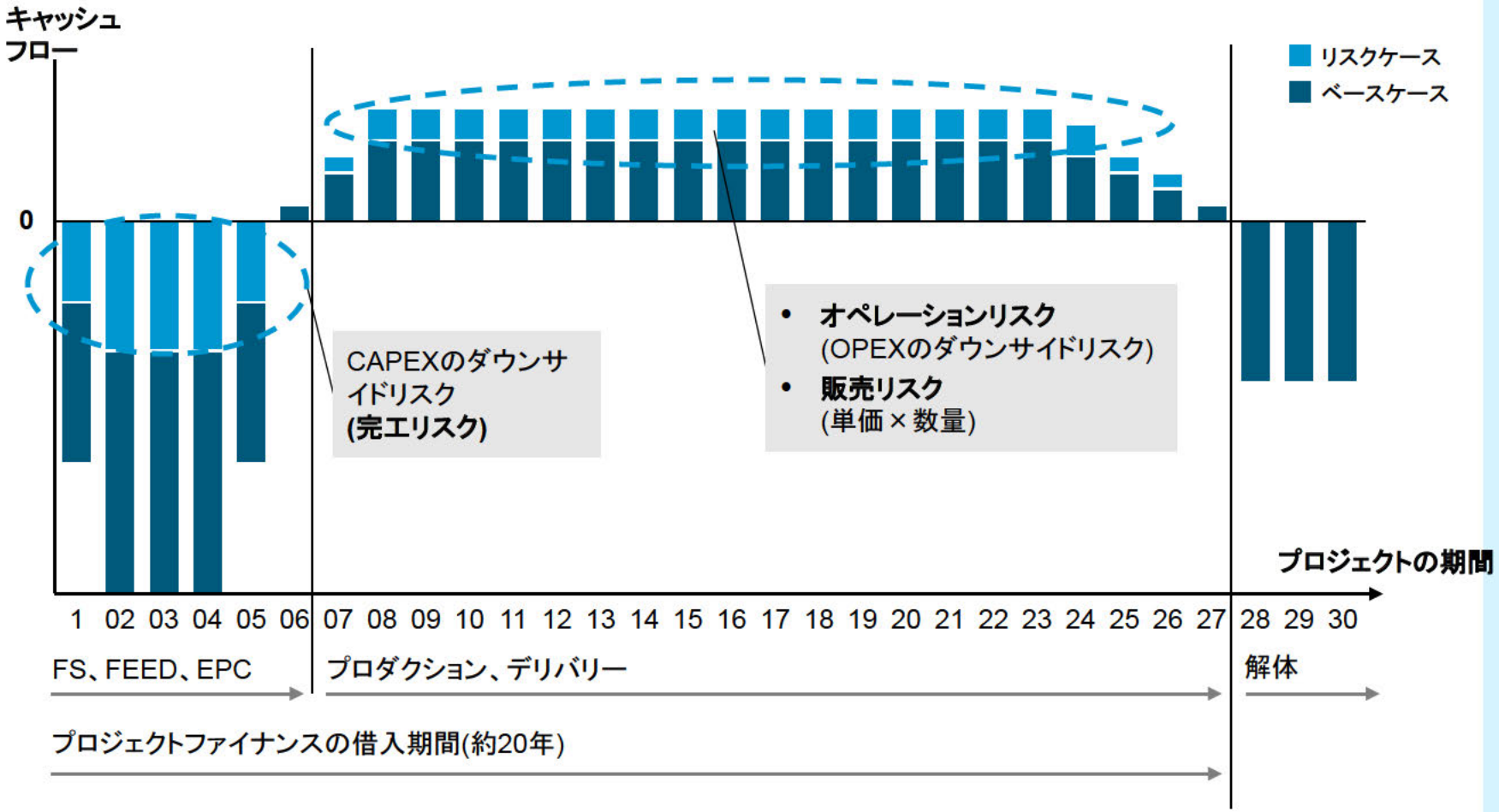
1. Argus Media (https://www.argusmedia.com/ja/news/2444576-scarborough-gas-scrutiny-continues-for-woodside?amp=1)

資 料: プレス検索 (The Guardian, Australian Broadcasting Corporation, Argus Media)、Australian Conservation Foundation

参考

レンダーは、プロジェクトのキャッシュフロー予測に基づき、融資期間中の返済の確実性を評価

典型的なプロジェクトのキャッシュフロー(例示)



キャッシュフローが重要な理由

- キャッシュフローはレンダーに対する**元本・利息返済の源泉となる**
- レンダーは**返済のためのキャッシュフローを融資期間を通して確保**するためにリスクヘッジ手段を講じる
- 特にキャッシュフローに大きく影響を与えるリスクについては厳格にリスクを管理する
  - **CAPEXのダウンサイドリスク**により、プロジェクトの経済性が大きく棄損される可能性
  - **オペレーション及び販売リスク**によりキャッシュフロー計画が想定からずれる可能性

資 料: エキスパートインタビュー

要旨: LNGプロジェクトへの投融資に関する主なボトルネック

主なボトルネック

ファイナンス・エミッションのロックインに対する懸念

主要なレンダーが2050年に向けたネットゼロをコミットし、そのパスウェイを開示している一方、LNGプロジェクト向けの長期融資はレンダーの**ファイナンス・エミッションを長期にわたり固定化してしまうため、投資が滞る可能性**

金融機関に対する政策スキームにおけるLNGの位置付けが不明確

移行燃料としてのガス/LNG の役割は世界レベルで定義されておらず、**地域/国の銀行はガス/LNGへの融資につき各々異なるアプローチを採用**

LNG事業の複雑な性質により、3E(環境・経済・エネルギー安定供給)の実現に向けた複数のボトルネックが存在する

後述

政策的な方向性

パリ協定

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて2℃より十分低い水準に保つ
- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて1.5℃以内に抑える努力をする

G7 2022

- 温暖化対策がなされていない(“Unabated”な)化石燃料のフェーズアウト推進にコミット

各国の政策

- エネルギーミックス(例EUは2030年までにエネルギーの43%を再エネ由来とする)
- GHG排出(例日本は2030年までに2016年比で46%のGHGを削減)
- カーボンニュートラル達成のロードマップ

金融機関に対する政策スキーム

- トランジションファイナンス
- タクソノミー

中長期的なLNGの安定供給に向け考えられる課題

融資	• 投融資先の排出量(ファイナンス・エミッション)固定化の懸念 • LNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ
供給	• 市場流動性の不足 • LNGプロジェクトのコスト増加 • ガスの輸送パイプラインの制約(特に米国)
需要	• 将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異 • 需要中心地の欧州・JKTからよりコスト感度の高い新興国へのシフト • 買い手の短期契約志向 • LNG輸入・再ガス化インフラ整備の必要性
脱炭素化	• メタン排出量を正確に計測する際の技術的課題 • メタン削減のためのインセンティブおよびガイドラインの不足 • LNGから水素・アンモニアへの移行
エネルギーの安定供給	• LNGの長期貯蔵の困難さ • LNG供給源の多様性の維持が必要

要旨: LNGの供給とエネルギーの安定供給にかかわる主な論点

回答すべき問い	主な所見
1 **オペレーターの長期的な方針**:LNGサプライヤーのネットゼロ目標とは。目標達成に向けてどのような取り組みを推進しているのか	• IOCと独立系石油会社は、2050年ネットゼロおよび石油・ガス分野の排出削減目標を定めており、**カーボンニュートラルLNGの生産やメタンガスの排出量削減など、様々な取り組みを推進している**
2 **収益性**:LNGプロジェクトの今後の見通しとは。収益性を確保するうえでボトルネックは存在するのか	• シェールガスのコスト競争力の高まりや従来のガスへの投資減少により、**今後1～3年間で見込まれるFID(最終投資決定)の70%以上が米国のプロジェクト**になり、生産拠点の集中度が高まる可能性がある • 原材料費や人件費等の高騰により、**ここ20年間、世界各地でLNGプロジェクトコストが膨れ上がっており**、大きな課題となっている • 米国については、他の地域に比べてコスト超過が発生するケースは少ないものの、**米国以外のLNGプロジェクトの多くはコスト超過に陥っている**
3 **供給インフラ**:LNGインフラの潜在的なボトルネックとは何か	• **パイプラインプロジェクトが遅延あるいは中止となった場合**、シェールガスの主な供給源である**アパラチアからメキシコ湾沿岸にかけてのパイプライン輸送能力に影響が生じ、2020年代後半にLNG液化基地へのガス供給量が限定される**可能性がある
4 **供給の多様化**: 今後、世界のLNG供給構成はどう変化していくのか	• 世界のLNG生産量に占める米国の割合は、**今後12年間でほぼ倍増し、2035年には約33%に達する可能性がある** • 現在、主要LNG輸入国は、調達先の多様化を進めており、**複数の大陸にまたがる約10カ国からLNGを調達している** • **従来のLNGプロジェクトへの投資を継続**することで、調達先の多様性を確保できる

1. 温室効果ガスの排出量削減をめぐるコミットメントは企業によって大きく異なる

石油メジャー / 統合企業 / 国営石油会社の2060年までの排出削減目標

	Sempra	Freeport LNG	Santos	Woodside	INPEX	ExxonMobil	Chevron	Shell	Total Energies	Petronas	Qatar Energy
スコープ	1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 1+2 / 3	1+2 / 1+2 / 3	1+2 / 1+2 / 3	1+2 / 3	1+2 / 3
	N/A	N/A / N/A	N/A	N/A	N/A	N/A				N/A	N/A
2020		目標は設定されていない - 電気モーターを使用しているため、現時点では排出原単位が世界で最も低いLNG生産を行っている。排出のさらなる削減を目指し、LNGプラントにCCUS設備建設を計画						-3 から 4% の原単位(2022)			
2025				-15% 絶対排出量		-15から 20% の上流原単位		-6から8%の原単位 (2023)	-15% 絶対正味排出量	-32% のE&P原単位 & -16% 精製原単位	マレーシアの事業でGHG排出を 49.5 MtCO2eに制限
2030	Sempra California & Mexicoの-50%排出 (非LNG)[1]		-30%絶対排出量と -40%排出原単位	-35% 絶対排出量	-30%原単位	-20から 30% 総原単位 / -40から 50%の上流原単位	-40% 上流石油原単位、-26%上流ガス原単位、-2-3%精製原単位	-50% 絶対排出量 / -20%原単位	-40% 絶対正味排出量 / -20% 原単位、-30% 石油製品のスコープ3の絶対排出量	2028年までに-25% 絶対排出量、-30% 精製原単位、-5%原単位	
2035						-20%総絶対排出量 / -30%絶対上流排出量		-45% 原単位			
2040			ネットゼロ			Permianのネットゼロ			-35% 原単位		
2045											
2050	ネットゼロ			ネットゼロ	ネットゼロ	ネットゼロ	ネットゼロ 「目標」	ネットゼロ (カーボンフットプリントを正味で100%削減)	ネットゼロ	OGCI[1] のメンバーとして、「管理している事業からの排出ネットゼロの目標を共有するが、正式な戦略は未発表」	ネットゼロ
2060											
基準年	2019	-	2019-2020	2016-2020 平均	2019	2016	2016	2016	2015	2015	2020
定期的なフレアをゼロにする	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗

資 料: 記事検索

1. 大手LNG企業は、エネルギー・トランジションを進める中で、ガス/LNGも不可欠な投資とみている

天然ガスは長期のトランジションにとって不可欠

Qatar Energy

グリーンエネルギーに投資する必要があるという人がいるが、大賛成であるしかし、供給の継続と長期にわたり途切れることがないベースロードになり得る燃料として、**ガスがその移行に非常に重要であることを忘れてはならない**

– **Saad Al Kaabi, CEO兼エネルギー担当相** (2022年9月のインタビュー)

Shell

Shellは**現在の計画を見直して2030年までに石油生産の減産高を1%から2%にする計画**である。しかし、**世界が今後も長い期間にわたり石油とガスを必要とする**ことを私は確信している。そうであれば、**石油とガスの生産を削減することは健全ではない**

– **Wael Sawan, CEO** (2023年3月のインタビュー)

Chevron

問題は、成長する世界に低炭素エネルギーをどのようにして供給するかだ。我々は**既存のバリューチェーンの脱炭素化に取り組んでおり、天然ガスがその大部分を占めることになる**

– **Colin E. Parfitt, Midstream VP** (2023年3月のCERA ウイーク)

Woodside

LNG とガスが世界の脱炭素化への道筋で非常に重要な役割を果たすと確信している。… 製品のほとんどは日本、韓国、中国向けだが、3ヵ国ともネットゼロにコミットしている

– **Meg O' Neill, CEO** (2022年1月のインタビュー)

売上高と継続投資の達成

British Petroleum

移行への投資を増やしているが、と同時に、**現在のエネルギーシステムへの投資も拡充して**いる[1]。そうする中で、**価値創出**の途方もない機会が見受けられる。我が社のような企業に政府と顧客が求めているのは、まさにそれだ

– **Bernard Looney, CEO** (2023年2月)

Total Energies

エネルギーセクターで多額の利益と投資を保つためには、**石油とガスに投資し続けることが非常に重要**だろう。**2023年に低炭素エネルギーに50億ドル投資できるとすれば、それは石油とガスで儲けたからだ**

– **Patrick Pouyanné, CEO** (2023年2月)

主要な知見

ガス/LNGへの継続投資は長期のサステナビリティにおいて果たす役割がある

- 大手企業は**移行燃料としての天然ガスの役割を認めている**
- **ガス/LNGからの収益は低炭素・ゼロ炭素エネルギーのイノベーション**への投資用資金を生み出す

1. bpは2030年までにTGE(低炭素エネルギー事業)および石油・ガス事業それぞれに最大80億ドルの投資する計画

資 料: Energy Intelligence、Reuters、Atlantic Council、企業ウェブサイト

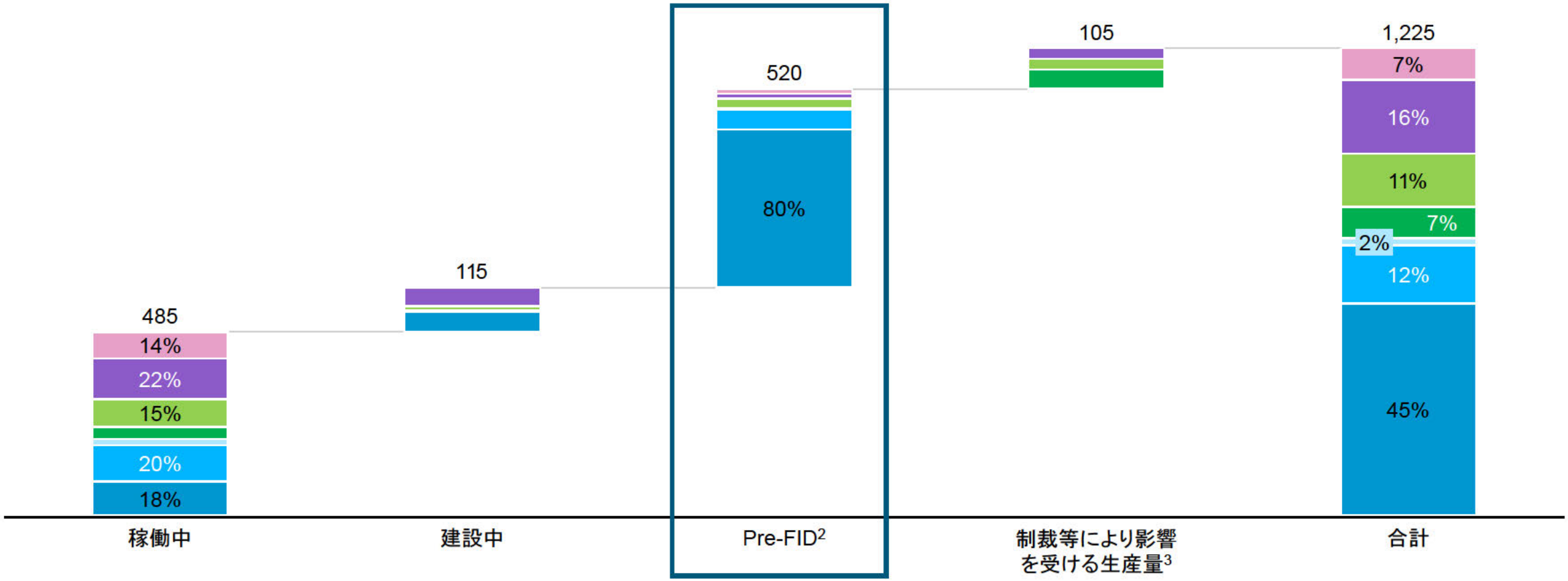
2. 現時点で発表されているPre-FIDのLNG液化能力は、世界全体で500mtpaを超えているが…

東南アジア　中東　アフリカ　ロシア　中南米　オーストラリア　北米　Europe

例示 — 公開されている情報に基づく

詳細は後述

世界のLNG液化プロジェクトのパイプライン[1]; mtpa



1. 最大銘板容量を想定

2. 2022年以降の最新のFIDプロジェクトを含む

3. ロシア、イラン、モザンビークにおけるPre-FIDおよび建設中のプロジェクトを含む

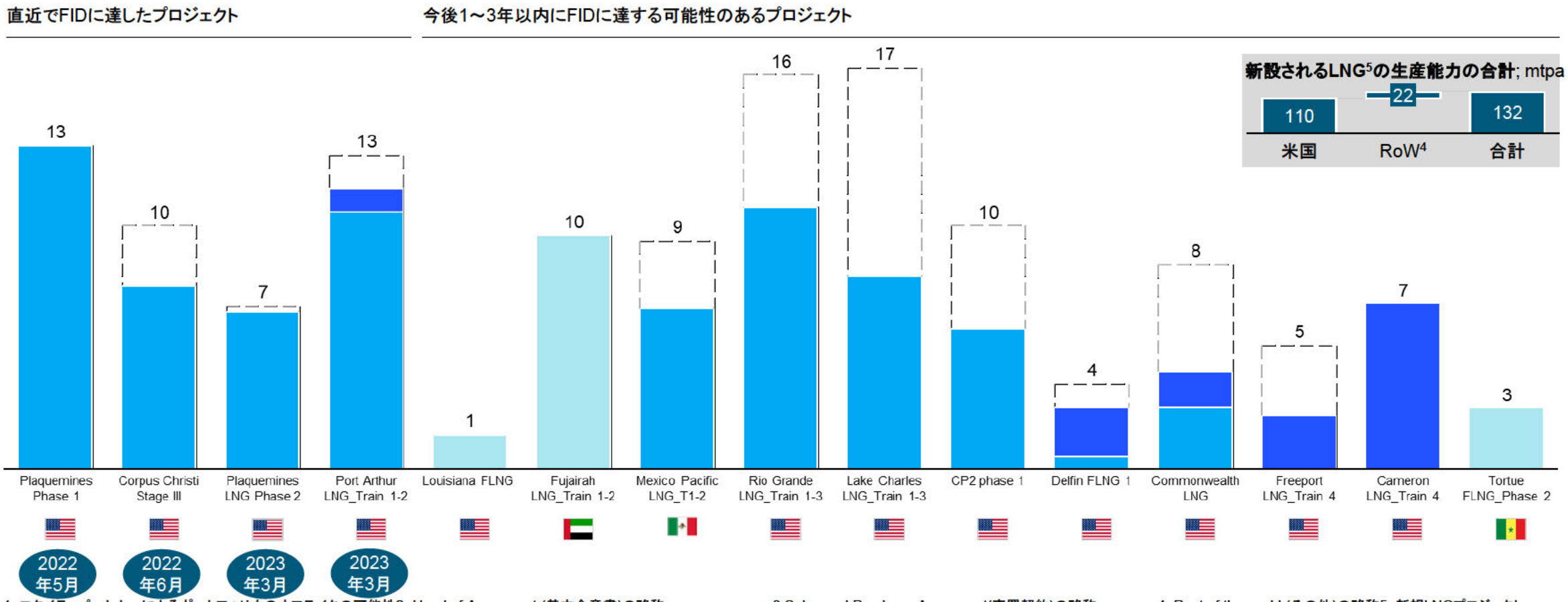
資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions、McKinsey Energy Solutions LNG project tracker

2. ...今後1～3年以内にFIDに達するプロジェクトは限られており、米国のプロジェクトが70%以上を占めている

例示 — 公開されている情報に基づく

Portfolio offtake[1] | Uncontracted | HoA[2] | SPA[3]

Pre-FIDのLNGプロジェクトの最近の契約状況; mtpa



1. エクイティパートナーによるポートフォリオのオフテイクの可能性2. Head of Agreement (基本合意書)の略称には、最近FIDに達したプロジェクトと今後1～3年以内にFIDに達する可能性のあるプロジェクトが含まれる

3.Sales and Purchase Agreement(売買契約)の略称

4. Rest of the world (その他)の略称5. 新規LNGプロジェクト

資 料: McKinsey Energy Solutions LNG project tracker

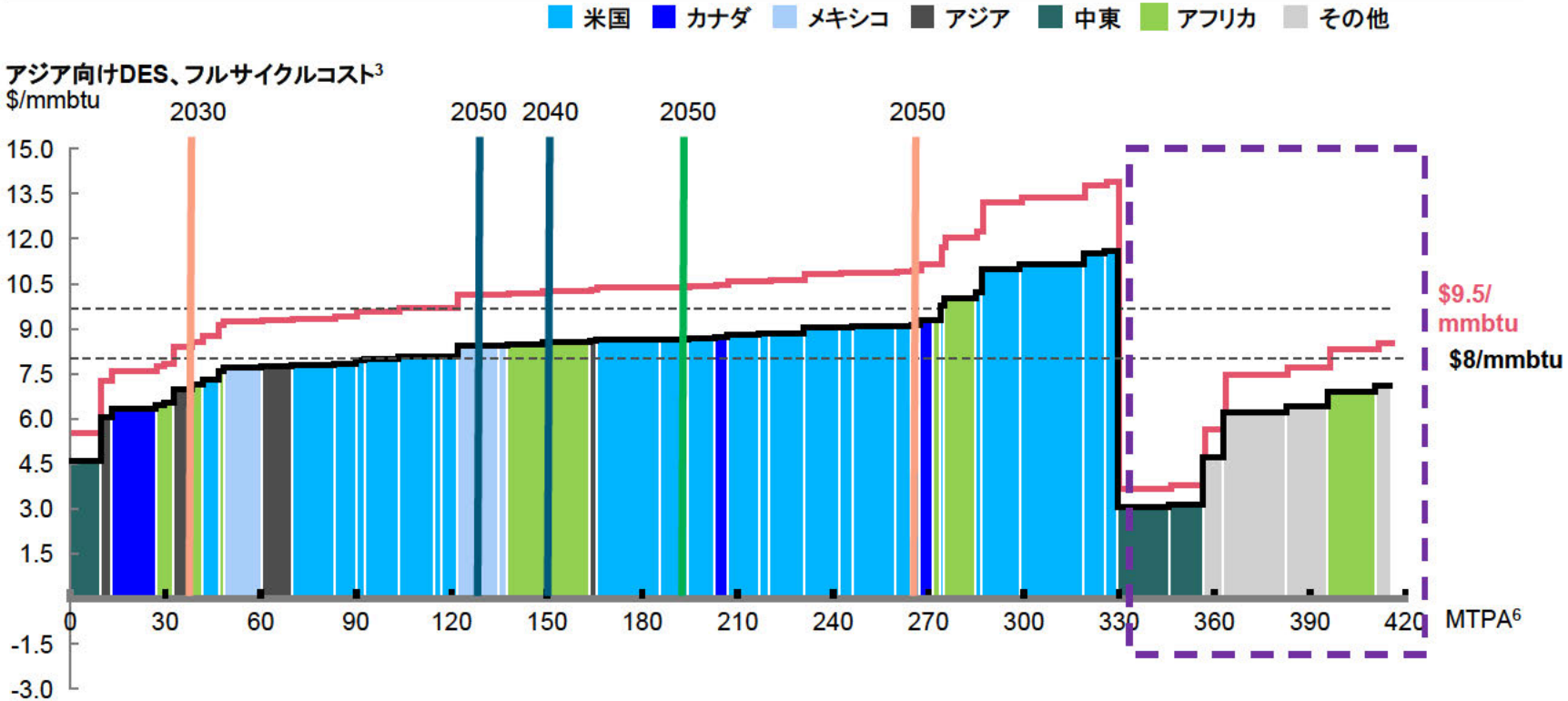
2. 長期的には、LNGの需給ギャップはコスト競争力のある北米のプロジェクトによってほぼ解消される見込み

2023年2月　アジア向けDES

LNGの潜在的な需給ギャップ[4]　McKinsey Further Accelerationシナリオ　IEA STEPS　BP New Momentum

Pre-FID[1] のLNGプロジェクトのフルサイクルコスト
$/mmbtu、原油 $60/bbl、HH $3/mmbtu、DES[2] (アジア向け[3])

制裁等により影響を受ける生産量[5]　回収期間20年の場合のコスト　回収期間10年の場合のコスト



1. ファネリングプロセスで選定されたPre-FIDプロジェクトを含む、2.Delivery ex ship (仕向港本船持込渡し)の略称、3.CAPEXコストを含む、
4. IEAとBPのシナリオのギャップは、元データと単位換算データにおける需要量と、McKinsey Further Accelerationシナリオの供給量に基づいて算出されたもの。2030年については、McKinsey Further AccelerationシナリオとIEA STEPSのギャップはマイナスである(供給量が需要量を上回っている)ため、ここでは示されていない、
5. 技術認可やステークホルダー間の調整の面で困難に直面しているプロジェクト(ロシア、イラン、モザンビークのプロジェクトを含む)
6. 想定有効ガス生産容量(公称容量×95%)

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Insights、LNG Cost Curve of the Present and Future by McKinsey Energy Insights、エキスパートインタビュー

意味合いと主なイネーブラー

- **北米のプロジェクトは将来的な供給力を確保するうえで極めて重要**である。よって、ボトルネックを排除することが重要となる(ガスの輸出規制など)
- **北米以外のプロジェクト開発を推進**
- 需要の不確実性が存在するなかでもプロジェクト開発を進めるために、**回収期間を20年から短縮する能力を評価**

2. 米国では、時間とともにLNGプロジェクトのコストが上昇し、コストの上昇とEPC契約企業の能力が問題化している

米国におけるLNGプロジェクトのコストのトレンドと開発のボトルネックについてのエキスパートの見解

LNGプロジェクトのコストは過去20年に世界中で上昇し、それは米国でも同じであり、今後も続く可能性がある

プロジェクトコストの増加はおおむね**設備、原材料（コモディティ）、人件費、輸送費**によるものである

- 米国の業界エキスパート

プロジェクトコストの増加はLNGプロジェクトが多数計画されている**米国のメキシコ湾沿岸地域でよく見られる。**特にインフレ削減法（IRA）が発表されて以降、業界を問わずプロジェクトの**スポンサー / 開発企業にとって大問題になりつつある**

– 米国の業界エキスパート

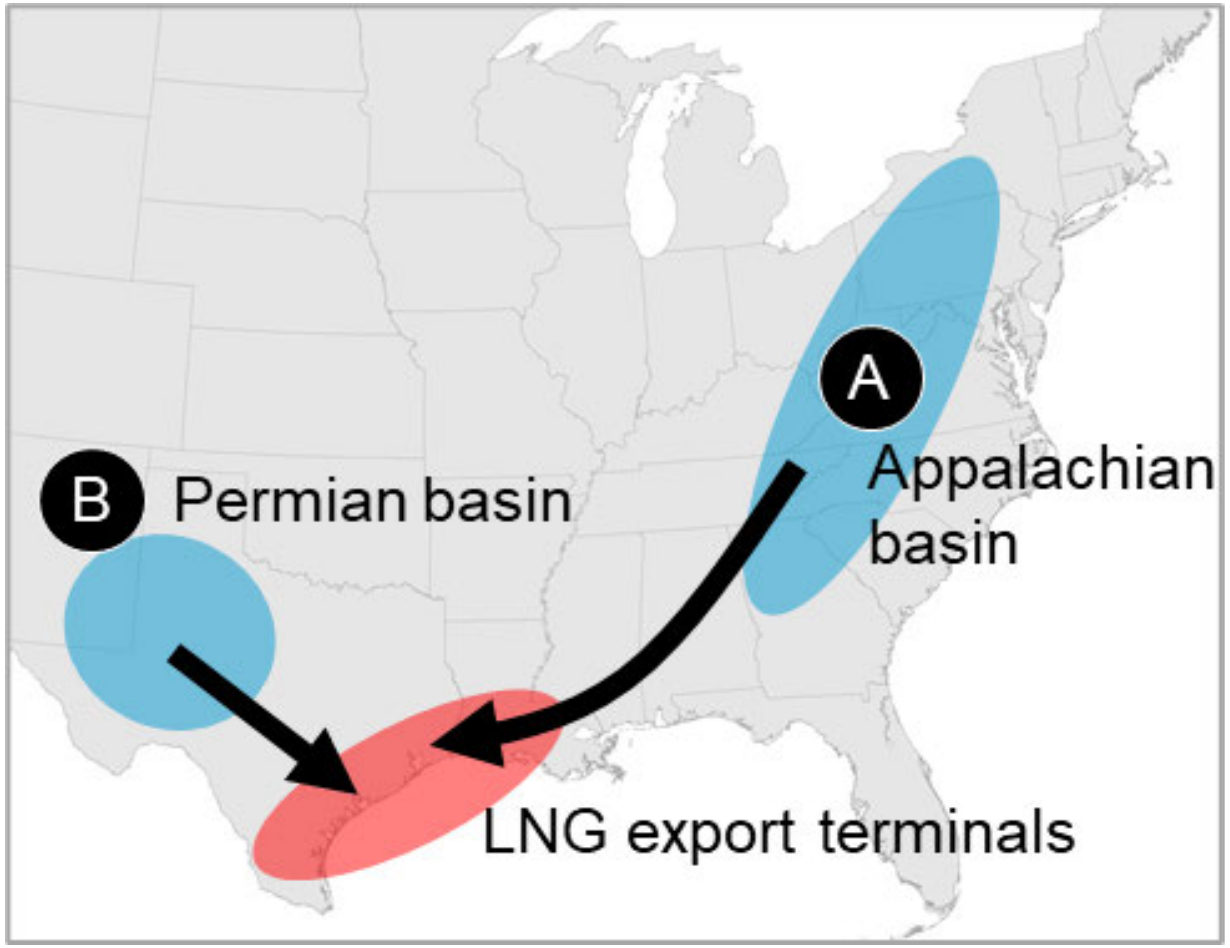
プロジェクトのコスト超過のせいでEPC契約企業のバランスシートは悪化し、(McDermott などの) 統合につながり、LNGプロジェクトの一括入札に消極的になってきている。**米国メキシコ湾沿岸ではEPC契約企業の確保が問題になっている**

– 米国の業界エキスパート

資 料: エキスパートインタビュー

3. 北米のメキシコ湾岸地域の需要の増加により、国内のガス供給量と地域内のガス流通量が増える見込み

メキシコ湾岸地域へのガスの流通ルート



北米では2035年までに2つの要因によりガス流通が根本的に変化していく見込み

LNG輸出のためのメキシコ湾岸へのガス輸送需要の上昇

- 主にLNG輸出により、米国のメキシコ湾岸地域の需要は増加傾向にあり、国内のガス供給量と地域内のガス流通量を増やしていく

アパラチアおよびメキシコ湾岸地域でのガス生産量の拡大

- アパラチア地域のガス生産量は小幅ながらも約6～7bcfd拡大し、中西部のガス供給量を補完(ロッキー山脈、内陸部)
- メキシコ湾岸地域でのガス生産量の増加(パーミアン地区、ヘイネスビル地区など)に伴い、ガス供給のための中流給ガスを供給するために、ミッドストリームインフラの整備が必要となる

資 料: 記事検索

3. 低コストな供給地域の新規パイプラインプロジェクトは、規制当局による監視の強化や反対の影響を受け、中止となるリスクが高い

規制の逆風にさらされているアパラチア地域の主要ガスパイプラインの例

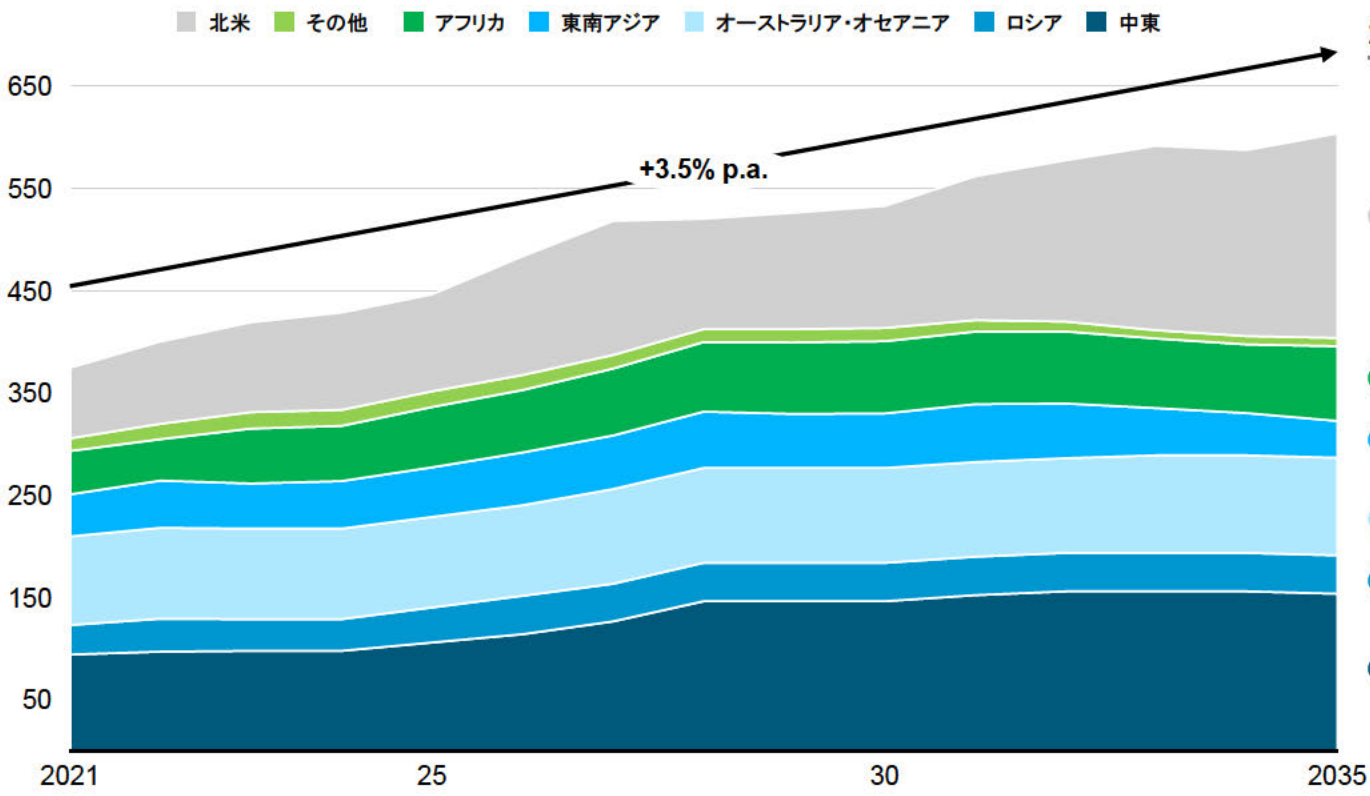
ステータス	パイプライン	場所	詳細	稼働開始/竣工日への影響
中止	**Atlantic Coast Moving and Storage**	ウェストバージニア州、バージニア州、ノースカロライナ州、サウスカロライナ州	2019年2月の連邦裁判所と米国の森林局の相反する判決により、開発が滞り、**予算が10億ドル以上膨れ上がった**。その後、連邦最高裁判所から建設許可が下りたものの、最終的にプロジェクト自体が中止となった	• 計画発表:2019年Q2 • 建設完了時期2021年初頭 • 中止発表:2020年7月
	PennEast Pipeline	ペンシルベニア州、ニュージャージー州	NJ AGと100人以上の住宅所有者からの10カ月の反対活動の結果、連邦控訴裁判所は2019年3月にプロジェクトを保留する判決を下し、**建設が中断。2021年にかけての米国最高裁によるヒアリングの末、New Jersey Resources (NJR)はプロジェクトの中止を発表**	2年以上 • 計画発表:2019年Q1 • 中止発表:2021年9月
課題に直面中	**Mountain Valley Pipeline**	ウェストバージニア州、バージニア州	2018年、米連邦控訴裁判所は農務省林野部が出したジェファーソン国有林を通るパイプラインの建設許可を取り下げ、その結果、**連邦エネルギー規制委員会(FERC)から作業停止命令が出された** 2023年5月末、米国上院は、連邦機関に対してパイプライン建設に必要な残りのすべての承認を下すよう要請	2年以上 • 計画発表:2018年Q4 • 建設完了時期:2023-24年

資 料: 企業ウェブサイト、プレス検索

4. LNGの供給量は北米、中東、アフリカを中心に増え、北米の供給量は2035年までに全体の約33%を占めるまで増加する見込み

FURTHER ACCELERATIONシナリオ

地域別のLNG供給量; Mtpa



地域別の供給シェア	2021	2035	CAGR (2021-35)
北米	18%	33%	**7.9%** 多くの生産設備が建設中であり、価格競争力のあるブラウンフィールドの活用ポテンシャルも存在
その他	11%	12%	**4.0%** エジプト、西アフリカ、モザンビークでは、アルジェリアなどにおける成熟アセットの生産量の減少分を上回る生産の伸びが見られる
アフリカ	11%	6%	**-0.9%** 域内の需要が増加する一方、生産量が減少
東南アジア	23%	16%	**0.7%** パプアニューギニアにおける生産拡大。オーストラリアの一部のプロジェクトにおけるバックフィルの設計要件
オーストラリア・オセアニア	8%	6%	**1.9%** 新しい設備への投資の削減と遅延(Baltic LNG、Arctic 2 LNGは2つのトレインのみ新設)、紛争前の見通しの4.5%の成長から大幅に低減
ロシア	25%	25%	**3.6%** 2026年からのカタールにおける生産拡大。NFEのトレイン増設によるアップサイドポテンシャル。前回予想の2.6～3.6%から伸びる可能性あり
中東			

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Insights (ウクライナ危機後シナリオ)、BP、Bloomberg

4. 米国以外の国のLNGプロジェクトは米国よりも頻繁にコスト超過を経験してきた

米国以外の国のLNGプロジェクトのコスト超過についてのエキスパートの見解

米国以外のLNGプロジェクトの大半はコストが超過し、プロジェクトの採算性に影響を与えている

コスト超過の主因は遠隔地（ロシアのサハリン、ヤマル、インドネシアのタングーなど）での**プロジェクト実施の複雑さと環境対策**（オーストラリアのゴルゴン）に伴う**スケジュールの遅れ**である

- LNGプロジェクトのエキスパート

多くの事業会社は、**オーストラリアでのコスト超過の経験から慎重**姿勢を崩していない

そのため、今後の**多くのFID前のプロジェクト**はオーストラリアではなく、**米国で予想**されている

- 欧州のガスとLNGのエキスパート

資 料: エキスパートインタビュー

4.Rovuma LNG: モザンビークの武力紛争/テロ攻撃など、高いカントリーリスクがプロジェクトのFIDを遅らせた

抜 粋 例　　2023年4月現在

2 カントリーリスク

概要

ExxonMobil

所在地:**モザンビーク**、カボデルガド州、アフンギ半島

生産能力:**年間1520-1800万トン**

スポンサー:US' International Development Finance Corporation、15億米ドル

オフテイカー(引き取り手):ENI、CNPC、Empresa Nacional de Hidrocarbonetos、Galp、Korea Gas Corporation[1]

プロジェクトの推定コスト:300億米ドル

当初提案された操業開始年:2025

プロジェクトのステータス:保留

主な出来事

- **2014** 政府が環境影響評価を承認
- **2017** **ExxonMobil** がエリア4の **25%持分を取得。将来の天然ガスの液化および関連施設の建設と運営を主導**
- **2018** フェーズ1の開発計画を政府に提出
- **2019** 政府がフェーズ1の計画を承認。EPC契約をJGC、Fluor、TechnipFMCで構成されるコンソーシアムが受注
- **2020** パンデミックによる市場の途絶により予定されていたFIDが先送り。労働者への影響もあり、建設用地が一次的に閉鎖された
- **2021** **建設用地に近いカボデルガド地域での武力/テロ攻撃を受けて、再びFIDが棚上げ**
- **2023** **年間1800万トンへの生産能力の引き上げ**を発表し、FEED契約への意思表示を募集

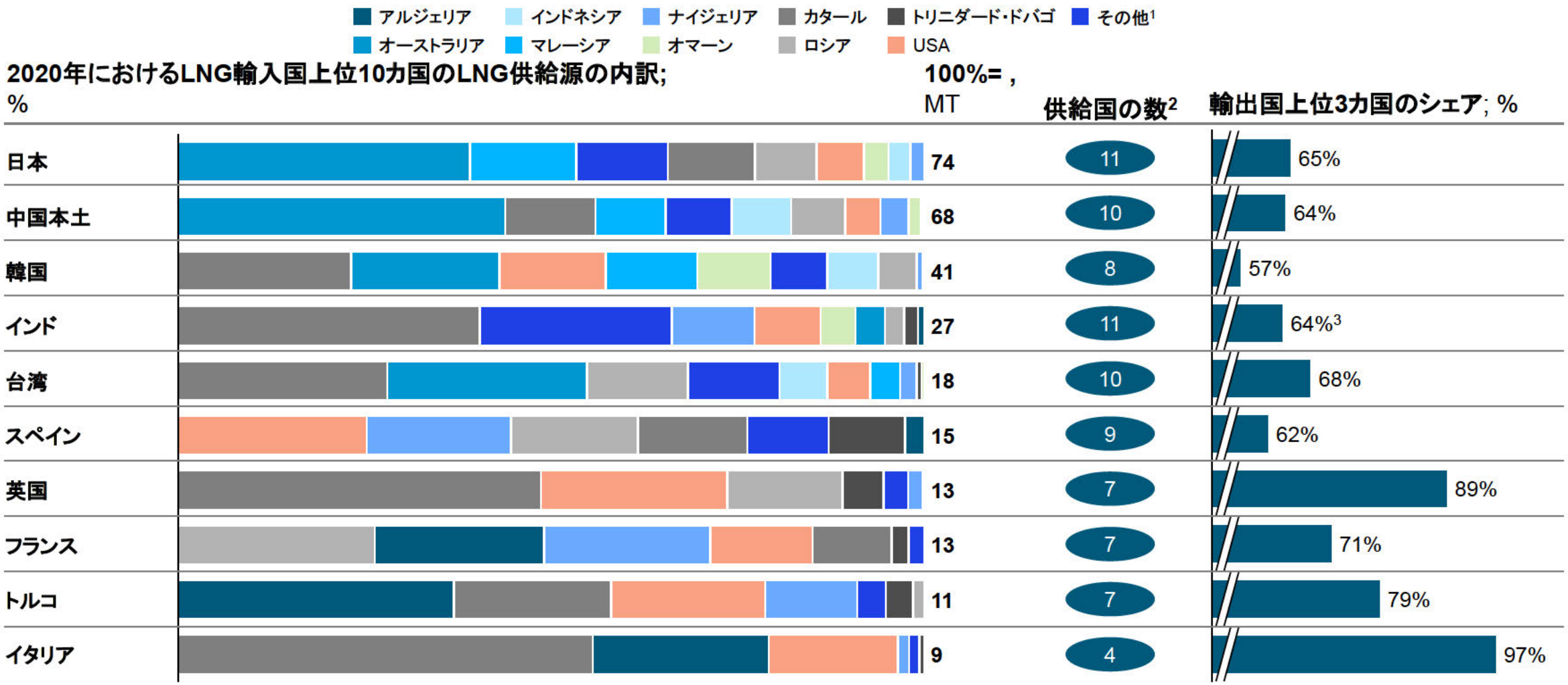
顕在化したリスク

- **政治環境**:武装攻撃に対する統治の弱さが地域の社会と安全保障問題を引き起こした
- **経済環境**:パンデミックと市況(LNGの供給減とLNG価格の低迷)のせいで、労働力が少ない

1. 設備容量のオフテーカーが未定のため、輸出能力を出資比率に応じて分割し、持分所有者と契約を締結

資 料: プレス検索

4. 大規模なLNG輸入国を中心に、LNG供給源の多様化が進み、エネルギーの供給途絶リスクを低減するための選択肢が増えている



1. アンゴラ、アルゼンチン、ブルネイ、カメルーン、エジプト、赤道ギニア、ノルウェー、パプアニューギニア、ペルー、UAE
2. LNG総輸入量の1%以上を供給する国の数
3. UAEはインドに次ぐ輸出国である

資 料: GIIGNL Annual Report 2021

4. 多彩なエネルギー供給源はエネルギー安全保障を強化する

これまで同様、現在のエネルギー安全保障の出発点は**供給と供給源を多様化すること**

― Daniel Yergin、S&P Global 副会長
(2006年7月のインタビュー)

S&P Global

エネルギー安全保障は紛れもなく、国の安全保障にとって欠かせない。
エネルギー安全保障とは、潤沢で、手頃で、持続可能で、信頼性の高い供給を意味する
しかし、エネルギー安全保障には、多様な供給、供給する国の多様性、供給を届けるルートの多様性などエネルギーの多様性が求められる。

― Rick Perry, 元米国エネルギー長官
(エネルギーの多様性と安全保障に関する発言、2018年11月)

U.S. Department of Energy

欧州に安全で手頃なエネルギーの供給を確保するには、供給ルートの多様化が重要だ
これには、EU各国が天然ガスその他のエネルギー源の単一の供給元に依存することから脱却する、新たなルートを突き止め構築することが含まれる

欧州委員会
(「ガスの供給源と供給ルートの多様化」、2023年5月時点の公式ウェブサイト)

European Commission

要旨: LNGの供給とエネルギーの安定供給にかかわる主なボトルネック

主なボトルネック

供給の集中化が進む中での多様な供給源の維持

- 今後3年程度で見込まれるFIDの**70%以上は米国案件（米国はコスト優位性の高いシェールガスがあり、従来型ガス田採掘への投資が年々減少しているため）**
- 世界のLNG生産量に占める米国の割合は、**今後12年間でほぼ倍増し、2035年には約33%に達する可能性がある**
- 現在、主要LNG輸入国は、調達先の多様化を進めており、**複数の大陸にまたがる約10カ国からLNGを調達している**
- **従来のLNGプロジェクトへの投資を継続**することで、調達先の多様性を確保できる

LNGプロジェクトのコスト増

- LNGプロジェクトの**収益性は過去20年で悪化**しており、**米国でもプロジェクトコストが増加傾向**
- 米国は他地域に比べてコスト超過が少なく**比較的安定した市場**と言えるが、**2015年からプロジェクトコストが1.3倍**になるなど各種コスト増は大きな課題に

米国のパイプラインのキャパシティに関する潜在的制約

- ガス生産量が拡大するアパラチア地域からLNGプラントのあるメキシコ湾岸までの**パイプラインのキャパシティが課題に**
- プロジェクトの遅延・中止により、現状では**2026年以降にフィードガス供給の制約が生じる可能性**あり

LNG事業の複雑な性質により、3E(環境・経済・エネルギー安定供給)の実現に向けた複数のボトルネックが存在する

政策的な方向性

パリ協定

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて2℃より十分低い水準に保つ
- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて1.5℃以内に抑える努力をする

G7 2022

- 温暖化対策がなされていない(“Unabated”な)化石燃料のフェーズアウト推進にコミット

各国の政策

- エネルギーミックス(例EUは2030年までにエネルギーの43%を再エネ由来とする)
- GHG排出(例日本は2030年までに2016年比で46%のGHGを削減)
- カーボンニュートラル達成のロードマップ

金融機関に対する政策スキーム

- トランジションファイナンス
- タクソノミー

中長期的なLNGの安定供給に向け考えられる課題

後述

融資	• 投融資先の排出量(ファイナンス・エミッション)固定化の懸念 • LNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ
供給	• 市場流動性の不足 • LNGプロジェクトのコスト増加 • ガスの輸送パイプラインの制約(特に米国)
需要	• 将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異 • 需要中心地の欧州・JKTからよりコスト感度の高い新興国へのシフト • 買い手の短期契約志向 • LNG輸入・再ガス化インフラ整備の必要性
Decarbonization	• メタン排出量を正確に計測する際の技術的課題 • メタン削減のためのインセンティブおよびガイドラインの不足 • LNGから水素・アンモニアへの移行
エネルギーの安定供給	• LNGの長期貯蔵の困難さ • LNG供給源の多様性の維持が必要

2050年にかけてのLNGの需給ギャップは不確実性が高く、シナリオによって130-270mtpaの差が存在する

LNGの供給可能量

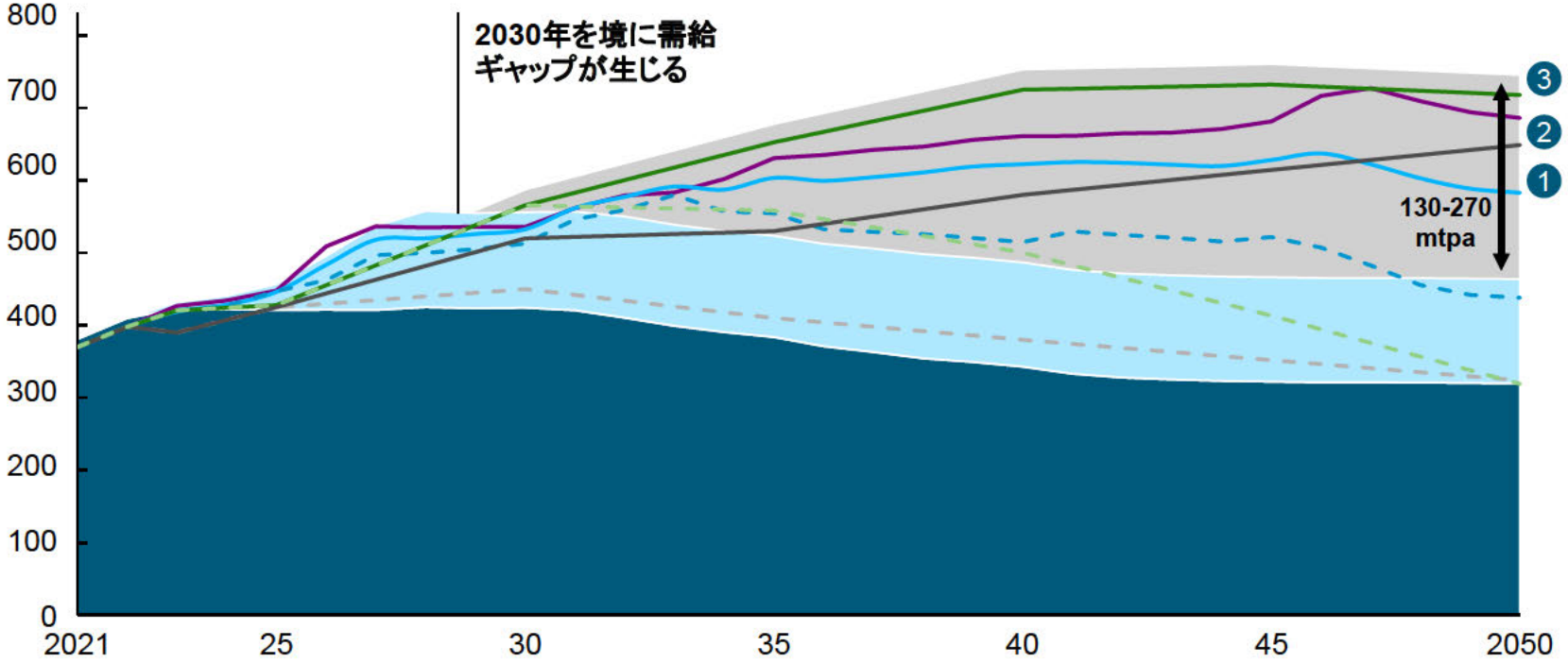
- 新規のLNG供給能力[1]
- 既存のLNG供給能力1
- 需給ギャップのレンジ

LNGの需要シナリオ

- IEA STEPS[2]
- BP New Momentum
- McKinsey Current Trajectory
- McKinsey Further Acceleration
- IEA APS[2]
- BP Accelerated
- McKinsey Achieved Commitments

- N ギャップ分析用の予測(次ページ参照)
- バックキャスティング型シナリオ
- フォアキャスティング型シナリオ

2050年にかけての世界のLNGの供給可能量および需要量の推移; mtpa



1. 供給能力は設備容量の90%を想定。FID前のプロジェクトは含まれていない
2. IEAのデータに基づく最良推定値の比較であり、厳密な意味でのバックキャスティング型シナリオではない

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions; McKinsey Energy Solutions' Global Energy Perspective 2022, BP energy outlook 2023, IEA world energy outlook 2022

主なインサイト

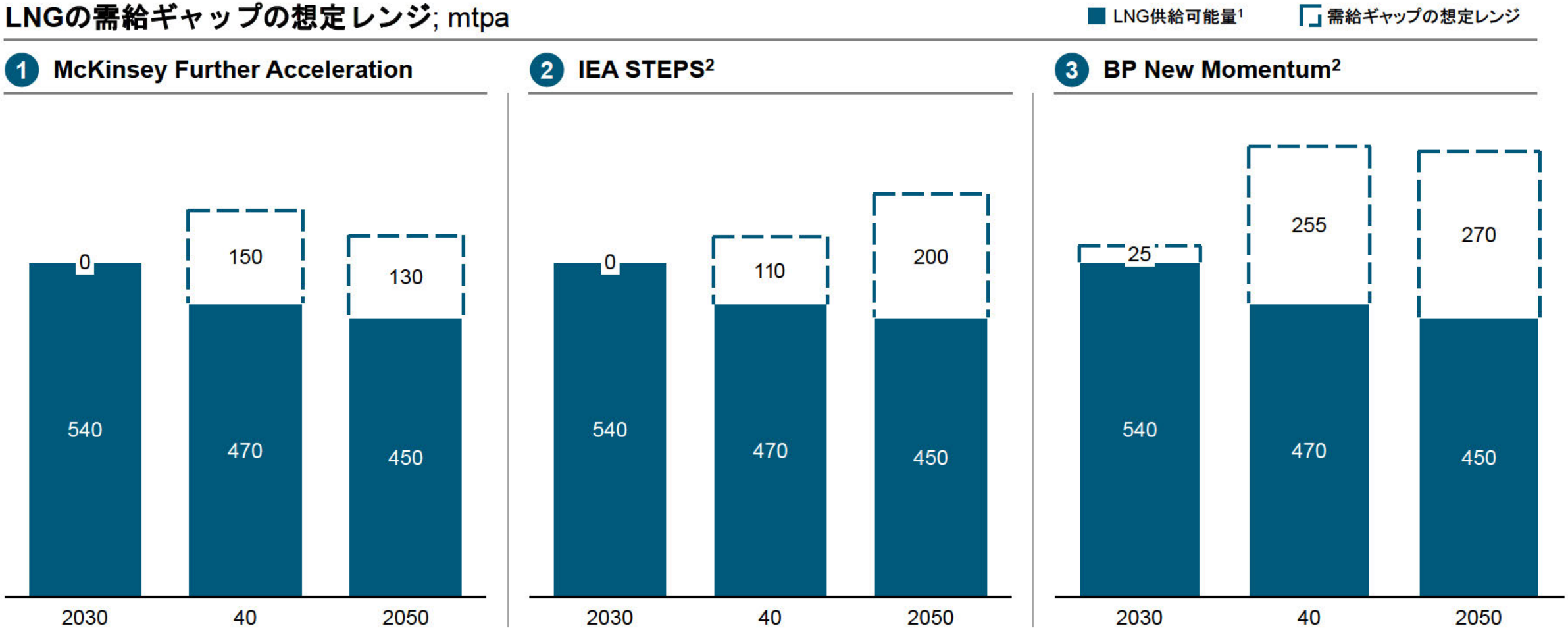
2つのシナリオアプローチ:

- **フォアキャスティング型**の需要シナリオ では、LNG需要は堅調な伸びを示し、2050年までに需給ギャップが130～270mtpaに広がると想定している
- **バックキャスティング型**の需要シナリオでは、LNGの需給ギャップは約30 mmtpa程度にとどまり、2040年以降には解消されるという見通しを立てている

LNGの供給可能量は、世界各地の既存および建設中の液化設備の能力によって決まる

すべてのシナリオについて2040年を境に需給ギャップが生じ、2050年には130-270 mtpaまで広がる見込み

LNGの需給ギャップの想定レンジ; mtpa



1. 既存プロジェクトの供給可能量としては設備容量の90%を想定。FID前のプロジェクトは含まれていない。LNGの供給可能量は、世界全体の既存および新規のLNG供給能力に基づいて算出。3つのシナリオすべてについて同一の前提条件を適用
2. IEAのデータに基づく最良推定値の比較

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions; McKinsey Energy Solutions' Global Energy Perspective 2022, BP energy outlook 2023, IEA world energy outlook 2022

要旨: LNGプロジェクトの需要に関する主な論点

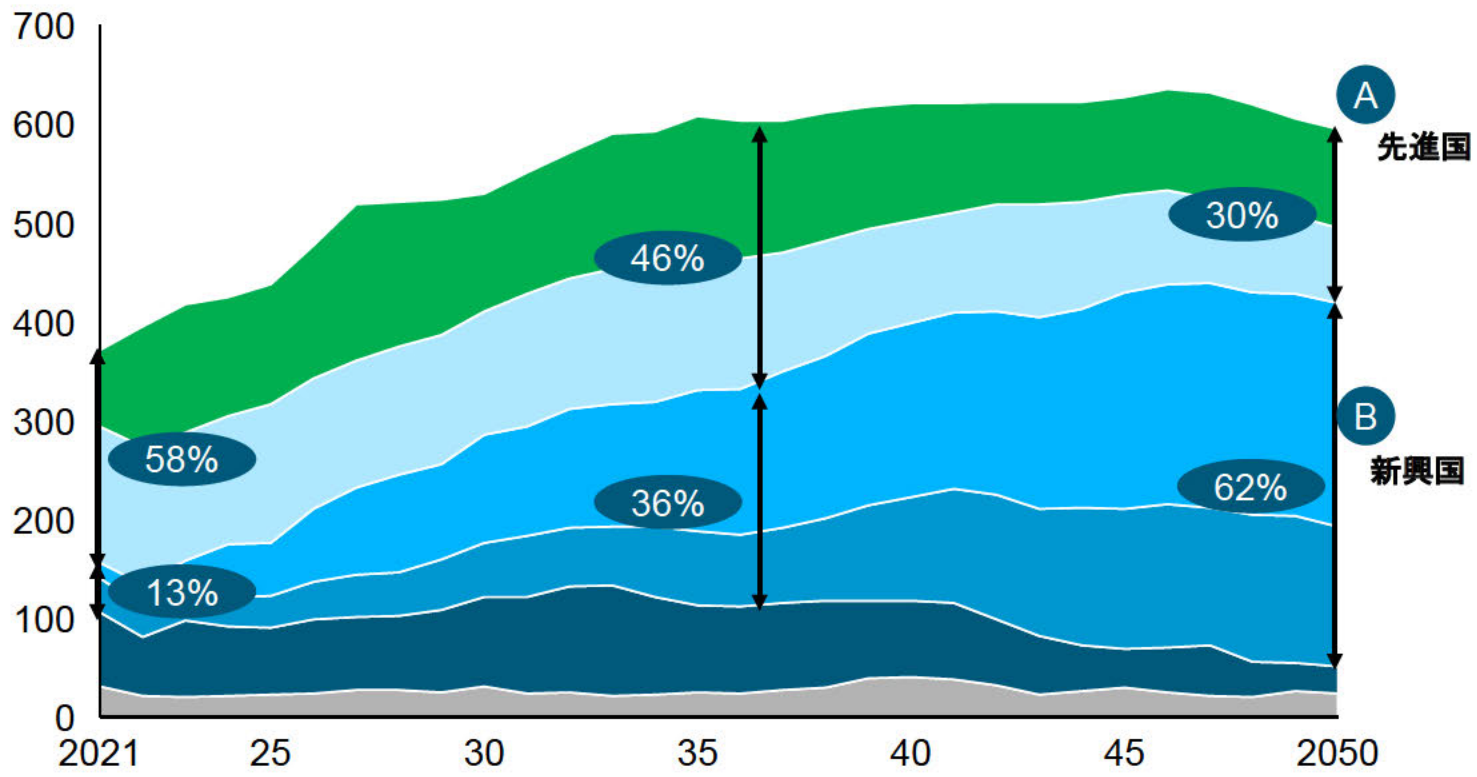
回答すべき問い	主な所見
先進国: 先進国のバイヤーが求める既存および新規のLNG調達契約の期間のトレンドとそれらがLNGのビジネスモデルに与える影響とはどのようなものか	• ここ10年で**スポット契約と短期契約の割合が増えていた**が、**ウクライナ紛争の影響で2022年には状況が一変した** • **欧州と日本、韓国、台湾は、**脱炭素化の目標を踏まえ、長期契約を結ぶことには消極的 • **バイヤーに代わってリスクを取り、短期契約に対応するなど**ポートフォリオプレイヤーの役割は拡大しつつある
新興国: 最近のLNG価格高騰は、新興国の消費者にどのような影響を与えているのか	• **特に南アジアはプライスセンシティブで**、LNG価格が高い水準にあった2022年は約20%需要が減少 • **不安定なLNG価格は、新興国の経済発展を阻害し**、石炭からガスへの移行を遅らせ、石炭への依存度を高める可能性がある

現在、LNGの主要消費国は先進国であるが、2035年を境に状況が一変し、2050年までにLNGの消費量の大半をアジアの新興国が占めるようになる

FURTHER ACCELERATIONシナリオ

xx% 総需要に占める割合　欧州[1]　JKT　東南アジア　南アジア　中国　その他[2]

LNG需要, Mtpa



	CAGR 20'-35'	CAGR 35'-50'	
欧州	4.7%	-2.5 %	ロシア産ガスのLNG置換に伴い一時的に需要が増加するも、2035年以降は減少に転じる見込み
JKT	-0.4%	-3.5%	輸入LNGへの依存度低減政策、および他エネルギー源との競争の結果LNG需要は減少見込み
東南アジア[3]	17.2%	3.1%	既存ガス田からの生産減退、新規上流開発の停滞及び経済成長によりLNG需要は増加見込み
南アジア	5.7%	4.3%	既存ガス田からの生産減および経済成長によりLNG需要は増加見込み
中国	1.2%	-7.5%	非在来型ガス資源の開発拡大およびパイプライン輸入増加によりLNG需要は減少見込み

1. トルコを含む
2. 世界のその他国々
3. ブルネイ、カンボジア、インドネシア、ラオス、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナム

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions、BP、Bloomberg

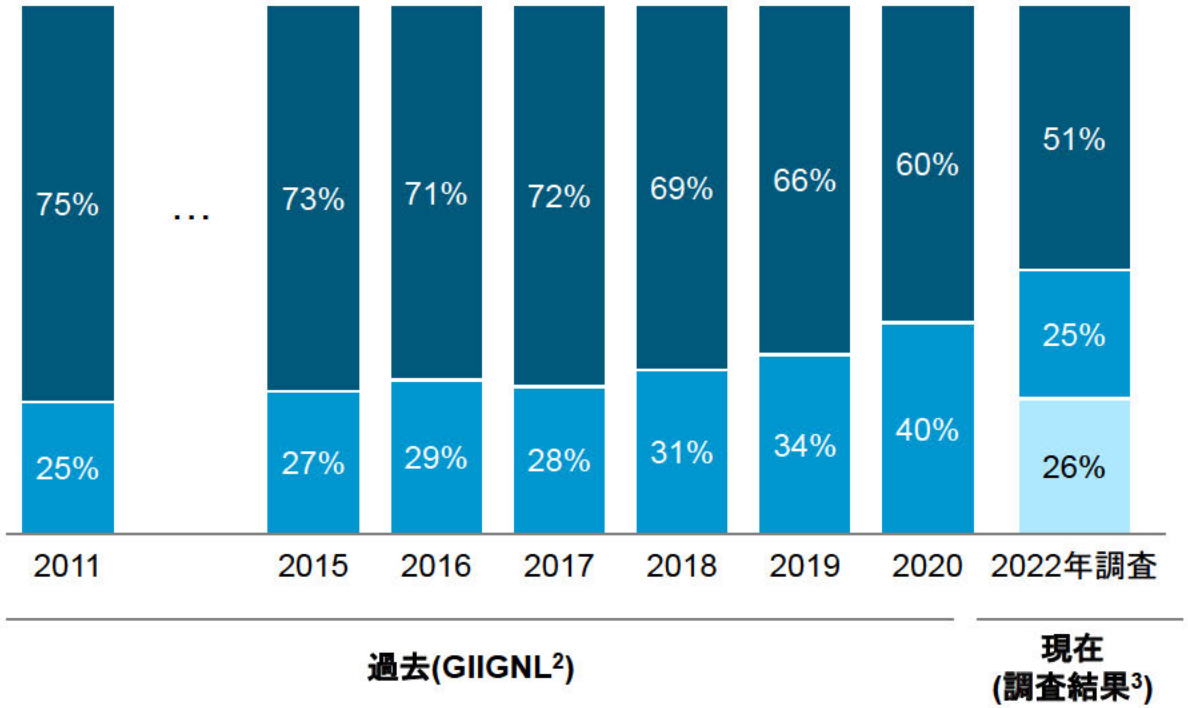
A. 2010年代以降、バイヤーはスポット契約や短期契約にシフトしてきたが、価格の不確実性の高まりにより2022年を境にトレンドが逆転

■ 長期契約 ■ 短期・スポット契約 ■ スポット契約のみ(データが入手可能な場合)

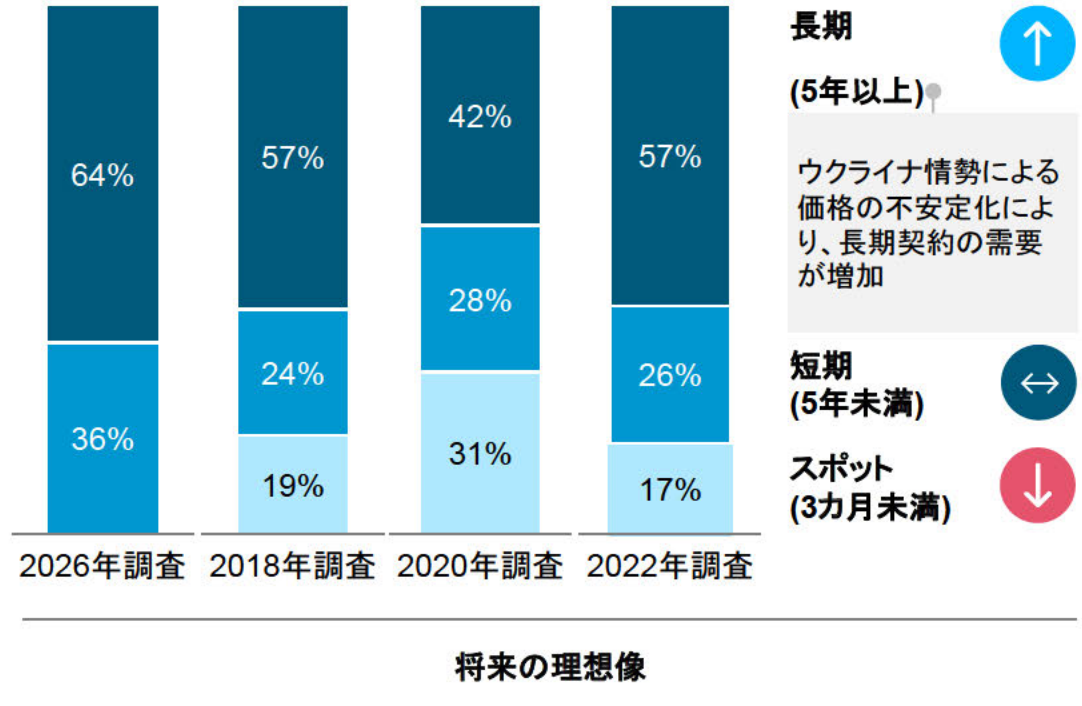
↑ 2020年の調査結果と比べて10%以上増加 ↔ 2020年の調査結果と比べて特に大きな変化はなし

↓ 2020年の調査結果と比べて10%以上減少

既存ポートフォリオに占める割合、ポートフォリオ全体に占める割合(%)



希望する契約期間; 回答者のポートフォリオに占める割合(%)[1]



1. 2016年、2018年ともに、割合(%)は回答者の割合のグローバル平均を2017年のLNGの地域別輸入量により加重平均したもの(JKT、欧州、中国に最も高いウェイトを適用)。2020年の割合(%)は、回答者の割合のグローバル平均を2019年のLNGの地域別輸入量によって加重平均したもの(JKT、欧州、中国に最も高いウェイトを適用)
2. 短期契約はGIIGNLでは4年以下と定義されている
3. バイヤーに対する質問は「市場の各社の現状および望ましいLNGポートフォリオはどのような構成ですか」

資 料: McKinsey Energy Insights LNG Buyers Survey 2022、GIIGNL 2021

A. 短期契約は運開済みプロジェクト(ブラウンフィールド)について交わされ、新規開発プロジェクト(グリーンフィールド)では交わされない傾向にある

	契約上のニーズ	例	エキスパートのコメント
新規開発プロジェクト(グリーンフィールド)	• 一般的に FID前に**15年以上の長期SPAが必要**となる • プロジェクトファイナンスのために、**投資家に対して収益還元を保証する必要がある**	**Corpus Christi** (20年) Cheniere Energy **Calcasieu Pass** (19年) Venture Global LNG, Inc.	*米国の新規LNGプロジェクトのほとんどは、**少なくとも15年間の長期契約によってもっている。**長期契約なしにはデベロッパーは必要な資金を調達できない* - 米国LNGプロジェクトデベロッパー
運開済みプロジェクト(ブラウンフィールド)	• 売り手にとって、キャッシュフローの確保は必須ではないため、**長期あるいは短期のSPAを締結**できる • **デベロッパーは未契約のLNGをより細かく管理**し、取引を最適化できる	**Oman LNG** (6年) **ADNOC LNG** (3年)	*一般的に、デベロッパーが債務を完済した後は、取引能力を有する企業は、**短期またはスポット取引を通じてより多くの利益を得る余地がある*** – LNG取引エキスパート

重要ポイント

- グリーンフィールドプロジェクトにおいては、安定したキャッシュフローが必要なため長期契約が一般に求められる（ファイナンスパートご参考）
- 通常、LNG事業者はブラウンフィールドプロジェクトのLNGを短期契約やスポット市場での取引に使用
- 2000年代前半頃に締結された長期契約が満期を迎え始めており、**需要家にとって契約短期化の機会は増えていくと想定される**

資 料: エキスパートインタビュー、CEDIGAZ

A. 回収期間を短縮すると、プロジェクトのフルサイクルコストが増加し、価格の値上がりに反映される

2023年2月時点　　アジア向けDES

LNGの潜在的な需給ギャップ[4]　McKinsey Further Accelerationシナリオ　IEA STEPS　BP New Momentum

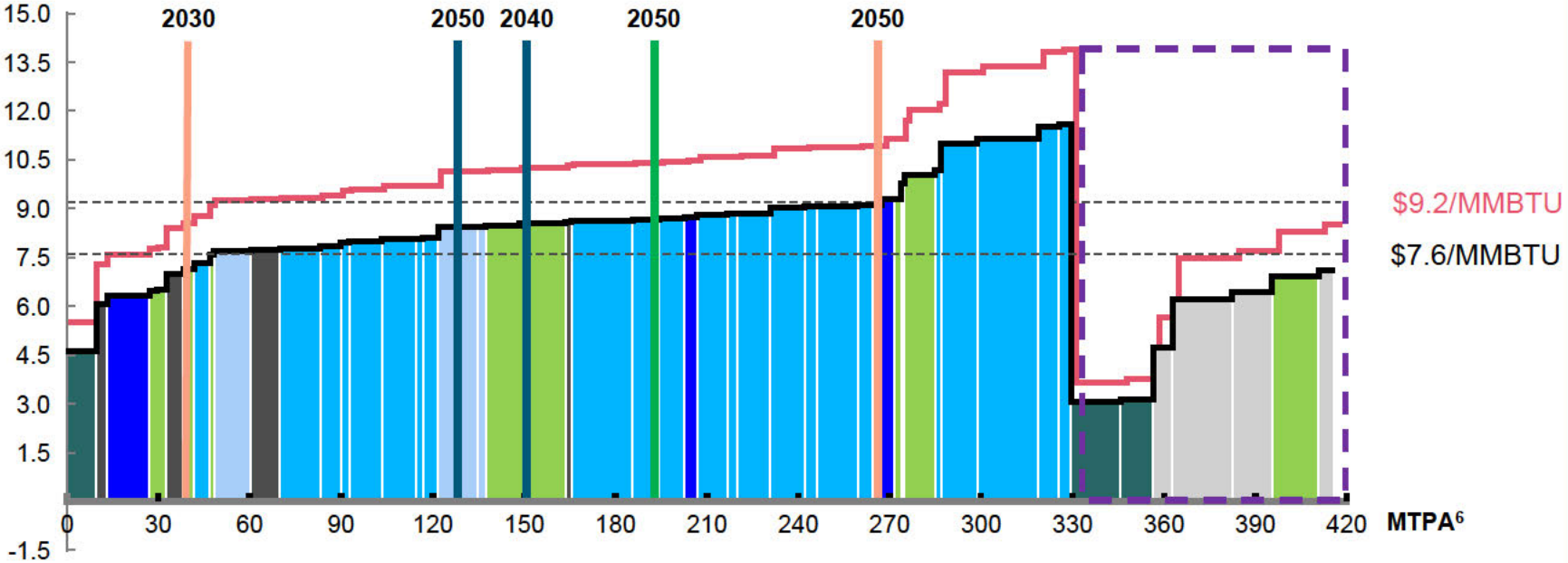
Pre-FID[1]のLNGプロジェクトのフルサイクルコスト

$/mmbtu、原油 $60/bbl、HH $3/mmbtu、DES[2] (アジア向け[3])

制裁等により影響を受ける生産量[5]　回収期間20年の場合のコスト　回収期間10年の場合のコスト

米国　カナダ　メキシコ　アジア　中東　アフリカ　その他

アジア向けDES、フルサイクルコスト[3]
$/MMBTU



1. ファネリングプロセスで選定されたPre-FIDプロジェクトを含む、2. Delivery ex ship (仕向港本船持込渡し)の略称、3. CAPEXコストを含む、
4. IEAとBPのシナリオのギャップは、元データと単位換算データにおける需要量と、McKinsey Further Accelerationシナリオの供給量に基づいて算出されたもの。2030年については、McKinsey Further AccelerationシナリオとIEA STEPSのギャップはマイナスである(供給量が需要量を上回っている)ため、ここでは示されていない、
5. 技術認可やステークホルダー間の調整の面で困難に直面しているプロジェクト(ロシア、イラン、モザンビークのプロジェクトを含む)
6. 想定有効ガス生産容量(公称容量×95%)

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Insights、LNG Cost Curve of the Present and Future by McKinsey Energy Insights、エキスパートインタビュー

キーポイント

回収期間を20年から10年に短縮すると、コストが7.6ドル/MMBTUから9.2ドル/MMBTUに上昇する恐れがある

この上昇分をLNGバイヤーが負担することになる可能性がある

A. LNGのバイヤーにとって、契約期間(回収期間)の短縮は、LNGの価格上昇につながる可能性がある

コスト感度[1]; $/MMBTU、標準シナリオとの差

減少 増加

回収期間	CAPEXの増加率 (%)		
	標準シナリオ	20%	50%
10年	9.2 (+14%)	10.2 (+26%)	11.5 (+43%)
15 年 (標準シナリオ)	8.1 (標準シナリオ)	8.8 (+9.5%)	10.0 (+24%)
20年	7.6 (-6%)	8.3 (+2%)	9.3 (+15%)

1. 前述のページのPre-FID LNGプロジェクトのフルサイクルコストに基づく。原油$60/bbl、HH $3/MMBTU、アジア向けDESを想定

資 料: McKinsey Energy Insights

意味合い

- **回収期間**を15年から10年に**短縮することで、コストは14%上昇する**
- **CAPEXが増加**するとコスト感度にも影響を及ぼす
- 短期契約を交渉する際、**バイヤーはコスト増の可能性も考慮する必要がある**

A. 企業は、主に長期契約の更新時期に短期契約に切り替えている

プロジェクト	売り手	バイヤー	従来の契約 開始時期	従来の契約 契約数量 mtpa	従来の契約 期間 年数	更新後の契約 開始時期	更新後の契約 契約数量 mtpa	更新後の契約 期間 年数
Brunei LNG	**Brunei LNG**	Jera Tokio Gas Osaka Gas	1993	6	20	2013	3.4	10
		Korea Gas Corporation	1998	0.7	15	2013	1	5
North-West Shelf LNG	**Woodside** **BHP** **Shell** **Chevron** **British Petroleum**	Tokyo Gas	1989	0.8	20	2009	1.6	8
Badak (Bontang) LNG	**Pertamina** **INPEX** **TotalEnergies**	Kesai Electric Power Nippon Steel Chubu Electric Power Kyushu Electric Power CO., INC. Osaka Gas Toho Gas	1977[1]	N/A	22	2011	3	5
			1983	N/A	20	2016	2	5

1. 1973年と1981年の契約はバイヤープールが異なる。2009年にPERTAMINAとバイヤー6社で供給協定を締結し、契約数量や年数ごとに割り当て In 2009, PERTAMINA and the 6 buyers combined into 1 pact split by volume and duration

資 料: CEDIGAZ、記事検索

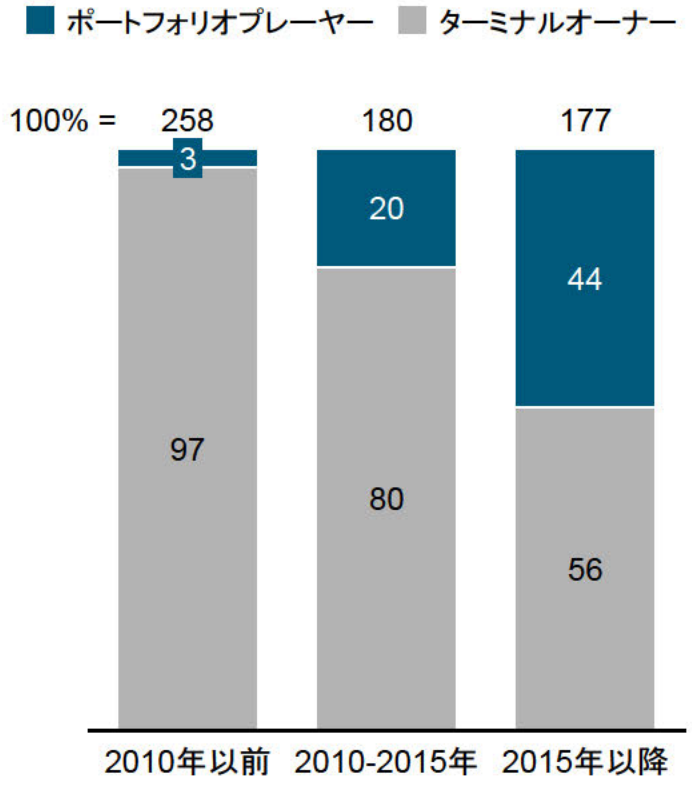
A. ポートフォリオプレーヤーはLNG契約においてますます大きな役割を担うようになっており、バイヤーが長期契約を結ぶ必要性がなくなりつつある

プロジェクト開発の主なトレンド

エクイティ/ポートフォリオマーケティングの導入により、**SPAを締結していない状態でFIDに到達するプロジェクトが増えている**

ポートフォリオプレーヤーが関与するLNGプロジェクトでは、ポートフォリオプレーヤーがマーケティングリスクを負うため、FIDに到達するためにバイヤーとオフテイク契約を結ぶ必要はほとんどない

契約数量の売り手別シェア(契約時期別)



ポートフォリオプレーヤーの契約例

Rovuma LNG

ExxonMobil

ExonMobil / Eni / CNPCのJVの持ち株比率は70%

プロジェクトの株主から「十分なオフテイクコミットメント」を確保した状態で、2018年12月にFIDに到達

LNG Canada

Shell

Shellは、LNG Canadaの筆頭株主(40%)

同プロジェクトは2018年10月にFIDに到達。**各JV参加企業は自社の持ち分に相当するLNGのオフテイクとマーケティングについて責任を負う**

資 料: LNG Contracts and Pricing Database by McKinsey Energy Insights; https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2018/12/area-4-co-venture-parties-secure-offtake-commitments-for-the-rovuma-lng-project.html; https://www.lngcanada.ca/news/lng-canada-announces-a-positive-final-investment-decision/

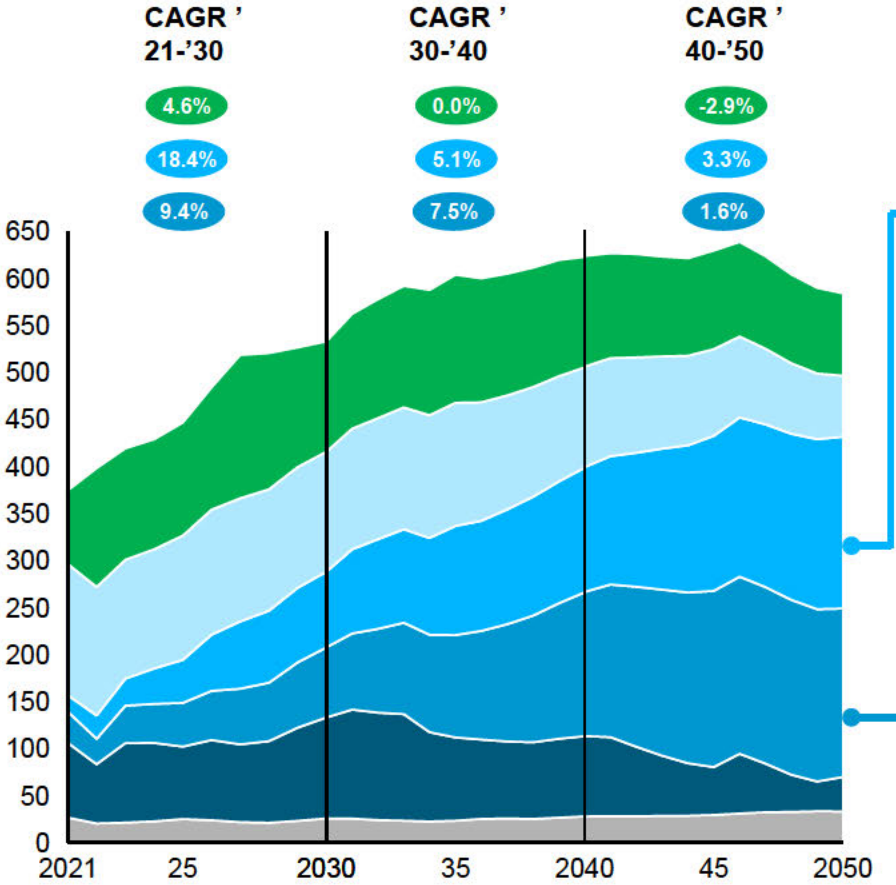
B. 欧州におけるLNG需要は2030年までにピークを迎え、2050年にかけての需要は東南アジアや南アジアがけん引役となる

FURTHER ACCELERATIONシナリオ

欧州[1] JKT 東南アジア 南アジア 中国 その他

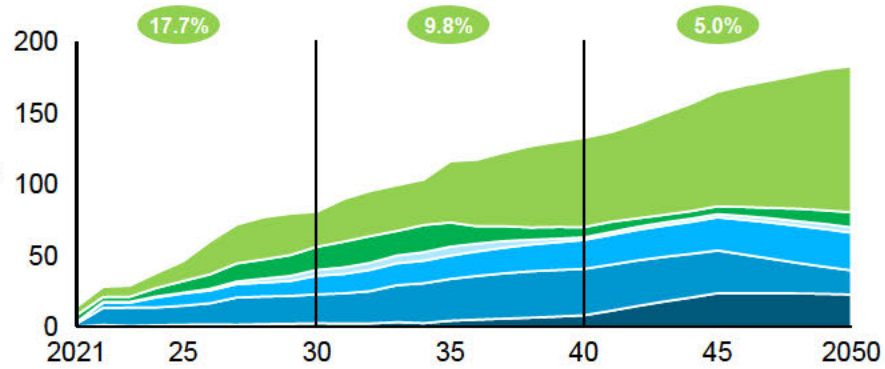
以降で深掘り

グローバルLNG需要, mtpa



東南アジアにおけるLNG需要, mtpa

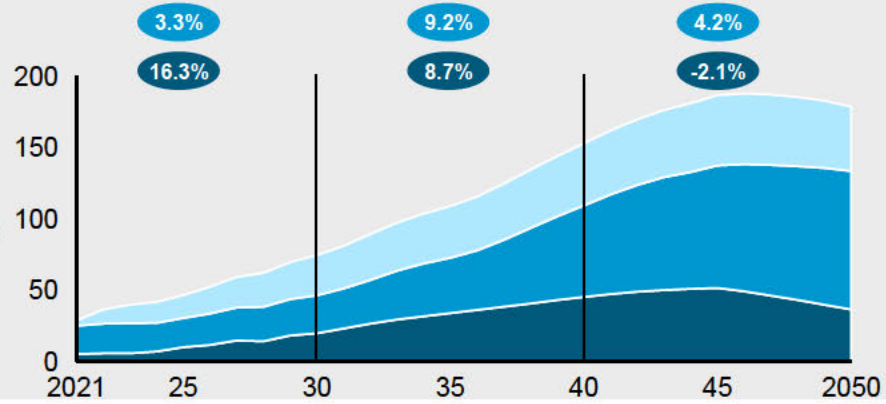
インドネシア マレーシア フィリピン シンガポール タイ ベトナム



インドネシアにおけるLNG需要は**工業化の進展とガス生産の減退により急増**する見込み

南アジアにおけるLNG需要, mtpa

バングラデシュ インド パキスタン



南アジアのLNG需要は**経済成長とガス生産の減退により2040年以降も堅調に推移**する見込み

1. トルコを含む

資 料: SourceGas Intelligence Model by McKinsey Energy Insights、BP、Bloomberg

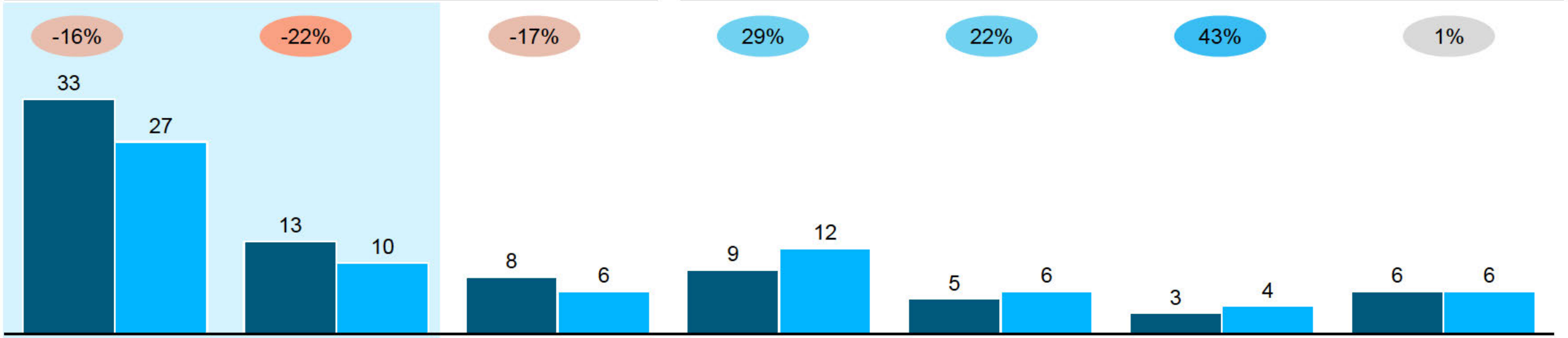
B. 新興国のLNGバイヤーは価格感度が高く、最近の価格高騰を受けてLNGの輸入量を減らす動きが見られる

南アジアや中南米のLNGバイヤーによるLNGの輸入量は価格高騰に伴い2022年に大幅に減少

例 示

詳細後述　2021　2022　減少⇔増加　X%　対前年変化率

2021年と2022年の間にLNGの輸入量が最も大きく変化した新興国; bcm



インド	パキスタン	バングラデシュ	タイ	インドネシア	マレーシア
ガスから石炭への火力発電燃料の切り替え、石油精製・化学プラントにおける石油への燃料転換	需要崩壊、最大12時間の輪番停電によるエネルギー危機	局所的計画停電といった強制的な需要低減措置	ガス田の生産量の大幅な減少を埋めるためのLNGのスポット取引の増加	経済活動の回復と石炭の可用性低減により、ガス需要が増加	需要の回復、燃料の転換、電力部門におけるガスの価格規制

南アジアの需要家の9割がサーベイにおいて**高価なガスを他のエネルギー（石炭等）で代替すると回答**

コロナ禍後の需要回復および自国産ガスの生産量低下を補うためにLNGの需要が引き続き見込まれる

資 料: Bloomberg、ICIS 2022、IEA 2022、記事検索

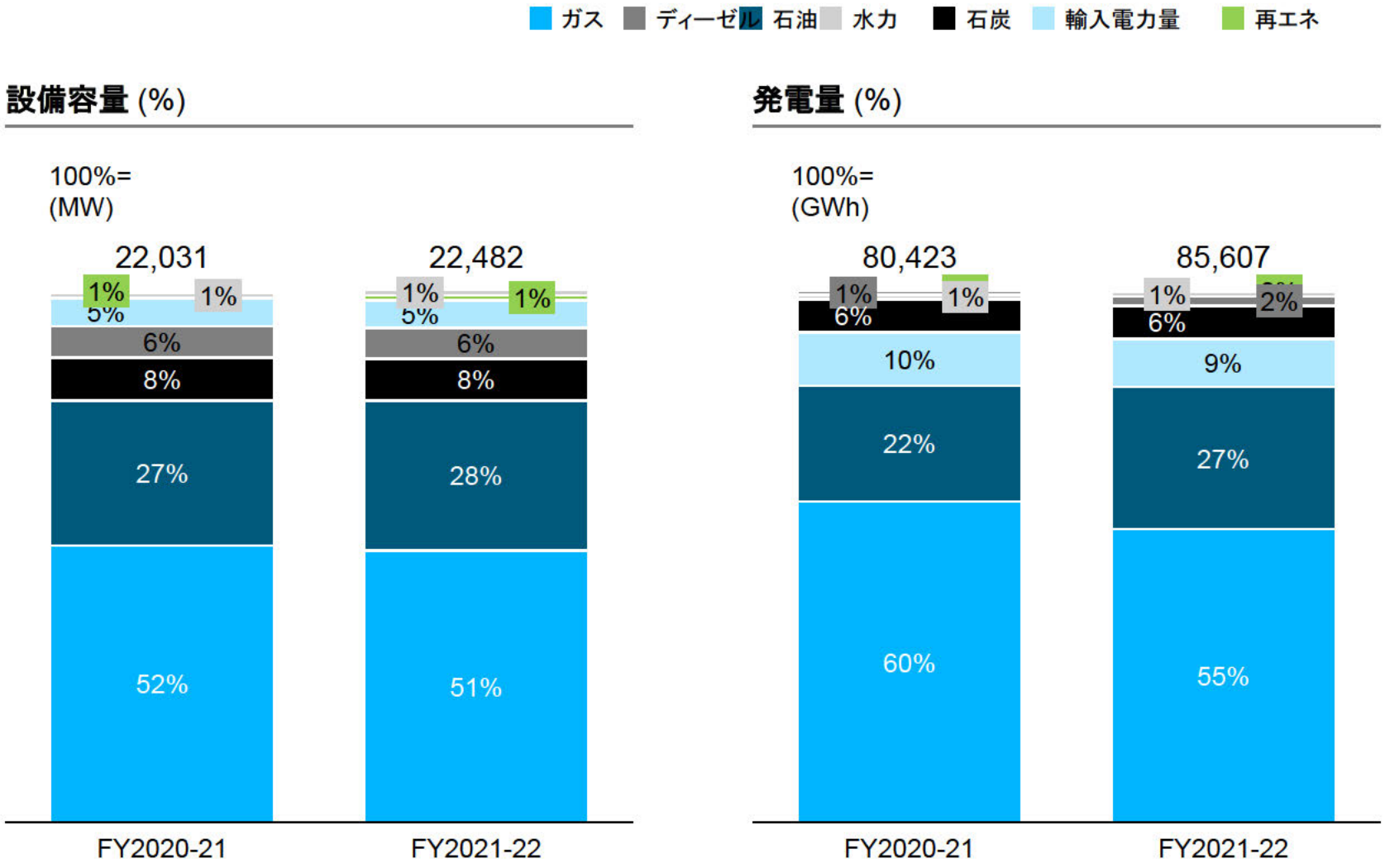
例示的

B. バングラデシュは昨年、LNGの価格高騰により、大きな経済的問題に直面した

2022 7月	Bangladesh halts expensive spot LNG imports despite load-shedding By Reuters Staff · 2 MIN READ	**スポット市場からのLNG輸入を中止** バングラデシュは2022年に国際スポット市場からのLNG輸入を中止し、補助金負担を軽減するために燃料価格を引き上げ
2022年8月	After Sri Lanka, massive protests erupt in Bangladesh over fuel price hike By HT News Desk	**燃料費高騰に対する市民抗議が発生** バングラデシュの市民が燃料価格が52%以上上昇したことに抗議。これにより、インフレ率が約7%からさらに上昇
2022年9月	ANALYSIS-Fuel crisis cuts electricity in Bangladesh, sparking energy debate By Md. Tahmid Zami, Thomson Reuters Foundation · 8 MIN READ INDUSTRY Shawkat Ali & Ahsan Habib Tuhin Major industries see 25-50% output fall amid energy crunch	**ガス消費低減のため産業活動を抑制する施策を導入** 消費抑制策によって不便さが増し、主要産業の生産高が減少 • 郊外や遠隔地での局所的計画停電の実施増加 • エリアベースの産業活動に関する輪番休業の導入 • 市場やショッピングモールを午後8時に閉店 • 特定のイベントにおけるイルミネーションの禁止
2022年9月	Qatar won't increase LNG supply to Bangladesh before 2025: Petrobangla UNB, Dhaka	**追加LNG確保に向けた交渉は難航** 主に長期契約パートナー(カタールなど)からのスポット価格を下回る価格での燃料の追加調達が難航
2023年2月	Bangladesh to restart spot LNG buying as prices ease - sources By Ruma Paul and Emily Chow	**既存契約より高値でのLNGスポット取引を再開**最近、関係筋は、価格が落ち着けば6月までスポットで10～12カーゴを確保する計画を発表。ただし、価格水準は依然として長期契約の価格を上回っている

資料: 記事検索

B. 現在、バングラデシュの総発電量の50%以上はガスにより賄われている



1. Enerdata "Bangladesh targets 40% of clean power generation by 2041" (https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/bangladesh-targets-40-clean-power-generation-2041.html)

資 料: Bangladesh Power Development Board Annual Report 2021-2022; Enerdata

- バングラデシュの電力の半分超はガスによって賄われており、**安定したLNG供給確保は経済発展のために不可欠**
- 政府は約9GWの石炭火力発電所を新設しようとしたが、**投資が付かず2021年に建設計画を撤廃**
- バングラデシュは、「**2041年までに発電の40%をクリーンエネルギーで供給する(10%の再生可能エネルギーを含む)**」[1]を目標としている

要旨: LNGプロジェクトの需要に関する主なボトルネック

主なボトルネック

先進国において短期契約の割合が増えることでLNG価格が上昇する可能性

- ここ10年で**スポット契約と短期契約の割合が増えていた**が、**ウクライナ紛争の影響で2022年には状況が一変した**
- **欧州と日本、韓国、台湾は、**脱炭素化の目標を踏まえ、**長期契約を結ぶことには消極的だが、短期契約の場合、LNG価格が上昇する可能性がある**
- **バイヤーに代わってリスクを取り、短期契約に対応するなど**ポートフォリオプレイヤーの役割は拡大しつつある

LNG価格の高騰による新興国におけるLNG調達の不安定化

- **特に南アジアはプライスセンシティブで**、LNG価格が高い水準にあった2022年は約20%**需要が減少**
- **不安定なLNG価格は、新興国の経済発展を阻害**し、石炭からガスへの移行を遅らせ、石炭への依存度を高める可能性がある

LNG事業の複雑な性質により、3E(環境・経済・エネルギー安定供給)の実現に向けた複数のボトルネックが存在する

政策的な方向性

パリ協定

- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて2℃より十分低い水準に保つ
- 世界の平均気温上昇を産業革命以前と比べて1.5℃以内に抑える努力をする

G7 2022

- 温暖化対策がなされていない(“Unabated”な)化石燃料のフェーズアウト推進にコミット

各国の政策

- エネルギーミックス(例EUは2030年までにエネルギーの43%を再エネ由来とする)
- GHG排出(例日本は2030年までに2016年比で46%のGHGを削減)
- カーボンニュートラル達成のロードマップ

金融機関に対する政策スキーム

- トランジションファイナンス
- タクソノミー

中長期的なLNGの安定供給に向け考えられる課題

後述

融資	• 投融資先の排出量(ファイナンス・エミッション)固定化の懸念 • LNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ
供給	• 市場流動性の不足 • LNGプロジェクトのコスト増加 • ガスの輸送パイプラインの制約(特に米国)
需要	• 将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異 • 需要中心地の欧州・JKTからよりコスト感度の高い新興国へのシフト • 買い手の短期契約志向 • LNG輸入・再ガス化インフラ整備の必要性
Decarbonization	• メタン排出量を正確に計測する際の技術的課題 • メタン削減のためのインセンティブおよびガイドラインの不足 • LNGから水素・アンモニアへの移行
エネルギーの安定供給	• LNGの長期貯蔵の困難さ • LNG供給源の多様性の維持が必要

要旨: LNGプロジェクトの需要に関する主な論点

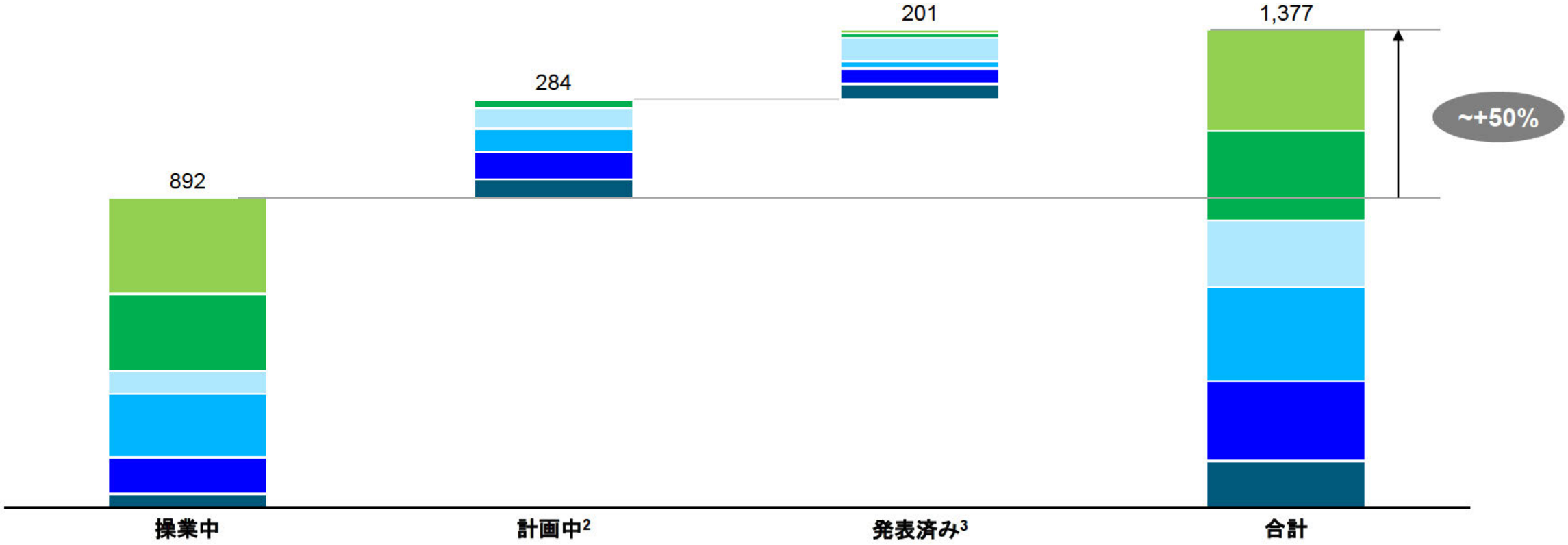
回答すべき問い	主な所見
LNG受入インフラ構築に関する課題: 特にアジアにおける需要拡大に向けてLNGの供給量を確保するための需要サイドのインフラのボトルネックとは何か	• アジアや東南アジアでは、今後10年間で**約100mtpaのLNG再ガス化能力が追加で必要**となる可能性がある • LNG受入施設の建設は、経済的・規制上の課題により、**工期遅延や中止のリスクが高く**、LNGバリューチェーンのボトルネックとなる可能性がある
リスク低減措置:LNGの輸入量の確保に関わる課題を克服するための需要サイドのリスク低減措置としては何が考えらるのか	• FSRUは、**南アジアと東南アジアのLNG受入能力を拡大**するための**一般的**なソリューションになりつつある • 従来の陸上LNGターミナルに比べて、FSRUは**先行投資的なCAPEXが少なく、工期も短いため、需要の変動に応じてより柔軟に設置場所を変更できる** • 欧州では最近、短期的な需要変動に対応するため、大規模なFSRUフリートのチャーター契約を締結 • これらのFSRUを移設した場合、**南アジアと東南アジアで必要となる追加容量の約半分を満たせる可能性がある**

世界の再ガス化能力は、南アジア、東南アジア、中国、欧州を中心に2030年までに50%増強される見込み

例示 — 公開されている情報に基づく

JKT　その他　南アジア　欧州　中国　東南アジア

世界のLNG再ガス化プロジェクトのパイプライン[1]; mtpa



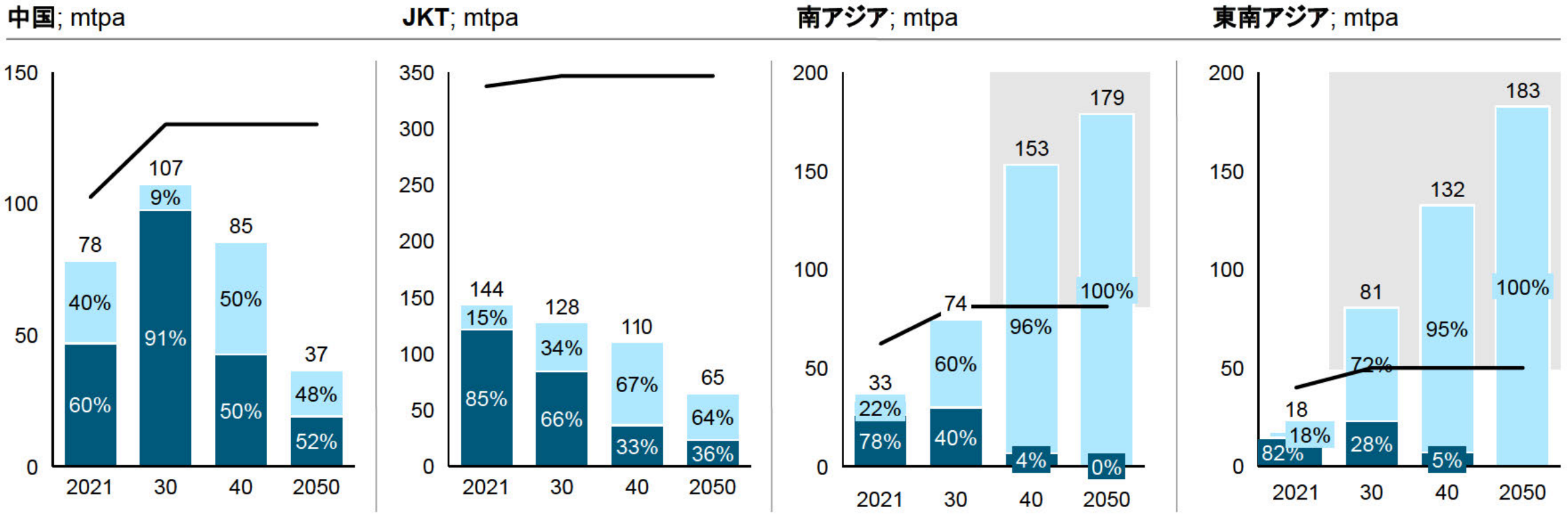
1. 最大銘板容量の80%を想定、2. 建設に必要な許可を取得している3. まだ建設に関わる許可を取得していない

資 料: GlobalData plc

ただし、南アジアと東南アジアについては2030年以降のLNGの需要増加に対応するために、さらに100mtpaの再ガス化能力が必要となる

FURTHER ACCELERATIONシナリオ　例示 — 公開されている情報に基づく

アジアにおけるLNGの需給および再ガス化能力の見通し



南アジアと東南アジアではLNG需要が増加する見込みだが、再ガス化能力が不十分であるため、**リスクにさらされる可能性が高い**

1. 再ガス化能力には操業中と計画中のものが含まれるが、発表済みと投機的なプロジェクトは含まれない。最大銘板容量を想定
2. LNGの需要量は、当該年の契約締結量と契約未締結量の合計

資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions、Cedigaz、GlobalData

LNG輸入ターミナルプロジェクトは、様々なリスクや不確実性に直面しており、アジアにおけるタイムリーな生産能力の増強が阻まれる可能性がある

リスク要素	地域	概要
1 **LNG価格の変動**	南アジア(SA) 東南アジア	南アジアの消費者はガスの価格に特にセンシティブで、**東南アジアでLNGコストをエンドユーザーに転嫁したと答えたバイヤー[1]の割合は0%であった(東南アジアは22%、日本、韓国、台湾は45%)** 2022年のLNG価格の高騰により、LNGの再ガス化/FSRUプロジェクトが2023年以降に延期(インドなど)
2 **規制**	東南アジア	**エネルギー政策や規制は頻繁に変更され**、プロジェクトの予測可能性が低下し、最悪の場合、中止のリスクが高まる LNG輸入プロジェクトの認可手続きは**複数年かかり、その間に規制要件が変化する可能性がある**
3 **ステークホルダー**	東南アジア	**環境への懸念からステークホルダーから抗議の声が上がる**と、LNG設備の開発が遅れ、訴訟やプロジェクトの中止につながる可能性がある
4 **下流の設備との接続**	東南アジア	**ガス・電力の規制市場において、ミッドストリームプロジェクトがFIDに到達するには、下流部門でもオフテイク契約を確保する必要がある(ガス発電機)など)** 交渉プロセスは複雑で長い時間を要するため、FSRU/再ガス化プロジェクトのボトルネックになる可能性がある

1. 2022年のLNGバイヤー調査における設問「最近のLNGスポット価格の急激な変動(例: 2020年の3ドル/MMBTU以下の安値、2021年の20ドル/MMBTU以上の高値)にどう対応しましたか」(複数回答可)

資 料: エキスパートインタビュー、記事検索

❷ 3年以上にわたる規制当局の承認プロセスの後、政府による助成制度の変更により、Bataan LNGプロジェクトは中止となった

2023年4月現在　　公開情報に基づく

❷ 規制リスク

概要

Araneta Group

拠点: バターン(フィリピン)

キャパシティ: 非公開

スポンサー: Gregorio Araneta Inc. (三井物産、大阪ガスが出資)

オフテイカー: AG&P 2.4GW発電所

プロジェクトコスト(推定): 24億ドル

当初計画されていた操業時期: 2016年 (その後2020年に延期)

プロジェクトのステータス: 中止

主要イベント

2012 Gregorio Araneta Inc (GAI)は、バタンの「Energy City LNG Project」計画の承認を政府に申請

2015 借地契約を担当するPNOCの子会社であるPNOC-AFC[1]によって**借地権が認められ**、計画が正式に承認されたが、**PNOCからの正式な承認は受けていない**

2016 ドゥテルテ大統領が当選し、新政府は**バタンではなくバタンガスにおけるLNG設備開発に関心を示した**

2017 元沿岸警備隊長官でPNOCの新代表であるReuben Lista氏が**GAIのプロジェクト計画を否決**

2022 **2017年以降、プロジェクトに関するアップデートは行われておらず、中止となった模様**[2]

顕在化したリスク

LNG再ガス化プロジェクトについては政府から承認を受ける必要があり、**国のエネルギー計画が変更された場合、規制あるいは政治的リスクに晒される**

- **政府は国営のユーティリティ事業者に対して強い支配力を持っているため**、事業計画に影響を与える可能性がある
- **承認手続きに時間がかかり、工期が長いため**、規制や政策の変更に伴いリスクが増す

1. Philippine National Oil Company Alternative Fuels Corporationの略称
2. 現時点では、バタンにて別のLNG輸入ターミナルプロジェクトが計画されちえる(Samat LNG)、https://www.pna.gov.ph/articles/1193731

資 料: https://business.inquirer.net/230356/2-4-b-energy-city-bataan-proposed, https://www.philstar.com/business/2017/08/13/1728552/lng-project-faces-delay-govt-flip-flops, https://www.gem.wiki/Bataan-Manila_LNG_Terminal, ,

FSRUは、初期投資が少なく、リードタイムも比較的短いため、リスクを低減するためのオプションになり得る

陸上再ガス化施設に対するFSRUの利点

CAPEXの削減

40～50% (陸上ターミナルとの比較)1

チャータリングの場合、OPEXコストの増加が許容可能な場合は、CAPEXの大半をOPEX化できる

工期の短縮

1.5～2年 でLNG船をFSRUに転換

または

2.5～3年 でFSRUを新設

あるいは

3～5年 で陸上ターミナルを新設

柔軟性の高さ

需要の変化に応じて、FSRUを別の市場に移すことがあるため、**ガス供給網が細分化されている島国に特に有効**

FSRUは**LNG船として活用できるため**、座礁資産化リスクを低減

リース契約

FSRUは恒久的または暫定ソリューションとして一時的にリース可能であるため、市場投入までの時間を短縮し、資金調達の柔軟性を確保できる

既存アセットを活用することでプロジェクトの確実性が増し、バリューチェーン構築の手間が減る

FSRUプレーヤー

Hoegh

Golar LNG

BW

Excelerate Energy

MOL

例

東京ガスとFirst Genは当初、フィリピンのバタンガス市の陸上にLNG基地を建設する予定だったが、FSRUに変更

1. Timera Energyによると、180,000 m3の貯蔵タンク1基を備えた3 mpta規模の陸上ターミナルのコストは7億～8億ドルであるのに対して、同規模のFSRUのコストは4～5億ドルとのこと

資 料: Hellenic Shipping News、Latham & Watkins、Timera Energy, Institute for Energy Economics and Financial Analysis

Jawa-1 FSRUプロジェクトは一般競争入札後2年でFIDに達し、予定通り2021年に操業を開始

2023年4月現在　　公開情報に基づく

概要

タイプ: FSRUと発電所を統合したLNG輸入プロジェクト(「Gas-to-Power」)

拠点: チラマヤ(インドネシア西ジャワ州)

キャパシティ: 2.4 mtpa (FSRU)、1.76 GW (発電所)

プロジェクトディベロッパー

Jawa Satu FSRU[1]

Marubeni　Pertamina　Sojitz　MOL

Jawa Satu Power[1]

Marubeni　Pertamina　Sojitz

プロジェクトコスト(推定): 18億ドル

目標操業時期: 2021年(達成)

主なマイルストーン

2016 **Pertaminaは、**Cilamayaで天然ガス0.6mtpaを受け入れるために**FSRUについて入札を実施**

2017 **丸紅は双日、Pertaminaと共に特定目的会社を設立**し、PLTGU Jawa-1発電所を建設。**国営電力会社であるPLNと25年間のPPAを締結**

2018 発電プロジェクトについてGE、Samsung C&T等と9億ドル相当のEPC契約を締結

12月5日にFIDに到達

商船三井がJawa Satu RegasとFSRU建設に関する契約を締結

2020 FSRUの約63%が完成

2021 **最初のLNGカーゴを受け入れ、操業を開始**

2022 2月23日に初着火に成功

成功要因

- **十分かつタイムリーなプロジェクトファイナンスの組成**
  - 金融機関による約9億9,000万ドル相当の融資
  - 商業貸付会社による約10億ドル相当の共同出資
  - FIDの大幅な遅延なし

JBIC	ADB
MUFG	Mizuho
Societe Generale	Credit Agricole
OCBC Bank	NFXI

- **コンソーシアムパートナーとのシナジーの活用**

  例:
  - GEとの提携により、パンデミック下で厳しい状況に晒されつつも大型ガスタービンを輸送できたため、プロジェクトが計画通りに進行
  - 規制対応とオフテイク保証のため、PLNとPPAを締結

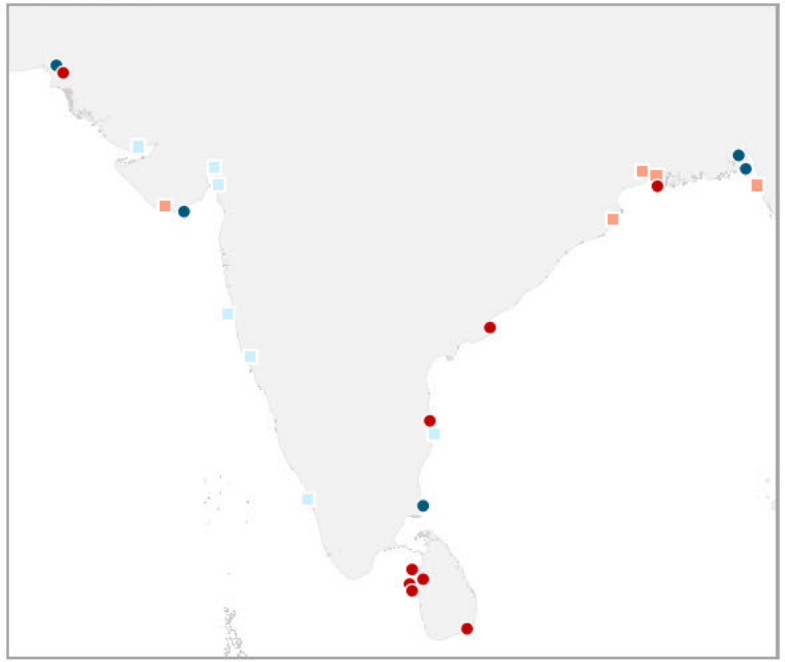
1. **FSRU:** PERTAMINA 26%、丸紅 20%、商船三井 19%、双日 10%、その他 25%; **発電所**: PERTAMINA 40%、丸紅 40%、双日 20%

資 料:https://www.jbic.go.jp/en/information/press/press-2018/1022-011485.html, https://www.marubeni.com/en/news/2018/release/00047.html, https://www.ge.com/gas-power/resources/case-studies/pt-jawa-satu, https://www.gem.wiki/Jawa_Satu_FSRU

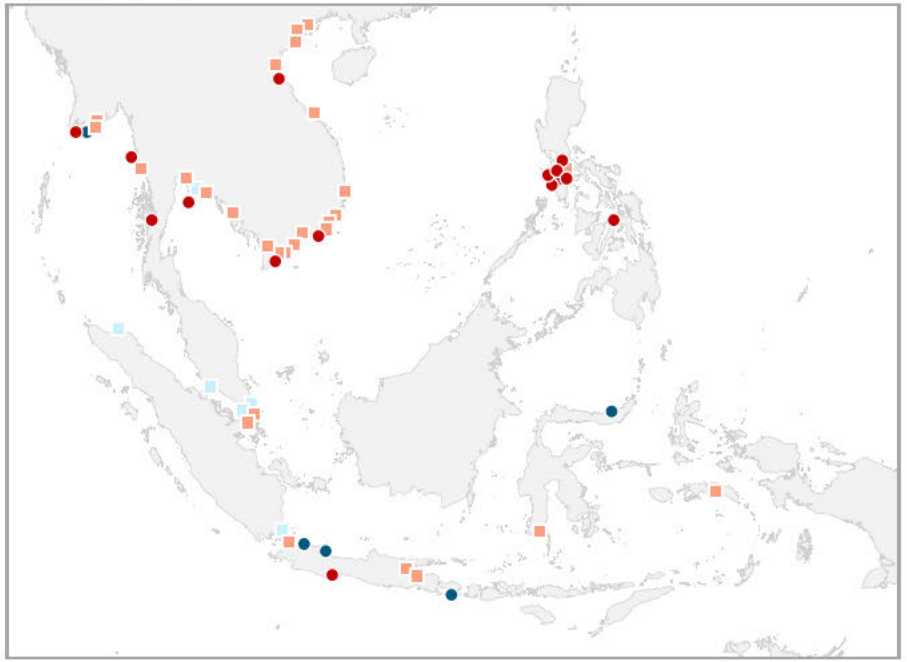
アジアでの新規LNG輸入プロジェクトでFSRUの導入が進んでいる

陸上: 稼働中の再ガス化ターミナル(陸上施設)
FSU/FSRU: 稼働中の再ガス化ターミナル(浮体施設)
計画されているあるいは建設中の再ガス化ターミナル(陸上施設)
計画中または建設中の再ガス化ターミナル(浮体施設)

南アジア



東南アジア



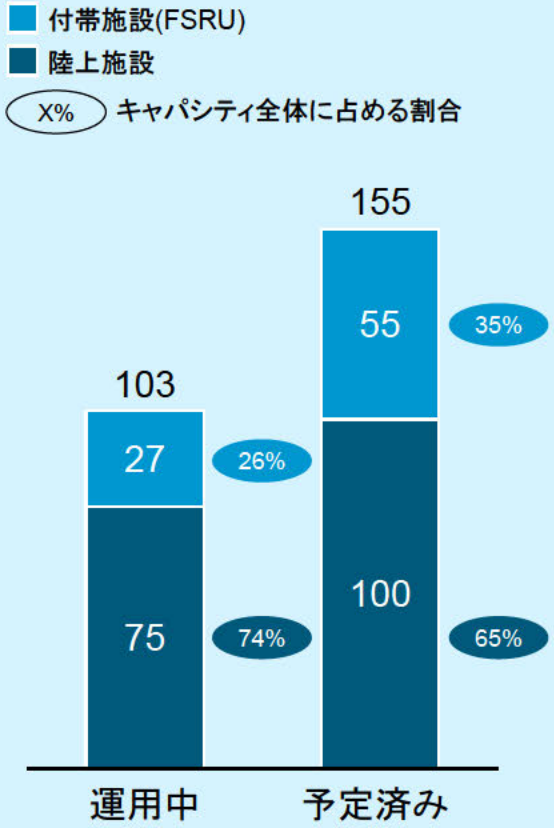
FSRUは少ないCAPEXと短い工期で建設でき、LNGプロジェクトに関わるリスクを低減できる

FSRUは、設置場所を柔軟に変更できるため、プロジェクトが中止になったとしても市場や政策変更によるリスクの影響を受けにくい。よって、**島国に有効に働く**

ただし、FSRUの規模に対して需要が少なかった場合、十分に活用できないリスクがあるため、**島国の場合、不利に働く可能性がある**

資 料: JOGMEC

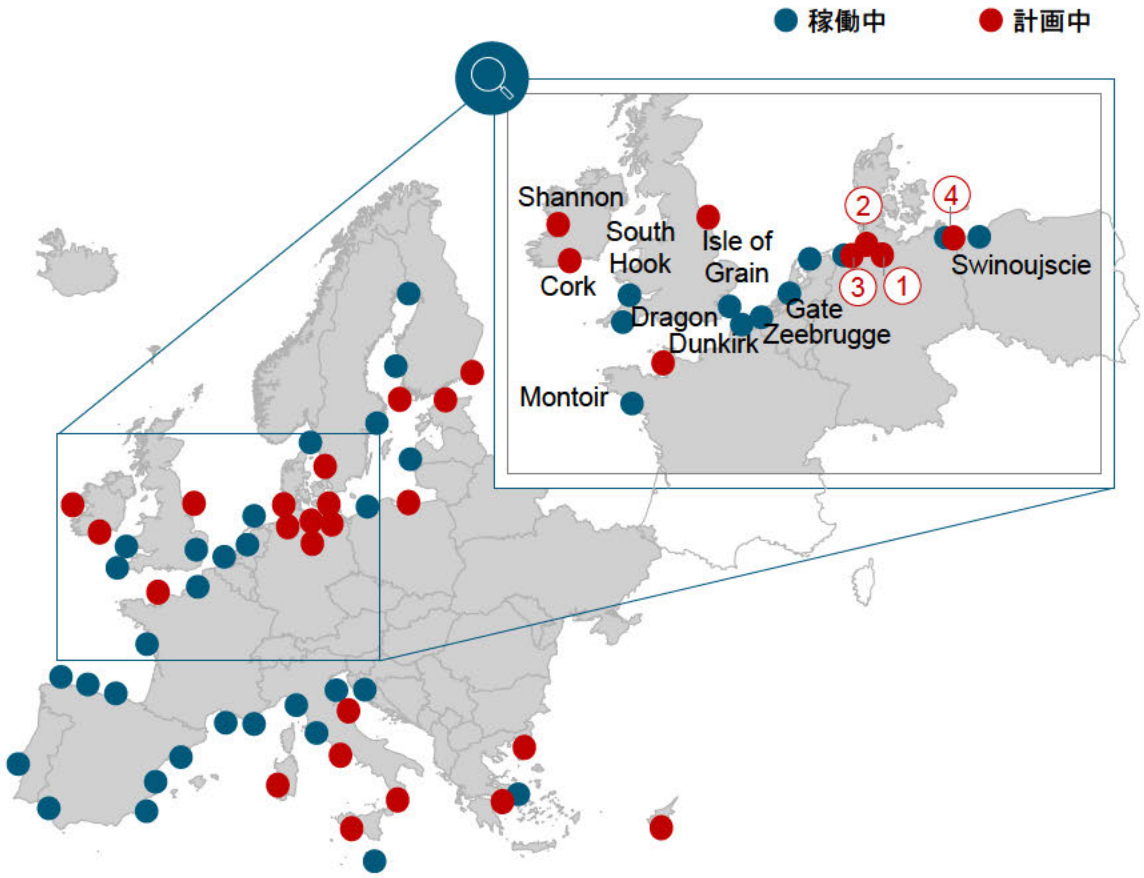
南アジア・東南アジアのLNG再ガス化能力; mtpa



また、欧州の中でも特にドイツでは最近、FSRUを含む多くの新しいLNGターミナルプロジェクトが計画されている

2023年4月現在　　公開情報に基づく　　例 示 的

欧州におけるLNGターミナル



ドイツにおける最近のLNGターミナルプロジェクト

	プロジェクト	オーナー	キャパシティ KL	操業時期	政府による支援
①	**Stade FSRU**	HEH、Fluxys、Partners Group、Buss Group、Dow	N/A	2023	特定財源の充当、市議会による早期承認
②	**Brunsbüttel LNG**	German LNG Terminal Company[1]	330,000	2023	ドイツ復興金融公庫KfWを通じて**株式50%を約5億ユーロ**で取得
	Brunsbüttel FSRU	German LNG Terminal Company[2]	137,000	2022	ドイツ政府の代わりにRWEを通じて運用。チャーターディールについて特定財源を充当
③	**Wilhelms-haven FSRU**	**Uniper**:	174,000	2022	ファストトラック方式による建設に対する連邦政府の支援、チャーターディールについて特定財源を充当
④	**Lubmin FSRU**	TotalEnergies、Deutsche ReGas	N/A	2022	チャーターディールについて特定財源を充当

1. オーナー: Gasunie、Vopak、Oiltanking;　2. オーナー: Gasunie、RWE、KfW (Vopak LNGおよび Oiltankingは2022年5月のKfWの株式取得に伴い撤退)

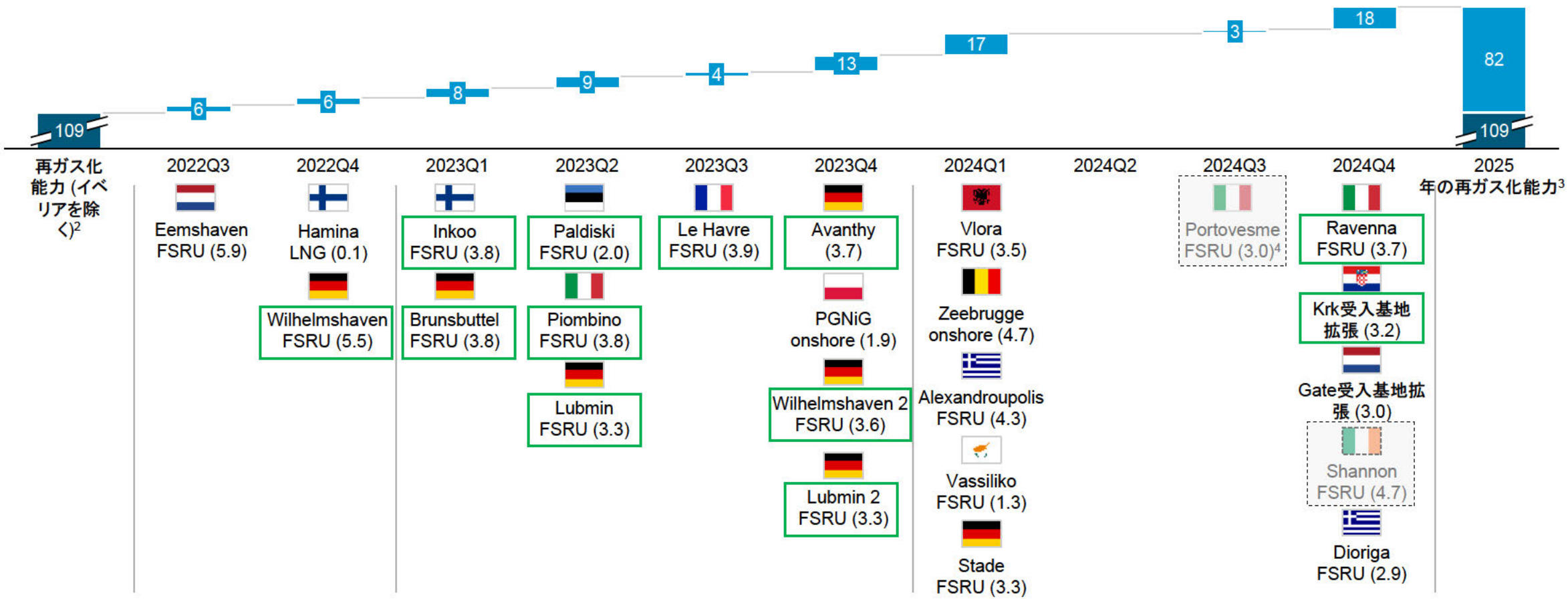
資 料: JOGMEC、記事検索

欧州で計画されているLNGターミナルプロジェクトによって2025年までに約82 mtpaの再ガス化能力が追加される可能性がある

2023年4月現在　　公開情報に基づく

ウクライナ紛争後に発表
投機的/FID前
能力増分
既存能力

欧州において2025年までに稼働する可能性のあるLNG再ガス化能力[1]、mtpa



1. 分析には、潜在的プロジェクト、計画済みのプロジェクトと投機的なプロジェクトが含まれる;2.2022年Q3以前の再ガス化能力; 3.年初の再ガス化能力
4. 燃料船改造による容量を除く容量 Exact capacity pending vessel conversion

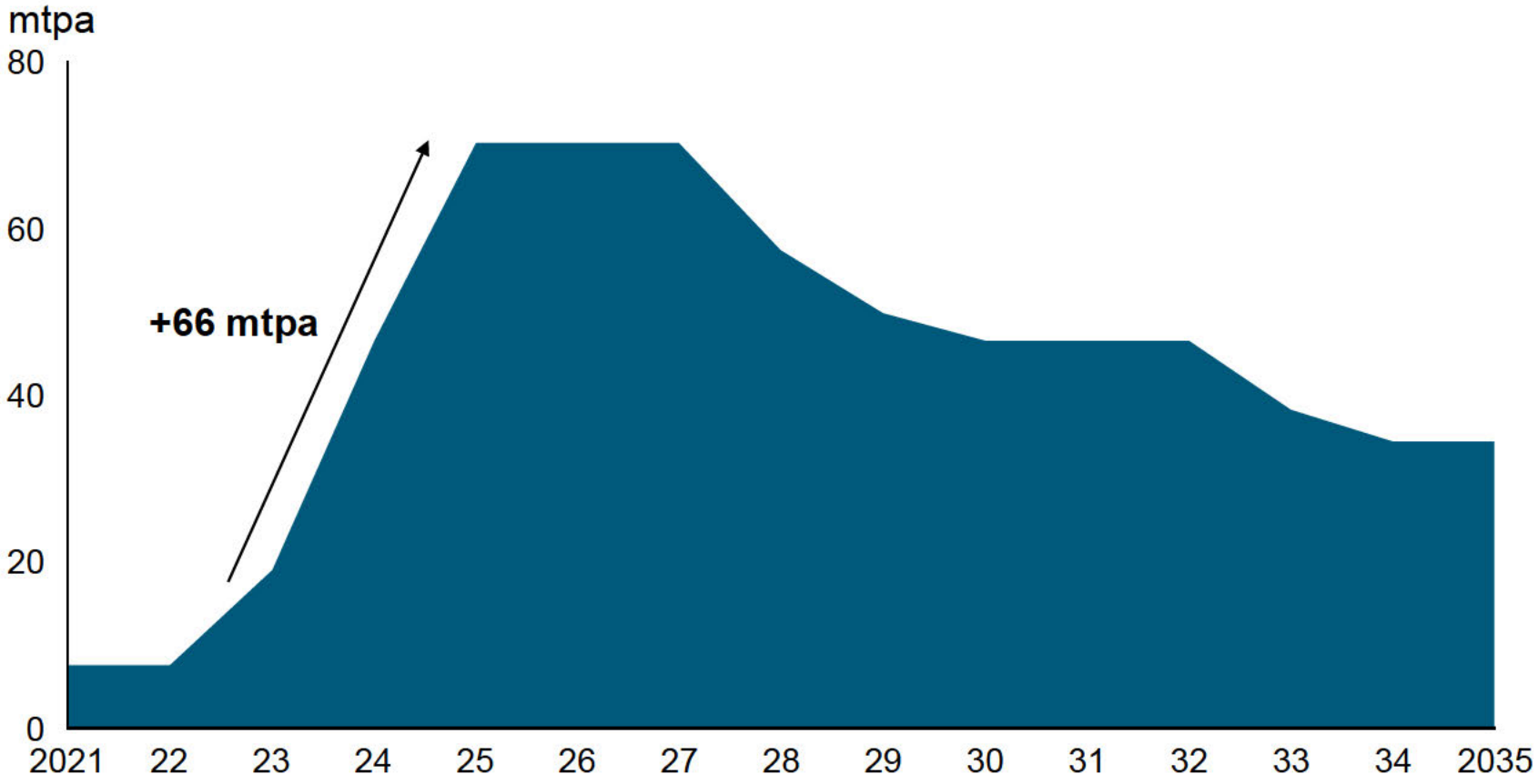
資 料: 記事検索、Cedigaz、GIE、McKinsey Energy Insights

欧州において追加される66 mptaのLNG再ガス化能力はFSRU契約によるもの

2027年以降、現在契約中のFSRU契約が終了する見込み

2023年4月現在　　公開情報に基づく

欧州におけるFSRUの容量[1],



1.　年初の再ガス化能力

資 料: 記事検索、Cedigaz、GIE、McKinsey Energy Insights

主なインサイト

短期的なLNGの需要を満たすため、**今後1-2年で約66 Mtpaの**FSRU容量が欧州で稼働予定

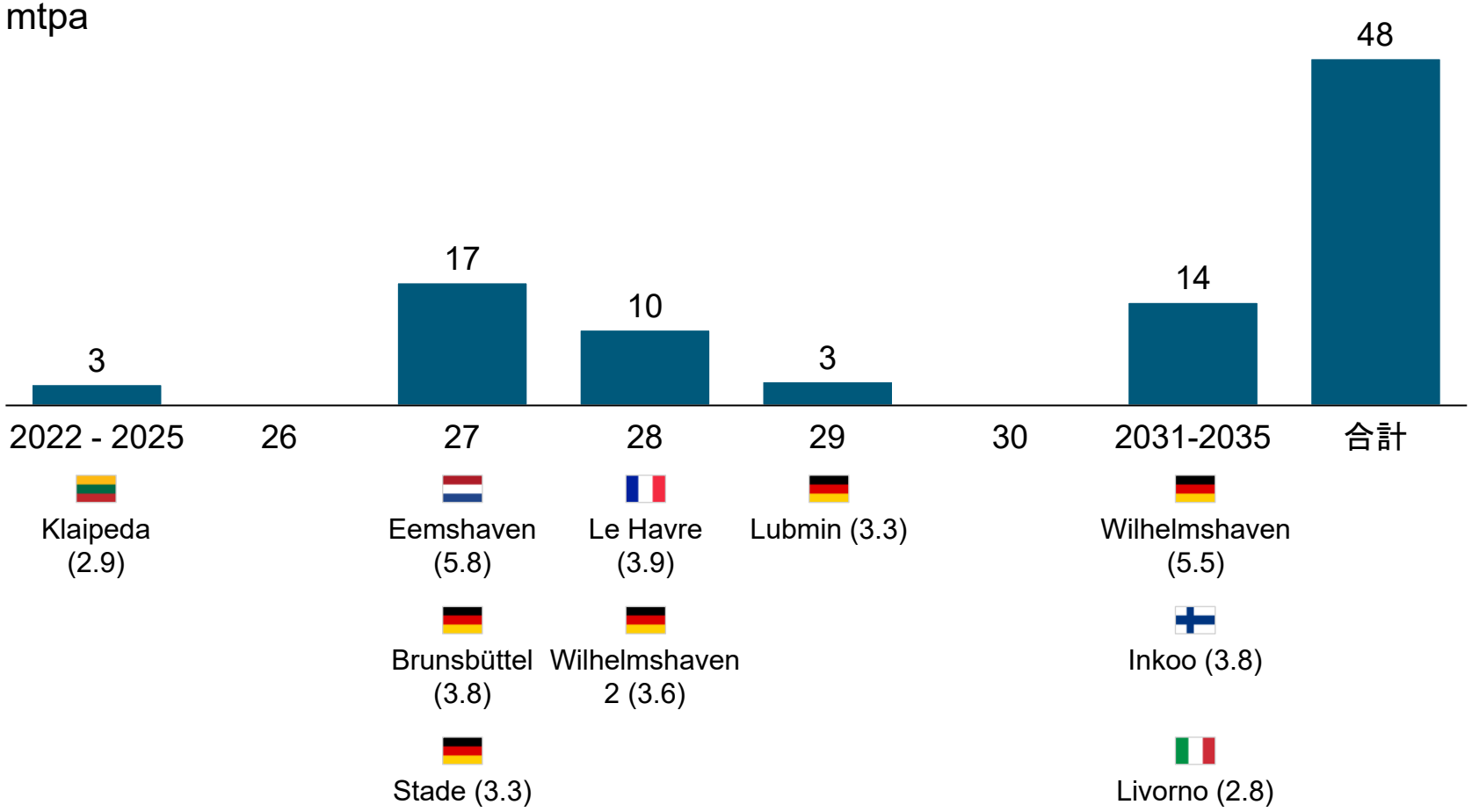
2025年以降に稼働予定の新規FSRUは現状なく、**2027年以降現在契約中のFSRUの契約が終了する見込み**

現在の契約を考慮すると、欧州において利用可能なFSRUの容量は2035年までに48 mptaに達する見込み

FSRUは、欧州から(東)南アジアの新たな需要中心地へと輸送ルートを変更できる

2023年4月現在　　公開情報に基づく

契約終了となるFSRUの容量[1],
mtpa



1. 契約期間または契約条件が既知の契約のみを含む

資 料: 記事検索、Cedigaz、GIE、McKinsey Energy Solutions

主なインサイト

欧州北部・中部のFSRUの多くは、**5-10年契約**であり、主に短期的に用いられると考えられる

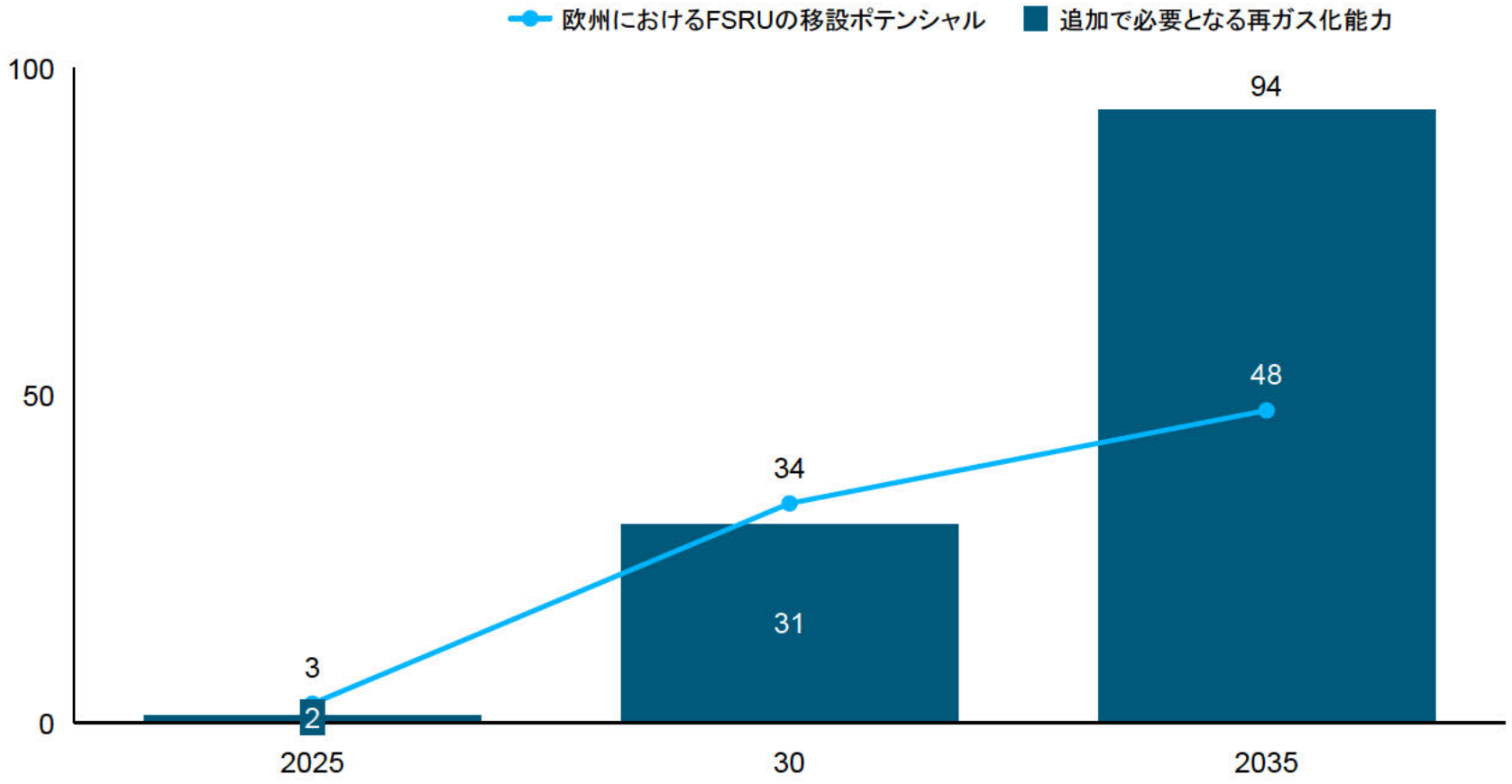
欧州南部のFSRUはリースではなく所有・転換されており、他地域への移転は限定的

FSRUを欧州からアジアに移設することで2035年の再ガス化能力の需給ギャップの約半分を埋められる可能性がある

2023年4月現在　　公開情報に基づく

MCKINSEY FURTHER ACCELERATIONシナリオ

南アジア・東南アジアで追加で必要となるLNG再ガス化能力; mtpa



資 料: Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Solutions、Cedigaz、GlobalData、マッキンゼー分析

主なインサイト

南アジア・東南アジアでは2035年までに**約94 MtpaのLNG再ガス化設備容量が必要となる見込み**

欧州諸国により契約されているFSRUを南アジア・東南アジアに移動することにより、必要とされる再ガス化設備容量の約半分を補える可能性

再ガス化設備の新設に比べ、**FSRUの移転は安価かつ柔軟性が高い**

一方、FSRUは再ガス化容量と需要規模が合致する必要があり、**島国の多い東南アジアでは需要が点在しており課題となる**

要旨: LNGプロジェクトの需要に関する主なボトルネック

主なボトルネック

買い手と売り手間での希望する契約期間の違い

- **欧州と日本、韓国、台湾は、**脱炭素化の目標や不確実性の高いガス需要を考慮し、**長期契約を結ぶことには消極的**
- **短期契約では新規プロジェクトの資金調達が難しくな**り、LNG価格が上昇する可能性がある
- **バイヤーに代わってオフテイクリスクを取り**、短期契約に応じることができる大手ポートフォリオプレーヤーの役割が増している

新興国では価格変動が大きいことからLNGの価格高騰により、石炭からガスへの移行が停滞

- **特に南アジアはプライスセンシティブ**で、LNG価格が高い水準にあった2022年は約20%需要が減少
- **新興国では、LNG価格が手に届かない水準にまで高騰したことで経済活動と成長が停滞**し、石炭からガスへの移行が遅れ、短中期的に石炭への依存度が高まっている

南アジア・東南アジアのLNG受入能力の潜在的制約

- アジアや東南アジアでは、今後10年間で**約100mtpaのLNG再ガス化能力が追加で必要**となる可能性がある
- LNG受入施設の建設は、経済的・規制上の課題により、**工期遅延や中止のリスクが高く**、LNGバリューチェーンのボトルネックとなる可能性がある
- **ただし、FSRUによってリスクを低減できる可能性があり**、最近欧州で短期でチャーター契約されたFSRUは、移転した場合、**アジアの追加キャパシティ需要の約半分に対応できる可能性がある**

要旨:GHG・メタンの排出量削減に関する主なボトルネック

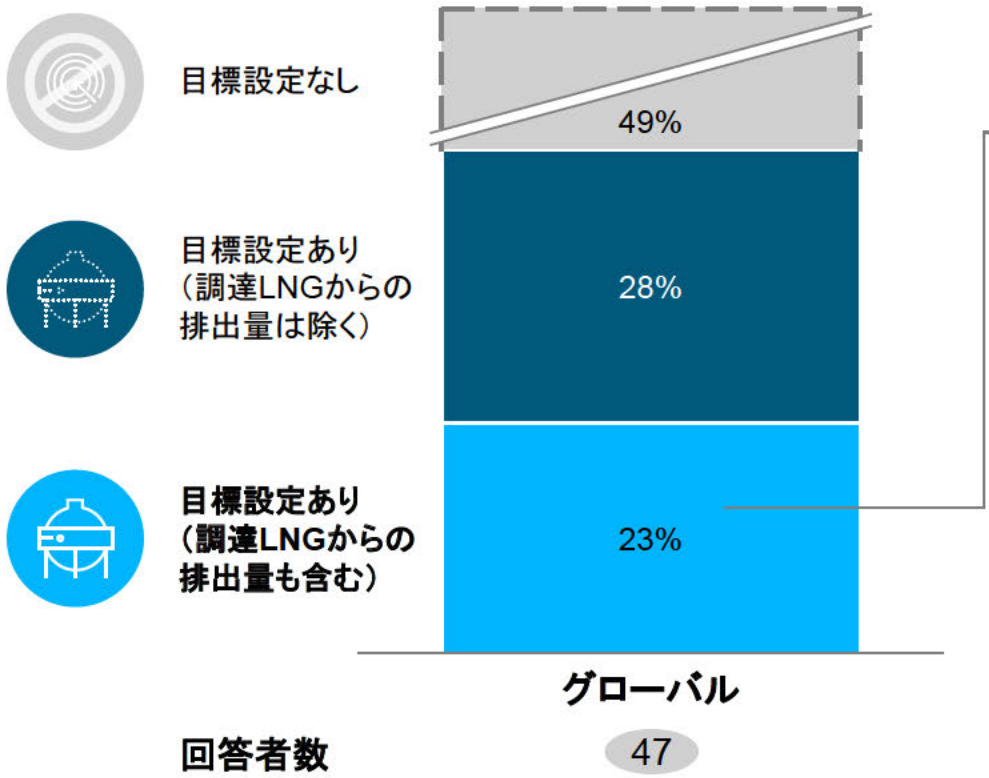
回答すべき問い	主な所見
需要家の視点:LNGの需要家はLNGの脱炭素化をどう見ているのか	• **LNGの需要家の25%が調達LNGからの排出分を含めた排出量目標を設定しており**、「責任ある調達ガス(RSG: Responsibly Sourced Gas)」への関心が高まっている • **需要家の一部は**、RSGへの**プレミアム支払意欲がある** • このような背景から、**2020年以降、カーボンニュートラルLNGカーゴは主に先進国のバイヤーに引き渡されている**
GHG・メタン削減に関する課題: LNGバリューチェーン全体でメタンを含むGHGを削減するための課題とは何か	• 多くのGHG排出削減対策については追加的な費用が発生する可能性があるが、**メタン削減対策は**CO2削減対策に比べて**費用対効果が高い可能性がある**(計装用空気システム、VRUを備えた貯蔵用タンクなど) • LNG生産者の多くは、以下の**3つの主要な課題**から明確なメタン排出削減目標を設定していない – メタンの排出源が多岐にわたり、メタンの排出量をリアルタイムに正確に検知・監視することが**技術的に困難** – 標準化された**報告フレームワーク**が少ない – 生産者が排出量を最小限に抑えるための**インセンティブ**が限られている

先進国を中心に、グローバル平均でLNGの需要家の約25%が調達LNGの排出分も含めた目標を設定している

目標設定なし　目標設定あり(調達LNGからの排出量は除く)　目標設定あり(調達LNGからの排出量も含む)　xx 回答者数

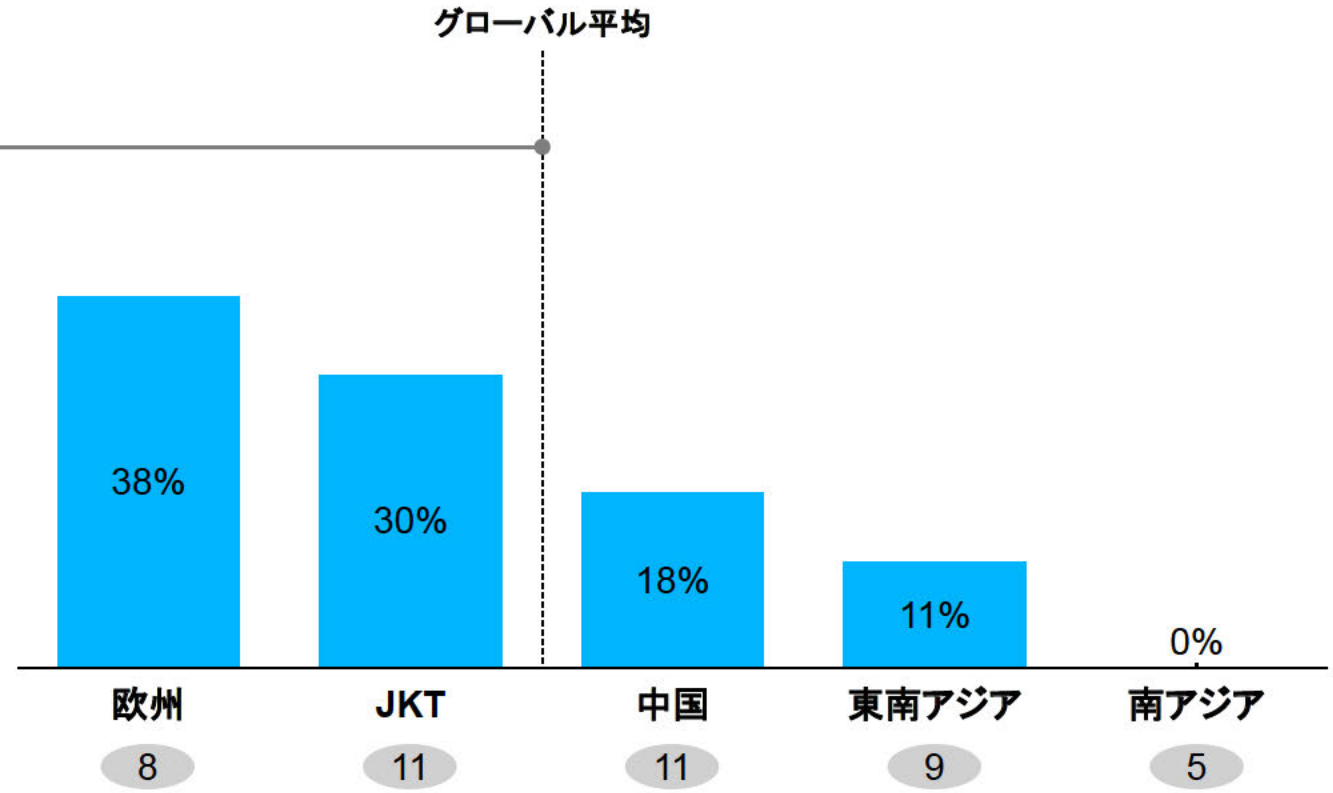
排出量目標を設定している需要家の割合[1]

回答者に占める割合



調達LNGからの排出分も含めた目標を設定している需要家の割合[1]

回答者に占める割合



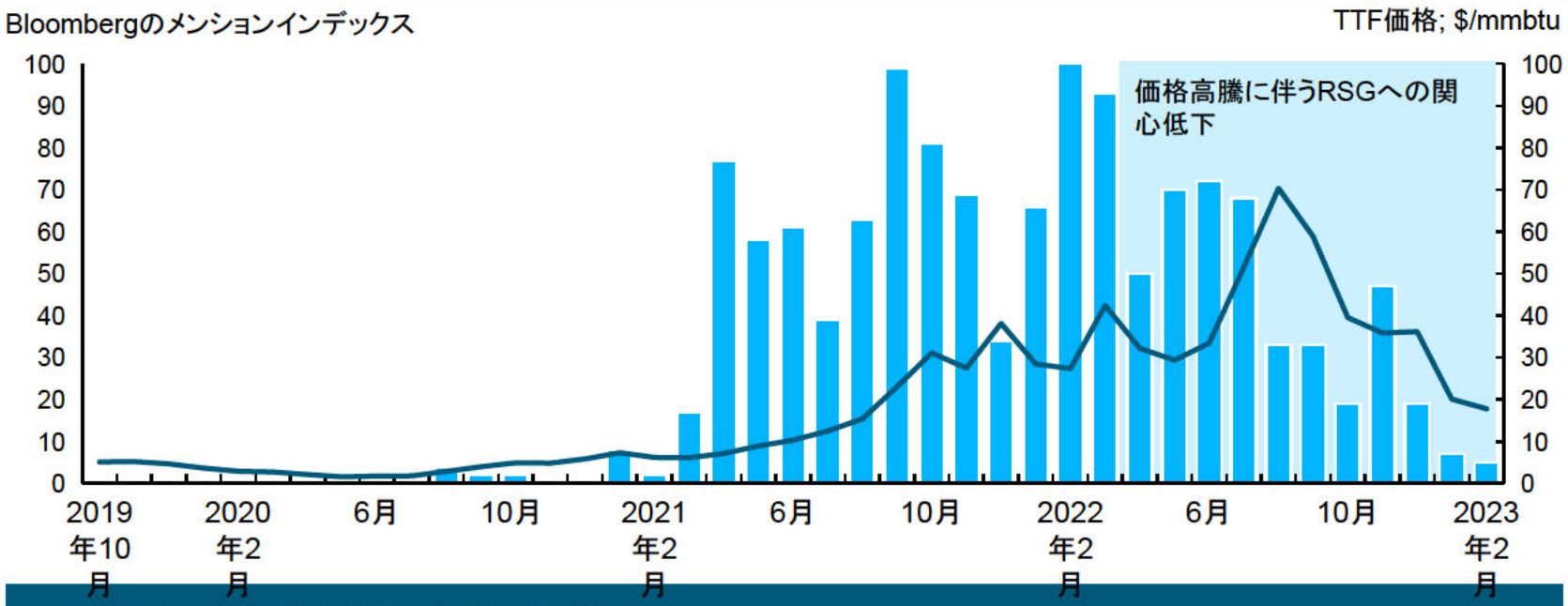
1. 設問: 貴社ではエネルギー事業全体とLNGについて排出量目標を設定していますか

認証を受けたガスに対する需要家の関心の高まりが、生産者がメタン削減対策を推進する動機づけ要因になる可能性がある

初期的　2023年4月

Bloomberg terminal上での「責任ある調達ガス」(RSG)の言及回数[1]およびTTF価格

1ヵ月あたりの回数、$/mmbtu



ここ2年間で認証機関によりRSG市場が構築された

- 2019年に設立されたProject Canaryが2020年初頭に最初の認定書を発行
- Equitable Originsが2020年に認証の対象を天然ガスに拡大
- Xpansivが2021年にデジタル・フューエルズ・プログラムを構築
- 2020年にMiQが設立され、2022年には世界のガス生産量の2.5%を認証

キーポイント

ロシアのウクライナ侵攻の結果、ヨーロッパでガス価格が高騰したため、RSGへの関心が最近低下した

ヨーロッパのエネルギー市場が正常化するにつれて、RSGへの関心は再度高まると考えられる

顧客はより排出原単位が低いガスを求めており、メタン排出量を検証可能な方法で削減できる企業への需要は増加すると見込まれる

“” LNGの需要家の23%がLNGの排出目標を設定している

– McKinsey LNG buyers survey(2022年)

1. 「責任ある調達ガス(RSG)」とは、特定の認証機関が独自に認証しているガスについて使用している呼称。2023年2月の数値は、2023年2月17日時点のもの

資料:Bloomberg's News Trendsツール、エキスパートインタビュー

C4. 米国の需要家はRSGを0.05～0.15ドル/mmbtuのプレミアムで調達しており、ヘンリーハブ価格と比べて約2.5～7.5%高い

初期的

主なRSG市場および法制度に関する動き

New Jersey Natural Gasが2018年に**Southwestern Energy Co.**からRSGを初めて調達

Central Hudson Gas & Electric (Fortis) - 6カ月間のRSGパイロットプログラムを展開(2022年5月～10月)。総量の20%についてmmbtuあたり0.035ドルで取引

Orange & Rockland[2] – PUCはコスト回収を前提とするRSGパイロットプロジェクトを承認。プレミアムの上限は年当たり100,000ドル[3]

Xcel Energyはガス配給・発電に関して2030年までに100% RSGを達成することを目指している

ConEdison – コスト回収を含むRSGパイロットプロジェクトの承認を申請(プレミアムの上限は年間800,000ドル[1])

テネシー州とバージニア州**は、RSGのプレミアムのコスト回収方法に関する上院法案を提出**

- Tennessee Natural Gas Innovation Act, HB2315 (2022年2月)。プレミアムの上限は年間のガスコストの3%
- Virginia Senate Bill 565 (2022年4月)

New York Power Authority (NYPA)は、2022年に30日間のRFPを3回実施し、調達 (mmbtuあたり0～0.05ドルのプレミアム)

New York State Electricity & Gas and Rochester Gas & Electric (Avangrid) – パイロットプロジェクトの承認を申請(プレミアムの上限は年間250,000ドル)

価格プレミアムへの意味合い

0.05-0.15

$/mmbtu

“”

低炭素ガスは通常は約0.05～0.1ドル/mmbtuのプレミアムを付けて販売される

–大手IOCガスマーケター

“”

Natural Gas Intelligence

現在、NGIでは特定のインデックス価格に対して**mmbtuあたり0.15ドル**（のプレミアム）でRSG取引がされていると聞いている

1. New York Public Service Commission, Case No. 22-G-0065 2.A subsidiary of ConEd 3.New York Public Service Commission, Case No. 21-G-0073

資料: Project Canary (2023, February).“How (and Why) Gas Buyers are Engaging in the Market for Low Methane Intensity Natural Gas”. https://www.projectcanary.com, NGI “Does RSG trade at a premium?”, 業界エキスパートインタビュー

カーボンニュートラルLNGへの関心が高まっており、2021年には22隻のカーゴが引き渡された

引き渡されたカーボンニュートラルLNGカーゴの数		カーボンニュートラルLNGに関与している企業	
		売り手	買い手
2020	5	Shell　Total	CPC Corporation, Taiwan CNOOC
2021	22	Mitsui & Co., Ltd.　Gazprom BP　Cheniere　Shell　Inpex RWE　Petronas　Eni　Ichthys　Oman LNG aes　Naturgy　Mitsbishi　Vitol	Kitagas　Pavilion Energy　Toho Gas　Inpex Yonden　Shell　Posco Sempra Energy　Osaka Gas　CPC Corporation, Taiwan Shizgas　Japex　PetroChina Shenergy Company Limited

資 料: Oxford Institute for Energy Studies、Bloomberg NEF、GIIGNL Contracts & Trade newsfeed、記事検索、各社ウェブサイト、JOGMEC GHG Offset LNG

日本とシンガポールのユーティリティ会社がカーボンニュートラルLNGの主な買い手

供給側では、**スーパーメジャー**が主導的役割を果たしており、2021年の全取引の少なくとも30～40%に関与している

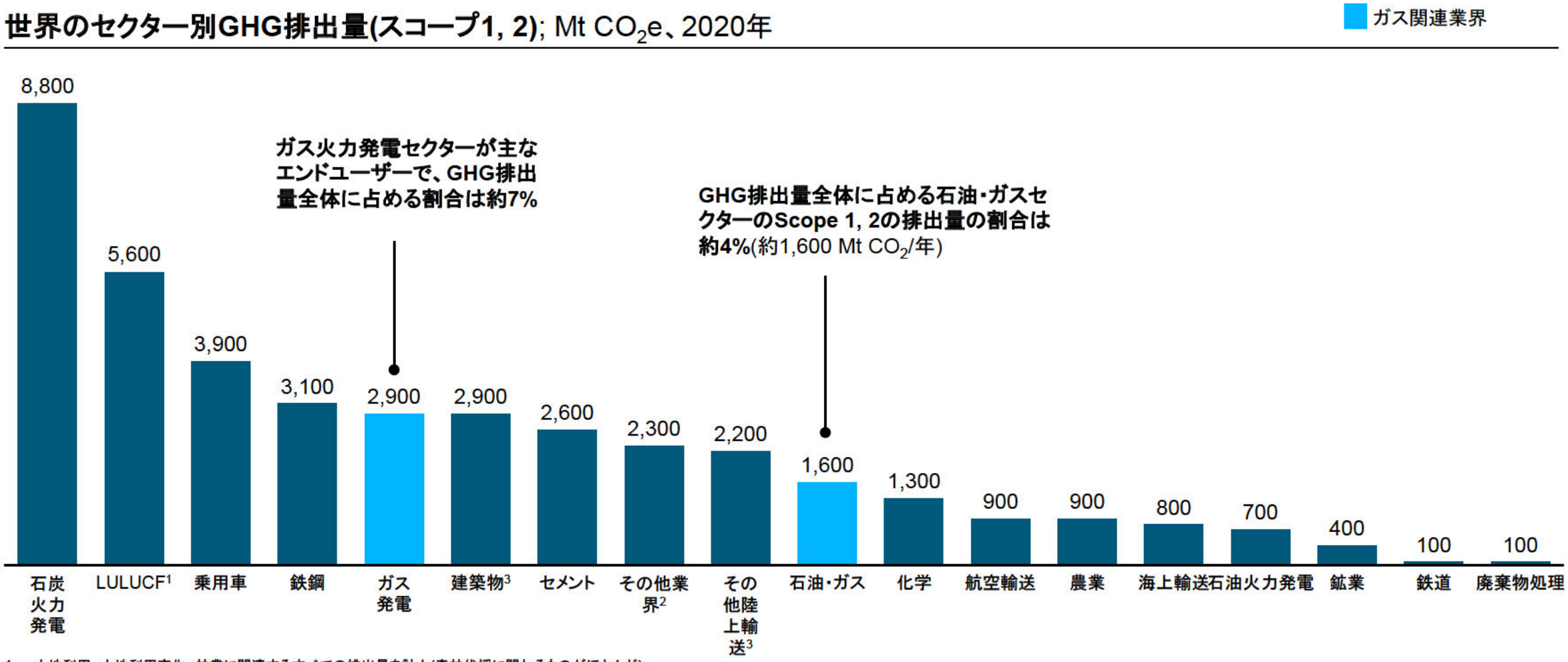
2021年から2022年にかけてカーボンニュートラルLNGの需要が増加し、24隻のカーゴが引き渡される予定

		LNG販売量		カーゴの引渡し	
取引時期		輸出国	売り手	輸入国	買い手
2021	1	n/a	三井物産:	日本	北海道ガス
	2	ロシア	Gazprom	英国	Shell
	3	n/a	RWE	韓国	POSCO
	4	n/a	Diamond Gas International	日本	東邦ガス
	5	n/a	n/a	シンガポール	Pavilion Energy
	6	米国	Cheniere	Europe	Shell
	7	オマーン	Oman LNG	n/a	Shell
	8	n/a	n/a	オランダ	TotalEnergies / OMV
	9	ブルネイ	Shell	n/a	大阪ガス
	10	オーストラリア	Inpex	日本	Inpex
	11	n/a	Shell	中国	PetroChina
	12	インドネシア	bp	メキシコ	Sempra
	13	インドネシア	Eni	台湾	CPC
	14	マレーシア	Petronas	日本	四国電力
	15	n/a	INPEX	日本	静岡ガス
	16	n/a	大阪ガス	日本	商船三井
	17	n/a	bp	台湾	CPC
	18	オーストラリア	INPEX	日本	東邦ガス
	19	ロシア	Sakhalin Energy	日本	東邦ガス
	20	マレーシア	Petronas	中国	Shenergy
	21	n/a	Diamond Gas International	日本	石油資源開発株式会社(JAPEX)
	22	マレーシア	Petronas	日本	広島ガス
2022	23	n/a	東京ガス	日本	西部ガス
	24	オーストラリア	Chevron	台湾	CPC

資 料: JOGMEC GHGオフセットLNG

石油・ガス業界は世界の総排出量の約4%を占めており、その規模と炭素集約度から脱炭素化は極めて重要な課題となっている

世界のセクター別GHG排出量(スコープ1, 2); Mt CO_2e、2020年

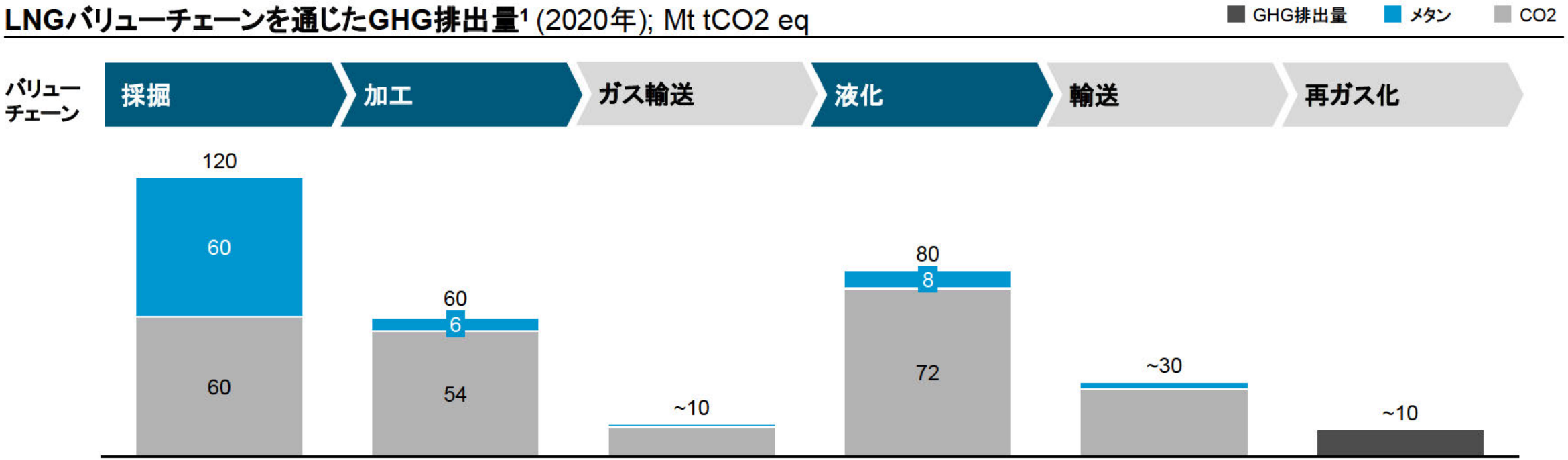


1. 土地利用、土地利用変化、林業に関連するすべての排出量を計上(森林伐採に関わるものがほとんど)
2. 高温・中低温技術、その他の業界からの排出量を含む
3. バス、トラック、2輪車、3輪車の排出量および輸送に伴う残余排出量を含む

資 料: McKinsey Global Energy Perspective – Reference Case 2019、マッキンゼー1.5°cシナリオ分析

LNGのバリューチェーンでは、採掘、加工、液化の工程がGHG排出量の大きな割合を占めており、メタンの割合は25%となっている

LNGバリューチェーンを通じたGHG排出量[1] (2020年); Mt tCO2 eq



排出源

- **フレアリング**: 余分なガスを燃焼させることで、CO2が排出される
- **CO2の抽出**:ガスパイプラインの仕様やその他の要件を満たすために天然ガスからCO2を除去する必要があり、抽出されたCO2は大気中に放出される

- フレアリング
- 放出されるメタン
- ガスタービン

など

LNG運搬船: ボイルオフガスや重油を動力源としているため、CO2が発生する

- ヒーター
- フレアリング
- ガスタービン

など

1. GHG排出量の50%がメタンの採掘、10%が加工と液化に由来するものと想定

資 料: McKinsey Global Energy Perspective

IEAはメタン排出量の削減が気候変動対策にとって費用対効果の高い方法となりうると捉えている

International Energy Agency

Global Methane Tracker (2022年)

石油や天然ガスからの**メタン排出量は、気候変動対策のための最良かつ短期的な機会のうちの1つに挙げられている。**その理由は、**削減するための道筋がよく知られているとともに、費用対効果が高いからである。**たとえ回収されたガスに価値がなかったとしても、排出価格がわずか15 USD/tCO2-eq程度であれば、利用可能なほぼ全ての削減策の費用対効果は高くなると考えられる。

2022年に世界中でみられた記録的なガス価格に基づいた場合、世界中の石油・ガス事業からの**排出を削減するためのオプションのうち約80%を、純コストなしで実施できる**と我々は推定している。石油・ガス部門に**全てのメタン排出削減策を導入する**には、2030年までに1000億米ドル程度の投資が必要となる。**これは、2022年に石油・ガス産業が受け取る純利益の3%未満に当たる。**

ネットゼロ移行における石油・ガス事業からの排出量(2023年)

メタン排出削減への取り組みは、石油・ガス事業からの排出量の全体的な低下をもたらす唯一かつ最も重要な対策であり、フレアリングの排除と電化がこれに続く。CCUSの規模拡大と低排出水素の利用拡大は、補完的な役割を果たすが、これらの技術の導入と技術習得を促すことで、エネルギー移行の他の側面にプラスの波及効果をもたらす可能性も大きい。

資料:IEA (2023), *Global Methane Tracker 2023*, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023, License:CC BY 4.0.IEA (2023), *Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions*, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions, License:CC BY 4.0

LNGサプライヤーは、VRU、計装用空気システムやLDARといった既存技術を活かしてメタンの排出量を削減できる

計装用空気システムによる空気圧制御

VRU(蒸気回収装置)

LDAR(漏洩検出・修理)

資 料:Soliflo (2023年)、Westgen Technologies (2023年)、Pioneer Industrial Corporation (2023年)

計装用空気システム: 空気圧制御弁に使用されていた天然ガスの代わりに計装用空気を使用することにより、漏洩排出量を削減可能

なぜ計装用空気システムは重要なのか？

- 空気圧制御弁は、**プロセスの最適化**とプラントの資産管理を行う上で重要となる
- 計装用空気システムを導入した場合、従来の空気圧システムで使用されていた**天然ガスの代わりに圧縮空気を使用する**
- 圧縮空気を使用することで、**メタン排出量が削減できる**上に、安全上の利点が得られる

> **企業は、**天然ガスを動力源とする空気圧制御弁の動力源を天然ガスから計装用空気に転換することで、**大幅なコスト節減とメタン排出量の削減を達成できる**
>
> ーEPA報告書「ガス空気圧制御の計装用空気への転換」

空気圧システムはどのように作動するのか、また計装用空気システムを組み込むにはどうすればよいか？

作動装置: 空気圧制御弁の開閉を制御する装置ー多くの場合、ガス圧により**保持される、または電気を動力源とする**

位置決め装置:望ましい値を維持するため、位置決め装置の実際の動きを制御、監視する

制御弁: 流量、液面、温度、圧力などの条件を制御する

付属品: 圧力調整器、電空変換器、リミットスイッチ、手動ハンドルなどがある

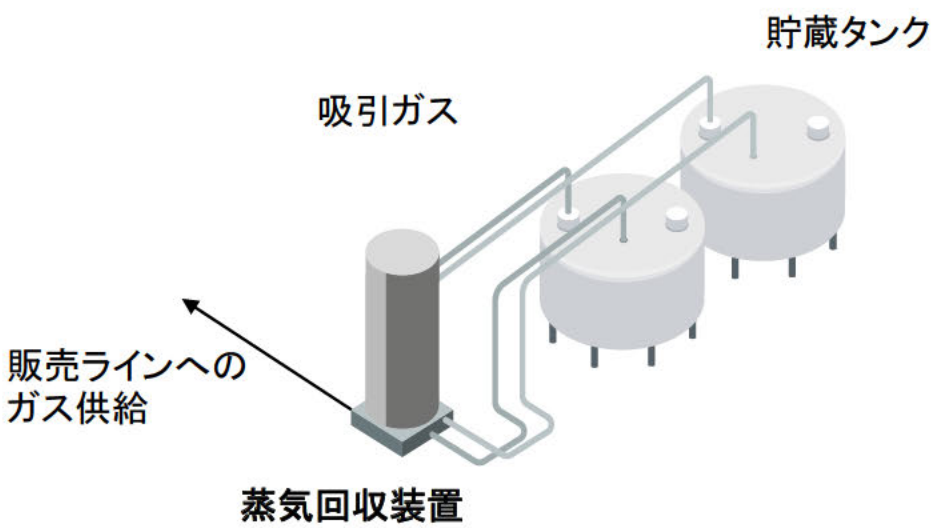
資料:Westgen Technologies (2022), EPA (2016) Natural Gas STAR Partners Lessons Learned report

VRU: 蒸気回収装置(VRU)は、大気中に放出されるはずだった排出をカバーできる

例示資料

蒸気回収装置(VRU)とは何か？

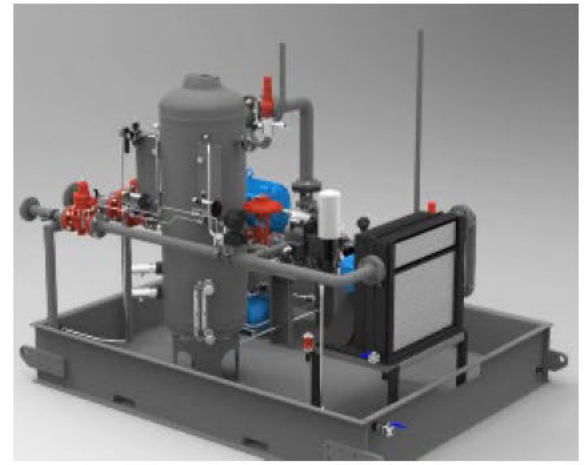
タンク上部から低圧ガスを回収し、ガスを直接ガス収集システムに圧縮する閉ループシステム



VRUにより、大気中に放出されるはずだったガスの約95%が回収できる

VRUの主な利点

- **排出量の削減**:タンクはO&G産業で生じる漏洩メタンの最大の排出源である
- **坑井現場の経済性の向上**:EPAの調査では、VRU設備のIRRは$3/mcf gasで 70%であることが明らかとなった
- **可動式**: 必要性に応じて現場のさまざまな場所に移動できる



VRUの製品例(UNIMAC)

資料:エキスパートインタビュー、UNIMACウェブサイト

LDAR: 漏洩検出・修理(LDAR)技術により、LNG生産者は漏洩排出を管理できる

なぜLDARが重要なのか？

メタン排出は地球温暖化の二番目に大きな原因となっている。2022年に石油・ガス産業から排出されたメタンは約60 Mtである

これらの排出のうち、**約25%を漏洩排出が占めている**

漏洩排出は、バリューチェーン全体で、すなわち**坑井現場、圧縮ステーション、ガスプラントなどにあるパイプや機器から発生する**

LDARシステムでは、漏洩を修理する前に**漏洩排出量を測定し、定量化する**

LDARの実装方法は？

調査する

ドローンや衛星画像による現場調査。根本原因を特定するための地盤調査

定量化する

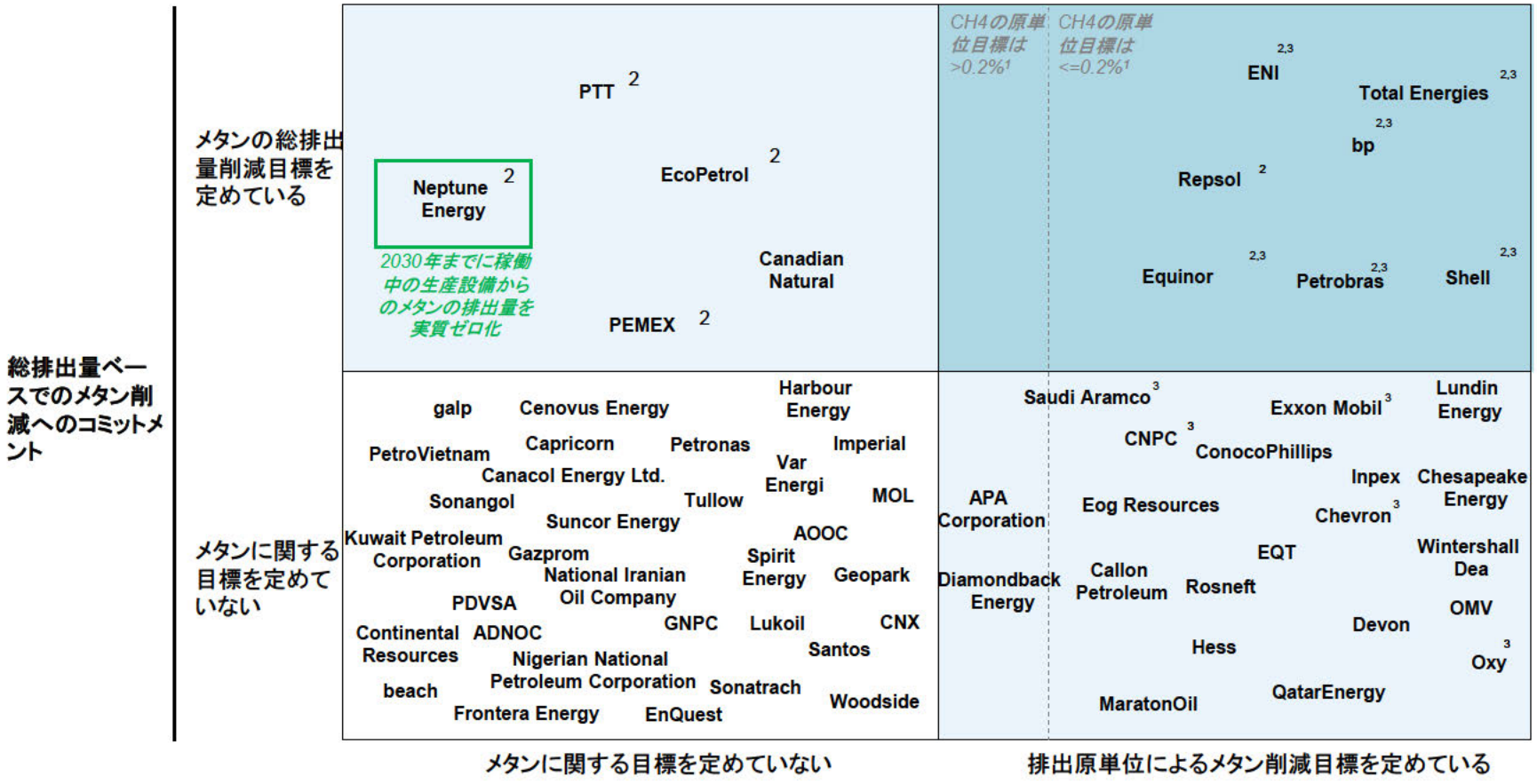
漏洩量と排出量はシステムで記録され、定量化される

修理する

メンテナンスチームに通知される。メンテナンスモデルと漏洩の基準値に応じて修理作業を計画し、実施する

資料:IEA、Carbon Limits、文献検索

多くの石油・ガス企業はメタンの排出削減目標を定めていない



1. 天然ガス生産量全体に占める割合
2. 2025年までに45%のメタン排出量削減を目指す国連OGMPに参加
3. 2025年までにメタン原単位が0.2%を十分下回り、2030年までに実質ゼロ化を目指すOGCIに参加

資 料: 各社公式サイト、各社サステナビリティレポート、記事検索

Key insights

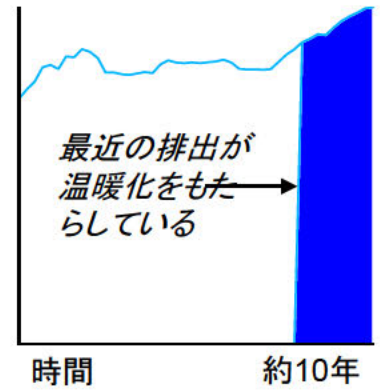
- **多くの石油ガス企業は特定のメタン削減目標を定めていない**(より広義のGHG排出コミットメントがあっても)
- 具体的なメタン目標を設定している企業の大半は、メタン排出原単位が0.2%を「十分下回る」という石油ガス気候イニシアティブ(OGCI)の目標に沿って、**メタン排出原単位を天然ガス総生産量の0.2%以下とすることにコミット**
- 欧州メジャーと一部の統合型プレーヤーは原単位と絶対排出量の両方の削減目標を掲げている
- メジャーや大手の統合型プレーヤーに見られる傾向として、OGCIや国連石油ガスメタンパートナーシップ(2016年から2025年の間にインフラからのメタン排出量を全体で45%削減することを目標とする)など、より進んだメタン目標を設定した気候責任グループに参加している傾向がある

メタンは気候変動に大きな影響を及ぼす: 短期的に温暖化に与える影響という点では、メタンの影響力はCO2よりも84倍大きい

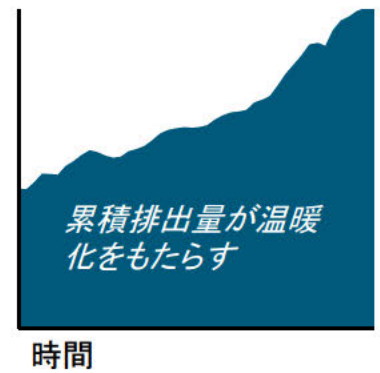
温室効果ガスの地球温暖化への寄与を決定する3つの主な要因

	大気中濃度[2]	熱吸収	大気寿命
メタン (CH4)	**1.9 ppm** 大気中のCH_4濃度は産業革命前と比べると**140%増加した**	**28～84倍** CO2と比較すると、CH4は**1分子当たりのエネルギー吸収量が多く**、20年間で約84倍、100年間で約28倍になる[1]	**約10年** 現在の温暖化は、**近年のCH4排出の結果、生じている。**過去の排出分は、その後 CO2 に分解された
二酸化炭素 (CO2)	**400 ppm** 大気中のCO2濃度はメタンの100倍であり、産業革命前と比べると**50%増加している**	**1倍** CO2は他の殆どの温室効果ガスよりも1分子当たりのエネルギー吸収量が少なく、基準値として用いられることが多い(1倍)	約300年 現在の温暖化は、何世紀にもわたって**累積されたCO2排出**の結果である

地球温暖化に排出が与える影響、
CH4とCO2の年間排出量[3]



これらの要因により、**メタンによる温暖化は排出率の変化に影響されやすく、排出量がゼロに達すると逆転する可能性がある**



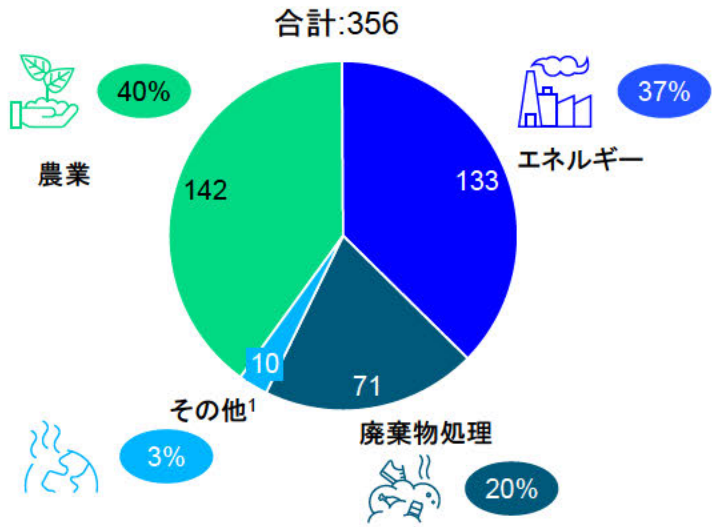
これらの要因により、**二酸化炭素による温暖化は、排出量がゼロに達するまで、積み重なるように持続していく**

1. この範囲は、IPCC AR5報告書で発表されたGWP20(84)とGWP100(28)で表される(気候-炭素フィードバックなし)
2. 大気中濃度は、各ガスに固有のガス発生源 (排出) と吸収源の関数として表す
3. グラフに示した排出量データは、メタン排出量の最長連続データセット (1970～2015年) を公開しているEDGAR v5.0 から入手した

資料:IPCC AR5、NOAA、エキスパートインタビュー

エネルギー部門は世界のメタン排出量の37%を占め、ガス・LNG部門はエネルギー部門全体の排出量の18%を占める

2022年の世界の人為起源メタン排出量; Mt CH_4



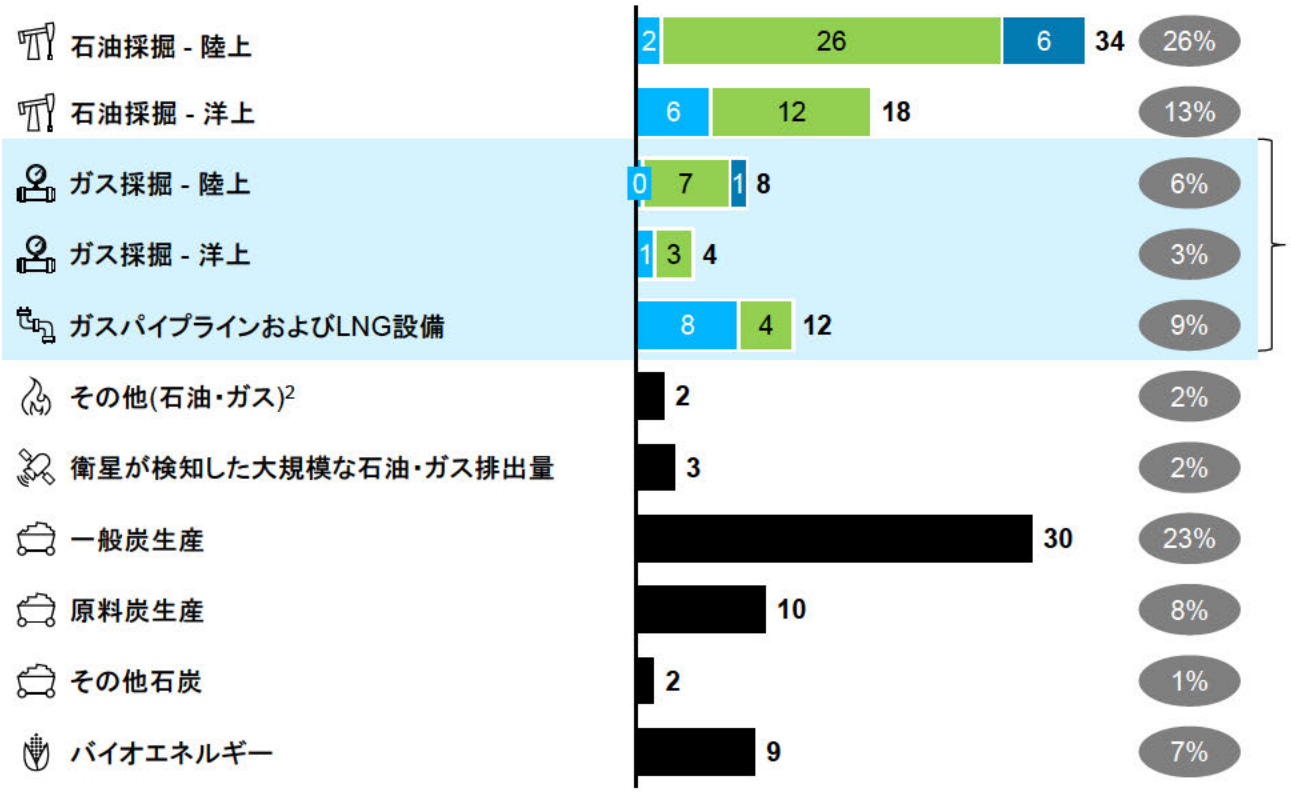
メタン総排出量 = 355.8 $MtCH_4$
Co_2換算 = 9,962 $MtCO_2e$

=

中国の年間GHG排出量または**米国の年間GHG排出量の2倍**に相当

x% 総排出量に占める割合[%]　■ 合計 ■ 漏洩による排出量 ■ 燃焼による排出量 ■ ベントによる排出量 ■ 石油・ガス部門の排出量

エネルギー部門からのメタン排出量の内訳; $MtCH_4$



18% エネルギー部門のメタン排出量に占める割合

1. 山火事、LULUCF分野における排出量、小規模な産業プロセスなど
2. 精製、石油輸送、およびエンドユーザーによる石油・ガスの燃焼によって発生する排出量を含む

資 料:IEA

LNGサプライヤーがメタン削減に優先的に取り組まない理由

メタン削減における3つの主要な課題

A 技術的な課題

メタン排出量を検出、監視することは技術的に困難である

- 漏洩排出は、敷地内の設備や配管などで発生する可能性があるため、通常は**統計的アプローチによって推定(実測値ではない)**
- 近年、様々な**測定技術**(衛星など)が生まれているが、LNGサプライヤーに広げていくためには改良の余地がある

B 算定・報告方法の標準化

メタンに関する報告を行う上で、標準化された枠組みや原則がない

- 枠組みによっては、**メタン排出量の報告を重視する場合と重視しない場合がある**
- 現時点では、**デファクト化が途上である**

C 事業者のインセンティブ

事業者がメタン排出量を削減するためのインセンティブが限られている

- メタン排出量は、費用対効果の高い方法で削減することが可能であるが、**意図的な設備投資が必要となる**
- **新たな政策では、メタンの排出量削減を重視し、**産業界の行動変容を促す

A. 各技術カテゴリーごとに様々なプレーヤーがメタン排出量測定ソリューションを展開している

抜 粋 例

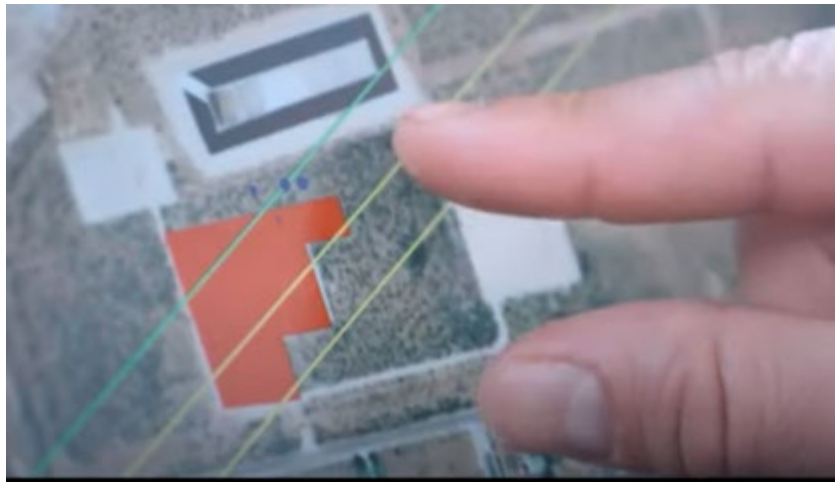
詳細は後述

Technology	技術プロバイダー	活用事例
衛星 • 反射太陽光または熱放射を利用した吸収分光法	**Satelytics, GHGSAT, Spaceknow, Planet, Scepter**	**Shell**、**Chevron**、**Total Energies(2021年)**は、GHGSatのグリントモードを使用し、衛星を利用した海上におけるメタン排出量を測定する研究プロジェクトで提携
タワー • 赤外波長が正確な赤外分光法による大気中メタンの測定	**Longpath Technologies**	**Apache**(2022年)は、パーミアン盆地の60の施設でメタン排出量を監視するため、タワー型レーザーを設置する予定
航空機 • 大気中メタンと風速勾配の垂直測定 • 赤外分光法による測定 • 反射太陽光や熱放射を利用した吸収分光法(LIDARなど)	**Bridger Photonics, Kairos Aerospace, Scientific Aviation, Leak Surveys Inc.**	**ExxonMobil**(2023年)は、航空機センサーを活用し、気象・大気情報と組み合わせて排出量を測定
ドローン • よく混合された風下プルームのメタンとトレーサー濃度の測定	**Sniffer, SeekOps**	**BPX Energy**(2023年)は、毎月最大1,500の坑井でドローンを活用してメタンを測定 **Total Energies**(2022年)は、2025年までにメタン排出量を50%削減するため、ドローンによるメタン検知プログラムを世界規模で開始
風下測定 • 発生源の境界に沿った積算メタン放出量の測定(ppm-mなど)	**Physical Sciences Inc., Picarro, mAIRsure, Project Canary, Rebellion Photonics, Qube**	**Italgas**(2021年)は、イタリア全土に100以上の漏洩検知装置を設置
個別の発生源測定 • 光学式リークイメージング (IRカメラ) • レーザー式リーク検知機器 (RMLD/LIDAR) • ソープバブルスクリーニング • 有機蒸気分析装置(OVA)、有毒蒸気分析装置(TVA) • 音響式リーク検知 • 坑井仕上げにおける低排出技術の導入[1]	**Aeris Technologies, FLIR, Maxion Technologies, Health Consultants, Sensit Technologies**	**EQT**(2017年)はコンプレッサーステーションの30%以上、坑井基地の65%以上で光学式リークイメージングを使用 **Equinor**(2017年)はテキサス州の坑井基地でQuanta3のレーザーベースのメタンセンサーシステムを試験的に導入

1. 遠隔Remote Methane Leak Detector(メタンガス漏洩検知器)の略称、2. Light Detection and Ranging(光検出と測距)の略称
3. 坑井完成後にフレアリングを行わず、坑口からセパレーターへ天然ガスを移送

資 料: National Academy of Sciencesによる人為起源のメタン排出量に関するレポート

事例) ExxonMobile、パーミアン盆地におけるLiDAR™イメージング技術を使用した航空機によるメタン検知でBridger Photonicsと提携



“” テキサス州からニューメキシコ州にかけて存在するパーミアン盆地のような広大で人里離れた鉱区の上空にセンサーを取り付けた飛行機を飛ばすことで、ExxonMobileのメタン専門家は、数百マイルに及ぶ土地のメタン漏出量を把握できる

— Energyfactor (by ExxonMobil) 公式サイト

資 料:ExxonMobil Energyfactor

B.メタン排出量報告では、明確な標準化はなされていない

例示資料　　抜粋例

メタン排出の測定・報告・検証に関するバリューチェーン

目標設定	排出管理	測定	報告	検証	認証
① メタン削減フレームワーク Global Methane Pledge Science based targets Global Methane Initiative	LNG生産者 Shell Chevron Total Energies	② 報告ガイドライン TCFD　Veritas GRI　GMP ③ 計算方法[1] GWP100　GWPなし　GWP*　GWP20 技術提供業者[2] Sniffer　Kairos Aerospace　GHGSAT Rebellion Photonics　Bridger Photonics　SpaceKnow		監査機関 JMA　Apex LRQA　Toitu Lucideon Keramida	④ 認証プログラム Equitable Origin MiQ

1. 地球温暖化の可能性
2. LDAR技術と技術提供業者については、前のセクションで説明している

メタン排出量の報告方法を決定づける4つの主な要素

① **枠組み**は、国、機関、組織が排出量を削減するための明確な目標を設定する上で役立つ

② **ガイドライン**の目的は、リスクや影響の開示を含め、産業界における測定や報告プロトコールの標準化にある

③ **計算手順**では、特定の期間における組織の排出量インベントリに何が含まれ、何が含まれないかを定めている

④ **認証プログラム**は、基準やガイドラインに従って、排出量が正確に報告されていることを証明する

対応すべき課題

標準化された仕様やガイドラインが一貫性に欠ける場合、排出量の報告値と実測値の不一致に繋がる

B1. 企業が連携してメタンに関する課題解決に向けて取り組むことを目的とする様々なコミットメントやフレームワークが打ち出されており、参加企業も増えている

2023年4月現在　　非包括的

グローバルレベルのイニシアティブ　地域レベルのイニシアティブ

イニシアティブ	組織	設立年	排出量のスコープ	参加資格	目標	参加組織数
Global Methane Pledge (GMP)	米国政府とEU欧州委員会が主導	2021	記載なし	国	排出量を2030年までに2020年比で30%以上削減	**150**
Global Methane Challenge (GMI)	Global Methane Initiative	2019	スコープ1,2 & 3	企業	N/A	**37**
Global Methane Alliance (GMA)	Climate & Clean Air Coalition (CCAC)	2019	記載なし	金融機関、NGO、企業	2025年までにメタンを45%削減あるいは0.25%の原単位目標を達成	**5**
Methane Guiding Principles	Methane Guiding Principles	2017	スコープ1,2 & 3	企業・団体	N/A	**41**[1]
Science Based Targets Initiative (SBTI)	国連グローバル・コンパクト、世界資源研究所、世界自然保護基金、CDP	2015	Scope 1 & 2	企業	N/A	**1,199**[2]
Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)	Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)	2014	スコープ1 & 2	企業	2025年までに0.20%の原単位目標を達成または上流部門の炭素強度を20kg CO2e/boeに削減	**12**
The Environmental Partnership	American Petroleum Institute (API)	2017	記載なし	米国企業	N/A	**83**
EPAメタンチャレンジプログラム	The Environmental Protection Agency (EPA)	2016	スコープ1 & 2	米国企業	2025年までにメタン排出量を処理量全体の1%以下に低減	**69**
Our Nation's Energy Future Coalition	ONE Future	2014	スコープ1 & 2	米国企業	2025年までに天然ガスのバリューチェーン全体のメタン排出量を天然ガス生産量の1%以下に低減	**53**

1. 参加団体は、加盟団体または支援団体に分類される
2. 石油・ガス部門の企業の参加数

資 料: Highwood Emissions Voluntary Emissions Reduction Initiativesレポート、各イニシアティブ公式サイト

B2. 排出量の測定、調整、監査に関するガイドラインが整備され、参加企業も増えている

2023年4月現在　　非包括的

グローバルレベルのイニシアティブ　地域レベルのイニシアティブ

ガイドライン	組織	設立年	排出量のスコープ	カバレッジ	参加組織数
Sector Standards for Oil and Gas	Global Reporting Initiative (GRI)	2023 (O&G); 1997	スコープ1 & 2	衛星データの活用によりメタン排出の**観測データと報告データを比較し、開示**	**10,000+[1]**
Methane Measurement Methodology Project	International Energy Forum, Kayros	2021	スコープ1,2 & 3	**事業オペレーションとその排出によるマテリアリティなどのESG影響を報告**	**72**
Veritas	GTI Energy Methane Initiative	2021	Scope 1	**排出量の算定と評価を第三者監査の前に自身で実施するためのプロトコル**	TBD
Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0)	United Nations Environment Program (UNEP) & the Climate & Clean Air Coalition (CCAC)	2020	Scope 1	**報告および緩和のためのガイドライン**: ・衛星データの共有による排出報告の透明性向上 ・算定方法の研究 ・国レベルでの評価　等	**95**
Task Force for Climate-related Financial Disclosure (TCFD)	The Financial Stability Board (FSB)	2015	スコープ1,2 & 3	事業に対する**気候リスクによる物理的・財務的な影響**を報告	**1,500+[2]**
O&G Net Zero Standard	Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC)	2012	N/A	**ネットゼロ目標に向けた設備投資費用と生産計画の整合性を報告**	**370+**

1. 参加組織は石油・ガス部門の企業に限定されない
2. 参加組織は石油・ガス部門の企業に限定されない

資 料:Highwood Emissions Voluntary Emissions Reduction Initiatives report、各社公式サイト

C. 多様なレベルの様々な政策がメタンの排出削減のインセンティブとなっている

x 詳細後述

インセンティブ	概要
1 国家レベルの政策	国家レベルの政策に含まれている可能性のある要素 • 明確なメタン排出削減目標 • メタン排出削減に関する国家戦略 • 報告基準、設備と生産工程に関する制約、およびメタン排出に関する罰則に関わる法規制 **グローバル・メタン・プレッジに参加している150カ国のメタン政策はそれぞれ異なる**
2 業界・企業のコミットメント	メタン削減のための業界ごとのコミットメントや社内の取り組み(すべての運用資産でのフレアリングの停止など)といった**民間主導のイニシアティブ**
3 ガスの認証	ガス製品は、**指定された環境に関するベストプラクティスを取り入れて生産されたものか**を第三者機関が評価し、認証

資 料: エキスパートインタビュー

天然ガスのエキスパートの声

“ **政策とインセンティブは、企業に即時に行動を起こすことを促す市場シグナルとして機能する。**政策には強制力がある場合もない場合もあるが、政府が後押しすることで企業がメタン削減対策を講じる動機づけとなる

“ **企業の行動は直接的なメタンの排出削減につながり、**最も大きなインパクトを生み出す可能性がある。しかし、**成果をあげているのはメタン削減目標を掲げている企業のみである。まだ多くの企業がメタンの排出削減目標を設定しておらず、背景としては削減行動を促進し得るインセンティブが不足していることが考えられる**

“ **州や地域のマンデートは、脱炭素化に向けて生産者へのプレッシャーを強める。**しかし、メタン削減政策が連邦レベルの規制よりも緩やかなものである場合、矛盾が生じ、排出削減の効果が弱まる恐れがある

C3.メタンの排出削減目標を掲げている米国のO&G上流部門の企業は目標達成に向けて意欲的に取り組みを進めている

2023年4月　　非包括的

企業	メタン目標	フレア目標	CH4排出量のベースライン[1]; Mt CO_2e		2021年のCH4排出量, MtCO_2e	# 排出量の変化(%)	その他の成果
Exxon Mobil	2030年までにメタン排出量を70%～80%絶対値で削減(2016年を基準として)	フレア原単位を60～70%削減。2030年までに定常的なフレアリングを撤廃	**2016**	0.30	0.16	**-47%**	2021年度末時点でスコープ1と2の排出原単位を9%、絶対排出量を13%削減
Chevron	ガス販売量の0.18%に相当する、2.0kgCO2e/boeの原単位目標を設定	2028年までにフレア原単位を3.0kgCO2e/boeとし、2030年までに定常的なフレアリングを撤廃	**2017**	3.00	2.10	**-30%**	2016年以降、フレア原単位を66%削減。2022年にProject Canaryと1年間のパイロットを開始
Chesapeake Energy	スコープ1および2のメタン排出原単位を2025年までに0.02%に削減	2025年までに企業全体で定期的なガス田のフレアリングを撤廃	**2020**	0.91	0.74	**-19%**	GHG排出原単位を9.1%(2017年)から4.5%(2021年)に、メタン排出原単位を0.19%(2017年)から0.07%(2021年)に削減
Oxy	メタン排出原単位を2025年までにガス販売量の0.25%未満に	2030年までに定常的なフレアリングを撤廃	**2019**	2.73	1.91	**-30%**	米国の事業について日常的なフレアリングを根絶
Equinor	上流と中流の排出原単位を低く維持することを目指す(現在約0.02%)	2030年までに定常的なフレアリングとベントをゼロにする	**2016**	0.61	0.36	**-40%**	2020-21年に上流部門のCO2排出原単位を8kgから7kg CO 2e/boeに削減。メタン排出原単位を0.02%で安定的に維持し、上流部門のフレア原単位を2020年の0.17%から0.09%に削減
Apache	メタン損失は2025年までに総生産量の1%未満とする(メタン排出原単位0.37%未満を2019年に達成)	2021年までに米国の陸上での定常的フレアリングを廃止し、全体のフレア量をガス生産量の<1%に	**2017**	1.76	1.13	**-36%**	2019年以降、スコープ1排出量を18%(1.3 MtCO_2e)削減。2017年以降、フレアリングを27%削減(540k tCO_2e)
Devon	2030年までにメタン排出原単位を65%削減	2025年までにフレア原単位を0.5%未満に削減。2030年までに定常的なフレアリングを撤廃	**2019**	0.99	0.45	**-55%**	2021年に2020年比でスコープ1およびスコープ2の拠点ベースのGHG排出原単位を19%、メタン排出原単位を16%削減
Southwestern Energy	2022年にメタン排出原単位を10%削減(現在は0.055%)	2025年までにフレア原単位を0.5%未満に削減。2030年までに定常的なフレアリングを撤廃	**2019**	0.22	0.48	**+113%[2]**	2022年3月時点でアパラチアのすべての既存非在来型坑井についてRSG認証を取得

注記:ExxonMobil、Chevron、Oxyについては、上流部門のみについて算出。1.基準年は企業によって異なる(左記)2.SWNの場合、2019年から2021年にかけてのメタン排出量の増加は、同社の2022年サステナビリティレポートのP28に示されているように、メタン漏洩・損失率がレガシー資産を上回る資産を取得したことに起因する、3.Apache以外の企業については2022年以降、Apacheについては2021年以降のデータとなっている

資 料:各社の2022年のサステナビリティレポート。GHG排出量のベースラインについてはGHGの直接排出量またはスコープ1のGHG直接排出量を使用

要 旨: GHG・メタンの排出量削減に関する主なボトルネック

主なボトルネック

ほとんどの排出削減対策については、生産者に追加的な負担が発生する

- **GHGの排出削減対策には**、プロセス熱やモーターの電化、貯蔵を伴うオンサイトの太陽/風力発電などの設置に**追加コストが必要となる可能性がある**

メタンの排出削減には、技術的・商業的課題が存在する

- **メタンの排出削減対策は、費用対効果を更に高める余地がある**(計器空気システム、貯蔵タンクのVRUなど)
- LNG生産者の多くは、以下の**3つの主要な課題**から明確なメタン排出削減目標を設定していない
  - メタンの排出源が多岐にわたり、メタンの排出量をリアルタイムに正確に検知・監視することが**技術的に困難**
  - 標準化された**報告フレームワーク**が少ない
  - 生産者が排出量を最小限に抑えるための**インセンティブ**が限られている

総括：LNGビジネスのボトルネックと考えらえる対応措置(1/2)

中長期的なLNGの安定供給に関わる課題

融資

1. **投融資先の排出量（ファイナンス・エミッション）固定化の懸念:** 様々な金融機関が2050年までに排出量ネットゼロのコミットメントを表明し、脱炭素化に向けたパスウェイを公表するなか、LNGプロジェクトへの投融資は、長期的に排出量の高止まりを招き得るため、LNGへの投資が難局に直面する可能性がある
2. **金融機関のLNGへの融資に対する政策的位置づけの不明確さ:** 移行燃料のガス/LNGの役割はグローバルレベルで定義されておらず、国・地域によって銀行のガス/LNGに対する投融資アプローチが異なる

供給

1. **市場流動性の欠如:**LNG市場は、その他のコモディティ市場に比べて流動性が低いため、キャッシュフローの確保やリスクの低減の観点から、長期契約で引き取りをコミットするアプローチが採られることが多い。よって、流動性のあるLNG市場を実現することで、長期的なコミットメントの必要性を低減できる可能性がある。LNG市場の流動性が増すにしたがい、取引の最適化と供給の安定確保が進む
2. **LNGプロジェクトのコスト増加:** 世界全体で、ここ20年間でLNGプロジェクトのコストは増加している。米国については、他の地域に比べてコスト超過が発生するケースは少ないものの、米国以外のLNGプロジェクトの多くはコスト超過に陥っている。原材料費や人件費の高騰等により、米国を含めどの国においてもプロジェクトコストの増加が大きな課題となっている。
3. **米国のパイプライン輸送能力の制約がLNGプロジェクトに影響を与える可能性:** パイプラインプロジェクトが遅延あるいは中止となった場合、シェールガスの主な供給源であるアパラチアからメキシコ湾沿岸にかけてのパイプライン輸送能力に影響が生じ、2020年代後半にLNG液化基地へのガス供給量が限定される可能性がある

エネルギーの安定供給

1. **長期保存が難しいLNG固有の特性およびガス・LNGに合わせた「在庫量」の確保:**LNGは蒸発損失の関係で長期保存に向かないため、短期的な需要変動に対応することが難しい。LNG固有の特性を考慮してLNG在庫を確保する必要がある
2. **供給拠点の集中度の高まりに伴う調達先の多様化:** シェールガスのコスト競争力の高まりや従来のガスへの投資減少により、今後1～3年間で見込まれるFID(最終投資決定)の70%以上が米国のプロジェクトになる可能性がある。現在、主要LNG輸入国は、調達先の多様化を進めており、複数の大陸にまたがる約10カ国からLNGを調達している。従来のLNGプロジェクトへの投資を継続することで、調達先の多様性を確保できる

総括：LNGビジネスのボトルネックと考えらえる対応措置(2/2)

中長期的なLNGの安定供給に関わる課題

需要

1. **将来的な需要の不確実性・脱炭素シナリオ間の差異**:2050年にかけてのLNG需要の見通しはシナリオによって大きく異なり、投資判断が難しい
2. **コスト感度の高い新興国への需要中心地のシフト**:LNGの需要中心地は欧州、日本、韓国、台湾から東南アジアや南アジアといった新興国へと移る
   - 東南アジアや南アジアでは、再ガス化基地への追加投資が必要となる。
   - 南アジアでは、長期契約よりもスポット契約が好まれる傾向がある。この背景には、消費者のコストに対する感度が高く、長期契約による価格の固定化を避けたい意向がある
3. **希望する契約期間の不一致**:LNG事業では、安定したキャッシュフローを確保するために長期契約が必要とされてきたが、買い手側では脱炭素化を背景に短期契約のニーズが高まっている
4. **FSRUソリューションを含む輸入・再ガス化基地の開発**: 南アジアや東南アジアでは、今後10年間でLNG再ガス化能力が追加で必要となる可能性があるが、基地の建設が遅延あるいは中止になるリスクがある。ただし、FSRUによってリスクを低減できる可能性があり、最近欧州で短期でチャーター契約されたFSRUは、移転した場合、アジアの追加キャパシティ需要の約半分に対応できる可能性がある

脱炭素化

1. **技術的課題**: バリューチェーン全体の特性上、メタン漏れが発生するため、高い精度でタイムリーに排出量を検出・監視することは技術的に困難である
2. **メタン回収のインセンティブおよび枠組みの不足**:G7声明を踏まえ、Abated gasの重要性が増す見込みだが、生産者にメタン回収技術の導入を促すインセンティブが少なく、様々なガイドライン・算定方法が存在し統一された枠組みがない
3. **LNGから水素・アンモニアへの移行**: ガスはブルー水素・アンモニアの原料となり、水素・アンモニアへの移行を可能とする一方、転換には長期的なロードマップが不可欠である

要旨:
クリーン水素の需要とブルー水素および派生品(アンモニアなど)の役割

	概要
水素需要	エネルギー移行のペースによるところが大きいが、**世界の水素需要は、**中国、欧州、北米が牽引し、**2030年の約100mptaから2050年には5倍の500mpta超に増加する可能性がある** **必ずしも需要量が大きな地域が水素製造に適した場所とは限らない。**例えば、人口密度の高い欧州や日本、韓国、台湾では、利用できる土地が少ないことから国内で水素を製造する選択肢が限られる。グリーン水素やブルー水素の製造に適した場所は水素需要が少ない地域といえるかもしれない
主なトレードフロー	水素と派生製品のトレードフローは、2030年代に始まり、2040年代に拡大し、**2050年にはLNGのトレードフローの80%に相当する約460mtpa[1]に達する見込み** **LNGと同様に**、北米、オーストラリア、アフリカ、中東が水素の輸出国になる可能性がある一方、欧州、中国、日本、韓国、台湾は水素の輸入国になる可能性がある
ブルー水素の役割と潜在的ボトルネック	ブルー水素は**グレー水素から移行する手段**として利用され、**グリーン水素と共存**することになり、2030年にかけて急成長を遂げ、**2050年まで生産量は約100mptaに達する見込み** • 北米と中東では、ブルー水素はグリーン水素と同等の競争力を持つと予想されている ブルー水素については、長期オフテイク契約の確保、メガプロジェクトの資金調達、環境規制への対応など、**LNG業界と同じようなハードル**が存在する • インフラの新設や既存のガスインフラの改修が必要 • 炭素貯留(CCUS)に適した地層の可用性やCCUSの機能拡充もブルー水素のスケーラビリティに影響を及ぼす

ガス/LNGは、短期的には電力系統の需給バランスを調整するためのよりクリーンで、柔軟性あるソリューションとして、水素やアンモニアへの移行において重要な役割を担っている。水素/アンモニアへの移行を実現するためには、インフラの移行ロードマップを明確に定め、ガス/LNG資産の座礁化を防ぐ必要がある

1. LNG換算値

資 料: McKinsey Global Hydrogen Flow Model、McKinsey Energy Insights Global Energy Perspective 2022

シナリオによっては水素需要が2050年までに4～6倍に増加する可能性がある

2030年までの成長はどのシナリオでも同様で、成長率の主な違いは2030年から2050年に生じる

シナリオの説明

Fading Momentum
道路輸送におけるFCEVの普及の遅れと、航空機における代替燃料の普及の遅れにより水素の需要が低下

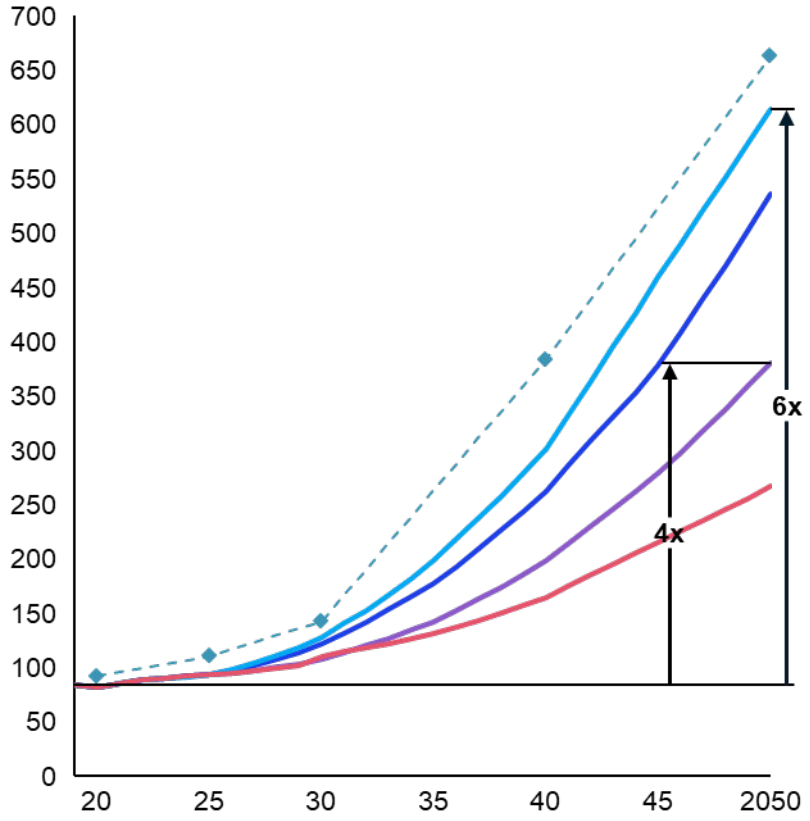
Current Trajectory
現在の再生可能エネルギーと電解槽のコスト低下は同じ軌道上で継続するが、現在実施されている政策では野望を実現するには依然として不十分

Further Acceleration
財政的および技術的な制約は残るが、各国固有のコミットメントによって、移行はさらに加速

Achieved Commitments
意図的な政策を通じて主要国がネットゼロのコミットメントを達成し、フォロワーはより緩やかなペースで移行

Hydrogen for Net-Zero
パリ協定通りに2050年にネットゼロに到達する経路における水素の役割を示した水素カウンシルの野心的かつ現実的な視点

シナリオ毎のグローバル水素需要見通し, mt



- **Current TrajectoryとFurther Accelerationシナリオの間のギャップの拡大は合成燃料の普及率と新たな産業用途によるもの**
- この水素の普及の増加は主に鉄鋼、道路輸送、建築部門で予想される
- 海運および航空分野では合成燃料における水素の需要も増加すると予想される

資 料:McKinsey Energy Insights Global Energy Perspective 2022

水素とアンモニアは従来の用途の他に、新たな用途での活用が見込まれる

従来の用途　　新たな用途

水素の用途

セクター	サブセクター	水素の用途			
発電		発電(季節間蓄熱)	発電(水素混合)		
輸送		乗用車	長距離バス	長距離大型トラック	その他陸上輸送
		空気	海上輸送	鉄道	
産業	産業エネルギー	低温 <100° C	中温	高温 >400° C	
	新たな水素供給材料	鉄鋼業界			
	既存の産業用原料[1]	アンモニア	精製所	その他	
建物	ビルの暖房・電源	暖房	ローカル発電		

アンモニアの用途

肥料
肥料用途におけるグレーアンモニアの代替

工業製品
工業用途におけるグレーアンモニアの置き換え

船舶
船舶燃料由としてのアンモニアの活用

電力
一部の地域では火力発電所でアンモニアを混焼

水素エネルギーキャリア
アンモニアを使用して水素を輸送し、様々な用途で活用

これらのセクターは成長ポテンシャルが高いものの、脱炭素化に向けた代替手段がほとんどない

1. 既存の産業用原料を置換(例: 電気分解による水素製造→SMRによるメタンからの水素精製)

資 料: 水素協議会

電力分野における水素混焼は積極的に開発が進められており、最大30%混焼の商業利用も視野に入っている

水素のユースケース例

2023年4月現在　　網羅的でない

Equinor

H2H[1] Saltendプロジェクトは2026年までに30%の水素混焼を目指す

- Equinorは2026年にSaltend Chemicals Parkの発電所で**30%の水素とガスの混焼**を開始する予定
- このプロジェクトには**将来的には二酸化炭素回収技術も含まれる予定**

JERA

JERAは2025年までに最大30%の水素混焼実証を目指す

- 2021年、JERAは日本のガス火力発電所で**低炭素水素の利用を実証するプロジェクトを開始**[2]
- JERAは2025年までに**30%の水素混焼実証**を目指す

Snowy Hydro

Snowy Hydro Hunter発電所で約15%の水素混焼を計画

- 2021年、Snowy HydroはMHI製の**M701Fガスタービン**2基を発注
- **M701Fタービンは現在の技術で30%の水素混焼が可能**で、2023年にハンター発電所で運転開始予定
- **Snowy Hydroは将来的に15%の水素混焼を目指す**

1. Hydrogen-to-Humber
2. JERAは2021年に米国クリケットバレー・エネルギーセンターで5%水素混焼実証プロジェクトにも参入

資 料: https://www.equinor.com/energy/h2h-saltend, https://www.jera.co.jp/news/information/20210826_748, https://www.denkishimbun.com/sp/136780, https://www.snowyhydro.com.au/hunter-power-project/, https://mhiaa.com.au/mitsubishi-power-receives-order-of-two-gas-turbines-for-the-hunter-power-project-in-australia/

電力会社はアンモニア混焼の開発も進めており、典型的には約20%の混焼率を初期目標としている

アンモニアのユースケース例

2023年4月現在　　網羅的でない

JERA

2023年に碧南発電所で20%のアンモニア混焼を計画

- 2021年、JERAが**碧南火力発電所でアンモニア混焼プロジェクトを開始**
- このプロジェクトでは**2023年度に20%のアンモニア混焼**を実証する予定
- JERAは混焼率を**2030年代に50%、2040年代には100%**まで高めることを目指す

EGCO

EGCO、140万kWの石炭火力発電所で約20%のアンモニア混焼を検討

- 2023年、タイの電力大手EGCOは**自社の1.4GWBLCP石炭火力発電所におけるアンモニア混焼**の実現可能性調査を開始
- このプロジェクトは最大**20%のアンモニア混焼**を達成することを目指す

Adani Power

Adani Powerは20～100%アンモニア燃焼の実現可能性を評価

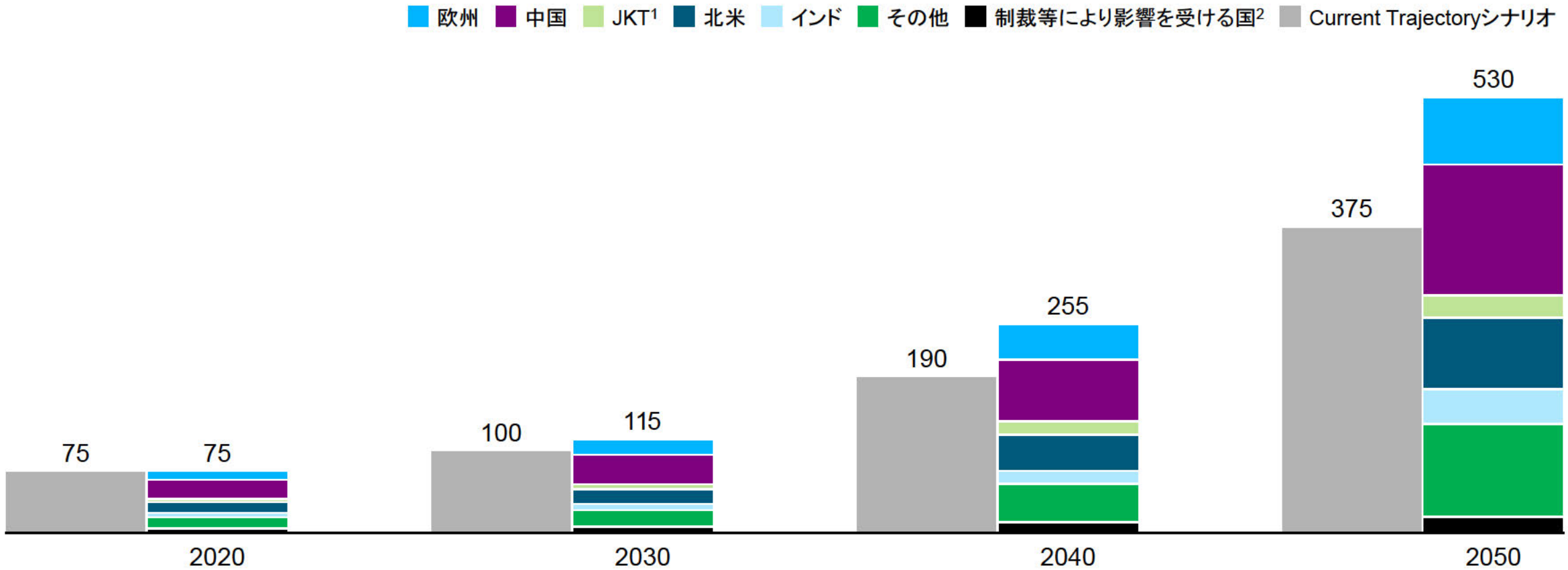
- 2022年Adani PowerはIHIおよびパートナーとMOUを締結し、**アンモニア混焼率20%を達成するためのプラント改造の実現可能性を検討**
- 本プロジェクトはその後、**ムンドラ石炭火力発電所で最大100%の専燃まで混焼率の拡大**を目指す

資 料: https://www.jera.co.jp/news/information/20210524_677, https://www.egco.com/en/news-update/2023/mou-jera-asia, https://www.adanipower.com/newsroom/media-releases/adani-power-sustainable-power-generation

水素の需要量は、中国、欧州、北米における需要の増加により、2030年の約100 Mtpaから5倍ほど増加し、2050年には500 Mtpaを超える可能性がある

FURTHER ACCELERATIONシナリオ

地域別の水素および派生品(アンモニア、メタノールなど)の需要量; Mtpa H2



2. 日本、韓国、台湾
1. イラン、ロシア

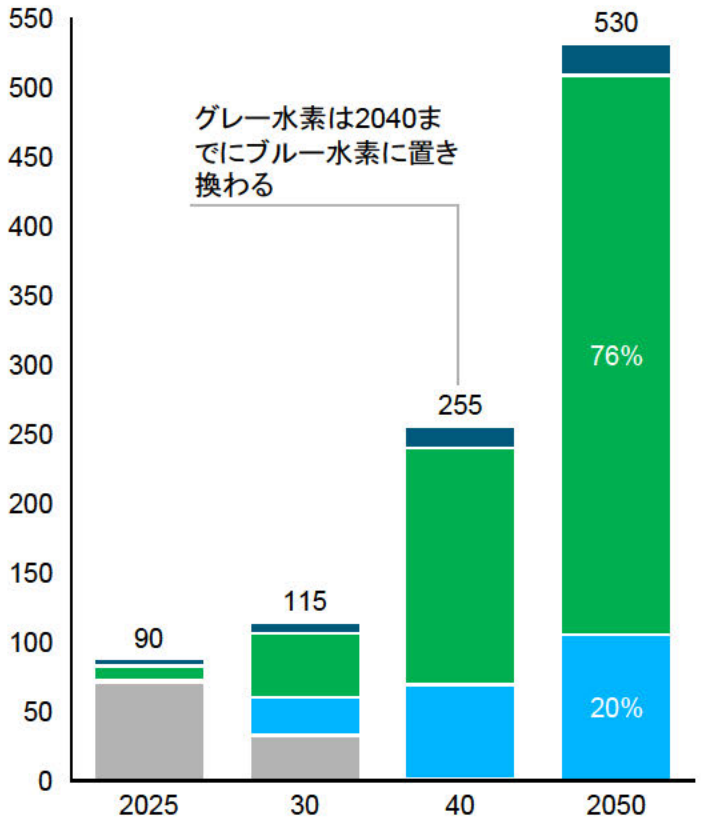
資 料:Gas Intelligence Model by McKinsey Energy Insights、McKinsey Global Hydrogen Flow Model

2050年にはグリーン水素が80%、ブルー水素が20%を占め、北米と中東では、低廉な天然ガスが豊富にあるため、ブルー水素はグリーン水素と同等の競争力をもつ

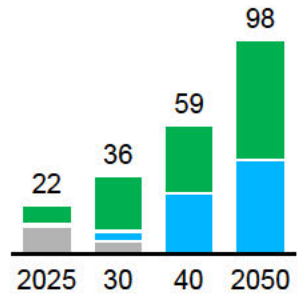
FURTHER ACCELERATIONシナリオ

グレー水素　ブルー水素[1]　グリーン水素　制裁等により影響を受ける生産量[2]

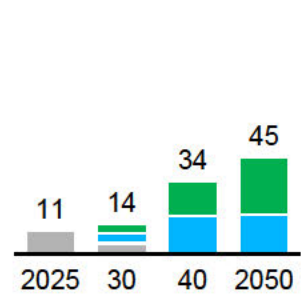
世界の生産量に占める割合; Mtpa H2



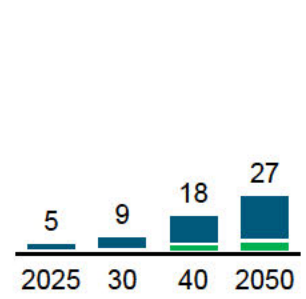
北米



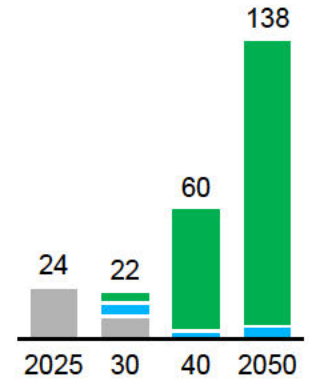
欧州



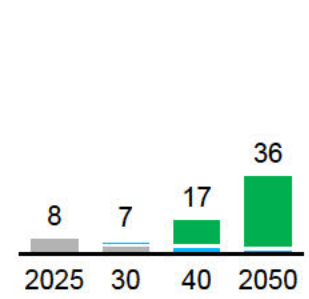
CIS



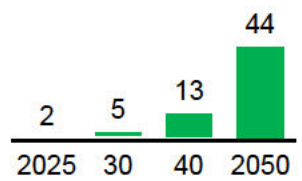
中国



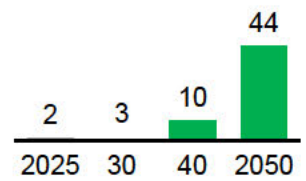
その他アジア



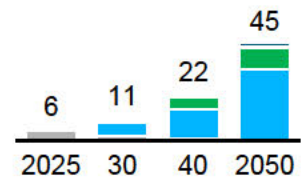
中南米



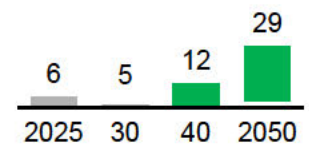
アフリカ



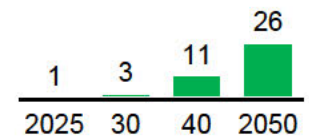
中東



インド



オーストラリア



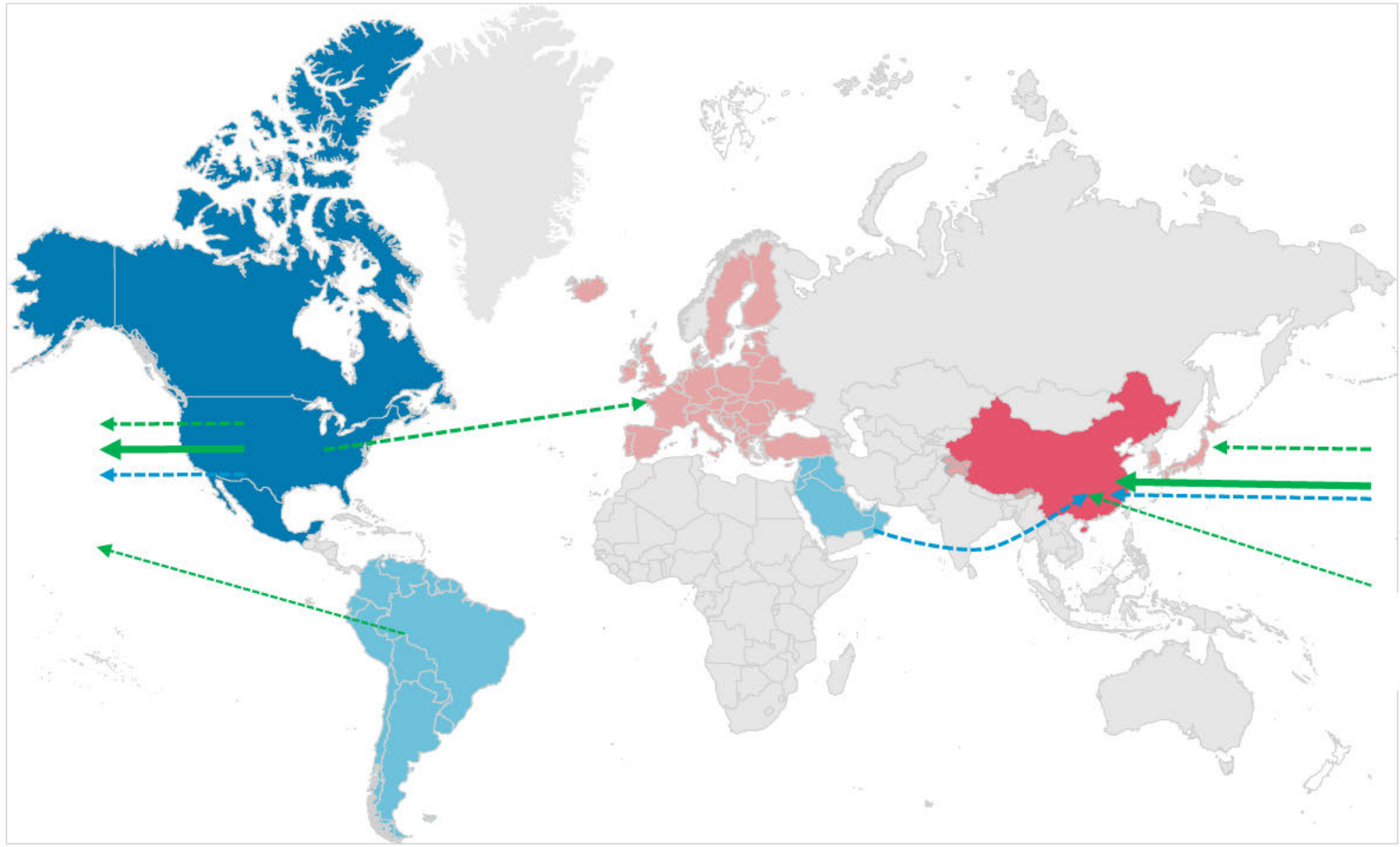
1. 自動熱分解(ATR:Autothermal reforming)および蒸気メタン改質(SMR:Steam methane reforming)を含む
2. ロシア、イランなどの経済制裁等による影響が見込まれる国

資 料: McKinsey Global Hydrogen Flow Model

2030年までに南北アメリカと中東から日本、中国、欧州向けの初期の水素貿易ルートが確立される可能性がある

FURTHER ACCELERATIONシナリオ　　例 示

水素および派生品の主な貿易フロー[1]; mt H_2 (2030年)



消費量が生産量を上回る地域

どちらでもない

生産量が消費量を上回る地域

トレードフロー; Mtpa H_2

10-15

5-10

1-5

グリーン水素

ブルー水素

x 純輸入

x 純輸出

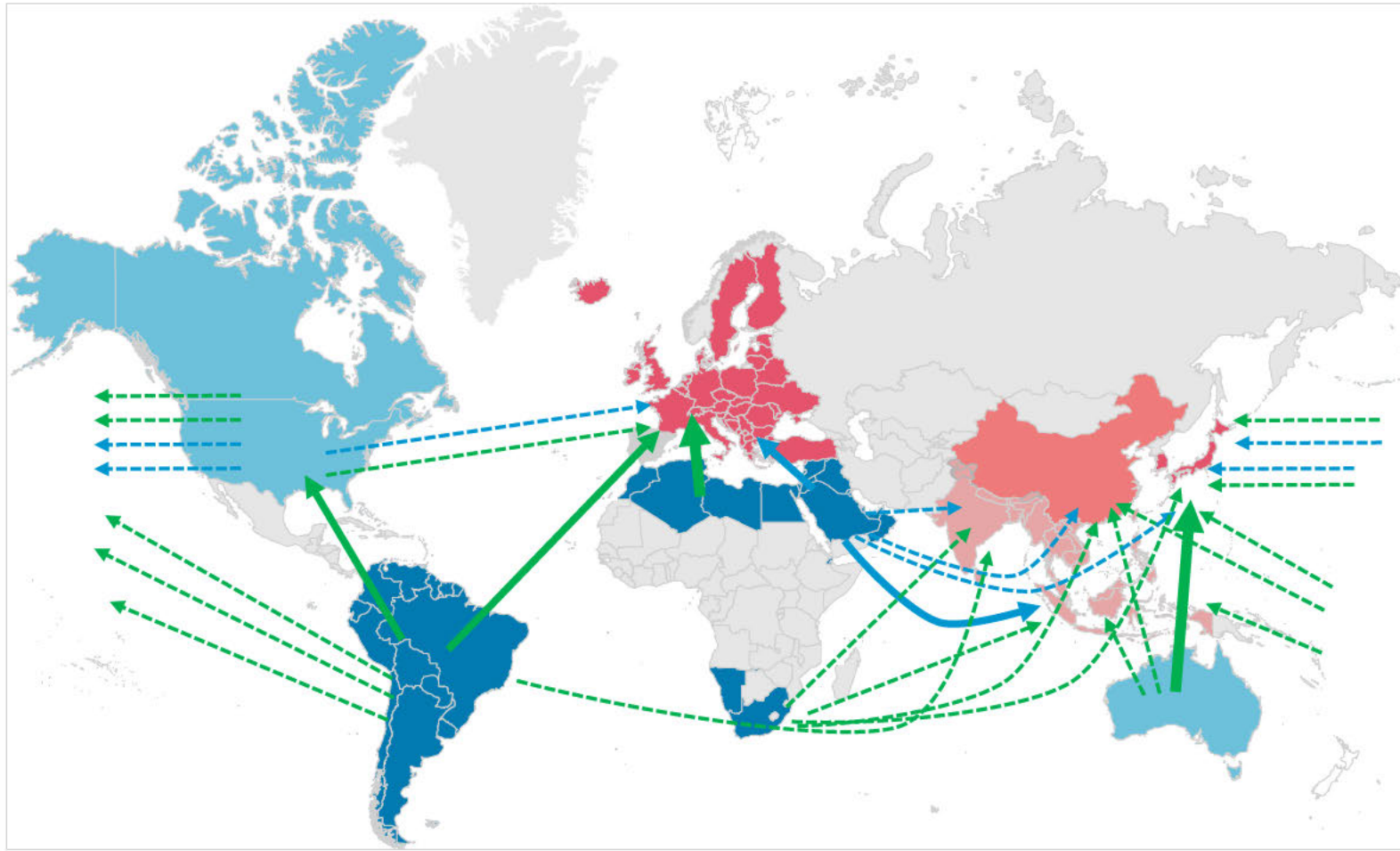
1.　イラン、ロシアなど経済制裁対象国を除く

資 料:McKinsey Global Hydrogen Flow Model

2050年までに幅広くかつ深い貿易ネットワークによって世界各地が結ばれる見込み

FURTHER ACCELERATIONシナリオ　　例 示

水素および派生品の主な貿易フロー[1]; mt H_2 (2050年)



消費量が生産量を上回る地域

どちらでもない

生産量が消費量を上回る地域

トレードフロー; Mtpa H_2

10-15

5-10

1-5

グリーン水素

ブルー水素

x 純輸入

x 純輸出

1. イラン、ロシアなど経済制裁対象国を除く

資 料:McKinsey Global Hydrogen Flow Model

ブルー水素/アンモニア活用のスケールアップには5つの主要な課題を克服する必要がある

ブルーH2プロジェクトへの融資とボリューム契約

- オフテイクとキャッシュフローの不確実性を管理
- 長期供給を確保するための契約メカニズムを促進
- ブルーH2の契約に用いる指数はガス/LNGに連動させられる可能性が高い
- プロジェクトを初期開発からFIDまで推進

サプライチェーンの制約を克服

- 迅速な製造の自動化とスケールアップを実行して、CCS技術のコストを削減
- 性能、コスト、製造を考慮して設計を最適化
- 価格の変動と原材料や部品の不足を管理
- 水素人材へのアクセス(エンジニアなど)

ブルーH2経済における規制対応

- 現在および予想される標準や証明書を理解
- 許可までの長いスケジュール(例：CO2貯蔵)
- CCUSの規制枠組み
- メタンとCO2の漏出を軽減し、環境への影響を最小限に抑制
- ガスがH2に移行するための明確な経路を設定

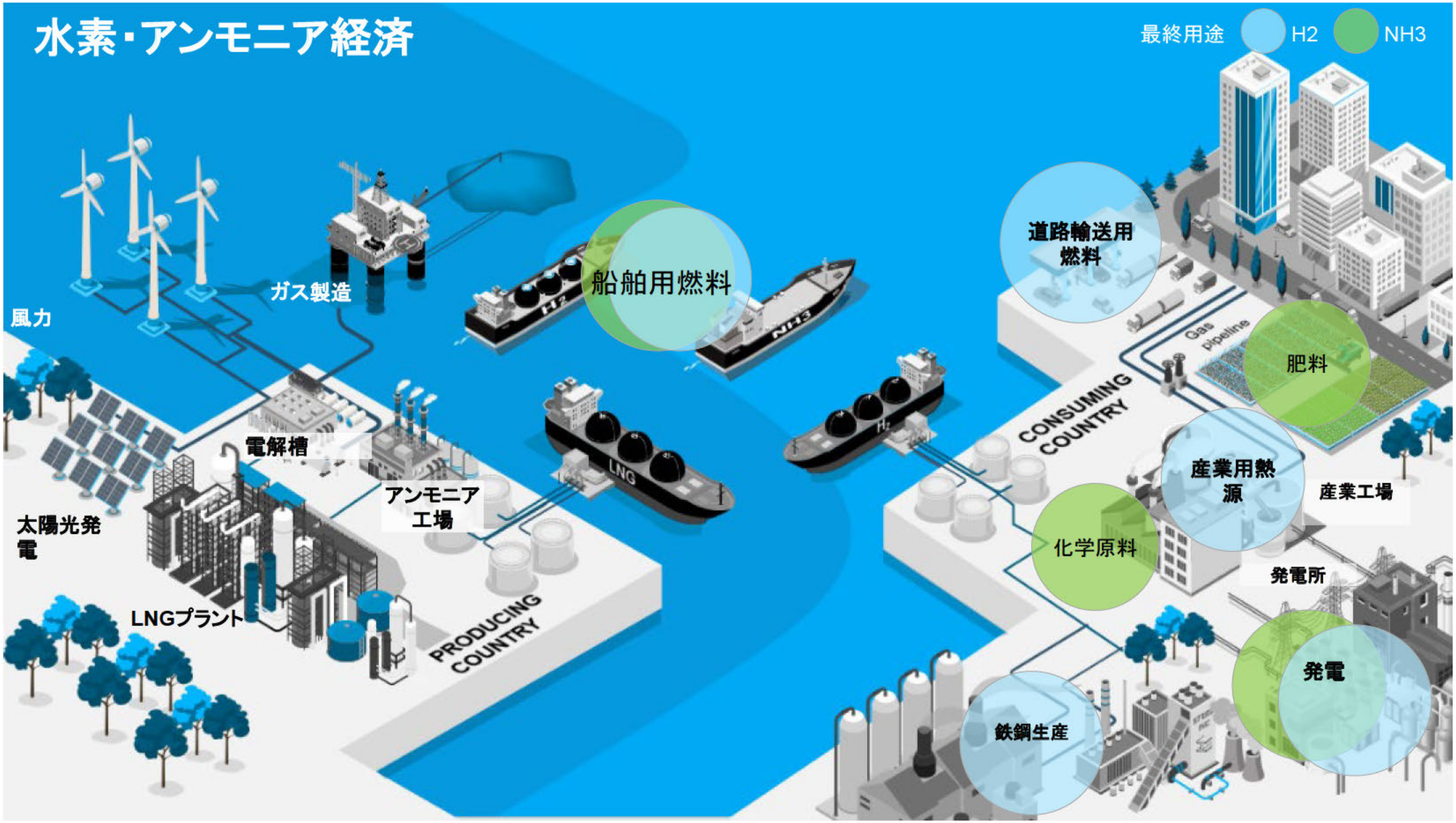
需要と供給をつなぐインフラの構築

- H2エコシステムのインフラ構築または改修の計画を作成(例：LNGの港湾インフラ、貯蔵、パイプライン)
- 炭素貯蔵に適した地層の利用可能性を特定

メガプロジェクトのリスク回避と最適化

- 必要なパートナーシップと契約を構築(オフテイカー、中流オペレーターなど)
- プロジェクトのデリバリーと実行リスクを管理
- プロジェクトを最適に設計し、パフォーマンスを確保しながら支出とリスクを最小限に抑制

水素とアンモニアは、バリューチェーン全体で活用でき、様々な産業の持続可能性の向上に寄与する



水素とアンモニアへの転用によってLNGアセットが長期的に座礁資産化することを回避できる可能性がある

網羅的でない

既存のLNGアセットを水素・アンモニア用に転換する可能性

港湾インフラ

- **港湾バース**:社会インフラは水素・アンモニア船にも利用可能
- **積載アーム**:既存の積載施設はH2/NH3のさまざまな温度、腐食、密度要件に合わせて改造することで活用可能

貯蔵タンク

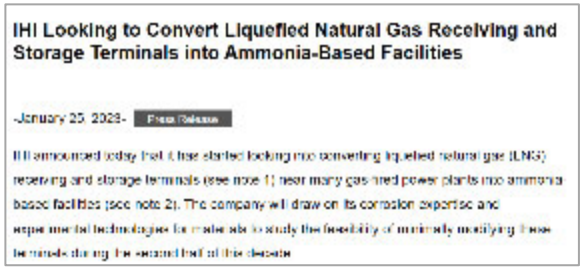
- **タンク**:LNGタンクは主に腐食と密度の要件に合わせて改造することでアンモニアに転用できる可能性
- **アクセサリー**:接続されたパイプと機器が新たな技術要件に適合するかを分析する必要性

ケーパビリティと顧客関係

- **ケーパビリティ**:転換にはLNGと同様の技術的/商業的能力(低温液体の設計、大規模プロジェクト管理)が必要になる可能性
- **顧客関係**:LNG購入企業の多くは水素とアンモニアの購入者(電力会社など)である可能性

リードプレーヤーはLNGインフラをアンモニア用に転換する技術開発に取り組んでいる

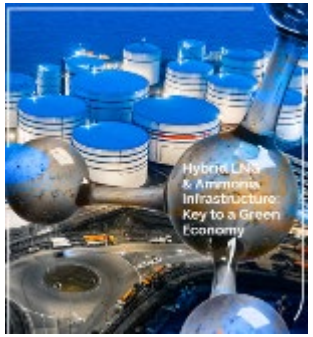
IHI


IHI Looking to Convert Liquefied Natural Gas Receiving and Storage Terminals into Ammonia-Based Facilities

January 25, 2023 Press Release

IHI announced today that it has started looking into converting liquefied natural gas (LNG) receiving and storage terminals (see note 1) near many gas-fired power plants into ammonia based facilities (see note 2). The company will draw on its corrosion expertise and experimental technologies for materials to study the feasibility of minimally modifying these terminals during the second half of the decade.

Black & Veatch



資 料:エキスパートインタビュー、IHIおよびBlack&VeatchのWebサイト