

IEEJアウトルック 2024

LNG・天然ガスの役割発揮に向けて

2023年10月20日
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット
上級スペシャリスト 橋本 裕

本報告要点

✓ LNG・天然ガス安定供給に必要な新規投資

- ・ 天然ガス生産部門の必要累積投資額 (2022-2050年)
レファレンスシナリオ(REF): 9.8兆ドル、技術進展シナリオ(ATS): 7.0兆ドル
- ・ REFで 1800万トン/年、ATSで 800万トン/年程度のLNG生産設備の追加が必要となる
- ・ 既建設決定分の実現にも不確実性があり、実現しない・遅延などの可能性にも留意すべき

✓ LNG生産プロジェクトのコスト傾向、日本向けLNG調達の課題

- ・ 供給チェーン支障・ロシア戦争・インフレに伴い、建設遅延や全体としてのコスト上昇
- ・ 同時に、小・中規模液化設備の技術革新、モジュラー方式によるコスト削減努力も顕在化
- ・ 日本の2030年代以降の必要LNG調達の確保に向けて、内外企業間の共同購入・融通など調達提携、大手買主・商社の準ポートフォリオプレイヤー化、調達構成最適化を検討すべき

✓ LNG輸送長距離化と輸送合理化ニーズ

- ・ パナマ運河拡張利便性向上・ボトルネック発生、LNG輸送長距離化中、輸送合理化が重要

✓ G7・LNG産消会議で示されたLNG役割明確化・セキュリティ強化の必要性

- ・ エネルギー転換において認められる「Abatedな」LNGの基準確立が重要
- ・ 非加盟国対話も含めIEAガスセキュリティ機能強化、生産国・消費国との対話強化期待

✓ LNG市場安定化への長期的要因および課題

- ・ 適切な長期契約確保とLNG供給力確保に予断は禁物
- ・ LNG生産プロジェクトの資金ニーズに対応する多様な金融手段が必要
- ・ 途上国市場も含めた買主のすそ野拡大を踏まえ、国内外買主間の連携の構築が有効

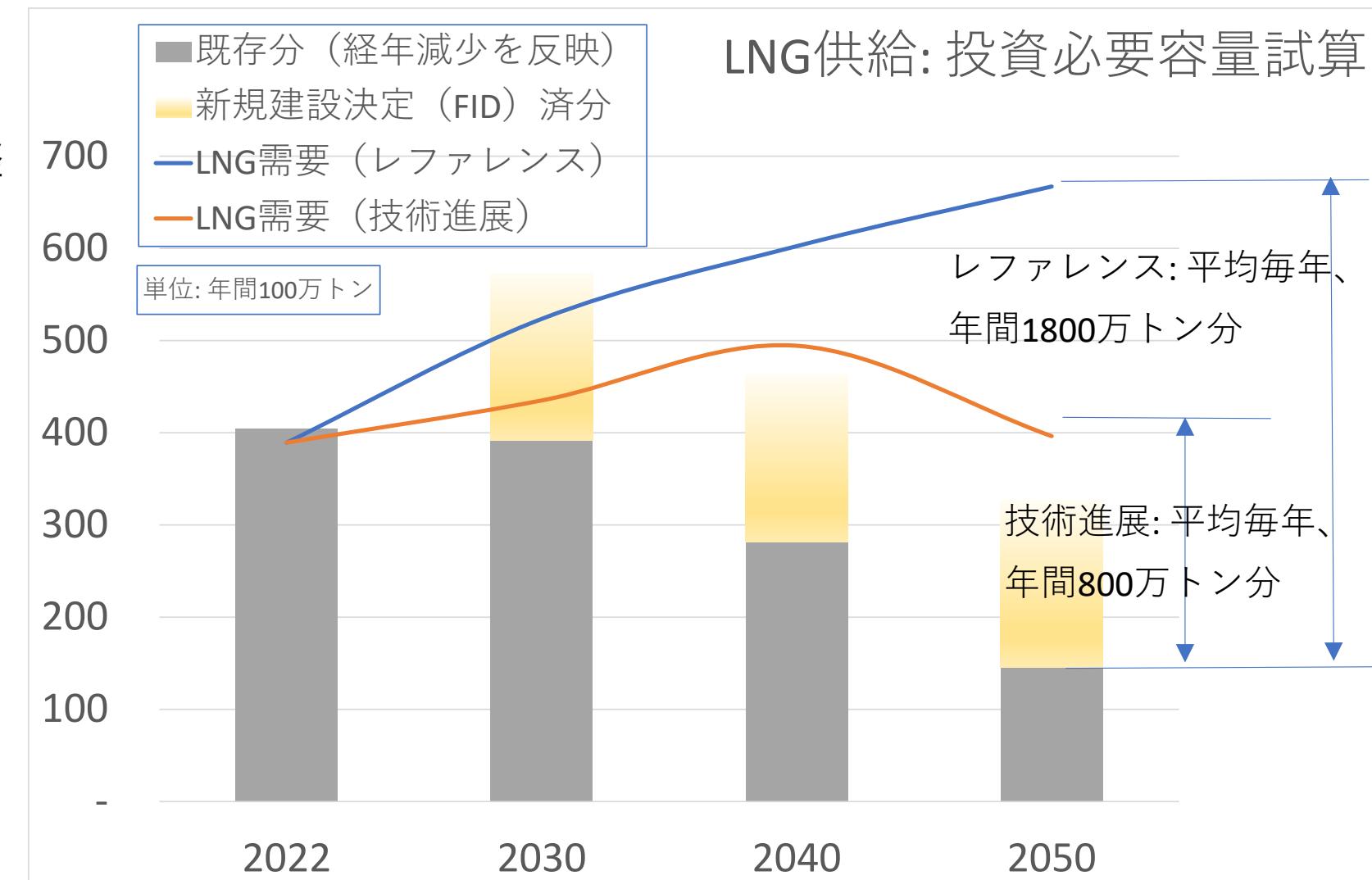
LNG需要純増分、既存LNG生産設備・原料ガス田老朽化代替で投資必要

2050年まで、800～1800万トン/年のLNG投資が必要

なお、「投資が必要な生産容量」とは、

✓ = 見通し上のLNG需要量と、経年により減少する既存生産容量の差。これには以下を含む

1. 新規プロジェクト投資
2. 代替供給（バックフィル）用の新規ガス田投資
(1-2中、黄色スタッフは既決定分)
3. 原料ガス田生産減少分補完
4. 既存LNG液化等の設備若返り改修
- ✓ 既建設決定分（黄色スタッフ）の実現にも、不確実性があり、実現しない・遅延などの可能性に留意すべき

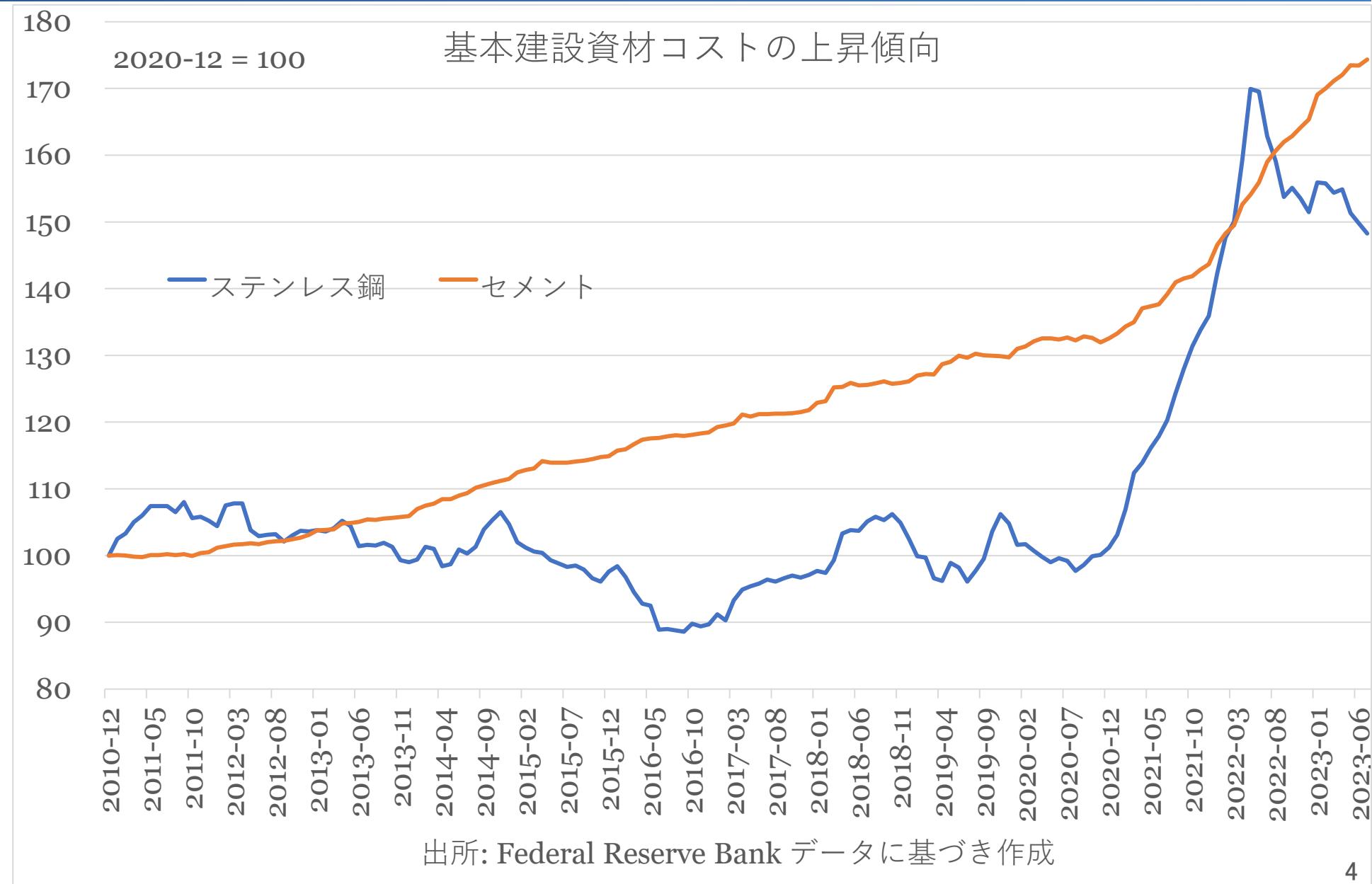


LNG生産プロジェクトのコスト傾向

	主要動向	コストダウン要因、プロジェクト推進要因
2010-2014	<ul style="list-style-type: none"> 日本、中国を含む北東アジアLNG需要急増を受け、豪LNG生産プロジェクト開発ブーム、プロジェクト建設活動集中に伴う高コスト化 	<ul style="list-style-type: none"> 当時のLNG生産プロジェクト開発の主流である豪州の高コスト傾向が、他地域での開発の現実性を覚醒させる効果につながった
2015-2020	<ul style="list-style-type: none"> LNG生産プロジェクト開発の中心地が米国に移り、LNG原料向けの上流部門、液化部門ともコスト増加ペースが相対的に低下 米国産LNGの原料ガスコストは、米国ガス消費市場と同じネットワークを通じて供給されるガスであり、絶対的に安価なガスではないが、長期的安定性を期待 	<ul style="list-style-type: none"> 米国LNG輸入基地利用低迷に伴い、インフラストラクチャー設備をLNG輸出設備の開発に転用できたこともコストダウン要因 米国ガス生産部門・原料ガス輸送部門が総じて分離していることも、リスク低減・コスト低下要因 他地域含め、浮体液化(FLNG)方式も遠隔ガス田開発では競争力あるオプションとして普及拡大
2021-2023	<ul style="list-style-type: none"> パンデミックによるロジスティックス障害に伴い、建設遅延、結果としてコスト上昇が発生 ロシア・ウクライナ戦争に伴う全般的なコスト上昇(インフレ高進) 投資決定後のLNG生産プロジェクトのホスト国による不安定要因による建設遅延 	<ul style="list-style-type: none"> 小規模・中規模液化設備の技術革新によるコスト低下 LNG生産プロジェクト裾野・全体規模拡大に伴う、モジュラー方式(同一設計の繰り返し適用)拡大によるコスト低下 ロシア産ガスからのフェーズアウトの動きにより、他地域でのLNG生産プロジェクト開発の促進へ
	<ul style="list-style-type: none"> 鋼材・コンクリート等の基礎素材コスト上昇 資金調達コスト上昇(ゼロ金利の終わり) CCS・電化(再生可能エネルギー)コスト 	<ul style="list-style-type: none"> 2020年代後半のLNG市場機会を競い合う生産プロジェクト各社は、コストダウンに取り組む

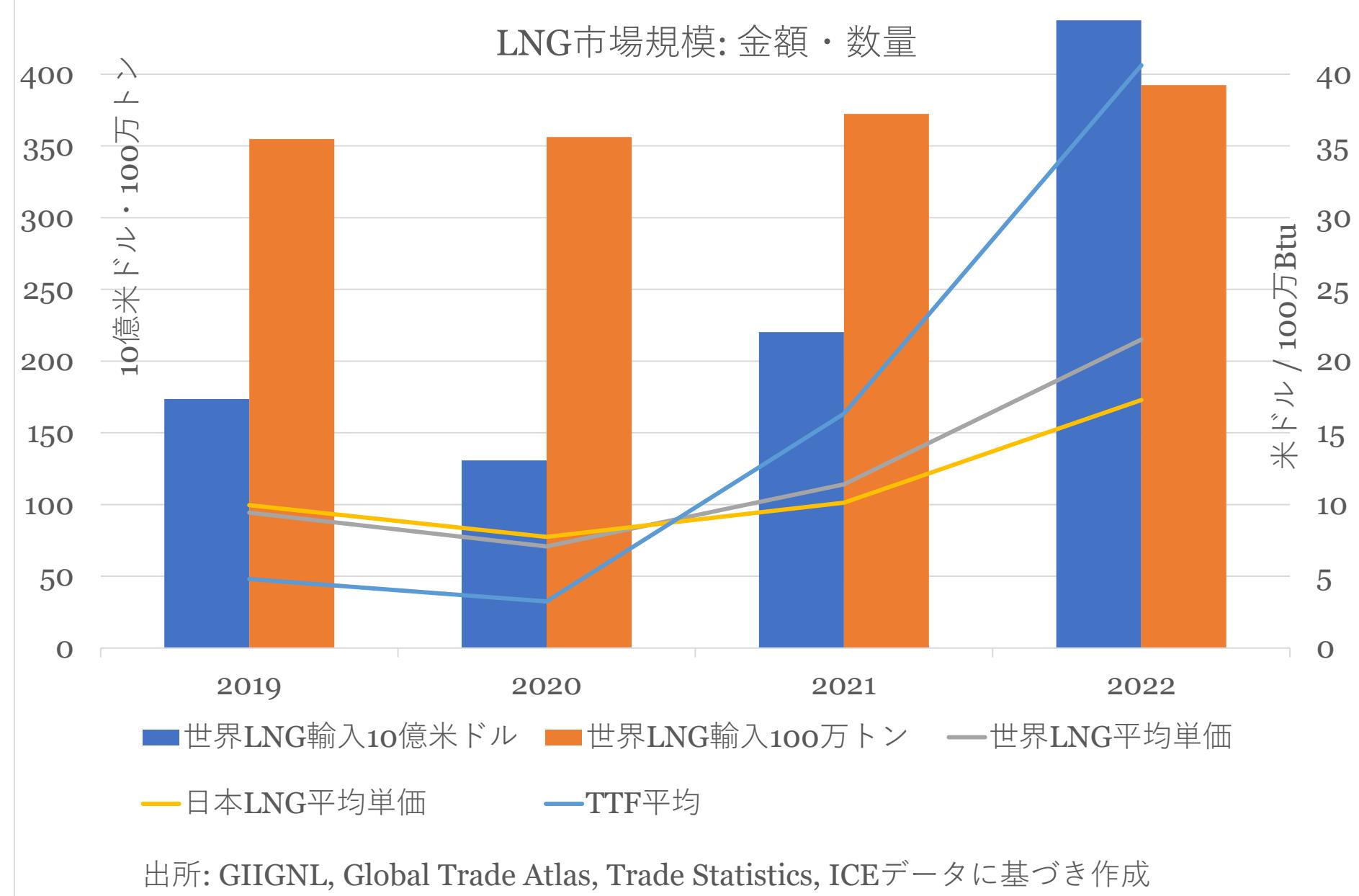
資材コストの上昇による、LNG生産プロジェクト建設コストへの影響懸念

- ✓ 特に2021年後半以降に、鋼材、セメント等の建設資材コストの上昇傾向が高まっている
- ✓ LNG生産プロジェクト建設コストへの影響が懸念される



価格激変により、LNG市場規模は、数量面の成長以上に変動・大幅拡大

- ✓ 2022年は、LNG市場は数量面でも堅調な拡大
- ✓ しかし、市場規模は金額面では前年比倍増（金額が激減した2020年と好対照）
- ✓ 2023年は、LNG価格下落で金額面で市場規模は低下する見込み



投資決定後のリスク: LNG生産プロジェクトでの事例

	現状	今後の注目点
モザンビーク	<ul style="list-style-type: none"> FLNG設備は2022年輸出開始 陸上プロジェクト第1プロジェクト、建設開始後に政情不安で建設停止、完成は2年以上遅延 	<ul style="list-style-type: none"> 陸上第1プロジェクト、セキュリティ回復・建設コスト上昇分の吸収が課題。コントラクターとの交渉次第で再入札・日程さらに延期可能性
ロシア Arctic LNG 2	<ul style="list-style-type: none"> 第1モジュール完成、以降第2、3モジュールが予定通り完成できるか 	<ul style="list-style-type: none"> 制裁制約下で技術困難
モーリタニア・セネガル沖 Greater Tortue Ahmeyim FLNG	<ul style="list-style-type: none"> FLNG生産設備完成遅延で稼働開始は2024年第1四半期へと遅延 	<ul style="list-style-type: none"> コストは投資決定時より10%程度超過見込み
豪 Barossa ガス田	<ul style="list-style-type: none"> 2023年中に掘削再開できれば、2025年上半期供給開始目標維持 コスト見通しも維持 	<ul style="list-style-type: none"> 掘削再開が遅延すれば、既存 Darwin LNG 停止期間が長期化する 予定通りでも、コストは増加可能性
豪 Scarborough ガス田	<ul style="list-style-type: none"> 2026年LNG生産開始、コスト見通しを維持 環境団体より手続き面にチャレンジ 	<ul style="list-style-type: none"> 環境問題手続き遅延により、パイプライン敷設開始に遅延可能性
豪州その他プロジェクト	<ul style="list-style-type: none"> GHG排出削減を課すセイフガードメカニズム実施に関する不確実性 操業プロジェクトに労働争議リスク 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト稼働初日からのGHGネットゼロ義務が新規案件の制約につながる可能性 LNG生産プロジェクトにて争議が発生しない対策が必要

LNG生産プロジェクトの「グリーン化」

	動力の電化・電力のグリーン化	CCS
全般	<ul style="list-style-type: none"> 液化プロセスの完全電化 操業信頼性向上・メンテナンスコスト低下 液化効率向上、GHG排出管理向上、ガス消費削減も期待 	<ul style="list-style-type: none"> 原料ガス源、圧送・液化プロセスより生じるCO₂を対象としたCCS 近隣工業等からのCO₂回収が可能なら経済的優位向上
課題	<ul style="list-style-type: none"> 電源がグリーン化できるか 供給力およびバックアップ電源の確保が必要 近距離に再生可能エネルギー源が確保できるかが課題 工業地帯で、再生可能エネルギー電源の調整・融通性が高ければ優位だが、遠隔地の場合が多い 初期投資額増加の問題も 	<ul style="list-style-type: none"> 近距離に適地層が存在するか 一定規模以上のCO₂需要が創出できるか 初期投資額の増加（立地により異なるが概ね10%以上増加する見込み） 既存LNG設備への組み込みの場合には、半年程度のシャットダウンが必要 安定的に実施できるか実証が必要 原料ガスからの分離・回収以上に、プロセスからの回収は技術的に高度
米メリシコ湾	<ul style="list-style-type: none"> 大気汚染対策も含め、動力の電化・電力のグリーン化は徐々に進行中 	<ul style="list-style-type: none"> IRAによる税制優遇が、LNGプロジェクト推進企業によるCCS計画に優位に
カナダ西海岸	<ul style="list-style-type: none"> 豊富な水力発電供給をグリッドより受ける計画 	
カタール	<ul style="list-style-type: none"> NFE、NFS拡張計画に向け、大型太陽光発電設備計画も並行して推進 	<ul style="list-style-type: none"> NFE、NFS拡張計画にCCS織り込み済み 桟橋からのBOG回収再液化も既存プロジェクトより実施中

主要ガス生産地域の将来のLNG供給源としての注目点

- ✓ 世界各地でLNG供給増への取り組み進展
- ✓ 一方、開発に伴うリスクも散見
- ✓ 開発しやすい案件は、多くの場合開発済みで、今後はフロンティア資源あるいは難度の高い案件となる
- ✓ 既存LNG生産設備に追加建設する拡張（ブラウンフィールド）、原料ガス供給を代替するバックフィルなどの案件に経済的優位性

ロシア ロシア

- Arctic LNG-2など新規プロジェクトの開発進展は不透明
- Sakhalin 2プロジェクトからのLNG出荷停止可能性は否定できず、既存買主のターム契約更新は不確実**

カナダ カナダ

- カナダ政府はガス田、LNG設備の電化、低炭素事業機会への大規模投資を奨励。スマートグリッド、貯蔵技術、炭素回収技術も世界有数
- 世界で最もクリーンなLNG設備のひとつとなるカナダ初となる輸出プロジェクトであるLNG Canadaを建設中（2025年生産開始を予定）**

アルジェリア アルジェリア

- 2022年以降、イタリアを中心に欧洲向けガス・LNG輸出を拡大
- 2021年にはモロッコとの間の西サハラ領有権をめぐる対立から、モロッコ向けガス輸出を停止など政治リスクも存在

東地中海（イスラエル・エジプト・トルコ） 東地中海（イスラエル・エジプト・トルコ）

- 2023年10月、紛争影響で Tamar ガス田生産停止
- 2022年6月にイスラエル・エジプト・EUはイスラエル産のガスをパイプライン経由でエジプトに輸送し、エジプトの液化施設からEU向けにLNGを輸出拡大することで合意
- イスラエルは東地中海ガス田開発を進めており、LNG基地建設も検討

米国 米国

- Freeport LNGプロジェクトが再稼働したこともあり、2023年は世界最大のLNG輸出国になる
- LNG引き取りコミットメント増加により、FID・建設の活発化への期待**
- 環境重視派によるLNG開発への反発といった政治リスクは存在するが、現政権は現実路線であり、当分の間は同路線が継続見込み

タンザニア タンザニア

- 2023年5月、Equinor、Shell、ExxonMobil がLNG輸出プロジェクト開発でタンザニア政府と基本合意。規制枠組や生産分与契約も含まれる模様。FIDは2025年に期待

イラン イラン

- 世界有数の天然ガス埋蔵量を誇るが、核開発問題による欧米からの制裁により大きく開発は進まず
- ロシアや中国は将来的なLNG化も含めたガス開発の協力拡大を模索。2023年3月の中国仲介によるサウジとの外交正常化合意の影響も要注視

パプアニューギニア パプアニューギニア

- PNG LNGは後継ガス田候補のP'Nyng ガス田開発に関し2022年2月政府と基本合意
- Papua LNGは2027年末 - 2028年頭の生産開始に向けて2023年3月にFEED開始**

カタール カタール

- North Field East (NFE) / North Field South (NFS) の両拡張プロジェクトがそれぞれ2025年、2027年の生産開始を目指す。**未販売分の帰趨に注目**
- 同プロジェクトには2022年以降、欧米メジャー、中国Sinopec, PetroChina が出資を決定。Sinopec, PetroChina は、いずれも27年間の長期調達契約を締結。Petrobanglaも15年間の調達契約を締結

モザンビーク モザンビーク

- 2022年11月、Coral South FLNGプロジェクトより同国初となるLNGが出荷。容量年間340万トンであり、bpが20年間の全量引き取り。**2023年5月には日本がスリットでbpより購入**
- Mozambique LNG 1 プロジェクトは、2019年にFID、2024年の生産開始予定であったが、治安悪化に伴い、2021年4月に工事を中断。現時点では**2026年以降の生産開始を目指すが、治安状況に加え、コスト増の問題も出ている模様**

メキシコ メキシコ

- Altamira FLNG (New Fortress Energy) は2023年6月に輸出許可取得、2023年内にLNG生産開始予定

豪州 豪州

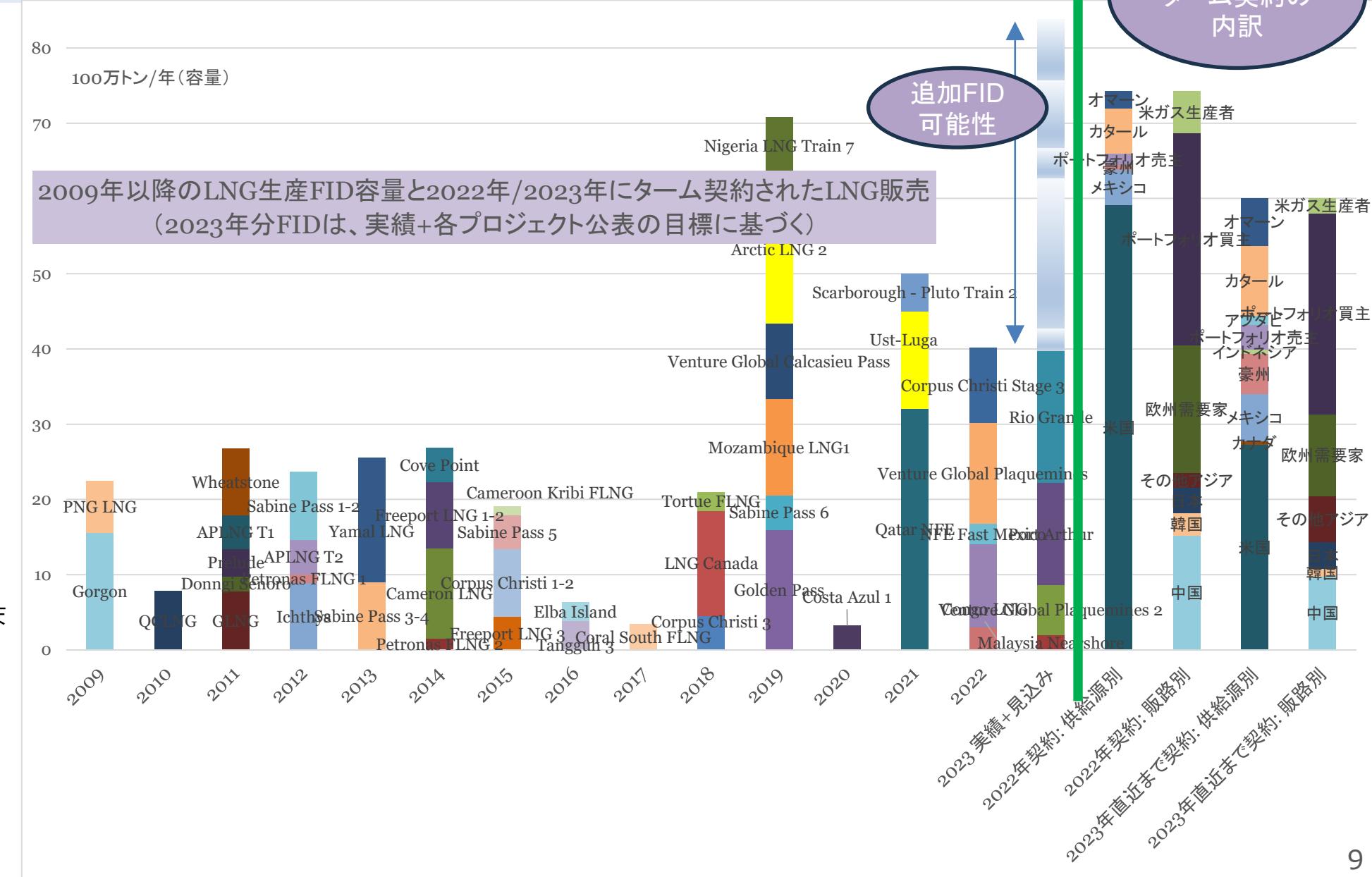
- 2023年7月よりLNG関連法制度改正が適用。国内ガス供給保護や脱炭素対策の観点からLNG事業者の対応事項や負担が増加する
- 日本企業含めてLNG事業者側には事業開始後の制度変更に対する懸念あり、今後のインセンティブ策含めた投資環境の整備が注目される**
- 労使協議動向次第での供給支障可能性も要注視**

出所: 各社プレスリリース等を基に作成

当面2020年代後半以降の市場を競うLNG生産投資・ターム契約取引増加

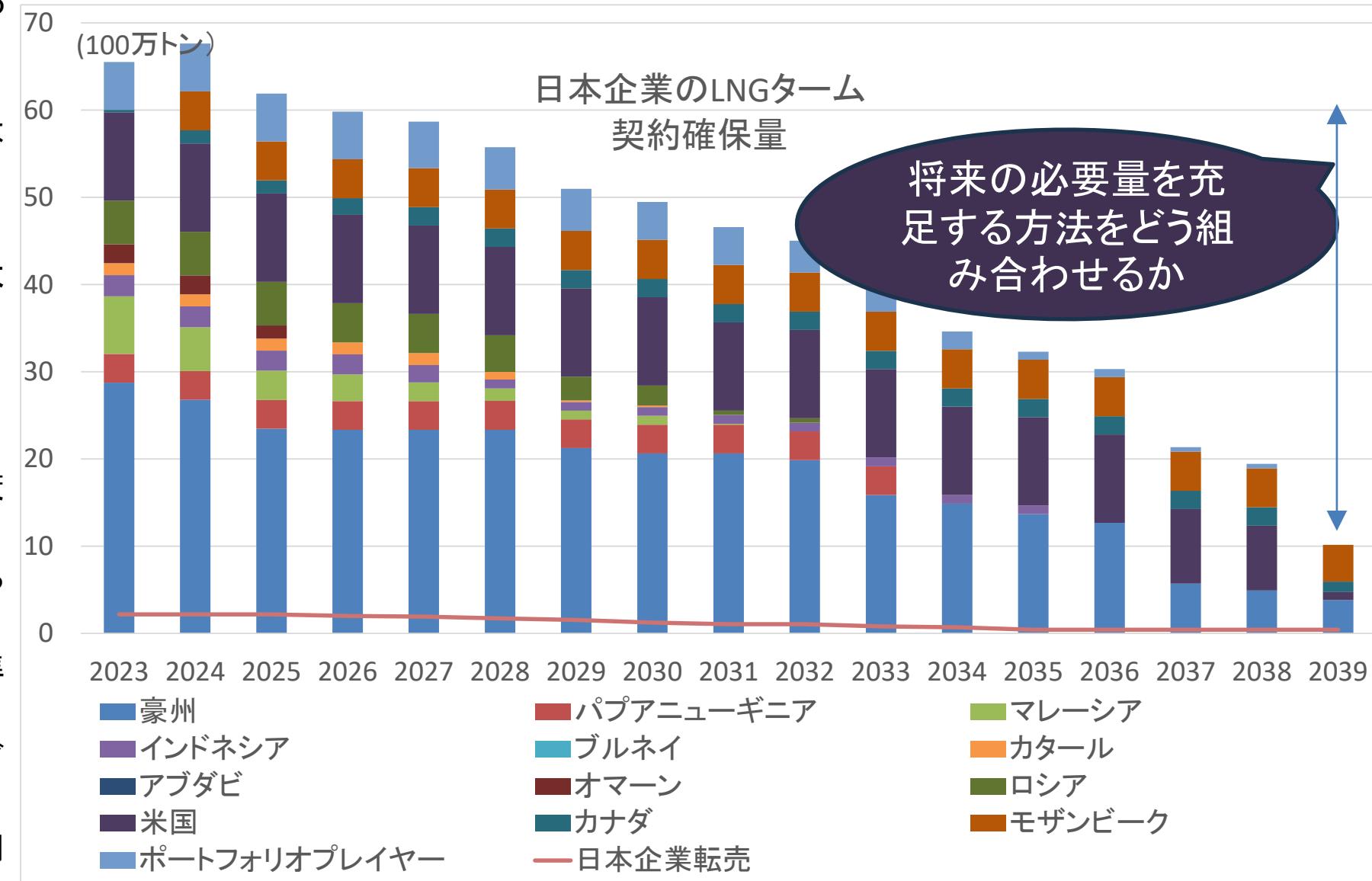
- ✓ ウクライナ危機後、米国を中心にLNG FID・建設活動が活発化する傾向
 - ✓ ただしプロジェクトブームは建設コスト上昇につながる
 - ✓ より長期を睨み、脱炭素のエネルギー転換に適合する「AbatedなLNG」の基準明確化が投資促進に必要
 - ✓ なお、既投資決定済みのうち、ロシア案件実現は不確実
 - ✓ 2022年・2023年直近までのターム契約では、供給元は米国、買手としては、中国などアジア、欧州、ポートフォリオ買主が中心に。

注: 2023年分FID見込みは、直近までの実績および各プロジェクトの発表されたFID目標に基づく



日本のLNG調達対応 - 調達提携、ポートフォリオプレイヤー依存の増加見込み

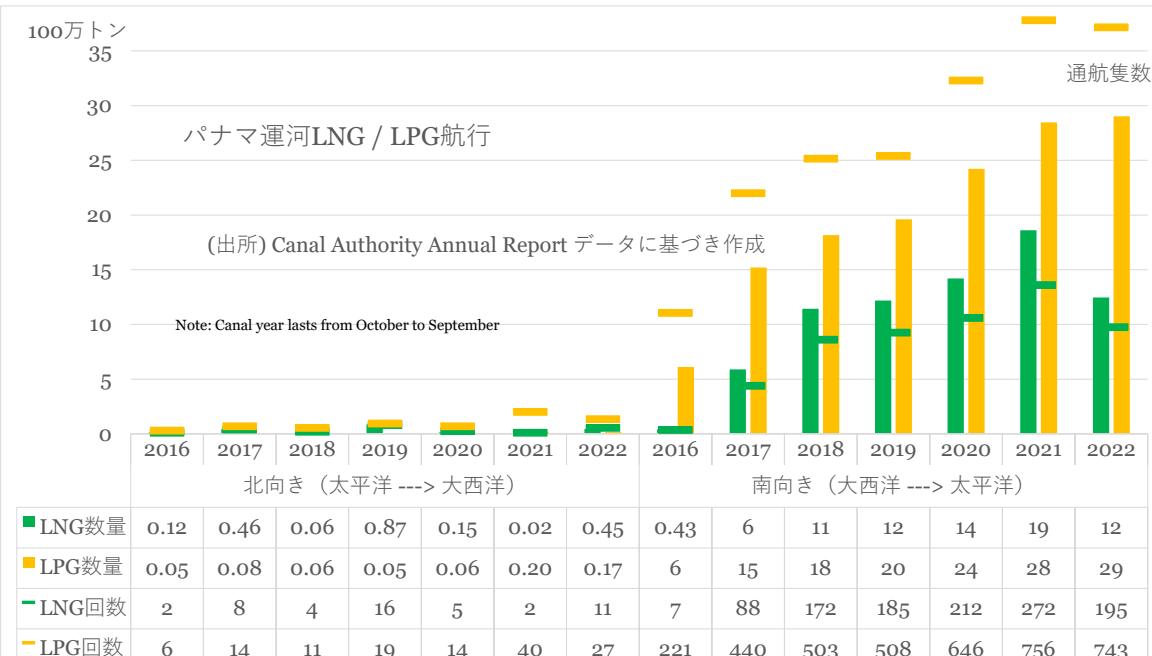
- ✓ 現時点でのLNG調達対応で、2025年頃までの年間6000万トン強から、2030年時点まで5000万トンまで低下
 - ✓ レファレンスシナリオで、LNG需要は2050年まで年間6000万トン弱を維持
 - ✓ 長期的な将来の調達に関して
 - 個社(特に電力会社)での単独大規模・長期ターム契約は困難に
 - 短中期・スポット調達比率拡大
- ↓
- ✓ 以下の対策における官民協力や政策的支援が重要
 - 内外ポートフォリオプレイヤーからの調達活用
 - 日本の大手買主・商社などの準ポートフォリオプレイヤー化
 - 海外企業との共同購入・融通など調達提携の強化
 - 国内主要企業間の連携による共同購入などの検討



パナマ運河通航船舶数・LNG輸送量は増加の一方で、ボトルネックも発生

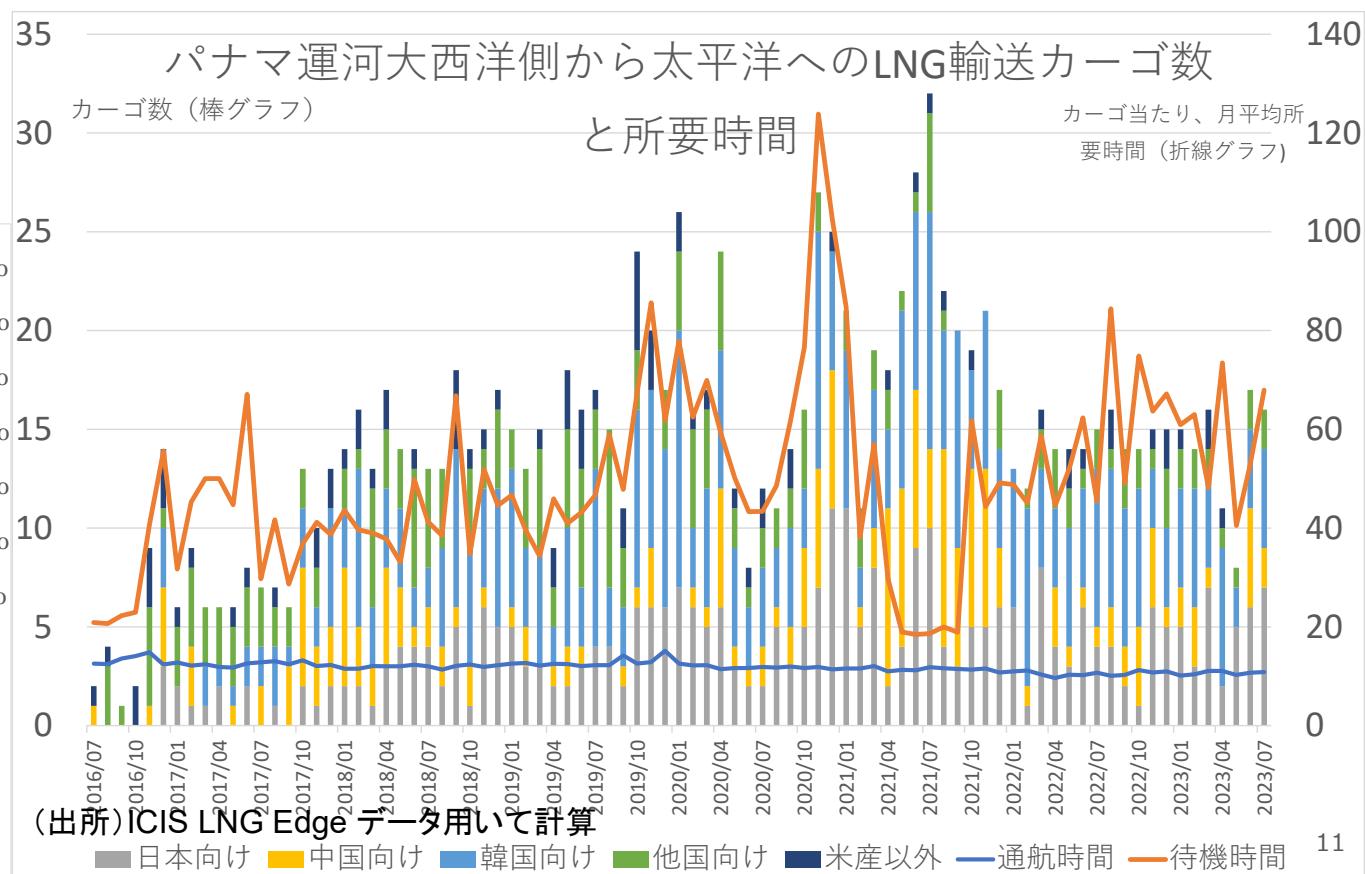
＜現状＞

- ✓ 2016年パナマ運河拡張完成以降、大型LNG輸送船舶の通航が可能となり、メキシコ湾岸を中心とする米国産LNGの北東アジア向け輸送の利便性が向上
- ✓ シェール革命に伴い、天然ガスだけでなく増産されたLPGのアジア向け輸送の増加にもつながっている



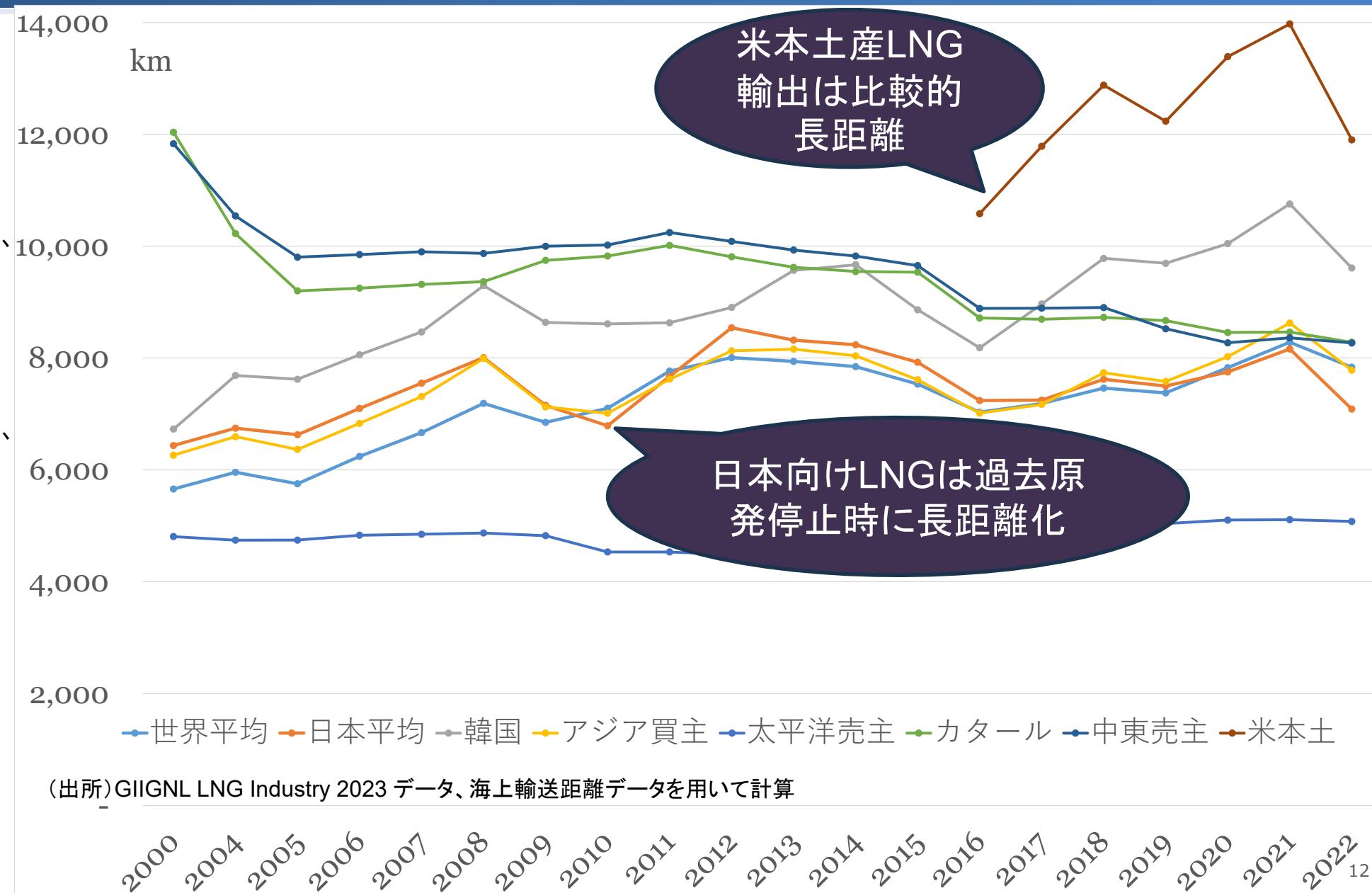
＜課題＞

- ✓ 輸送増加で、アジアLNG輸入急増時に待機時間長期化発生
- ✓ 通航・予約の合理化が進む一方、直近では長い待機時間が継続する傾向も
- ✓ 渇水による水位低下と大型船舶通航可能隻数制限も発生



LNG輸送長距離化と輸送ボトルネックの存在で輸送合理化が重要に

- ✓ LNG供給源多様化に伴い、輸送経路・距離も多様化
- ✓ 日本向けでは、サハリン3日～米メキシコ湾（パナマ運河経由）20日まで大きな差
- ✓ LNG海上輸送距離は、特に、予想外の日本・アジア需要急増時に長距離化（パナマ回避）
- ✓ 米メキシコ湾岸産LNG、特に北東アジア向け輸送時に、長距離輸送が増加
- ✓ 2022年は米国産LNGが欧洲シフトし、全体輸送距離も若干低下
- ✓ 今後の米国産LNGの増加により、輸送合理化の必要性がさらに高まる
- ✓ 北米西海岸・東アフリカLNG輸出本格化は輸送合理化にとっても重要



G7大臣会合コミュニケにおける天然ガス関連要点

天然ガス・LNG関連主要条項	留意点
<p>49. Energy security and clean energy transitions: . . . commitment. . . to accelerate the phase-out of unabated fossil fuels</p>	<p>「対策されている」基準が重要</p>
<p>61. Methane: . . . <u>an internationally aligned approach for measurement, monitoring, reporting, and verification of methane and other GHG</u> emissions to create an international market that minimizes GHG emissions across oil, gas, and coal value chains, including by minimizing flaring and venting, and adopting best available leak detection and repair solutions and standards.</p>	<p>メタン・GHG排出測定・実測強化と国際基準化が重要に 排出削減対策における国際協力の重要性</p>
<p>69. Natural gas and LNG . . . <u>investment in the gas sector can be appropriate</u> to help address potential market shortfalls provoked by the crisis, subject to clearly defined national circumstances, and <u>if implemented in a manner consistent with our climate objectives</u> and without creating lock-in effects, for example by ensuring that projects are integrated into national strategies for the development of low-carbon and renewable hydrogen.</p>	<p>天然ガス・LNG重要性を認知した点は有意義 しかし脱炭素のエネルギー転換に認められるLNGの基準確立が重要</p>

LNG産消会議の要点

- ✓ IEA加盟国、LNG生産国、LNG消費国が、それぞれネットゼロ実現に向けた、各国自らのクリーンLNG利用へのアプローチ、エネルギーセキュリティ面でのLNG、天然ガスへの期待を表明
- ✓ 日本はグリーントランジッション推進の重要性を強調。また緊急対応のリザーブ確保、相互協力の必要性を指摘。「戦略的余剰LNG（SBL）」を紹介、仕向地条項廃止に向けた世界的協力、NEXIによるLNGトレーディング支援を表明
- ✓ 日本・EU間のLNG協力に向けた共同声明により、国際協力に基づくLNGセキュリティ強化の中で、国際機関（具体的にはIEA）との協力、LNG市場情報の透明性向上、メタン排出対策の協力推進

国際協力を通じてのLNG供給セキュリティ強化の必要性

- ✓ LNG産消会議2023の議長総括にも示された通り、IEAによる非加盟諸国も含めたガスセキュリティに関する情報機能の強化やガス市場情報透明性の向上、助言機能の強化が期待される。
- ✓ ネットゼロへのトランジッション、エネルギーセキュリティ確保に向けて、LNG・天然ガス供給確保・安定調達・安定流通のため、生産国・消費国間、消費国相互間の協力強化が必要。LNG産消会議に加えて、政府間レベルでのバイラテラル協議によるLNG生産国との緊密な対話、消費国間での調達協力、緊急時融通協力促進

LNG市場長期安定化・発展への課題

注目点および、LNG消費国側から取り組むべき課題	
供給面	今後の主力供給源となる米LNG生産プロジェクトの着実な実現 豪州・カナダ・メキシコなどでのLNG生産の拡張・維持 アフリカのフロンティア地域でのLNG生産プロジェクトの実現 償却済みLNG生産プロジェクトの市場柔軟化に資する活用
需要面	長期的に需要増の中心が途上国へとシフトする中、先行LNG消費国からの支援が重要 LNG市場での柔軟性追求が重視される中、安定需要確保して長期コミットメント可能とする官民での工夫が必要。需要アグリゲーション、ポートフォリオプレイヤー活用や共同調達が必要
価格面	原油連動主流から、ガスハブ価格方式連動が拡大。適切な組み合わせ追求が課題
環境面	脱炭素のエネルギー転換に適合するLNGプロジェクト基準の明確化（メタン・GHG排出対策など）必要 LNG液化におけるCC(U)S/電力グリーン化の推進がLNGのグリーン化に貢献する
金融面	契約短期化に対応する資金調達方法が必要 市場拡大により、新たに参入する買主の信用力担保の対応も重要に