

## 2020年のLNG生産投資決定動向

三枝 篤志\*

橋本 裕\*\*

### まえがき

6プロジェクト、合計液化容量年間7100万トン分相当が最終投資決定（FID）を行い、歴史的な年となった2019年から一転し、2020年は、全ての分野において厳しい年であったが、特にLNGを含む化石エネルギー資源開発に関する投資については非常に厳しい1年となった。

2019年に新たなLNG生産設備が複数稼働を開始したことで、それ以前より供給過剰気味であった市場に、2020年初から始まったCOVID-19の感染拡大の影響を受け、多くの天然ガス需要地で需要が急激に落ち込んだ。天然ガスの価格は世界的に下落し、欧州・米国のハブ価格、アジアのスポットLNG価格は軒並み過去最低価格を更新した。また、原油価格も同様にCOVID-19の影響による需要減退、OPEC+の協調減産崩壊により価格は下落し、WTIでは史上初のマイナス価格も付けた。

このような環境で、石油・ガス産業を牽引する国際メジャー企業は苦しい1年を過ごした。石油、ガスの販売が激減し、キャッシュフローは悪化、予定されていた多くの投資を延期するなど対応を迫られた。そんな中、2020年唯一の投資決定案件となったのがEnergía Costa Azulプロジェクトであった。

本稿では、2020年の天然ガス液化設備への投資決定に関する動向と、2021年、それ以降について考察した。

### 2020年市場動向

過去10年の投資決定が行われた天然ガス液化設備の液化容量を図1に示す。2019年は過去最大となる年間7100万トン分の容量について投資決定が行われたが、2020年は1件、約300万トン分のみとなり、過去10年では2017年を下回り最低となった。

背景にはCOVID-19の影響による石油製品需要の大幅な減退による原油価格の低迷がある。天然ガス・LNGを扱う企業は多くが石油も扱う国際メジャー企業であり、また、多くのLNG契約は原油価格を指標とした価格決定方式を採用しているため、石油製品需要の減退、原油価格の下落は、天然ガス・LNGにも大きな影響を及ぼしたと言える。天然ガス・LNG自身の需要も大きく減退し、各地で過去最低価格を更新するなど、市場は大きく混乱した。

対応を迫られたメジャー企業は軒並み、2020年に予定されていた投資を20%-30%程度削減することを発表した。また、各社の2020年年間の業績発表では、損益や昨年比で大幅な減益を計上しており、非常に苦しい1年であったことが伺える。

\*化石エネルギー・国際協力ユニット ガスグループ 研究員

\*\*同ユニット ガスグループマネージャー 研究主幹

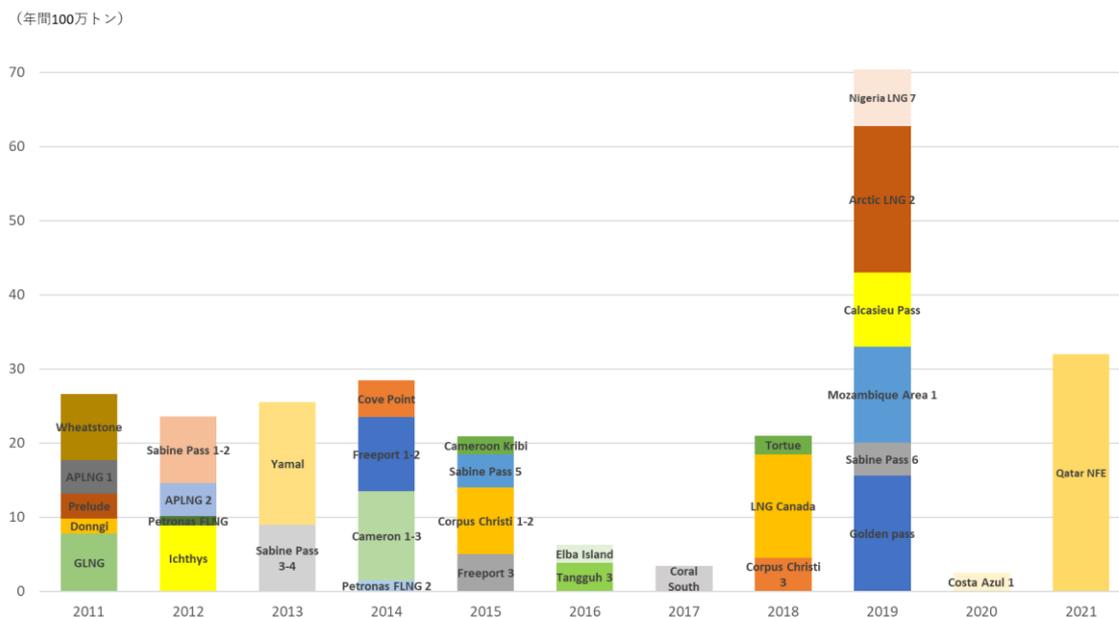


図1 投資決定が行われた LNG 生産設備容量

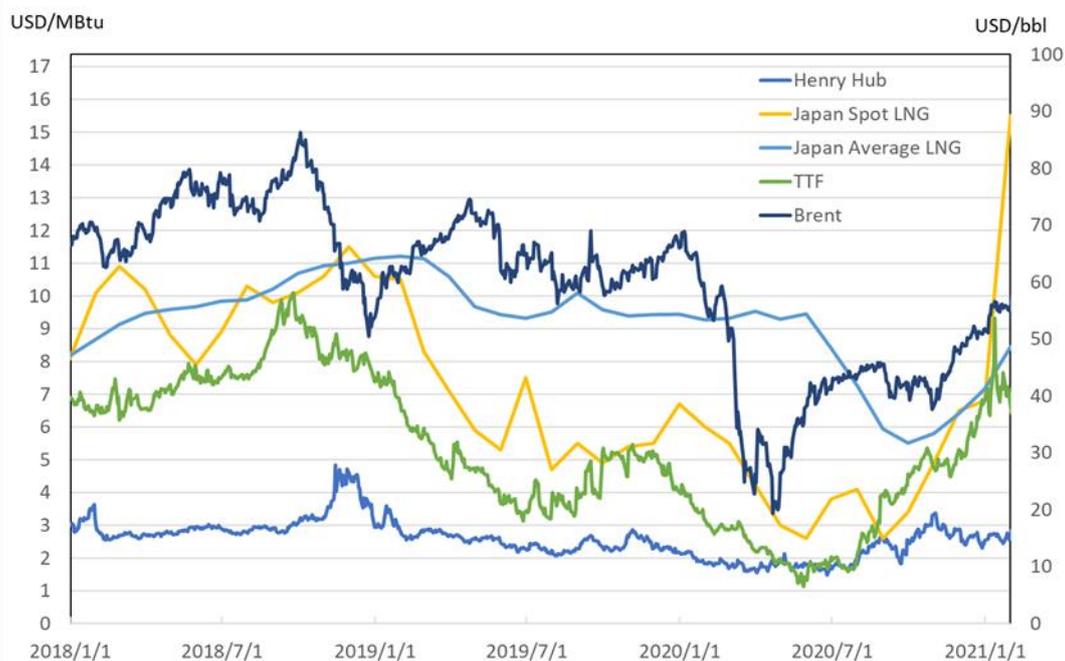


図2 天然ガス価格推移

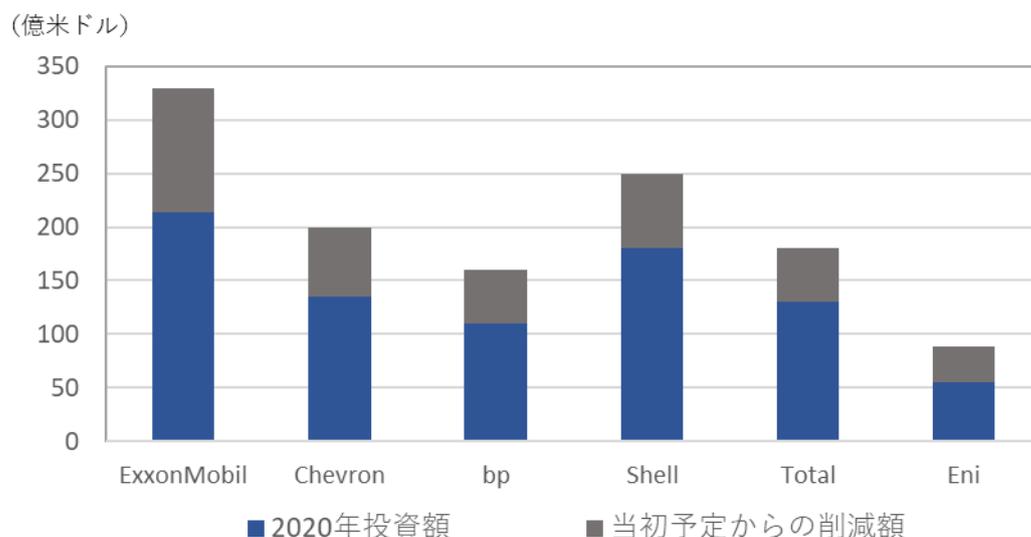


図3 各企業の2020年投資予定額とコロナ影響を加味した修正額

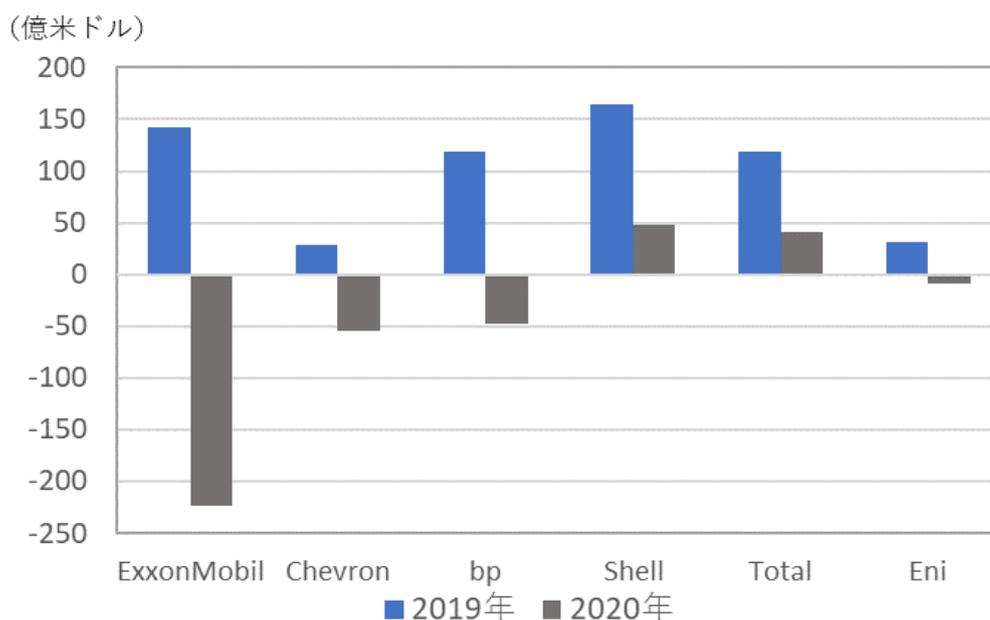


図4 各企業の2019、2020年の年間純利益・損失

2019年は、LNG市場の供給過剰感により、長期売買契約締結を基本とするプロジェクトでは顧客との合意に至れず停滞した一方で、メジャー企業が開発に関与し、ポートフォリオプレイヤー等が最終的な販売先が決定していない状態でLNGを引き受けることを裏付けとして、FIDに至ったプロジェクトが目立った。これはメジャー企業の財務的体力と信用によるところが大きく、2020年はこの財務的体力がCOVID-19により奪われたため、長期売

買契約を基調としたプロジェクトだけでなく、メジャー企業が主導するプロジェクトも停滞した。

以下、表に延期・日程変更が発表されたプロジェクトを示す。既に FID 済み、建設中といったプロジェクトでも、財務的、あるいは物流の停滞といった物理的要因、あるいは市場環境によって、完成時期を後ろ倒したプロジェクトも見られる。

表1 延期が発表されたプロジェクト

プロジェクト	操業主体	液化容量	生産開始	FID
<b>米国</b>				
Golden Pass	Qatar Petroleum, ExxonMobil	15.6	2024→2025	2019
Freeport (T4)	Freeport	5	2022→2025	2020→2021
Lake Charles	Energy Transfer	16.45	2025→	2020→
Port Arthur (T1-2)	Sempra Energy	13.5	2024→2025	2020→2021
Rio Grande	NextDecade	27	2023→2024	2020→2021
Magnolia LNG	LNG Limited	8	2022→	2020→
Driftwood LNG	Tellurian	27.6	2023→2024	2020→2021
Texas LNG Brownsville	Texas Brownsville LNG	2	2023→2025	2020→2021
Jordan Cove	Pembina Pipeline	7.8	2024→	2020→
Gulf LNG Pascagoula	Kinder Morgan	11.5	2024→	2020→
Port Arthur (T3-4)	Sempra Energy	13.5	-	2021→
Plaquemines LNG	Venture Global LNG	20	2023→2024	2020→2021
Corpus Christi Stage 3	Cheniere	10	2023→2024	2020→2021
<b>メキシコ</b>				
Energía Costa Azul LNG	Sempra Energy	2.4	2024	2020 Q1→Q4
<b>カナダ</b>				
Kitimat	Chevron, Woodside	18	2029→	2022→
Woodfibre LNG	Woodfibre Natural Gas	2.1	→2025	2020→2021
Goldboro	Pieridae Energy Canada	10	2025→2026	2020→2021
<b>カタール</b>				
North Field East	Qatar Petroleum	32	2024→2025	2020→2021
<b>豪州</b>				
Pluto (T2)	Woodside	5	2025→2026	2020→2021
<b>モザンビーク</b>				
Rovuma LNG	ExxonMobil	15.2	2024→	2020→2021
<b>モーリタニア・セネガル</b>				
Tortue FLNG	bp	2.5	2022→2023	2018
<b>インドネシア</b>				
Tangguh LNG (T3)	bp	2.5	2021→2022	2016

\* 網掛はFID済

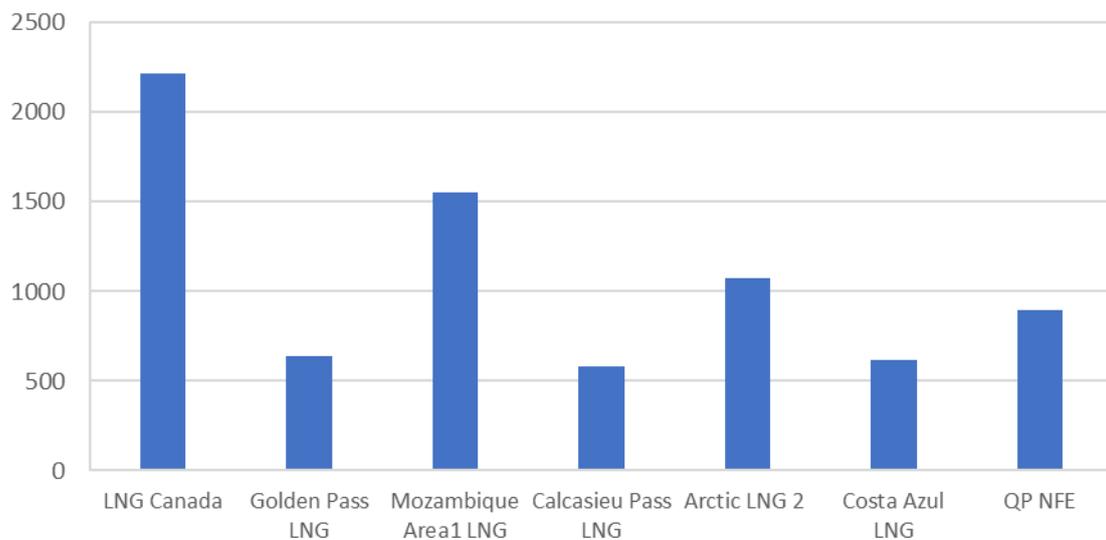
## 2020年投資決定プロジェクト

このような厳しい市場環境の中、2020年唯一 FID に至ったプロジェクトが、Energía Costa

Azul (ECA) LNG プロジェクト Phase 1 である。2020 年 10 月に FID を行った。本プロジェクトは米国 Sempra Energy がメキシコ現地関連会社である IEnova (Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V.) と進めるプロジェクトである。メキシコの太平洋側、バハ・カリフォルニア州エンセナダの北部に位置し、既存の LNG 受入基地敷地内に液化設備を増設する。原料ガスは米国産の安価なガスをパイプラインで輸入する。今回は第一段階として、年間定格生産容量 325 万トンの生産能力を持つ 1 系列に着手する。2024 年後半に生産開始見込みとなっている。

本プロジェクトが FID に至ることができた理由はいくつか考えられる。まず、プロジェクト自体の優位性がある。既存の受入基地敷地内に建築するブラウンフィールド案件であり、LNG タンク等の既存設備を活用できるため、初期投資コストは比較的抑えられている。また、太平洋側に位置しているため、米国メキシコ湾岸のプロジェクトと比較してアジア市場に近く、パナマ運河の通航もないため、アジアの買主にとっては魅力のあるプロジェクトと言える。このような優位性から、既に Total が年間 170 万トン、三井物産が年間 80 万トンを 20 年間引き取る契約を締結している。

(米ドル/年間トン)



(注：発表された投資コストに基づき計算。発表されたコストがカバーする範囲については、プロジェクトごとに異なる可能性がある。)

図5 近年 FID されたプロジェクトの年間液化容量あたり投資額

また、Sempra Energy の、他のメジャー企業との違いも影響があった。エネルギー全般の需要が減退したため、米国で送配電事業などを持つ Sempra Energy も大きな影響を受けているが、LNG に関して言えば、米国で主導する Cameron LNG において、Sempra Energy

はトーリング契約を提供する立場であり、LNG の取扱量によってその収入は大きく変化しないものと考えられる。

唯一の障害となったのがメキシコでの許可申請であった。当該プロジェクトはメキシコ初の LNG 輸出案件であり、また COVID-19 の影響により申請業務が滞ったとされ、2020 年前半での FID を予定していたものの、半年程度の遅延となった。

また、液化容量の追加は伴わないが、Shell 豪州会社は 5 月、Arrow Energy 合併事業のクィーンズランド州 Surat Gas プロジェクト第 1 段階の FID を行っている。最大で年間 900 億立方フィート（187 万トン相当）のガスを生産し、地元市場と Curtis Island の液化設備を通じての輸出用に用いられる。

豪州 North West Shelf では、12 月、第三者からのガスを受入、処理を行うトーリング契約を 2 件契約したことが発表された。これにガスを供給するガス田は、Woodside の Pluto ガス田と三井物産、Beach Energy の Waitsia gas project stage 2 である。後者に関しては、同時にガス田開発の FID も発表された。Pluto ガス田からは 2022-2025 年で合計 300 万トンの LNG と 24.7 ペタジュールの国内向けガスを処理する。Waitsia gas project からは 2023-2028 年にかけて合計 750 万トンの LNG を生産する。

## 2021 年、今後の動向

2020 年後半には、完全とはいかないまでも、一定の経済回復は進み、2021 年 2 月に入り Brent 原油価格も 1 バレルあたり 60 ドルを超えた。天然ガスハブ価格、LNG のスポット価格も昨年に比べて上昇している。これらの市況の改善は、各企業のキャッシュフローを改善させ、新たな投資を促す可能性がある。また、2020 年の天然ガス需要は 2019 年比で推定-2.5%と減退したものの、LNG の貿易量は 2020 年も増加しており、今後もアジアの途上国を中心とした LNG の需要増加は依然として期待されている。

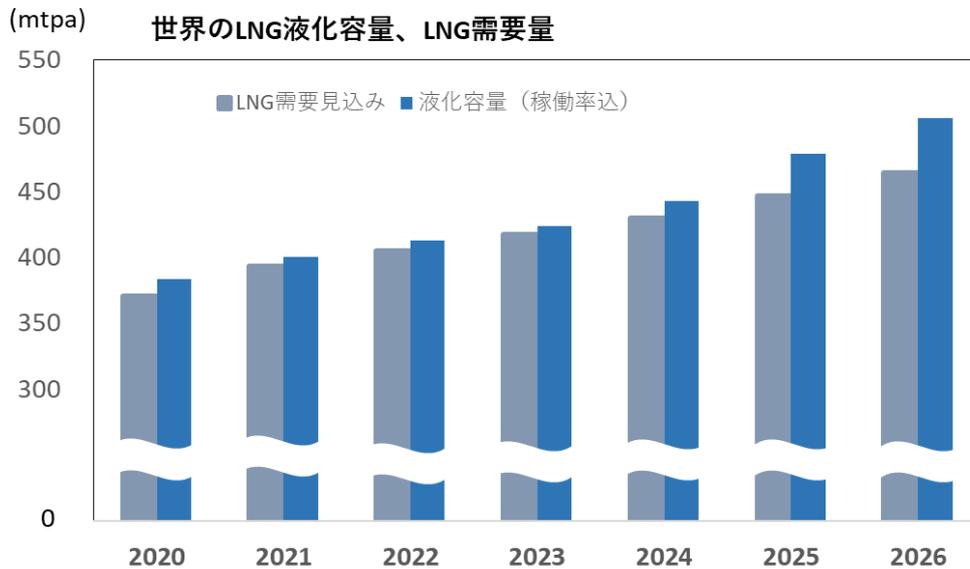


図6 今後5年のLNG需給見通し

2021年2月、Qatar PetroleumはNorth Field East (NFE)の年間生産量3200万トンという巨大拡大プロジェクトについて、FIDを表明し、液化設備のEPC業務は千代田化工を含むコンソーシアム、タンク・積み込み設備はサムスンC&Tが受注したことを発表した。これによりカタールのLNG液化容量は年間1.10億トンに引き上げられる。LNGに加え、コンデンセート、LPG、エタン、硫黄、ヘリウムを生産することとなる。2025年第4四半期生産開始見込みとなっている。本プロジェクトでは、CO<sub>2</sub>回収・隔離(CCS)システムを同時に確立し、電源は近郊で開発中の太陽光発電プロジェクトから供給するなど、GHG削減を強く印象付けるものとなっている。また、North Field South拡張プロジェクト、更なる拡張も計画されている。

その他にも多くのプロジェクトが進捗する可能性がある。有力なプロジェクトとしては、米国Driftwood LNGは、夏にもFIDに至るとTellurian CEOが発言している。Driftwood LNGは価格ボラティリティが少ない契約の提案をしており、価格方式の多様化や安定的な価格を求める購入者にとっては選択の余地があるとしている。Venture Global LNGが進めるPlaqueminesも有力で、現在建設中で順調に進捗しているとされるCalcasieu Passと同じモジュールトレインを活用したプロジェクトを計画しており、EPC委託先はKBRが選定されている。新規案件ながら低い開発コストによって欧州企業を中心に買い手がついている。

カナダではWoodfibre LNG、Goldboro LNGが本年FID予定となっている。この2件についてはLNGの取引先が既に確定している。

豪州Scarboroughガス田(Pluto 2)では、WoodsideとUniperとのLNG売買契約を年間200万トンに拡大、RWEとも年間84万トンの売買契約を締結しており、FIDに前進し

ている。また、Santos が主導する、Darwin LNG のバックフィルとして開発を進める Barossa ガス田の進捗も有力視されている。

## 課題

順調な需要増加とプロジェクト遅延により、2023 年頃には需給逼迫の可能性がある一方で、2019 年の FID、Qatar Petroleum のプロジェクトが進捗したことにより、2025-2026 年の LNG 需給は緩和される可能性が高い。需給の緩和は価格を押し下げ、液化事業者にとって必要な投資回収を停滞させ、また現在計画中のプロジェクトの進捗を妨げるが、LNG 需要については今後も堅調に増加する見通しとなっているため、2030 年頃には再び追加の LNG 供給が必要となることが予想され、今後は 2020 年代後半に向けたプロジェクトの確実な進捗が望まれる。そのためには、安定した価格を維持するための市場形成や、上流・輸送を含めたコスト削減が求められる。

市場拡大を続けている天然ガス・LNG であるが、そのサプライチェーンにおけるメタン排出にスポットライトが当てられている。欧州委員会は 2020 年 10 月、メタン戦略を発表し、化石燃料のサプライチェーンにおけるメタン排出に対し警鐘を鳴らした。天然ガスサプライチェーン中のメタン排出が多いということになれば、天然ガスの化石燃料の中ではクリーンだという位置付けも変化する可能性がある。こうした方針を受けてか、欧州企業が米国企業との LNG 売買契約について検討を停止するという事象も起きている。

欧州ではサプライチェーンでのメタン排出について、正確な計量、報告、検証を求めており、各事業者は既設、新設を問わず、対応を迫られる可能性がある。特に、近年 LNG 輸出設備の拡大が続く米国では、天然ガスの井戸元と LNG 設備が直接結びついておらず、検証が難しいとされている。ただ、米国新政権によって環境規制が強まることで、こうした課題は解消される可能性もある。

欧州以外でも、シンガポールに拠点を置く Pavilion Energy は、LNG 売買契約締結時に、その契約の元で供給される LNG について、各カーゴが井戸元から受入基地までの間で排出した GHG の排出量を測定し、その証明書を付させる取り組みを始めた。2020 年 11 月に Qatar Petroleum、2021 年 2 月には Chevron が、この内容を組み込んだ契約を獲得している。2 社は Pavilion Energy と共に、LNG に関する GHG 排出量の定量化と報告方法の開発に取り組むとしている。

こうした需要側の動きもあり、各地で LNG 輸出設備における低炭素、脱炭素化を模索する動きは活発化している。先述したカタール拡張プロジェクトは炭素回収、再エネ活用を掲げている。米国 Cheniere は 2022 年から、自身のライフサイクル解析モデルを用いて、供給する各カーゴに井戸元から受け渡し地点までの GHG 排出量を証明する“Cargo Emissions Tags”を付すことを計画している。カナダでは多くのプロジェクトで液化設備に使用される電力を豊富な水力発電で賄う計画を進めており、豪州では Gorgon LNG で世界最大級の

CCS プロジェクトが進行中である。ロシア NOVATEK もエンジニアリング会社 Baker Hughes と共同で、LNG 設備で水素を活用した排出削減プログラムを開始する。

Role of Gas (ガスの役割) というワードを目にすることが多くなった。多くの国、地域が 2050 年カーボンニュートラルという目標を掲げており、脱炭素を目指す流れの中、低炭素とされる天然ガスの役割はどのように変化していくのか、注目が集まっている。密度の高いエネルギー源として新興国の経済発展や重工業、輸送部門での貢献は求められるものの、炭素排出を伴う以上、2050 年に向けての対策は必要不可欠である。逆に言えば、より低炭素に、脱炭素に近づいていくことで、天然ガスの役割は長く、重要なものになると考えられる。液化設備を含めたサプライチェーンでの、更なる低炭素化、脱炭素化への取り組みは、今後も注目すべき点となる。

#### 参考文献

- ・ 日本エネルギー経済研究所, IEEJ Outlook 2021, 2020 年 10 月
- ・ IEA, Gas Market Report Q1-2021, 2021 年 1 月, <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2021>