

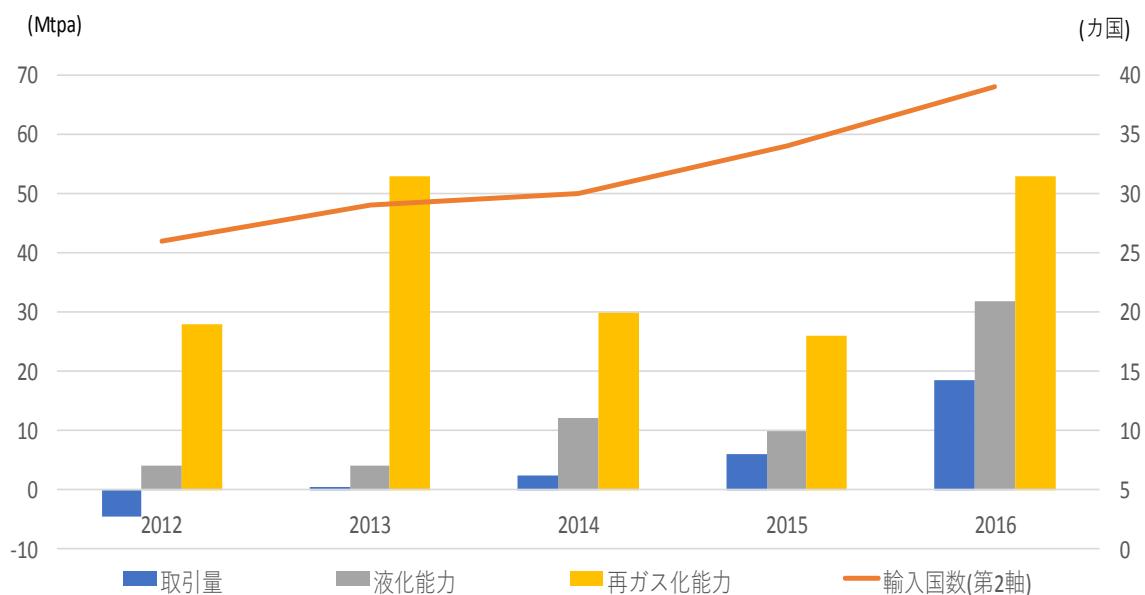
浮体式 LNG 受入基地の現状と付随する技術について

化石エネルギー・電力ユニット 研究員 大谷 公哉

1. はじめに

世界の LNG 取引量は順調に拡大を続けており、2016 年には 2 億 6,300 万トン(2011 年比 9.5% 増)に達しており、2017 年は 2 億 9,000 万トン程度となる見込みである。クリーンエネルギーである天然ガスの需要は、2014 年以降のガス価格低下も後押しとなり、世界中で成長を続けている。この需要の伸びに対し、自国での生産や、ガスピープラインによる輸入で対応できない国は LNG 輸入インフラの整備が急務となっており、2012 年には 26 カ国であった LNG の輸入国は、2016 年には 39 カ国にまで成長している。このような背景から、陸上 LNG 受入基地に比べて導入までのリードタイムが圧倒的に短く、設備投資額を抑制することができる浮体式 LNG 受入基地の需要が、近年新興国を中心に高まっている。本稿では、この浮体式 LNG 受入基地とそれに付随する技術の現状と特徴を概観することで、同ビジネスの今後について考察した¹。

図 1-1 世界の LNG 取引量および液化・再ガス化能力変化量の推移



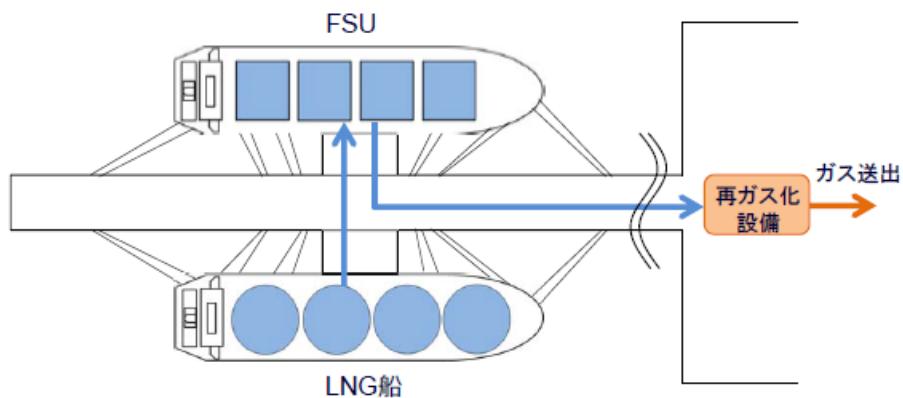
(出所) GIIGNL, The LNG Industry 2013-2017

¹ 浮体式 LNG ビジネスは、従来の伝統的な陸上 LNG ビジネスとは異なり、使用期間や配置場所が決定される前の船舶資産に対する先行投資的要素もあり、このビジネスの当事者である FSRU 事業者たちは新たなリスクを抱えているともいえる。

2. 浮体式 LNG 受入基地の特徴

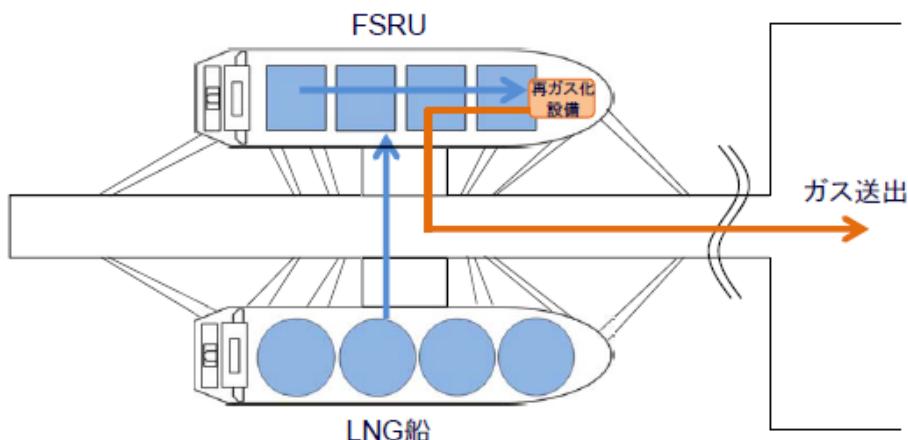
浮体式 LNG 受入基地は、洋上に係留固定された状態で設置され、これに用いる主軸設備ないし船舶は、大きく FSU (Floating Storage Unit)、FSRU (Floating Storage and Regasification Unit)、LNG RV (LNG Regasification Vessel) の 3 つに分類される。FSRU には LNG タンクと再ガス化設備が搭載されており、桟橋に係留し、船上で気化させたガスを送出する。一方、FSU には再ガス化設備が船上に搭載されておらず、LNG を送出し、陸上に別途設置された再ガス化設備により気化させる。また、LNG RV は自ら LNG を輸送するという特徴があり、沖合に係留し海底ガスパイプラインを経由して、気化ガスを送出する。

図 2-1 FSU (Floating Storage Unit) の設置例



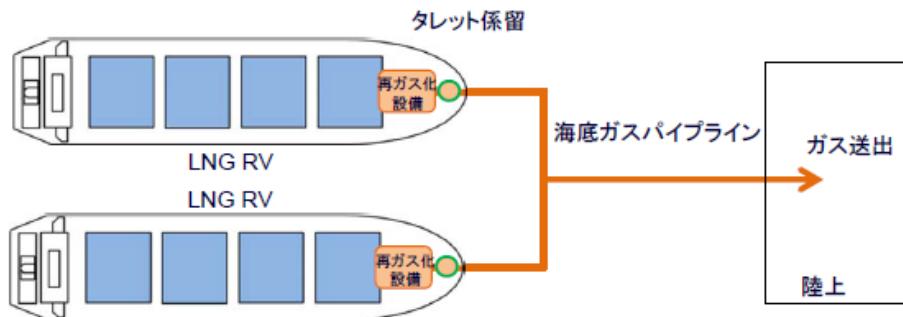
(出所) 田村 康昌「浮体式設備(FSRU/FLNG)による LNG 市場の拡大」(JOGMEC ブリーフィング資料, 2017 年 10 月 19 日)

図 2-2 FSRU (Floating Storage and Regasification Unit) の設置例



(出所) 田村 康昌「浮体式設備(FSRU/FLNG)による LNG 市場の拡大」(JOGMEC ブリーフィング資料, 2017 年 10 月 19 日)

図2-3 LNG RV (LNG Regasification Vessel)の設置例



(出所)田村 康昌「浮体式設備(FSRU/FLNG)によるLNG市場の拡大」(JOGMECブリーフィング資料,2017年10月19日)

浮体式LNG受入基地の歴史は、2005年にExcelerate Energy社が米国のGulf Gateway Deepwater Port向けに世界初となるFSRUを提供したことから始まっている。当初はタンク容量約13万m³のFSRUが多くたが、現在はタンク容量約17万m³のものが主流となっている。その歴史はわずか10年強だが、2018年2月時点で既に29隻の浮体式LNG受入基地が運用されている。

浮体式LNG受入基地には陸上LNG受入基地に比べ、以下に示すような優れた点がある。

(1)設備投資額(Capital expenditures: CAPEX)が安い

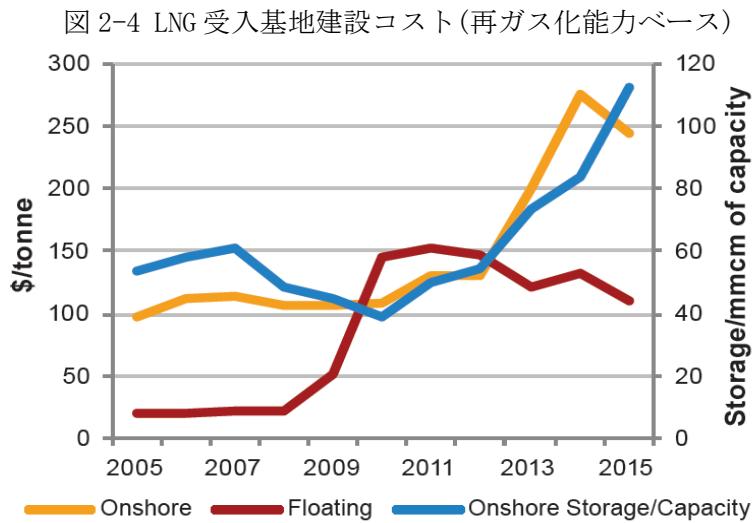
タンク容量18万m³、受入能力300万トンの陸上LNG受入基地のCAPEXは約7億5,000万ドルである²。対して、同能力の浮体式LNG受入基地のCAPEXは約4億5,000万ドルであり、陸上基地の50~60%程度といわれている³。中古船の改造であれば更に費用を圧縮することも可能である(中古船の船価+改造費)。ただし、着桟・係留のために必要な既存の港湾施設(桟橋、防波堤など)がない場合は、建設コストがより大きくなる可能性もあるため注意が必要である。

近年は、タンクの大型化により陸上LNG基地の再ガス化能力あたりのCAPEXは上昇傾向にある。一方で、浮体式LNG基地の同CAPEXは安定している⁴。今後、FSRUの大型化が進行した場合にはこの評価が変動する可能性はあるものの、現時点では浮体式LNG基地の方がCAPEXは安いと言えるだろう。

² The Oxford Institute for Energy Studies (OIES), The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), Brian Songhurst, 2017年6月

³ The Oxford Institute for Energy Studies (OIES)

⁴ IGU, World LNG Report 2017 Edition, 2017年4月



(出所) IGU, World LNG Report 2016 Edition, 2016年4月

(2)建設のリードタイムが短い⁵

陸上 LNG 受入基地建設のリードタイムが一般に 48-60 ヶ月であるのに対して、新規 FSRU を用いた浮体式 LNG 受入基地建設のそれは 30-40 ヶ月と言われている。また、既存船の改造の場合は 18-20 ヶ月程度とより短期間での導入を可能としており、陸上 LNG 基地導入までの繋ぎの受け入れ施設として用いられることがある。入札から僅か 5 ヶ月で導入されたという事例も確認されている(エジプト Ain Sukhna プロジェクトにおける BW Singapore の導入⁶)。

(3)運用面での柔軟性が高い

各国のエネルギーバランスは、エネルギー政策、自国内の需給バランス、エネルギーコストに大きく依存している。浮体式 LNG 受入基地の FSRU は、こうした事情により LNG 需要がなくなった場合には、他の地域への転用や LNG タンカーとして使用することも可能であり、その柔軟性の高さから事業者側、利用者側双方にとってリスクが低いといえる。一例として、米国で運用されていた Neptune (旧 GDF Suez Neptune) 号は、シェール革命により LNG 輸入の必要性が低下し傭船契約が終了していたが、2016 年にトルコに再配置された。同船は傭船契約終了から再配置までの空白期間には、LNG タンカーとして運用されており、FSRU の柔軟性の高さが確認できた事例といえるだろう。また、FSRU は季節的な短期需要を満たすために使用することも可能であり、クウェートの Mina Al Ahmadi GasPort では夏季需要向けに 3 月から 12 月の 9 ヶ月間を基本として Golar Igloo 号を傭船している⁷。同国の需要動向により傭船

⁵ IGU, World LNG Report 2017 Edition, 2017年4月

⁶ BW LNG, <http://www.bw-group.com/our-business/bw-lng/bw-gas-solutions/record-fast-track-fsru-project-implementation-in-egypt>

⁷ Golar LNG, INTERIM RESULTS FOR THE PERIOD ENDED JUNE 30, Page 05/18, 2013年9月2日, <http://www.golarlng.com/~media/Files/G/Golar-Lng/documents/quarterly-reports/576189.pdf>

期間は延長されているが、空白期間は、同 FSRU を他の用途向けに運用できるため、設備の稼働率を向上させることができる。

(4) 建造工程における現地作業が少ない

FSRU は造船所で造船されるため、現地作業を大幅に削減することができる。

これにより現地労働力の確保の必要性が低くなり、人件費高騰や工程遅延などの影響を比較的受けにくいというメリットがある。

(5) ビジネスマodelの多様性

FSRU であれば、従来のビジネスモデルである各国のエネルギー会社が再ガス化基地を保有するスキームから、FSRU 事業者が基地を保有してエネルギー会社へ容量貸出やリースを行うスキームまで、幅広いビジネスモデルを選択できる。主流な形態は後者のリース契約であり、エネルギー会社は FSRU 事業者へ契約に基づく手数料を定期的に支払う。この形態では、操業費用 (OPEX) は割高となるものの設備投資額 (CAPEX) を抑制することができるため、資金調達の障壁が比較的少なく、プロジェクトを進めやすいという特徴がある。また、基地のオペレーションも FSRU 事業者が行うため、人材育成などの必要性も限られるため、新規導入の障壁を下げることができる。

一方で、浮体式 LNG 受入基地を導入する場合には、以下の注意点も存在する。

(1) 拡張性が低い

浮体式 LNG 受入基地は、船単位、桟橋単位での拡張しかできないため、陸上 LNG 基地に比べ貯蔵容量の自由度が低い。また、現状の FSRU の標準的な規格はタンク容量約 17 万 m³ (受入能力 400 万トン/年程度) であり、一定規模の需要が見込めない場合は、稼働率の低い運用となる可能性がある⁹。

(2) 操業費用 (Operating Expense : OPEX) が高い

プロジェクト毎に異なるものの、受入能力 400 万トンの陸上 LNG 受入基地の OPEX は約 13 万ドル/日であるのに対し、同規模の浮体式 LNG 受入基地の OPEX はリース料金を含めると約 28 万ドル/日と見積もられている¹⁰。その差額は年間 5,000 万ドル以上となり、長期間の運用となる場合は、自社で FSRU を所有するスキームの方が経済性は高くなる。Gazprom の Kaliningrad FSRU プロジェクトでは予め長期間の運用が見込まれていたため、自社で FSRU を所有するスキームが採用されている。

⁸ FSRU を発注・保有・操業し、顧客から傭船料収入を得ている事業者

⁹ 800 MW 級のガスタービンコンバインドサイクルの燃料消費量は年間 100 万トン程度

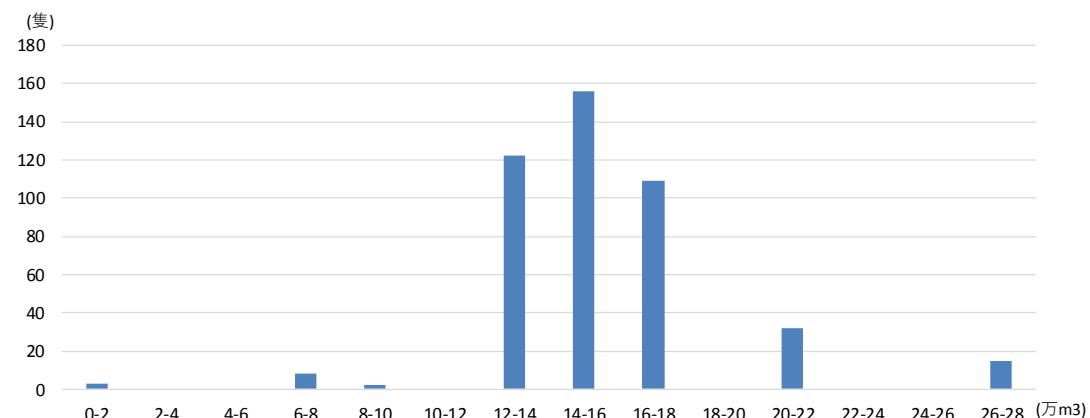
¹⁰ Offshore Technology , 2017 年 4 月 4 日,

<https://www.offshore-technology.com/features/featureis-floating-lng-really-the-best-option-for-emerging-economies-5778131/>

(3) オペレーションリスクの潜在

前述の通り、現在はタンク容量約17万m³のFSRUが主流となっている。一方、2017年9月末時点の運行中LNGタンカー447隻の平均容量は約15.5万m³である¹¹。LNGの輸送コスト削減のためにLNGタンカーの大型化が進んでいるが、浮体式LNG受入基地は、大型LNGタンカーによるLNG受入れに対して十分な貯蔵能力を備えていないため、中小規模のLNGタンカーでの輸送や部分積みで対応する必要がある。運用計画に変更が生じた場合、沖合いでLNGタンカーを滞船させなければいけない可能性もあり、その場合は滞船料が発生するため輸送コストが割高となる。陸上LNG受入基地は、貯蔵容量の自由度が高いため、LNG受け入れに対しての余力を含めた最適なタンク容量を選択することもできるだろう。また、浮体式LNG受入基地は船単位での拡張しかできない。Q-max級の大型FSRU(タンク容量約26万m³)の採用や、FSUを追加するなどしてLNG受け入れに対する余力を確保すれば、このオペレーションリスクを低減することはできるものの、その目的のみのために大幅な追加投資をすることは事業性を悪化させる可能性がある。

図2-5 世界のLNGタンカー容量



(出所) 各種資料より日本エネルギー経済研究所作成

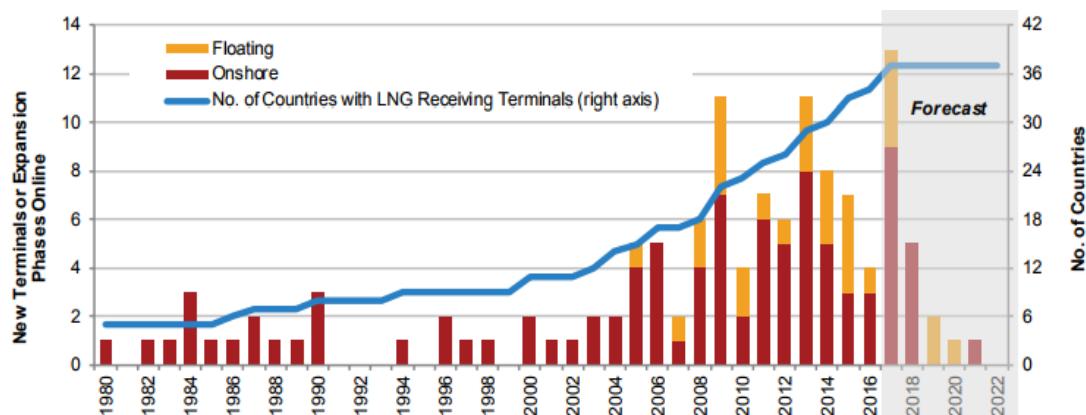
(4) 気象・海洋条件の影響を受ける

浮体式LNG受入基地は、陸上LNG受入基地とは異なり波風などの影響を受けるため、穏やかな気象・海洋条件が必要となる。その対策として、新規の防波堤などの建設が必要となる場合には、CAPEXが大幅に膨らむ可能性もある。

¹¹ 各種資料より筆者集計

前述の通り、留意しなければいけないポイントはあるものの、浮体式 LNG 受入基地には陸上 LNG 受入基地に比べ CAPEX が低く、導入までのリードタイムが短いという大きな強みがあり、新興国のような一定規模以上のまとまった需要が見込まれる場合にはメリットをもたらす可能性がある。また、昨今のようにエネルギー情勢が目まぐるしく変化し長期的なエネルギー見通しが不透明な状況下においては、運用面での柔軟性の高い浮体式 LNG 受入基地の存在は LNG 輸入インフラの整備に対する障壁を低くし、世界の LNG 市場拡大に大きく貢献しているものと考える。一方で、日本や韓国などのように既に LNG 需給バランスが均衡しており、LNG 需要の急増が見込まれていない場合には、長期的な運用コストや供給安定性などの観点から、陸上 LNG 受入基地の方が優れている場合も存在する。新規の LNG 輸入インフラの導入時には陸上基地、浮体式基地 それぞれの特徴を考慮した、総合的な検討が重要になるだろう。

図 2-6 LNG 受入基地の稼動数推移

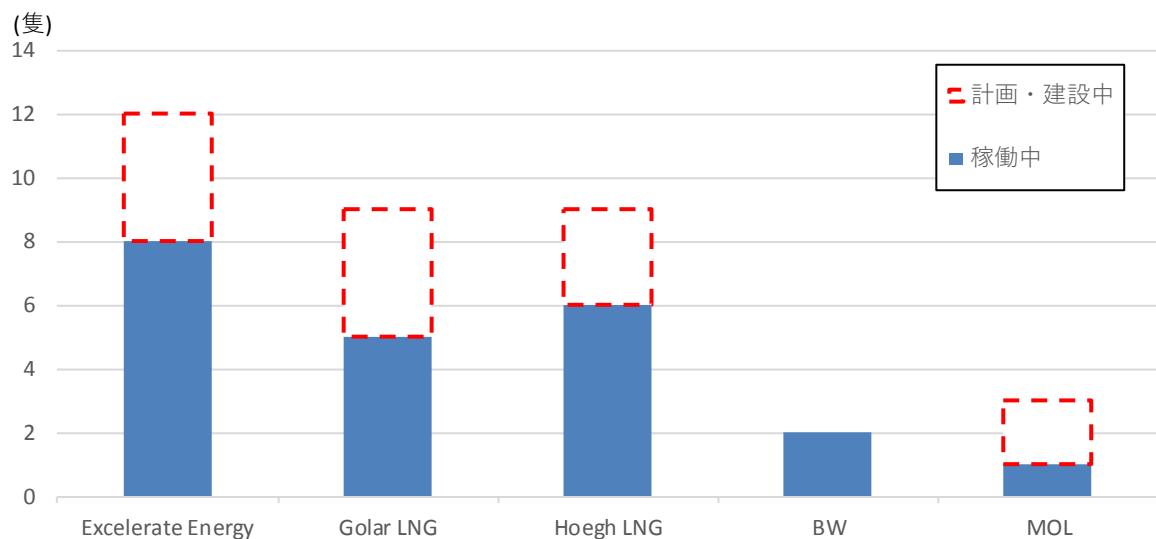


(出所) IGU, World LNG Report 2017 Edition, 2017年4月

3. FSRU 事業者

FSRU 事業者は、FSRU を発注・保有・操業し、顧客から傭船料収入を得ている。主要企業は、Excelerate Energy、Golar LNG、Höegh LNG の 3 社である。近年は新規事業者として日本の商船三井(MOL)やノルウェーの BW Gas などが参入している。MOL は、2017 年にトルコへ「MOL FSRU CHALLENGER 号」(LNG 貯蔵容量 263,000 m³ と FSRU として世界最大)を配置した。同社はさらに、2018 年にインド、また計画は遅れているもののウルグアイへ FSRU 長期傭船を計画している。このように新規参入事業者も徐々に存在感を増しているものの、依然として稼働中の浮体式 LNG 受入基地の約 7 割は主要 3 社が運営している。以下に、主要 3 社の概要をまとめると。

図3-1 主要各社のFSRU/FSU基地数



(出所)各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

3-1 Excelerate Energy

2003年に米国で設立された、LNG輸送および浮体式LNG基地の運営事業を行う企業である。FSRUの保有・運営に加え、LNG市場の動向調査や長期契約・スポット契約に基づくLNG船の運航も行っており、LNG調達から輸送まで、海上における広範なLNGサプライチェーンサービスを提供している。2005年に、メキシコ湾岸において世界初となるFSRU形式のLNG受入基地であるGulf Gateway Deepwater Portを稼働させた（後に、米国におけるLNG輸入の必要性が低減したことなどから2011年4月に同基地を廃止）。2018年2月時点では、ブラジルやアルゼンチン、イスラエル、パキスタン、アラブ首長国連邦（UAE）ドバイの5カ国で同社のFSRUが稼働している。2016年7月には、Petrobangla及びバングラデシュ政府との間で、同国初となるBengal湾のMoheshkhali島沖合でのLNG受入基地の建設、操業に向けて、最終合意に至っており、2018年4月からの稼働開始が計画されている。ペルトリコのAguirre Offshore Gasportでは、2019年からFSRU導入を予定していたが、2017年7月、プロジェクト主体のペルトリコ電力公社（PUREPA）が破産したことから設置契約を解除、先行きが不透明となっている。

FSRUは建設コストが安定し、建設期間が短いことから陸上受入基地に対し高い競争力を持っていると同社は認識しており、自社保有のLNG船数を増強し、世界各地においてさらに浮体式LNGサービスを展開していく方針である。近年では特に、国内でのエネルギー需要増加や天然ガスの生産量の伸び悩み、立地条件等に鑑みて、中東諸国へのFSRUの提供を積極的に行っている。

表 3-1 Excelerate Energy が保有する FSRU

Vessel	Year of Built	Capacity(m ³)	Country	Project
Excalibur	2002	138,000	-	Non-assign
Excelsior	2005	138,000	Bangladesh	Moheshkhali island(予定)
Excellence	2005	138,000	Israel	Hadera Deepwater LNG
Excelerate	2006	138,000	UAE	Ruwais LNG Termina
Explorer	2008	150,900	UAE	Jebel Ali LNG
Express	2009	150,900	-	Non-assign
Exquisite	2009	150,900	Pakistan	Engro Terminal Project
Expedient	2010	150,900	Argentina	GNL Escobar
Examplar	2010	150,900	Argentina	Bahia Blanca GasPort
Experience	2014	173,400	Brazil	Pecem, Ceala

(出所) 各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

3-2 Golar LNG

Golar LNG は、1946 年に設立された Gotaas-Larsen Shipping Corporation を前身とし、1970 年に LNG 輸送業に参入し、2001 年に Golar LNG と社名変更された。Golar グループ全体 (Golar LNG、Golar Partners、Golar Power、OneLNG) で LNG 船 16 隻、FSRU 8 隻、FLNG 3 隻(改造予定含む)、合計 27 隻を保有している。

同社の FSRU 事業は、2009 年に Golar Spirit 号と Golar Winter 号をブラジルの Petrobras へ貸船したことから始まっている。両船とも Petrobras と長期傭船契約を締結していたが、Petrobras は国内 LNG 需要の減少により Golar Spirit 号の早期契約終了を要望し、2017 年 6 月で契約が終了した。2018 年 2 月時点では、ブラジル、ヨルダン、クウェート、アラブ首長国連邦 (UAE) ドバイ、インドネシアの 5 カ国へ、同社の FSRU が配置されている。2018 年には、Golar Tundra 号をガーナ Tema 湾へ配置する予定である。また、2017 年 12 月に竣工した Golar Nanook 号は、ブラジル Sergipe 州のガス火力発電所向けに投入される計画である。さらに、コートジボアールでも、Total が主導する FSRU プロジェクトが進行中であり、2018 年の稼動が計画されている。

浮体式 LNG 液化設備 (FLNG) に関しては既存 LNG タンカーを FLNG 船へ改造するスキームにて事業展開している。同社は 3 隻の FLNG 船を保有しており、うち Hill 号については 2017 年に FLNG への改造が完了し、2018 年からカムラーンの Cameroon FLNG プロジェクトで稼動する予定である。残りの 2 隻はいずれも未改造ではあるが、うち Gandria 号は赤道ギニア

Fortuna FLNG プロジェクト向けに貸船される見込みである。他方、Gimi 号の貸船先は現時点では決定していない。

表 3-2 Golar LNG が保有する FSRU

Vessel	Year of Built	Capacity(m ³)	Country	Project
Golar Spirit	1981	129,000	-	Non-assign (Mooring in Greece)
Golar Winter	2004	138,000	Brazil	Salvador da Bahia
Golar Freeze	1976	125,000	UAE	Jebel Ali LNG
Nusantara Regas Satu	1977	125,000	Indonesia	West Java, Muara Karang
Golar Igloo	2014	170,000	Kuwait	Mina Al Ahmadi GasPort
Golar Eskimo	2014	160,000	Jordan	Aqaba LNG
Golar Tundra	2015	170,000	Ghana	Tema(予定)
Golar Nanook	2017	170,000	Brazil	Sergipe(予定)

(出所) 各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

3-3 Höegh LNG

Höegh LNG は、ノルウェーの海運会社 Leif Höegh & Co の LNG 輸送事業子会社として 2006 年に設立された。ノルウェーのオスロに本社を置き、1973 年に就航した Norman Lady を皮切りに約 40 年の LNG 輸送事業の実績を有する。近年は、LNG 輸送事業にとどまらず、LNG の再ガス化を含むより広範な事業チェーンを有する企業へと変貌している。一方で、2013 年には 100%子会社として洋上液化事業を行う Höegh FLNG を設立したが、世界で LNG が供給過剰になっていることを理由として、2016 年 2 月に同事業の中止を決定した。同社が所有する LNG 船の数は、FSRU 7 隻を含む 9 隻であり、2019 年までに新たに 3 隻の FSRU が加わる計画である。2018 年 2 月時点では、中国、インドネシア、リトアニア、エジプト、コロンビア、トルコの 6 カ国で同社の FSRU が稼動している。中国天津市に配置されている GdF Suez Cape Ann 号は、2018 年第 3 四半期からインド初の FSRU として再配置される計画となっている。今後は、2017 年に竣工した Höegh Giant 号が、2018 年からガーナで運用される計画となっている。さらに、2018 年に竣工予定の HN2865(名称未定)、HN2909(名称未定)は、チリおよびパキスタンに傭船される予定である。

また同社は、市場投入までの時間短縮という顧客ニーズに応えるために、未契約の FSRU 1 隻を戦略的に建造・保有している。現在も未契約の 10 隻目(HN2220)を建造中であり、2019 年に竣工する予定となっている。同社は、今後も FSRU 事業に集中し、2019 年までに FSRU

を12隻体制に拡大させる方針である。

表3-3 Höegh LNGが保有するFSRU

Vessel	Year of Built	Capacity(m ³)	Country	Project
GdF Suez Cape Ann	2009	145,130	China	Tianjin
Neptune	2009	145,130	Turkey	Etki LNG -Izmir
PGN FSRU Lampung	2014	170,132	Indonesia	Lampung LNG
Independence	2014	170,132	Lithuania	Klaipeda
HöeghGallant	2014	170,051	Egypt	Ain Sukhna
Höegh Grace	2015	170,032	Columbia	Cartagena
Höegh Giant	2017	170,032	Ghana	Quantum Power(予定)
HN2865	2018	170,032	Pakistan	Mashal-Port Qasim(予定)
HN2909	2018	170,000	Chile	Penco Lirquén LNG(予定)
HN2220	2019	170,000	-	Non-assign

(出所)各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

このように、現在のFSRU事業への参入者は、LNG輸送業を営む海運会社が多数である。海運業界は、既存LNGタンカーの改造による初期投資額の抑制や、貸船していない期間にはFSRU船をLNGタンカーとして運用することにより、建設遅延や中途解約等によるリスクを最小化できるため、FSRU事業への参入がしやすい業種であるといえる。

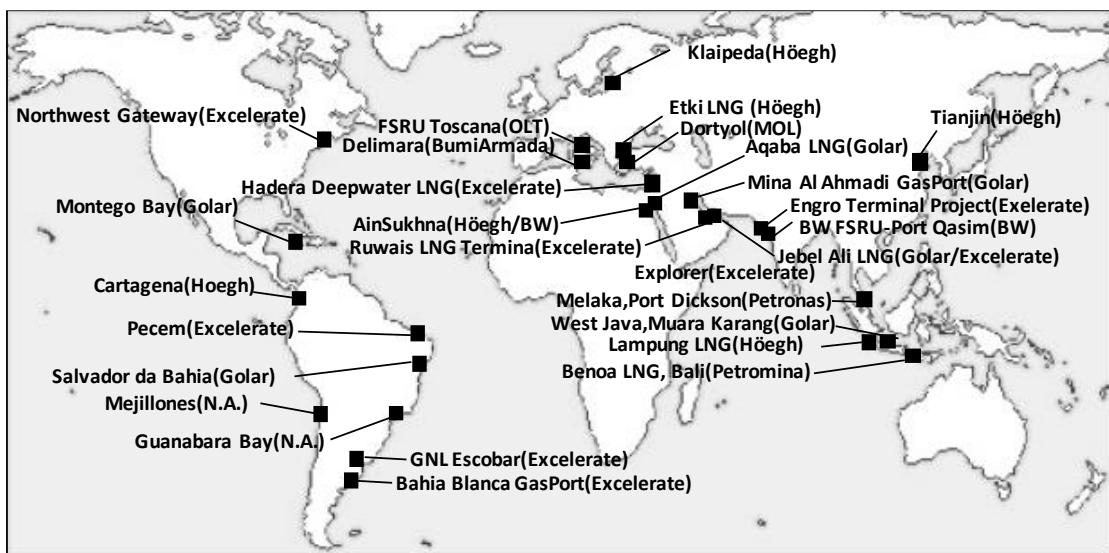
4. 浮体式LNG受入基地の現状

2018年2月時点で、世界で稼働中のFSRU・FSUは29隻ある。その地理的な配置割合は、南米28%、アジア24%、中東21%、欧州17%、アフリカ7%、北米3%である。非OECD諸国への配置が約80%を占めており、新興国を中心にニーズが高まっている。

一方で、計画・建設中の浮体式LNG受入基地は53隻であり、その約半数にあたる25隻がアジア諸国への配置が検討されている。今後もLNG取引の中心となるアジア市場にとって、浮体式LNG受入基地が重要な受け入れインフラとみなされていることがわかる。中でも、エネルギー成長が著しい中国、インドでは、国内の急速なガス需要拡大に対応するために、多数の浮体式LNG受入基地の建設が検討されている。また、中国の福建省莆田、広東省珠海、江蘇省江陰で検討されている浮体式LNG受入基地では、陸上での拡張も同時に計画されて

おり、リードタイムが短いという特徴を活かし陸上基地完成までの繋ぎとして位置付けられていることが推察される。実際に、中国の天津市で同国初の FSRU として 2013 年から運用されていた GdF Suez Cape Ann 号は、2018 年第 3 四半期からインド初の FSRU として再配置されることが決定している。

図 4-1 稼働中の FSRU 基地



(出所) 各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

なお、LNG の輸出国であるオーストラリアでは、2014 年以降の東海岸における LNG 輸出プロジェクトの稼働開始、南東部諸州での国内ガス生産開発の停滞により、オーストラリア東部におけるガス不足が深刻な問題となっている。その応急的な対策としても納期が短いという長所をもつ浮体式 LNG 受入基地の建設と LNG の輸入が、国内エネルギー企業である AGL により検討されている。2018 年 2 月には、日本企業の JERA と丸紅が FSU を用いて同市場へ進出する検討も開始されている¹²。

FSRU の柔軟性が示された事例としては、米国で運用されていた Neptune(旧 GDF Suez Neptune)号が、シェール革命により LNG 輸入の必要性が低下し傭船契約が終了していたが、2016 年にトルコに再配置された。同船は傭船契約終了から再配置までの空白期間には、LNG タンカーとして運用されていた。

また、ジャマイカの Montego Bay では、2016 年から FSU 船 Golar Arctic 号を沖合いに係留し、小型 LNG タンカーで各地の発電所向けに配達するというユニークな運用がされている。同船に LNG バンカリングの機能を追加するという検討もされている¹³。

¹² JERA プレスリリース、2018 年 2 月 26 日、http://www.jera.co.jp/information/20180226_210.html

¹³ IGU, World LNG Report 2017 Edition, 2017 年 4 月

表 4-1 稼働中 FSRU 一覧

地域	国名	プラント名	受入能力 (万トン)	貯蔵容量 (kL)	開始年	船名	FSRU事業者
北米	アメリカ	Northeast Gateway – Boston, MA /Offshore(LNG RV)	338	150,000	2008	N.A.	Excelerate Energy
南米	ジャマイカ	Montego Bay/Offshore(FSU)	110	140,000	2016	Golar Arctic(FSU)	Golar LNG
	コロンビア	Cartagena /Offshore(FSRU)	380	170,000	2016	Höegh Grace	Höegh LNG
	ブラジル	Guanabara Bay/Offshore (FSRU)	184	129,000	2008	N.A.	N.A.
		Pecem, Ceala/Offshore (FSRU)	760	173,400	2009	Experience	Excelerate Energy
	アルゼンチン	Salvador da Bahia/Offshore (FSRU)	370	135,000	2014	Golar Winter	Golar LNG
		Bahia Blanca GasPort /offshore(LNGRV)	448	151,000	2008	Examplar	Excelerate Energy
		GNL Escobar/offshore(LNGRV)	670	151,000	2011	Expedient	Excelerate Energy
アフリカ	チリ	Mejillones/Offshore(LNGRV)	147	154,500	2010	N.A.	N.A.
	エジプト		380	170,000	2015	Höegh Gallant	Höegh LNG
		Ain Sukhna/Offshore (FSRU)	570	N.A.	2015	BW Singapore	BW Gas
中東	イスラエル	Hadera Deepwater LNG /Offshore (FSRU)	184	N.A.	2013	Excellence	Excelerate Energy
	クウェート	Mina Al Ahmadi GasPort /Offshore (FSRU)	500	170,000	2009	Golar Igloo	Golar LNG
	UAE	Jebel Ali LNG/ Offshore (FSRU)	300	125,000	2010	Golar Freeze	Golar LNG
		<Expansive>/ Offshore(FSRU)	N.A.	151,000	2015	Explorer	Excelerate Energy
		Ruwais LNG Terminal/Offshore(FSRU)	100	138,000	2016	Excelerate	Excelerate Energy
	ヨルダン	Aqaba LNG/Offshore(FSRU)	570	160,000	2015	Golar Eskimo	Golar LNG
アジア	中国	Tianjin/Offshore(FSRU)	N.A.	170,000	2013	GdF Suez Cape Ann (By The Spring of 2018)	Höegh LNG
	マレーシア	Melaka, Port Dickson (FSU)	380	N.A.	2013	Tenaga Satu/Tenaga Empat	Petronas
	インドネシア	West Java, Muara Karang /Offshore (FSRU)	300	125,000	2012	Nusantara Regas Satu	Golar LNG
		Lampung LNG/ Offshore (FSRU)	200~300	170,000	2014	PGN FSRU Lampung	Höegh LNG
	パキスタン	Benoa LNG, Bali /Offshore (FSU/FRU Small Scale)	0.4	26,000	2016	N.A.(Small Scale)	Petronas
		Engro Terminal Project–Port Qasim /Offshore (FSRU)	524	151,000	2015	Exquisite	Excelerate Energy
		BW FSRU–Port Qasim /Offshore(FSRU)	560	170,000	2017	BW Integrity	BW Gas
欧州	リトアニア	Klaipeda /Offshore (FSRU)	147~221	170,000	2014	Independence	Höegh LNG
	イタリア	Livorno – Toscana/Offshore(FSRU)	270	137,000	2013	FSRU Toscana(前 Golar Frost)	OLT
	マルタ	Delimara/Offshore (FSU)	N.A.	125,000	2017	Armada LNG Mediterranea	BumiArmada
	トルコ	Etki LNG –Izmir/Offshore(FSRU)	N.A.	145,000	2016	Neptune	Höegh LNG
		Dortyol/ Offshore(FSRU)	564	263,000	2017	MOL FSRU CHALLENGER	MOL

(出所) 各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

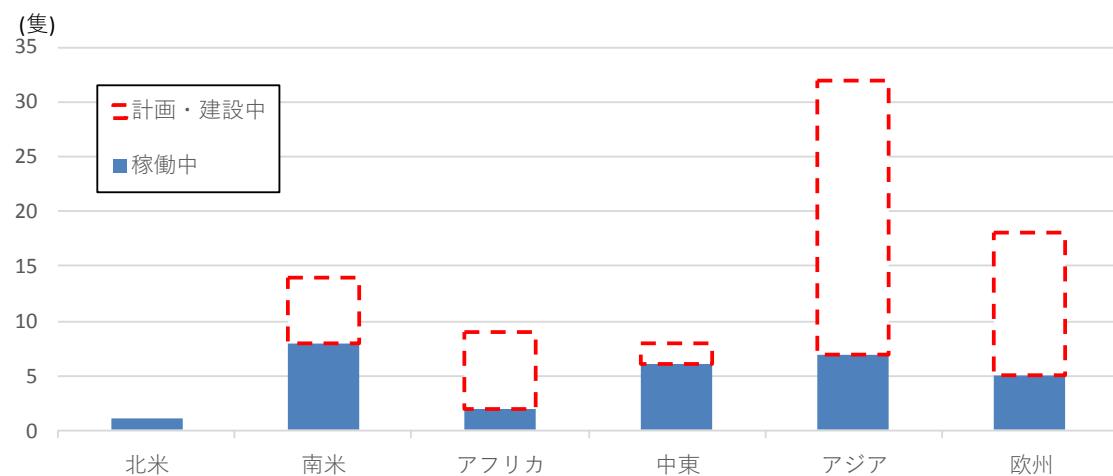
表 4-2 計画・建設中 FSRU 一覧

地域	国名	プラント名	受入能力 (万トン)	貯蔵容量 (kL)	開始年	船名	FSRU事業者
南米	ペルトリコ	Aguirre Offshore GasPort (FSRU)	380	150,900	N.A.	N.A.	Excelerate Energy
	ウルグアイ	GNL del Plata /Offshore (FSRU)	250	263,000	N.A.	N.A.	MOL
	ブラジル	Sergipe/Offshore (FSRU)	550	170,000	2020	Golar Nanook(予定)	Golar LNG
		Mejillones/Offshore(FSRU)	164	N.A.	2019	N.A.	Golar LNG
	チリ	Penco Lirquén LNG/Offshore (FSRU)	400	N.A.	2019	HN2865 or HN2909(予定)	Höegh LNG
		Bahia Chascos/Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
アフリカ	エジプト	(名称未定) /Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		(名称未定) /Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	Excelerate Energy
	ガーナ	Quantum Power./Offshore (FSRU)	569	170,000	2018	Höegh Giant(予定)	Höegh LNG
		Tema /Offshore (FSRU)	550	170,000	2018	Golar Tundra (予定)	Golar LNG
	コートジボアール	(名称未定) /Offshore (FSRU)	300	N.A.	2018	N.A.	Golar LNG
	ベナン	(名称未定) /Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	セネガル	(名称未定) /Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
中東	UAE	Fujairah LNG/Offshore(FSRU)	900 (→1500)	N.A.	2018	N.A.	N.A.
	バーレーン	Bahrain LNG/Offshore(FSRU)	608	N.A.	2019	N.A.	N.A.
アジア	中国	福建省莆田(Fujian, Putian) /Offshore (FSU)	250	N.A.	2019	N.A.	N.A.
		広東省珠海(Guangdong, Zhuhai) /Offshore (FSU)	250~300	N.A.	2020	N.A.	N.A.
		江蘇省江陰(Jiangsu, Jiangyin) /Offshore (FSU)	100	N.A.	2020	N.A.	N.A.
		(名称未定) /Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	2019	N.A.	Dybagas
		(名称未定) /Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	2020	N.A.	Dynagas
	タイ	(名称未定) /Offshore(FSRU)	500	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	インドネシア	West Java, Cilacap /Offshore (FSRU)	120	N.A.	2018	N.A.	Petromina
		Jawa 1 /Offshore (FSRU)	240	N.A.	2021~2022	N.A.	Petromina
	オーストラリア	Crib Point LNG/Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	2020	N.A.	AGL
	フィリピン	Batangas/Offshore(FSRU)	400	170,000	N.A.	N.A.	shell
	ベトナム	Thai Binh /Offshore(FSRU)	20~50	N.A.	2026~2030	N.A.	N.A.
	パキスタン	Mashal-Port Qasim/Offshore (FSRU)	456	N.A.	2018	HN2865 or HN2909(予定)	Höegh LNG
	インド	Kakinada, Andhra Pradesh /Offshore (FSRU)	350 (→500)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Jafrabad LNG Port /Offshore(FSRU)	500 (→1,000)	(FSRU) 180,000 (FSU) 135,000~ 145,000	2020	N.A.	MOL
		LNG Bharat, Krishnapatnam port /Offshore(FSRU)	500	N.A.	2018以降	N.A.	N.A.
		Jaigarh, Maharashtra / Offshore (FSRU)	400	N.A.	2018	GdF Suez Cape Ann (From Tianjin in China)	Höegh LNG
		Mangalore / Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Digha, West Bengal / Offshore (FSRU)	300	N.A.	2019	N.A.	N.A.
	バングラデシュ	Moreshkhali island /Offshore (FSRU)	375	138,000	2019	Excelsior(予定)	Excelerate Energy
		(名称未定) /Offshore (FSRU)	375	N.A.	2018	N.A.	Reliance Power
		(名称未定) /Offshore (FSRU)	380	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Moreshkhali/Offshore (FSRU)	N.A.	N.A.	2018	N.A.	Excelerate Energy
	スリランカ	Kerawalapitiya / Offshore (FSRU)	35	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Kerawalapitiya / Offshore (FSRU)	200	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	ミャンマー	(名称未定) /Offshore (FSRU)	300	N.A.	2020以降	N.A.	N.A.
欧州	ポーランド	Gdansk/Offshore(FSRU)	300~600	N.A.	2021	N.A.	N.A.
	イギリス	Teesside Trafigura/Offshore(FSRU)	N.A.	150,900	N.A.	N.A.	Trafigura
		Port Meridian/Offshore(LNGRVs)	570	170,000	2018	N.A.	N.A.
	アイルランド	(名称未定) /Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	クロアチア	Krk island LNG, Omisalj(FSRU)	190	180,000	2020	N.A.	Croatia LNG
	アルバニア	Eagle LNG/Offshore(FSRU)	588	N.A.	2020	N.A.	N.A.
	ロシア	Kaliningrad/Offshore (FSRU)	200	174,100	2018	HN No. 2854(予定)	Gazprom
	ギリシャ	Aegean Sea/Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		Alexandroupolis/Offshore(FSRU)	449	N.A.	2019	N.A.	N.A.
	ウクライナ	Odessa /Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
		First Gas/Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	トルコ	Gulf of Saros/Offshore(FSRU)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
	キプロス	Vassilikos/Offshore (FSRU)	74	160,000	N.A.	N.A.	N.A.

(出所) 各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

欧州でも14隻の浮体式LNG受入基地が計画・建設中である。欧州諸国は天然ガスの大半をロシアからのパイプライン輸入に依存しているが、トルコ、ギリシャなどパイプライン整備が十分に行き届いていないエリアでは、浮体式LNG受入基地によるガス輸入インフラが整備され始めている。今後、供給過剰となった米国産LNGの流入や、LNG輸入インフラの追加により、ロシア産パイプラインガスへの依存度は低下していく可能性がある。その場合、欧州ガス市場におけるLNGとパイプラインガスの競争は、アジア向けLNG価格にも影響を与える可能性があるため、欧州での浮体式LNG受入基地の普及状況を注視していく必要がある。

図4-2 地域別FSRU/FSUの稼動/計画・建設数



(出所)各種情報を基に日本エネルギー経済研究所作成

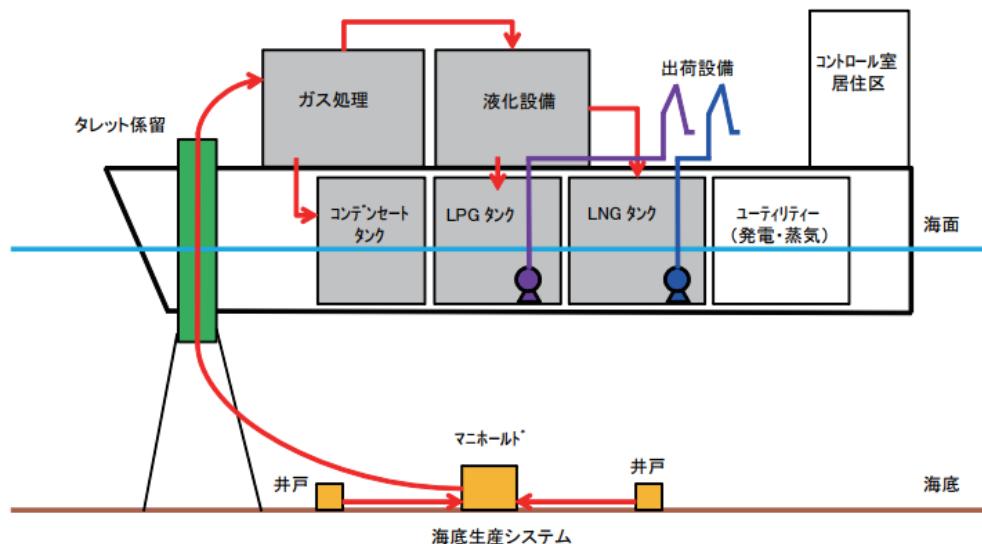
5. 浮体式LNG設備の技術

5-1 浮体式天然ガス液化設備 (Floating Liquefied Natural Gas: FLNG)

浮体式天然ガス液化設備とは、洋上で天然ガスを精製・液化・貯蔵・積み出しを行う浮体式の生産設備を表す。このFLNGは主に洋上ガス田を開発するためのソリューションである。

FLNGには陸上プラントと比べて、表5-1に示すような特徴を持っているため、(1)陸上から距離が遠い洋上ガス田、(2)大水深の洋上ガス田、(3)中小のガス田、(4)現地コストが高額な地域のガス田などの開発案件においては、非常に有効なソリューションとなる。

図 5-1 FLNG 概略図



(出所) 加藤 望、一丸 義和「浮体式設備(FSRU/FLNG)による LNG 市場の拡大」(JOGMEC ブリーフィング資料, 2017 年 10 月 19 日)

表 5-1 FLNG の特徴

長所	短所
<ul style="list-style-type: none"> ・洋上ガス田近傍でLNGを生産できるため、原料ガス輸送用のパイプラインコストを削減できる ・船体を造船所で製造できるため、現地建設作業が少ない ・設置負荷が少ないので、環境アセスメントに要する時間が短い ・ガス田が枯渇して生産が終了しても、他のガス田へ転用することができる ・LNG船を改造して転用することができる 	<ul style="list-style-type: none"> ・気象・海象の影響を受ける ・すべての設備が一つの構造物となっているため、災害等で損壊した場合に、損害額が高額となる ・対応可能な造船所が限られる ・拡張が原則できない ・設計寿命を長めにとる必要がある

(出所) 日本エネルギー経済研究所

2018年2月現在、稼動しているFLNGはPetronasが主導するマレーシアのPFLNGのみだが、2018年中にオーストラリアのPrelude FLNG、カメルーンのCameroon FLNGが稼動する予定である。その他、モザンビークのCoral FLNGや赤道ギニアのFortuna FLNGなども2020年代前半までの稼動が計画されている。このように新技術の開発により今まで開発できなかつた案件の開発が可能となった。

5-2 浮体式 LNG 発電所 (Floating LNG Power Plant)

新興国における LNG の用途は発電用が主体となる。その LNG バリューチェーンにおいては、LNG 受入基地に LNG を受け入れ、そこで気化したガスを陸上発電所に送り、そのガスを用いて発電した電力を需要地へ送電するのが一般的な流れである。対して、近年開発が進んでいる浮体式 LNG 発電所は、(1)LNG 受入設備、(2)LNG 貯蔵設備、(3)LNG 気化設備、(4)ガス発電設備を備えた浮体ユニットである。言うなれば、発電設備を兼ね備えた FSRU である。

図 5-2 浮体式 LNG 発電所のバリューチェーン



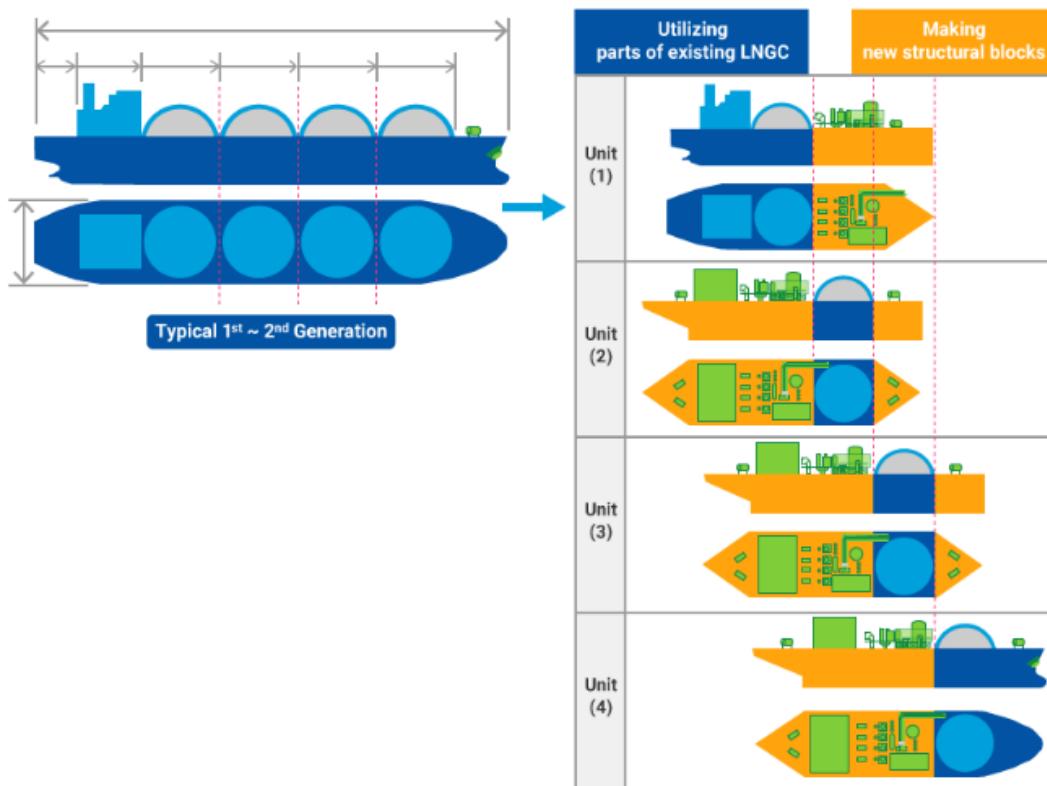
(出所) 千代田化工建設

同設備の開発は、日本では三菱重工業、三井海洋開発、千代田化工建設、海外では Wartsila など多数の企業が取り組んでいる。三菱重工業や三井海洋開発が開発を進めている大規模のものは GTCC(ガスタービンコンバインドサイクル)が搭載され、最大 72 万 kW まで対応可能とされている。一方、中小規模の市場をターゲットとしている千代田化工建設は、既存 LNG 船からの改造を基本コンセプトとしており、1 つの LNG 船から複数の浮体式 LNG 発電所を作ることとしている(図 5-3 参照)。このユニークな概念設計は 2017 年 6 月にアメリカ船級協会より AIP (Approved in Principle) を取得している¹⁴。

このソリューションは、複数の離島で構成される島国や、陸上の発電設備建設などを必要としないことから導入までのリードタイムが短いため、恒久的な陸上発電所建設までの「繋ぎ」として適している。また、発電用としての LNG 導入は各国のエネルギー政策や LNG 価格に大きく依存するため、他の地域へ柔軟に転用できるのは事業者側からみて大きなメリットである。現在、具体的な検討案件は確認されていないが、今後の動向が注目される。

¹⁴ 新規技術や既存規則が詳細に規定していない分野において、専門家によるリスク評価を踏まえた設計基本承認のこと。AIP 取得は、技術・コンセプト等の基本設計に関するフィジビリティスタディが完了したことを意味し、詳細設計への展開をスムーズなものとすることができます。

図5-3 千代田化工建設の改造イメージ



(出所)千代田化工建設

6. まとめ

浮体式 LNG 受入基地は、初期投資額が低く、納期が短く、運用柔軟性の高いという長所から、新規に LNG の利用を開始、拡大しようとする新興国にとって、重要なソリューションとして位置付けられている。このソリューションの進歩は、近年の LNG 市場の急速な拡大に大きく貢献している。

世界的に成長市場とされる FSRU 事業だが、現状では大半が Exelerate Energy、Höegh LNG、Golar LNG 3 社の寡占状態となっており、既に出遅れている新規参入者の台頭は困難が予想される。これは、FSRU 隻数が多い方が仕様の標準化や、コスト削減(設計コスト、予備品コスト、保守点検コストなど)を画策しやすく、運用面でのコスト競争力や柔軟性が高くなることに起因する。こうした市場環境下で日本の商船三井は、貯蔵容量約 26 万 m³ の大型 FSRU を主力とすることで、戦略的に差別化したスキームでの事業を展開している。このサイズにより汎用性が低下するという慎重論もあるものの、着実に実績を積み上げている。今後は発電設備が一体化している浮体式 LNG 発電所のような、さらなる付加価値を付けたスキームでの検討もキーポイントになっていくことが予想される。

浮体式LNG技術の進歩により、LNGの輸出入インフラの選択肢が増え、今まで地理的・経済的・時間的な制約から検討が進まなかった地域においてLNG買い手・売り手市場へ新規参入しやすい環境が整備されてきた。従来の陸上技術と、新規の浮体式技術にはそれぞれ長短があるため、これらを組み合わせた長期的な視点でのベストミックスな選択をしていくことが、LNG市場へ関わるすべての事業者たちへ求められてくるだろう。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp