

平成30年度石油産業体制等調査研究

LNG市場の柔軟性向上に向けた課題及び
対応策に関する調査等報告書

平成31年2月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

はじめに

我が国は世界の LNG 需要の 4 分の 1 を占める世界最大の LNG 消費国である（2018 年実績）。近年、アジアを始めとした世界的な LNG 需要の拡大や、米国や豪州等からの LNG 輸出量の増加が見込まれる中、国内では電力・ガス小売全面自由化により LNG 調達構造が変化していくことが予想されている。こうした環境変化を好機ととらえ、経済産業省は平成 28 年 5 月に「LNG 市場戦略」を発表し、仕向地制限の撤廃をはじめとした、柔軟かつ透明性の高い LNG 市場の構築により、我が国の LNG 調達安定化、価格抑制・安定化を図るための取組を推進している。

こうした取組に際しては、消費国や生産国との連携強化が重要である。柔軟な LNG 取引の実現に向けては、G7 や LNG 産消会議等のマルチ会合や日 EU エネルギー政策対話等の会合を活用し、仕向地制限の緩和・撤廃の必要性について、消費国間の連携や生産国への働きかけを行っているほか、アジアを中心とした海外で天然ガス・LNG 利用促進による新規需要家の拡大に向けた関係国との政策対話が行われている。

加えて、2017-2018 年冬に顕著となったのは、特に中国の需要の急激な伸びと、これによるスポット市場での価格の不安定性上昇である。今後、更なる中国の需要の伸び、その他インドやアジア新興国での需要の伸びが市場に活力を与える可能性があると共に、予見不可能性も高まる中で、我が国が安定的に合理的な LNG 調達を行うため、厚みのある LNG 市場を形成し、価格ヘッジ機能なども備えていく必要が更に高まっている。

以上を踏まえ、本調査では、国際的な LNG 市場動向の調査・分析や、生産国・消費国の政府や産業界の関係者による対話の促進を通じ、流動性の高い国際 LNG 市場の構築に向けて、国際社会において、我が国政府が取り組むべき課題や対応策を提示することを目的とする。

本報告書が我が国のエネルギー政策立案の一助となることがあれば幸いである。

平成 31 年 2 月
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

目次

1. アジアにおける LNG 需要拡大と柔軟かつ透明性の高い市場形成	1
1-①我が国企業が参画しうる LNG 関連案件.....	1
1-①-1 アジアの LNG 需要見通し.....	1
1-①-2 東南アジア新興 LNG 輸入国の需要見通し.....	2
1-①-3 南アジア新興国の需要見通し.....	4
1-①-4 インドの需要見通し.....	5
1-①-5 中国の需要見通し.....	8
1-①-6 韓国・台湾の需要見通し.....	14
1-①-7 我が国企業の参入機会.....	15
(参考) グローバル LNG 市場の供給構造の変化.....	17
1-② アジアの LNG 需要拡大、及びアジアにおける柔軟かつ透明性の高い LNG 市場実現に向けた課題と取り組むべき方策.....	22
1-②-1 概要.....	22
1-②-2 アジアにおける柔軟かつ透明性の高い LNG 市場実現に向けた課題と取り組むべき方策.....	23
2. LNG 市場の柔軟性向上に向けたワークショップ (WS)	28
日 EU LNG ワークショップ最終報告書	28
仕向地制限に係るモデル条項.....	42

1. アジアにおける LNG 需要拡大と柔軟かつ透明性の高い市場形成

天然ガスは化石燃料の中では最も温室効果ガスの排出が少なく、シェール革命によって今後も世界各地で潤沢な資源が合理的な価格で供給されることが期待されるエネルギーである。このため、今後アジアにおいても天然ガス需要の増加を促すことで、域内の温室効果ガスの排出削減やエネルギー供給コストの低減、エネルギー安全保障の向上等といった効果が期待できる。

アジアでは今後、タイ、マレーシア、フィリピンなど、国内の天然ガス生産量が頭打ちとなる国が多く、それらの国々では天然ガス需要の増加は主として LNG 輸入によってまかなわれることになる。従ってアジアにおける天然ガス需要の拡大は、アジアにおける LNG 需要の拡大を促していくことでもある。

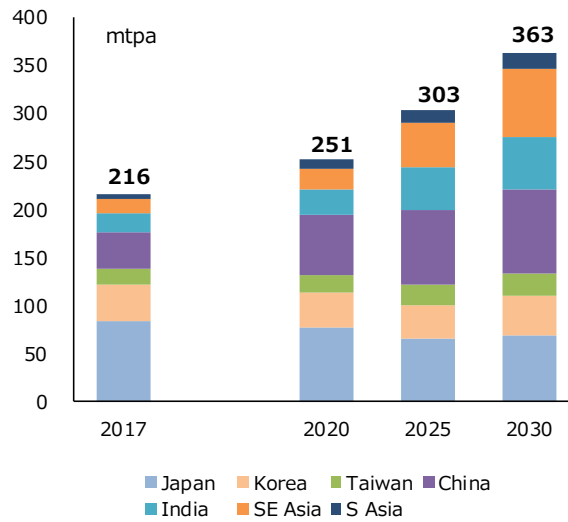
これらアジアの国々での LNG 需要拡大を図ることは、世界最大の LNG 輸入国である日本にとっても、アジア LNG 市場の流動性・柔軟性を高め、エネルギー・セキュリティを高めることにつながる。また、将来の国内市場での LNG 需要が予測し辛くなっている日本の LNG 買主にとって、アジアの LNG 受入基地や下流事業等の需要開拓に自らが参画したり、地理的に近接した新興買主と季節スワップや共同調達を行うこと等により、需給調整の方策を確保することに資する。そこで、本章ではアジアにおける LNG 需要の現状と見通しを概観した上で、LNG 需要拡大と柔軟かつ透明性の高い市場形成に向けて、わが国が採るべき対策を検討する。

1-①我が国企業が参画しうる LNG 関連案件

1-①-1 アジアの LNG 需要見通し

日本エネルギー経済研究所は、2017 年時点では 2.16 億トンのアジアの LNG 需要が、2020 年には 2.5 億トン、2025 年には 3 億トンを超え、そして 2030 年時点では 3.6 億トン以上にまで増加すると予測している。以下に、各地域の LNG 輸入動向と見通しを示す。

図1 アジアのLNG需要見通し

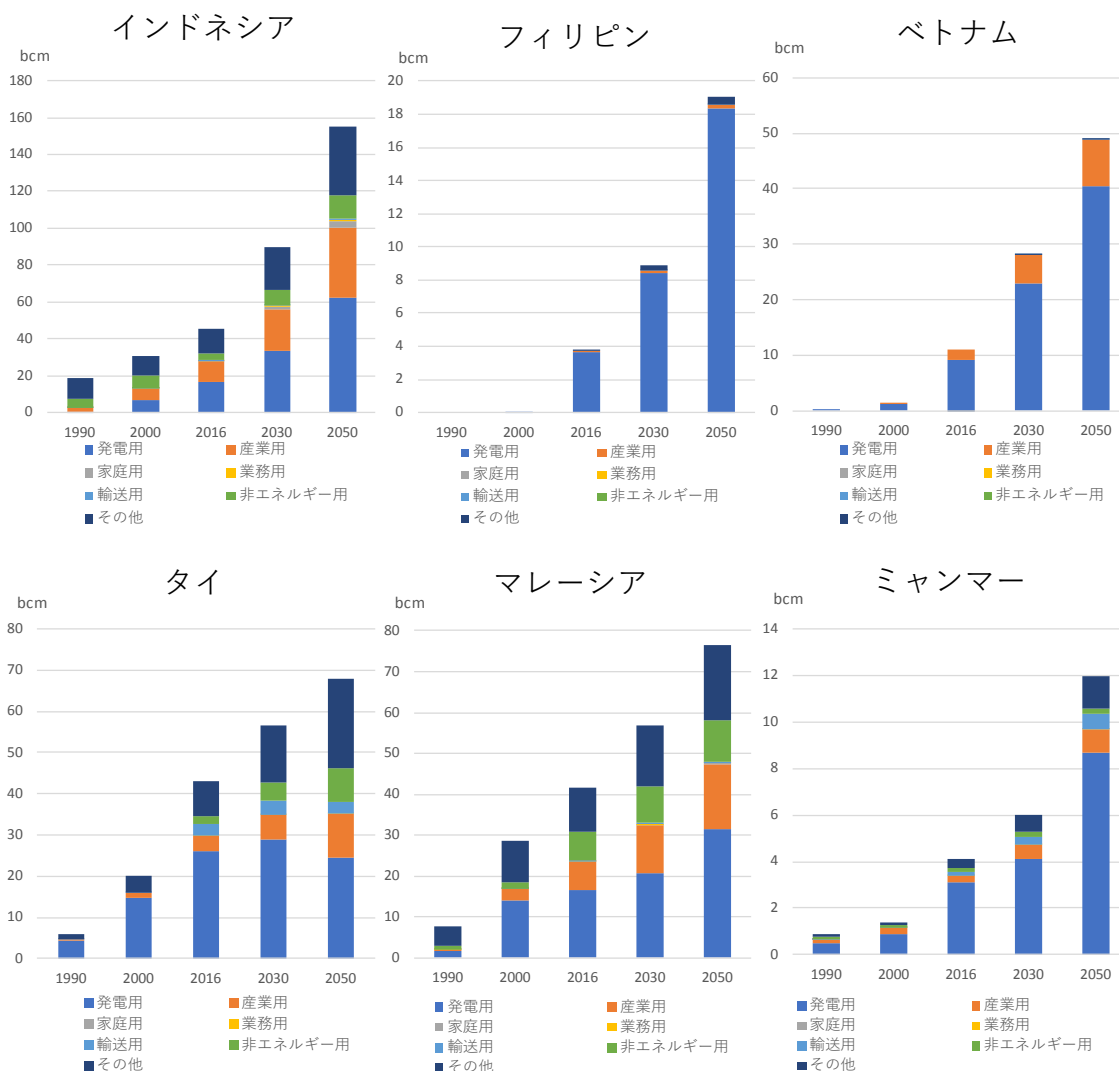


(出所) 日本エネルギー経済研究所

1-①-2 東南アジア新興 LNG 輸入国の需要見通し

日本企業がインフラストラクチャー設備建設、需要開発といった分野で参画することが見込まれる東南アジアでの主要な新興 LNG 輸入（予定）国 6 カ国の天然ガス需要見通しを見ると、ほとんどの国で発電用需要の増加量が最も大きい。特に、フィリピン、ミャンマー、ベトナムでは増加量の大部分を発電部門が占めている。次に産業部門や肥料・石化等非エネルギー用の増加量が多い。産業用では特にインドネシア、タイ、マレーシアといった国々で大きな需要増加が見込まれる。非エネルギー用はインドネシア、タイ、マレーシアで大きな増加が見込まれる。東南アジアでの温暖な気候から、一般的に暖房や給湯需要は小さく、家庭用や業務用の需要増加は限定的である。これらを考慮すると、日本企業が東南アジアで天然ガス需要を開発するにあたり、最も重要なのは発電用、次に産業用や非エネルギー用であると思われる。

図2 東南アジアでの主要な新興 LNG 輸入国（予定）国の天然ガス需要見通し



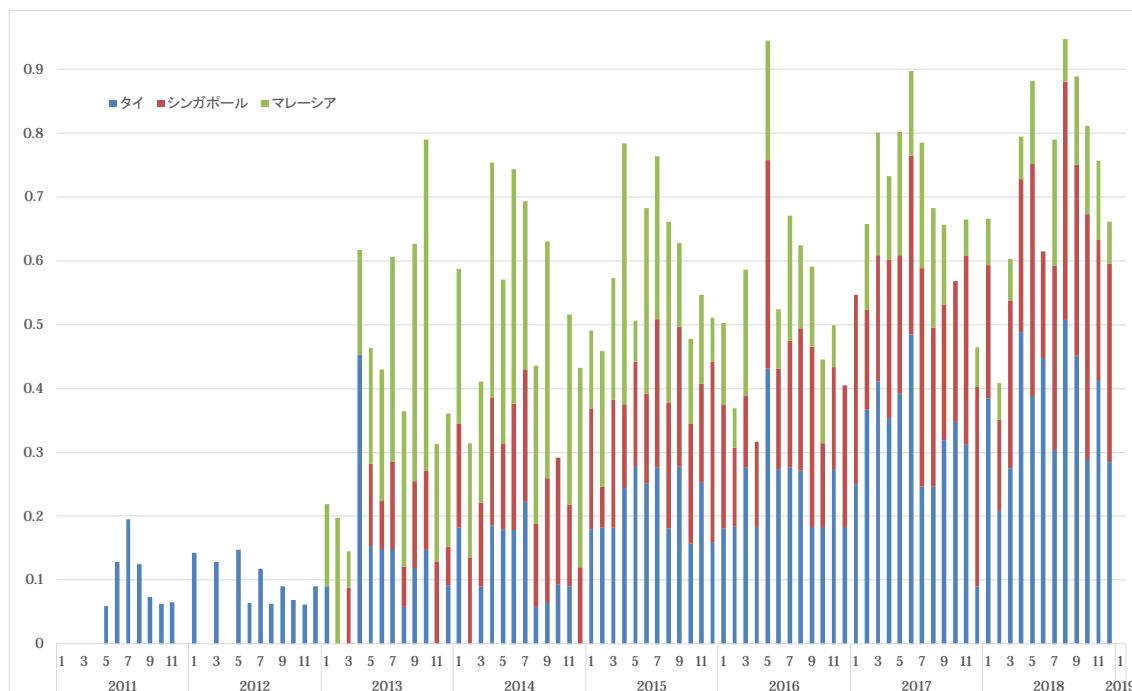
(出所) 日本エネルギー経済研究所

東南アジアでは、既にタイで2011年、シンガポール、マレーシアで2013年、LNGの輸入が始まっており、インドネシアは国内で生産されるLNGを海上輸送して自国で利用し、今後他国からの輸入も開始する見通しとなっている。他方で、2017年、2018年は、増加が停滞している。このLNG需要増加停滞の要因は、原油価格の上昇に伴い、国際LNG価格が上昇したこともあると考えられる。LNG価格の上昇が、特に主要な需要部門である発電部門における競合燃料に対する競争力を落としている可能性もある。

ファンダメンタルズを見ると東南アジアの天然ガス需要増加へのポテンシャルは強い。経済活動の拡大、域内天然ガス生産の減少、大気汚染・環境問題への関心の高まりにより、長期的にLNG需要は増加すると見込まれている。天然ガスが重要なエネルギー供給源となることに疑いはなく、LNGが同地域で有望な供給源となる。東南アジアのLNG需要は、2030年までに5300万トンに増加することが見込まれる。これには、未だLNG輸入を行

っていないベトナム、フィリピン、ミャンマー等のポテンシャルも含まれている。これらの国々では天然ガス需要の高まりの一方で、国内生産の減少が予想されることから、不足分を補うべく LNG 輸入が検討されている。

図3 東南アジアのLNG輸入



(出所) 各国貿易統計より作成

1-①-3 南アジア新興国の需要見通し

南アジアの LNG 市場が急速に拡大しようとしている。パキスタン、バングラデシュは、既にいずれも FSRU (Floating Storage and Regasification Unit: 浮体式貯蔵再ガス化施設) を用いて、LNG 輸入を開始している。パキスタンでは 2 基の FSRU がそれぞれ 2015 年、2017 年に稼働開始した。さらに複数の基地新設計画が存在する。バングラデシュでは、2018 年 4 月に初の FSRU が到着し、同年 8 月からガス供給を開始した。同国では、三菱商事が 2 件目の FSRU 事業に参加しており、2019 年稼働開始を見込んでいる。さらに国営企業 Petrobangla が陸上 LNG 輸入基地の計画を持ち、2019 年 1 月、事業参加企業の募集を開始した。スリランカにおいても FSRU による LNG 導入の計画が検討されており、インド Petronet LNG および日本企業 (三菱商事、双日) が商談を進めている模様である。インド以外の南アジアに関しては、価格水準による影響が東南アジアと比べて少ないと考えられる。インド以外の南アジアでは、発電構成における石油火力発電の比率が大きく、原油価格の上昇に伴って LNG 価格が上昇したとしても、輸入石油製品に対する相対的な競争力を維持できるからである。パキスタン、バングラデシュでの国内天然ガス生産の停滞、既にガス供給のインフラストラクチャーは存在していることも LNG 輸入が促進される要因と

なる。

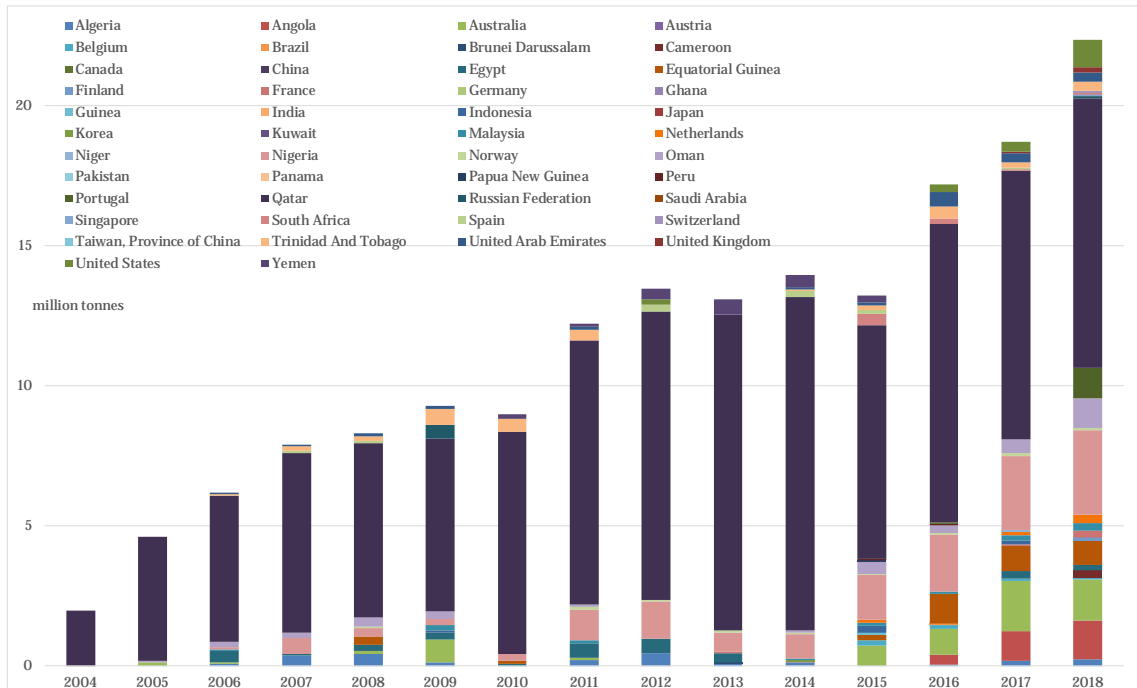
パキスタン、バングラデシュ、スリランカを合わせてみると、全体としてのエネルギー需要増加、供給の構成、インフラストラクチャーの状況、国際 LNG 価格水準にも対応できる状況から、東南アジアよりも速いペースで LNG 需要が増加していくことが見込まれる。パキスタンでは、現在の天然ガス供給と潜在需要のギャップは依然として大きく、同国では LNG 輸入の増加によりこのギャップを埋めることが期待されている。バングラデシュやスリランカでも電力不足は深刻な問題であり、発電部門での LNG 需要ポテンシャルは大きい。これら 3 国の 2030 年時点での需要は、年間 1700 万トン程度と見込まれる。

1-①-4 インドの需要見通し

インドは、米国、中国に次ぐ世界第 3 位のエネルギー消費大国である一方で、一次エネルギー消費量に占める天然ガスの比率は僅か 5%程度である。2000 年以降順調な増加を続けてきた天然ガス需要は、国産ガス生産量低迷が影響し 2012・14 年にかけて減少したが、2017 年は 4800 万石油換算トン（560 億 m³）まで回復した。パイプラインを通じた天然ガス輸入は 2019 年時点では実現していないため、国内生産の不足分は全て輸入した LNG により供給されている。インドは 2004 年にカタールから LNG 輸入を開始し、輸入量は 2018 年には 2200 万トンに達し、日本・中国・韓国に次いで世界 4 位の LNG 輸入国である。輸入量の増加と国産ガス生産量の伸び悩みにより、天然ガスの自給率は 2018 年時点で 55% まで低下している。

最大の輸入相手国は、カタールである。しかし、近年ではナイジェリア・アンゴラ・赤道ギニア等からのスポット・短期契約締結によって供給源の多様化を推進中で、カタールからの輸入比率は 2013 年の 9 割から 2018 年には 5 割を切っている。

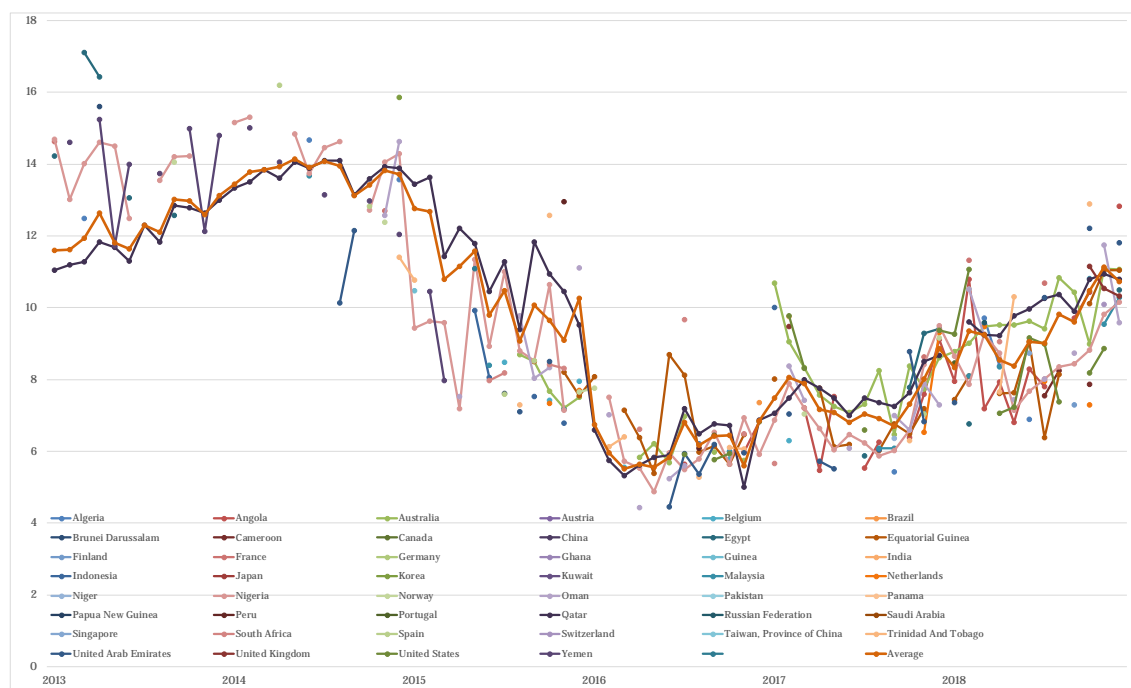
図4 インドのLNG輸入



(出所) インド貿易統計より作成

図5はインドのLNG輸入価格を示したものである。中国と比較して各供給源の価格の乖離が少ない。これは、インドの季節間LNG需要格差が低く、価格が上ぶれし易い冬季のスポットLNGに対する需要が限定的であることと関連性があると考えられる。

図5 インドのLNG輸入価格



(出所) インド貿易統計より作成

2019年2月時点でインドでは4件のLNG受入基地(Dahej、Hazira、Dabhol、Kochi)が操業しており、合計受入能力は年間2670万トンとなっている。いずれも西海岸・南海岸に立地している。これら基地の内、Dahej、Kochiは同国政府主導により、国有エネルギー企業4社を中心に設立されたPetronet LNGが建設・操業し、LNG購入も同社が中心に行われている。Hazira基地はShell/Totalの合弁により建設・操業してきたが、2018年ShellがTotal持分25%を買い取った。Dabhol基地は1990年代より米Enronが開発・建設したが、その後Gail/National Thermal Power連合が買い取り、操業している。2018年9月には、同じく西海岸でGujarat State Petroleum Corporation(GSPC)・Adaniグループの合弁事業が開発するMundra基地が操業式典を実施したが、実際の稼働には至っていない。また、東海岸では初となる、Indian Oil Corporation(IOC)・Tamil Nadu Industrial Development Corporation(TIDCO)のタミルナドゥ州Ennore基地が、2019年第1四半期に稼働開始見込みである。稼働中の基地の内、Dabhol基地は、防波堤がないため、LNG船の着岸に支障があり、年間受け入れ量が基地設備容量の500万トンではなく170万トン程度に制限されている。またKochi基地については、受け入れ能力に対応した国内のガスパイプライン網への接続が完成しておらず、年間受け入れ量が200万トン程度に制限されている。

アジアの他の多くのガス市場と異なり、インドでは石炭火力が一定のシェアを維持すると考えられ、発電部門がガス需要増加の推進力となる可能性は低い。少なくとも短期・中期的(2025年まで)には、急速な都市化、工業化、輸送部門需要等が、天然ガス需要増加の

推進力となる。インドでは都市化に伴い、全土で都市ガス普及が進もうとしている。政府傘下のガス規制機関（PNGRB）は多くの都市で、官民パートナーシップ（PPP）による都市ガス配給網（CGD）開発を進めている。また CGD により、これら都市周辺の工業特区がガス供給網に接続され、大口、中小企業（SME）の工業用需要家が増加すると見込まれる。

下記の表は、インドの天然ガス需要について、IEA、EIA、BMI、McKinsey と、インド政府（GoI）の Vision 2030 における見通しを比較したものである。インド政府見通しが他の見通しの数値よりはるかに大きいのは、天然ガス価格、インフラストラクチャー、供給源等の制約をないものとして扱っているからである。従って、インド政府の見通し数値は非常に楽観的であると言える。

表 1 各機関によるインドのガス需要見通し (bcm)

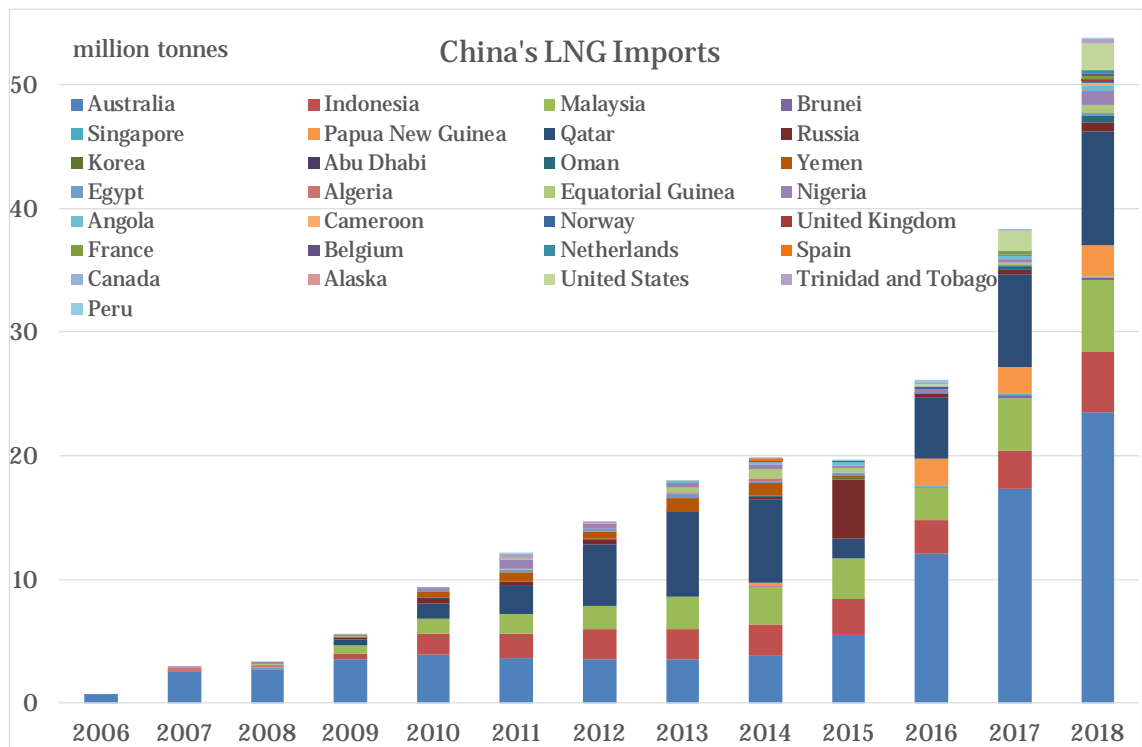
	2020	2025	2030	CAGR
IEA NPS	64	90	114	6.6%
IEA CPS	67		118	6.5%
EIA REF	70	87	112	5.4%
BMI Research	69	85		
McKinsey	72	92	113	5.1%
GoI Vision 2030	138	179	272	7.8%
EnerStrat Consulting	75	107	137	6.9%

（出所） EnerStat Consulting

1-①-5 中国の需要見通し

中国政府の方針は、少なくとも今後 10 年間、天然ガス利用の増加を促進するものであるが、不確実性も大きい。中国の発電部門・大都市部での天然ガス消費の規模は大きく、エネルギー構成の小さな変化も、グローバル LNG 市場に重大かつ長期的な影響を及ぼすという点において今後とも中国の需要変動に注目すべきであることは言うまでもない。

図6 中国のLNG輸入

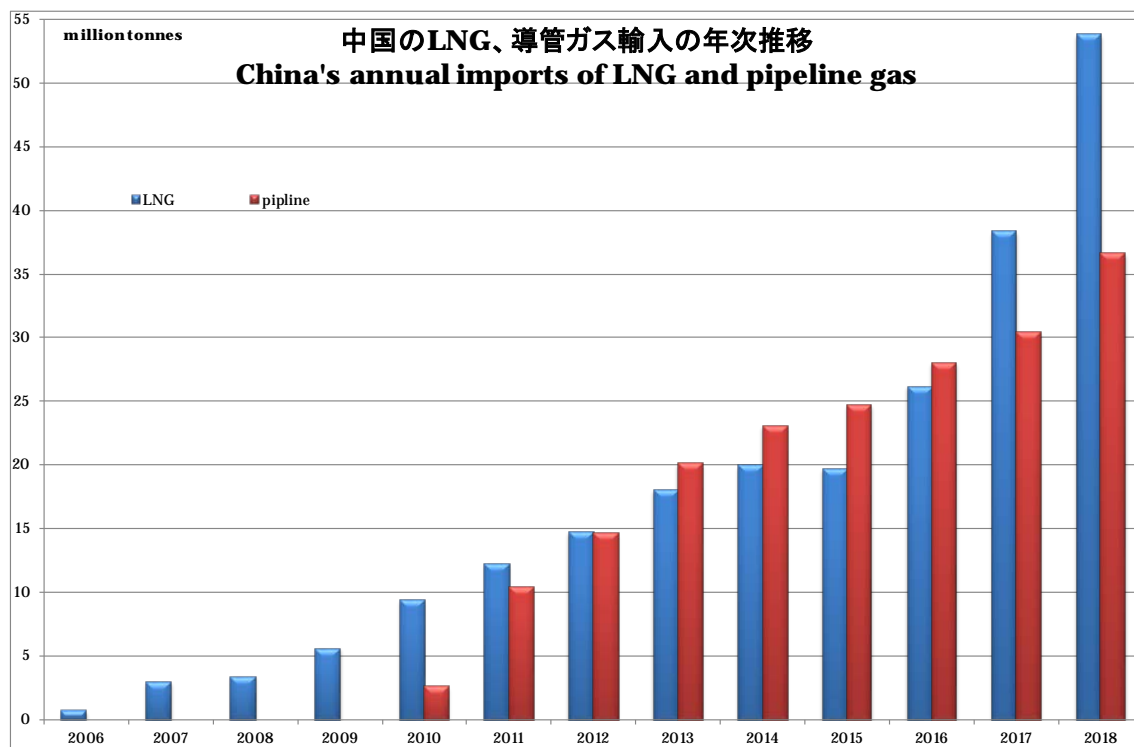


(出所) 中国貿易統計より作成

中国は天然ガス需要の増加に対応して、3 大国资石油企業の一角である中国海洋石油（中国海油 = CNOOC）が 2006 年に LNG の輸入を開始、一方、中国石油（PetroChina）が 2009 年末にパイプラインでの天然ガス輸入を開始した。LNG に関しては、CNOOC は先ずオーストラリア North West Shelf プロジェクトより長期契約での輸入を開始し、その後、2007年にはスポット LNG 購入を開始、2009年にマレーシア、インドネシア、カタールから長期契約での購入を開始するなど、順次供給源を拡大した。また、2008年に上海燃気がマレーシアからの LNG 購入を開始した。3 大石油企業としては、PetroChina が 2011年、中国石油化工（中国石化 = Sinopec）が 2014年に自社基地での LNG 輸入を開始した。中国は 2018年現在では、既に 20ヶ国以上からの輸入実績を積み上げている。

輸入量については、2015年に伸び悩んだものの、2017年は前年比 46%、2018年は同 41%と大幅に増加し、2018年の輸入量は世界第 2位の約 5400万トンとなった。一方パイプラインでの天然ガス輸入に関しては、2009年末に中央アジアからの導入を開始した後、2013年後半にはミャンマーからも輸入を開始し、LNG・パイプラインガスを合計した天然ガス輸入量は、2018年に LNG 換算で 9000万トンを超え、日本を上回る世界最大の天然ガス輸入国となった。

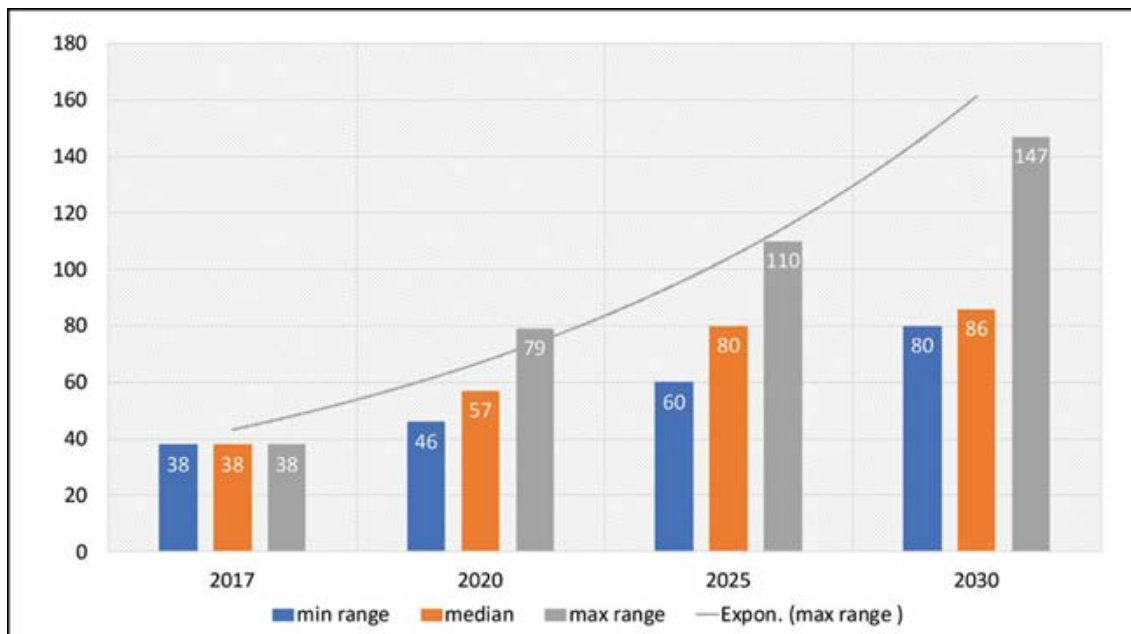
図7 中国のLNG・パイプライン天然ガス輸入



(出所) 中国貿易統計より作成

中国の LNG 需要は今後も急激に増加することが見込まれている。Bloomberg や EIA の見通しでは、2030 年の需要は 8000 万～1 億 4700 万トンにも達する。見通し数値の乖離が大きい背景には、マクロ経済、天然ガス利用促進政策、パイプラインガス輸入量、国産ガス生産量といった事柄の不確実性があると考えられる。

図8 中国のLNG需要見通し（100万トン/年）



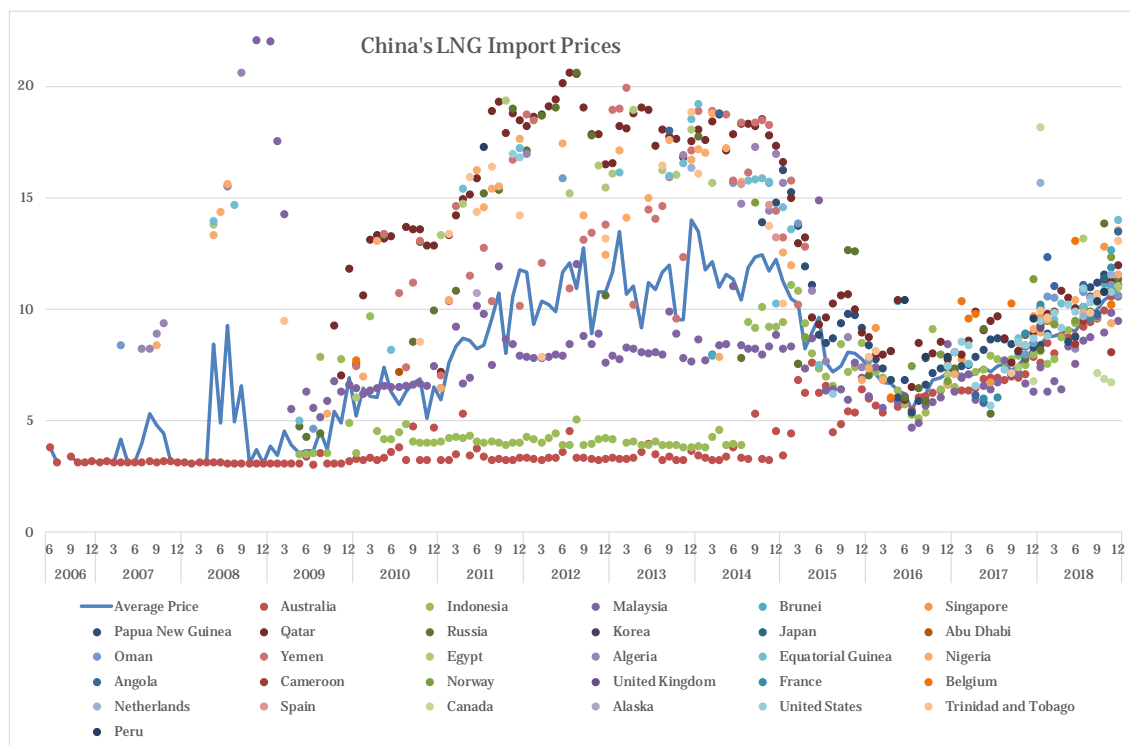
（出所）Bloomerg、EIA

LNG 購入価格に関しては、初期数年間の長期契約購入に関しては、供給者側が中国市場に足がかりをつけるために、低水準の価格を設定したと推定され、国際 LNG 市場水準と比較して安価となったが、2009 年以降に導入された長期契約では、他 LNG 輸入諸国と同水準の価格が設定されていると推定され、近年は国際 LNG 価格水準に収斂している。

LNG 輸入企業としては、Shenergy（上海で CNOOC と合弁）、Jovo（广东九丰）、Guanghai（广汇能源）、ENN（新奥集团）が自前の基地、Zhenhua Oil（振华石油）が CNOOC 基地へのアクセスで輸入実績を有する。中央政府は、国営企業所有基地有効活用の観点で、第三者アクセス推進を期待しているが、国内ガス販売価格と比較して高価な LNG 輸入を行う 3 大国営企業は、より安価な競争相手を自社市場に受け入れることにはジレンマを抱えている。

国家発展と改革委員会（NDRC）のデータに基づくと、中国の 2018 年の天然ガス生産、消費量は、1600 億 m³・前年比 7%増、2800 億 m³、18%増となった。特に近年は、冬季の大都市部での天然ガス消費量の増加が大きく、環境目標達成年となっていた 2017 年末には、北部都市での石炭利用制限により天然ガス供給が逼迫し、国際 LNG 市場でのスポット調達増加で価格が上昇する事態につながった。2018 - 2019 年冬季は、前年冬の状況を受けて、早くから各社が計画的な調達を行い、かつ長期契約での引き取り量が増加し、さらに国際市場における LNG 供給量が大幅に増加したことから、前年のような混乱は回避された。

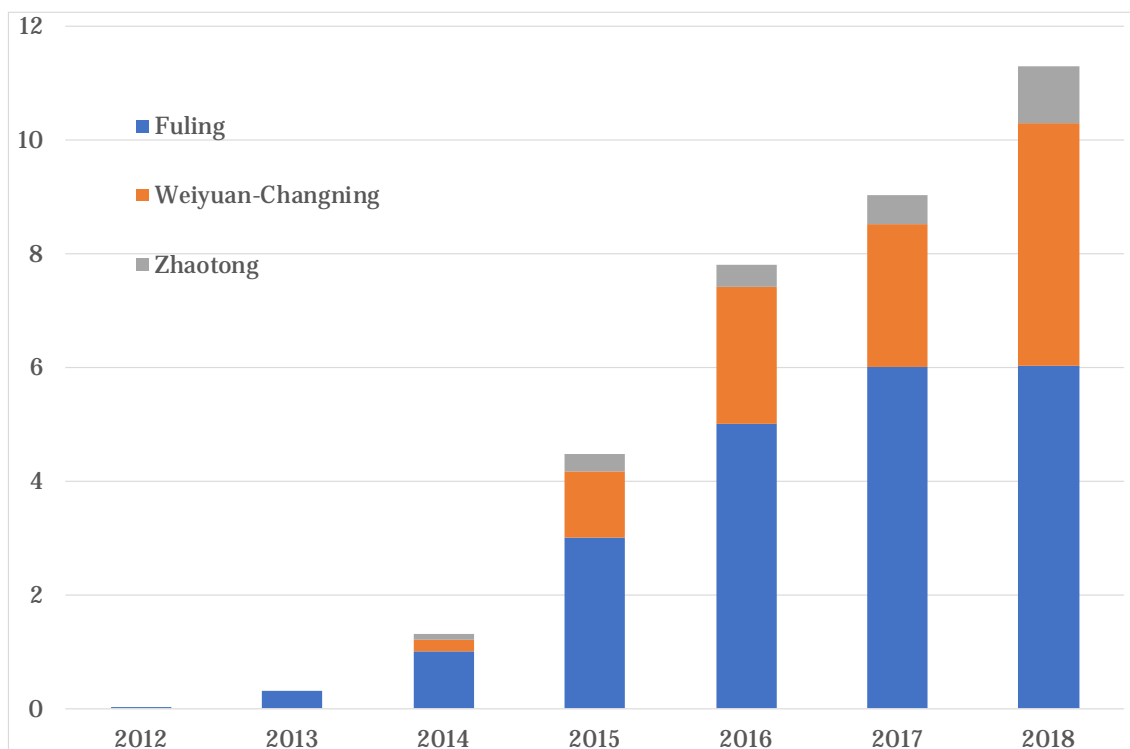
図9 中国のLNG輸入価格推移



(出所) 中国貿易統計より作成

なお、国内天然ガス生産増強の取り組みの一環として、シェールガス開発にも取り組んでおり、2018年に生産量は110億 m^3 を突破した。生産量は増加しているものの、2020年の目標生産値である300億 m^3 を達成するのは困難であると考えられる。

図10 中国のシェールガス生産量



(出所) 中国工業統計より作成

中国の天然ガス・LNG 市場の将来を見通す上で、いくつかの課題が指摘できる。まず、特に大規模な石炭から天然ガスへのシフトを進める等の重要政策の推進には、中央・地方政府機関間の調整が必要である。この点では、2018年3月、中央政府に新たに生態環境部（MEE）が設置され、従来の環境保護部（MEP）よりも権限を強化された。この変更は、政策調整を円滑にするとともに、政策実施に向けてより多くの世論の支持を得られると期待される。

インフラ容量の拡充も重要である。中国の天然ガス地下貯蔵設備容量は、現状 117 億 m³ と、総消費量の 5%に過ぎず、欧米諸国と比較して低い。また、2017-2018年冬季には、南部の LNG 受入基地から北部諸都市へ LNG を数百台のローリーを利用して供給したとされており、国内パイプラインの連係も充分であるとは言えない。

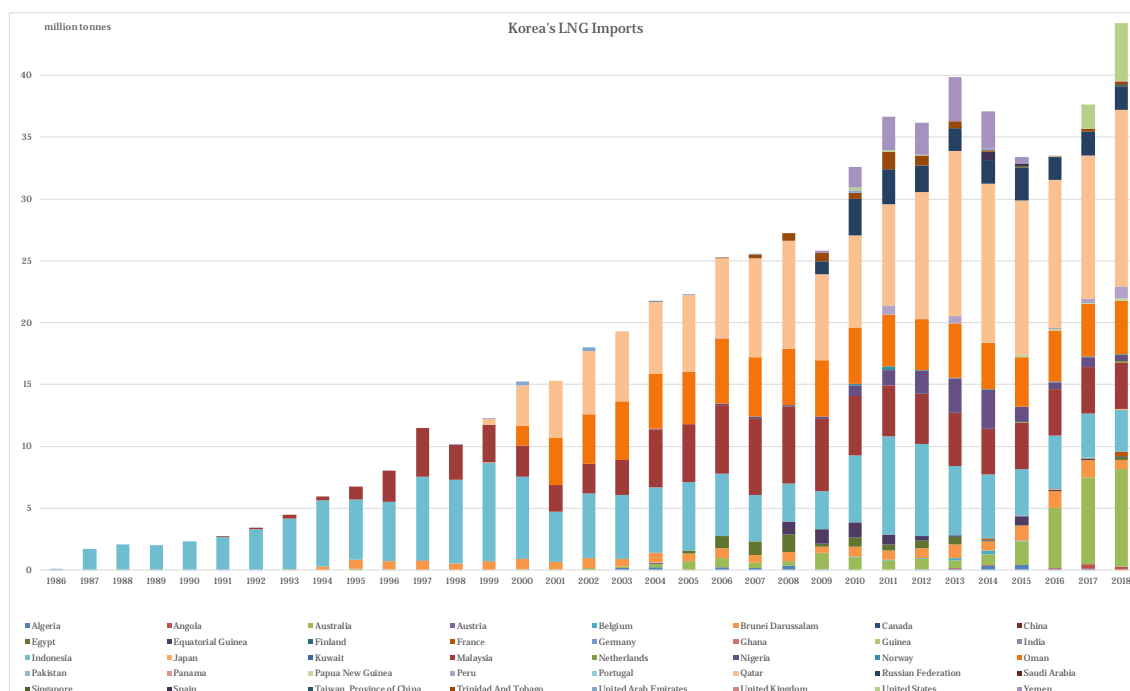
パイプラインガス輸入にも課題がある。2017年後半には、トルクメニスタンからのパイプラインガス供給が大幅に減少したことが、LNG 輸入急増の要因の一つとなった。ミャンマーからのパイプラインガス輸入量も契約量を大幅に下回っているとされている。2019年末にはロシアからのパイプラインガス輸入が開始されるが、ガス田開発の遅れから、輸入量が低迷する可能性もある。このように、パイプラインガス輸入量が伸び悩むと、LNG 輸入量が増加することになる。

さらに、国内ガス規制価格の問題がある。過去数年間の数回にわたる改革があったものの、中国の天然ガス価格は多くの部門において規制により低く抑えられている。規制を緩和して価格メカニズムを機能させなければ、需要が急激に増加し、供給が追いつかなくなる可能性が高い。このような需給逼迫は LNG 輸入増加につながり、アジア LNG 市場の不安定要因となる。

1-①-6 韓国・台湾の需要見通し

一方、韓国や台湾といった伝統的な LNG 消費国では、原子力発電縮小政策により、今後 LNG 需要は徐々に拡大していくと考えられる。これら伝統市場の動向も、LNG 市場の柔軟性向上に向け、大きな影響を持つ。韓国では、現政権が、2017年6月、老朽化原発の稼働を制限することにより、脱原発を進める方針を明らかにした。同年12月に発表した第8次長期電力需給計画で、原子力発電のシェアを2017年時点の30.3%から2030年時点で23.9%に引き下げ、再生可能エネルギーを20.0%、天然ガスを18.8%にそれぞれ引き上げる目標を示した。これを反映して、2018年4月に発表した第13次天然ガス計画で、天然ガス需要は2013年時点で4050万トンに増加する見通しを示した。これらの要因により既に2017年から韓国の LNG 輸入は再び増加に転じ、2018年には過去最高の4400万トンを輸入した。

図11 韓国のLNG輸入量

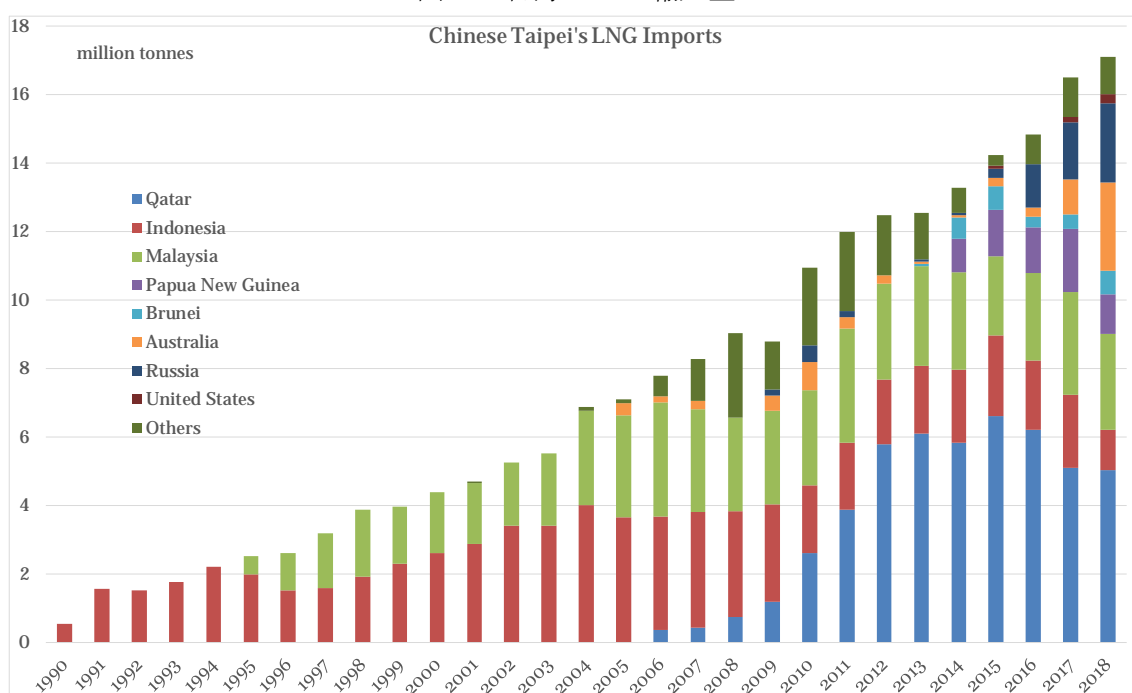


(出所) 貿易統計より作成

台湾では現政権が、2025年までに再生可能エネルギーを増加することにより、原発ゼロ

とする方針を明らかにしている。再生可能エネルギーには限界があり、バックアップ発電容量の必要性から、発電構成における LNG の役割増加は確実と思われる。そのような急速な LNG 需要増加の制約要因となると思われるのは、LNG 受入基地容量である。現時点で存在する 2 基地は既に公称容量を上回る LNG を受け入れている。第 3 受入基地建設計画はあるが、その完成が遅延すれば、見込まれる需要増加が抑制されることとなる。このような要因から LNG 輸入は増加傾向にあり、2018 年には過去最高の 1700 万トンを超えた。

図12 台湾のLNG輸入量



(出所) 貿易統計より作成

1-①-7 我が国企業の参入機会

世界最大の LNG 輸入国にして半世紀近くの LNG 取引・受入・利用の経験を有する我が国の事業者には、アジアにおける LNG 関連事業においても、多くの参入機会が存在している。具体的には下記のような分野において我が国企業の参入機会が存在する。換言すれば、LNG 需要拡大にはこれらの分野において継続的な投資がされ、価格競争力のある LNG が安定的に供給されることが重要である。

■液化事業

我が国には、オーストラリア Ichthys LNG プロジェクトにおける国際石油開発帝石 (Inpex)、インドネシア Donggi Senoro LNG プロジェクトにおける三菱商事など、LNG プロジェクトにおけるオペレーター事業を経験した事業者が複数存在し、オペレーター、

ノンオペレーター権益共に参入機会が存在している。今後、立ち上がりが期待される世界各地の LNG プロジェクトにおいても、推進者側は販路確保の意味合いでも、日本含めアジア企業による参加にオープンな姿勢の案件も多く存在している。また、液化プラントの EPC 事業についても、日揮、千代田化工建設、IHI 等、我が国のエンジニアリング会社は世界有数の実績を持つ。

■LNG 調達

世界最大の LNG 購入事業者である JERA を始め、量的にも取引に関する知見の点でも世界トップクラスの事業者がおり、アジア企業との間での共同調達や、ポートフォリオ供給、季節スワップの実施など、多くの共同事業の可能性もある。今後、日本企業が契約により購入した LNG カーゴを、今後の LNG 市場となることが期待されているアジアの第三国に転売する可能性も多く浮上することが予想される。

■LNG 輸送

今後必要となる LNG 輸送船舶の建造に対し、日本の造船会社が船舶の建造を受注できる機会があり、LNG 輸送船舶の調達に対しては、日本の海運企業、あるいは既に LNG 輸送船舶の保有実績・計画のある日本の LNG 買主企業が輸送・運航業務を受注できる可能性がある。特に今後小型 LNG 船の需要が拡大すれば、日本の造船会社、海運会社の知見を有効活用できる余地が拡大する。

■LNG 受入基地

陸上基地を中心に、これまでも日本の事業者は基地建設に対するエンジニアリング事業を実施。今後はさらに有望な案件に対しては、基地資産に対する出資を行うことで、受け入れ事業そのものを事業化する機会も存在する。既に、多くの日本企業が東南アジアや南アジアを中心とする地域での LNG 受入基地事業を検討している。

ガス・電力会社では、東京ガスがベトナム、フィリピン、大阪ガスはフィリピン、インドネシア、ミャンマー、ベトナムで計画がある。JERA は、2017 年 12 月にフランスの EDF Trading との提携を通じて、同社が有する LNG 受入基地へのアクセスが可能となっている。また、JERA は丸紅と共同で、オーストラリア・ニューサウスウェールズ州で LNG 受入基地建設を計画している。

商社では、三井物産が、ベトナム国営の Petrovietnam と、ベトナム南部での LNG 基地建設検討で合意している。三菱商事と双日は、インドの Petronet LNG と共同で FSRU 建設案件に参画することを検討している。また、バングラデシュでは、三菱商事が Summit Corporation と連合し（25%出資）、Petrobangla 向けの LNG 受入 FSRU 業務を提供する計画で、2019 年稼働開始を計画している。

日本の海運会社は、世界各地からアジア市場への LNG 輸送事業に積極的に参加している。特に商船三井 (MOL) は、トルコ、インド、ドイツなど、FSRU を活用しての LNG 受入基地事業にも参加している。

■ガス火力発電事業

世界有数の高効率ガス火力発電事業を行っている日本の事業者による発電機器の供給、建設、事業運営など、いわゆるインフラのパッケージ輸出案件の一環として日本企業の参入機会は多く存在する。これらは日本のユーティリティ企業、エンジニアリング・重機企業にとり、事業機会となる。上記受入基地事業のうち、東京ガスや大阪ガスによる東南アジアでの案件、三井物産によるベトナムでの案件等はガス火力発電事業も視野に入れられている。また、丸紅は台湾でガス火力発電事業を計画している。既述の通り、ガス火力発電は、天然ガス需要拡大の中でも主力として期待される部門だが、その収益性には当該市場の電力規制価格が影響してくることから、投資回収が可能になる売電契約条件の確保が重要となる。

■都市ガス事業

業務用、家庭用、商業用等の都市ガス事業について、導管の設置運営、料金設定、保安業務などの面で、日本の都市ガス会社の知見を有効活用することが可能である。例えば東京ガスは 1992 年よりマレーシアで都市ガス事業を行っている。大阪ガスはタイのコージェネ事業やユーティリティ関連事業への出資を行っている。また、上記受入基地事業のうち、東京ガスや大阪ガスによる東南アジアでの案件、JERA と丸紅による豪州での案件は都市ガス事業も視野に入れられている。

■統合型事業

上記のようなバリューチェーンにおける複数の段階を統合したパッケージとしての事業機会も存在する。典型的には、FSRU (LNG 浮体貯蔵・気化設備) + ガス火力発電事業のパッケージとして、インドネシアでの案件が浮上している。

(参考) グローバル LNG 市場の供給構造の変化

今後のアジアにおける LNG 需要拡大・柔軟性向上を支える最大の前提条件として、グローバル LNG 市場における近年の供給力の増加、および今後もその増加が継続することが期待される。特に 2010 年以降、供給量を圧倒的に拡大したカタールに続き、オーストラリア、米国が 2010 年代後半以降、アジア市場に向けて LNG 供給を増加させている。特に 2008 年以降のいわゆるシェール革命により天然ガス生産を急速に増加させている米国は、2016 年より、国際市場への米国本土からの LNG 輸出を開始しており、2018 年には既に 2200 万トン以上を出荷した。その半分以上がアジア市場に向けて出荷された。

(1) 米国産 LNG の拡大

米国からの LNG 輸出は、価格決定方式が従来のアジア LNG 市場の主流である原油価格連動方式ではなく、米国天然ガス市場価格に基づき設定され、かつその参照する天然ガス市場価格の絶対的水準が低いという特徴がある。アジアの他エネルギーの価格水準に左右されるものの、競争力ある価格をアジア市場に提供すること、かつ従来硬直的であったアジアの LNG 価格決定方式に変化をもたらすと期待されること、多くの場合、仕向地自由の契約となっていることから、アジア市場の LNG 取引のあり方自体に大きな変化をもたらすと期待される。加えて、このような米国産 LNG の持つ柔軟性は、日本企業が契約したカーゴをもって新興市場を開拓することも促進することが期待される。

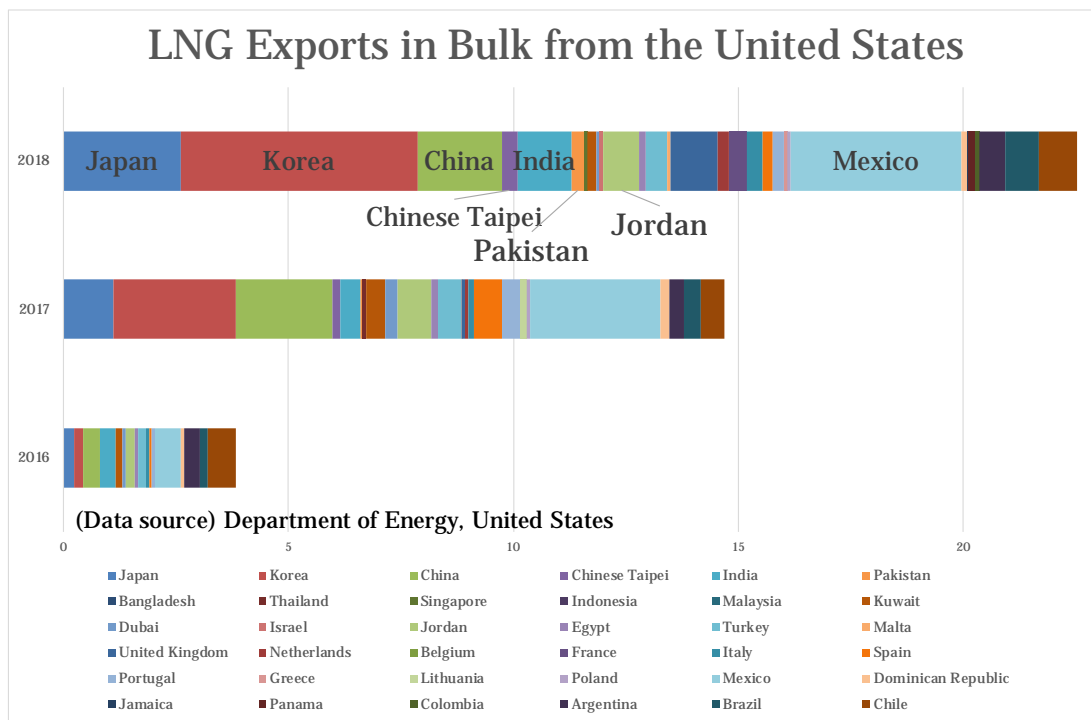
米国では引き続きシェールガスを中心とする天然ガス生産の増加が期待されており、その販路拡大・貿易バランス改善の意味でも、LNG 輸出が果たす役割が重要となる。シェールガス生産は前世紀より少量ながら継続していたが、特に 2005 年前後の同国内天然ガス価格上昇により、開発意欲が刺激され、2008 年以降、水圧破碎・水平掘削等の技術進展により、経済性が向上し、大幅に生産が増加した。これにより同国の天然ガス価格は低位安定するようになったが、その後、天然ガス・原油価格の相対的価格差の拡大と並行して、開発技術も液体生産側に適用・改善され、天然ガス液（NGL）・原油生産が増加することにより、これに随伴する天然ガス生産が一層増加することにつながった。一方国際市場においては、米国天然ガス・原油価格の相対的価格差が、米国天然ガス・原油連動アジア LNG 価格の価格差に反映され、米国での LNG 輸出プロジェクト開発構想が持ち上がることとなった。

無論、米国産 LNG のアジアにおける競争力は、アジアの伝統的 LNG 供給が連動する原油価格の動向に影響を受けるが、その状況次第で LNG カーゴをスワップするなどの、供給源・供給ルート最適化の必要を生むことから、LNG 買主・売主・仲介トレーダーなどのプレイヤーの提携を促進することとなる。そうした状況を睨んで、日本をはじめアジアの LNG 買主のみならず、グローバル LNG 市場での機会を窺う LNG 関連企業が、具体的な供給先市場を特定せずに米国産 LNG プロジェクトからの購入契約あるいはキャパシティー契約を確保する事例が増加している。

米国では、稼働中の LNG 生産設備年間 3000 万トン分以上（2018 年末現在）に加え、2019 年 2 月時点で、建設中・最終投資決定済みのプロジェクトを合計すれば、その容量は年間 8700 万トン分となり、2024 年頃までに、現在の日本の LNG 輸入量を上回る供給力を持つこととなる。これに加え、投資決定待ち・規制機関承認待ちのプロジェクトで年間 1.6 億トン分を上回る計画が存在している。これら全てが実現するわけではないが、2020 年代中盤以降も、米国が LNG 供給力を拡大することが確実視される。なお、米国 LNG 輸出プロジェクト実現に関しては、マーケティング・エンジニアリングに加えて、連邦規制

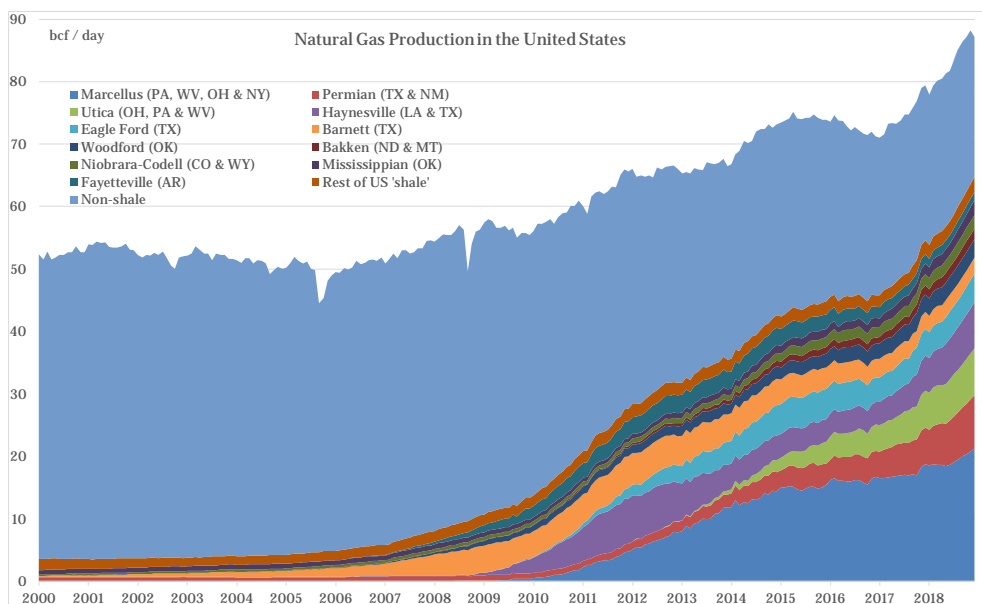
機関（FERC）（洋上案件に関しては、連邦沿岸警備隊（USCG））による設備建設許可、連邦エネルギー省（DOE）による輸出許可が条件となる。

図13 米国産LNG輸出量



（出所）米連邦エネルギー省（DOE）データに基づき、作成

図14 米国天然ガス生産量推移



（出所）米連邦エネルギー省（DOE）データに基づき、作成

表2 米国LNGプロジェクト

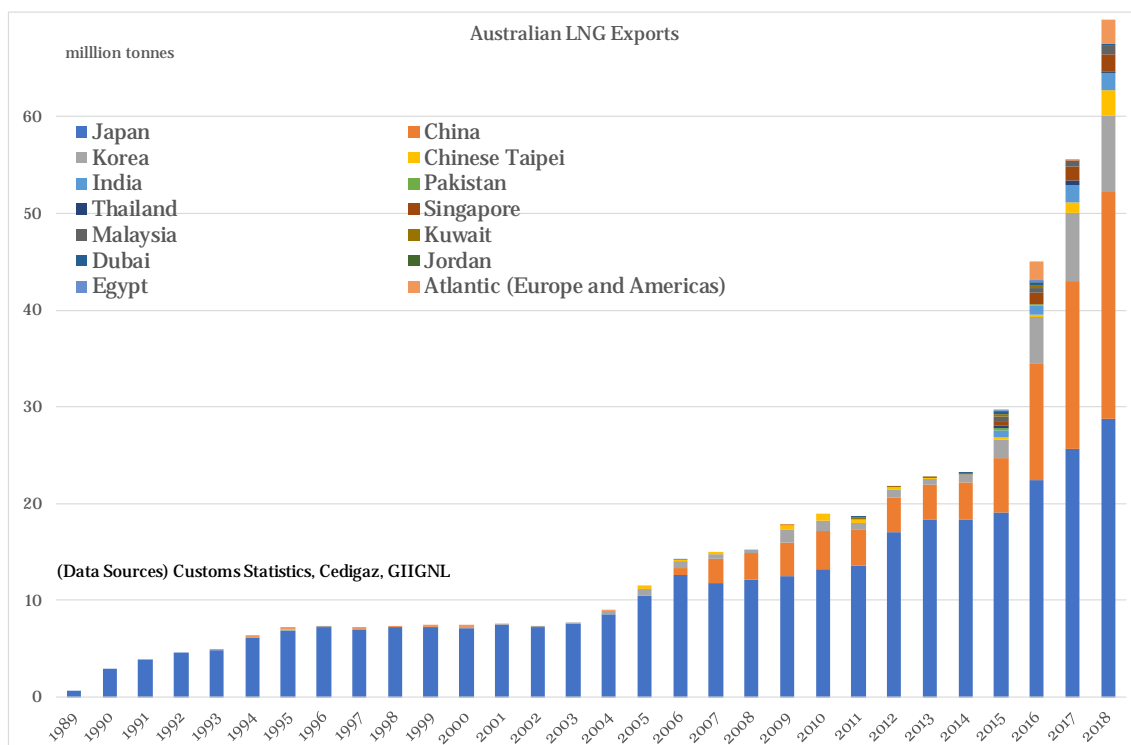
推進主体	プロジェクト	容量 100 万トン
稼働中案件		
Cheniere	Sabine Pass (T1-4)	18
Dominion Energy	Cove Point	5.3
Cheniere	Corpus Christi (T1-2)	9
コミッショニング中		
Kinder Morgan	Elba Island	2.5
Cheniere	Sabine Pass (T5)	4.5
Sempra (三菱商事, 三井物産)	Cameron	12
建設中・FID 済		
Freeport (JERA, 大阪ガス)	Freeport (T1)	5
Freeport	Freeport (T2-3)	10
Cheniere	Corpus Christi (T3)	4.5
QP, ExxonMobil	Golden Pass	16
許可済・未着工		
Energy Transfer, Shell	Lake Charles	15
LNGL	Magnolia LNG	8
Venture Global	Calcasieu Pass	10
審査中		
Venture Global	Plaquemines	20
Freeport	Freeport (T4)	5
Tellurian	Driftwood LNG	27.6
Sempra Energy	Port Arthur	13.5
Cheniere	Corpus Christi (Stage 3)	11.45
Texas Brownsville	Texas LNG	4
Knder Morgan	Gulf LNG	11.50
Exelon	Annova	6
NextDecade	Rio Grande	27
Pembina	Jordan Cove	7.8

(出所) 各社・FERC 発表に基づく

(2) オーストラリア産 LNG の拡大

オーストラリアでは、1989年、西豪州 North West Shelf LNG プロジェクトより、日本向けの LNG 輸出を開始して以降、2006年北部準州 Darwin、2012年西豪州 Pluto プロジェクトからの輸出を開始した。また2010年代は、日本、中国等アジアの LNG 需要増加に対応して、西豪州に加え、東部クィーンズランド州で LNG プロジェクトが立ち上がった。これらのプロジェクトの立ち上がりは2019年に完了する見込みで、これにより同国の LNG 生産容量は、年間8000万トンを超え、現時点でカタールと並ぶ世界最大級の LNG 供給力を持つこととなる。プロジェクト毎に推進主体が異なることにより、供給条件が異なり、かつその多くが日本をはじめアジアの買主企業のマイノリティー出資を受け入れていることにより、エクイティー引き取りなどにより、ある程度の柔軟性を織り込んだ供給が期待されている。また、2018年には国際石油開発帝石 (Inpex) が日本企業としてオーストラリアで初めてオペレーターとなった Ichthys プロジェクトが LNG 輸出を開始した。

図15 オーストラリアのLNG輸出量



(出所) 輸入国貿易統計、 Cedigaz, GIIGNL データに基づき作成

1-② アジアの LNG 需要拡大、及びアジアにおける柔軟かつ透明性の高い LNG 市場実現に向けた課題と取り組むべき方策

1-②-1 概要

アジアにおける LNG の需要拡大、及びアジアにおける柔軟かつ透明性の高い LNG 市場実現に向けて、各国政府、国際金融機関等が行うことができる政策的取組の内容について、ワークショップ等の議論、多方面の専門家との情報交換を通じ、次の通りまとめた。

対応主体	対応分野	対応内容
日本政府	規制・制度改革	アジア諸国の制度設計・LNG 導入策に対する支援 柔軟な取引を促進する枠組・制度の検討 統計情報（貿易統計、スポット価格情報）活用
	外交対応	柔軟な取引促進への諸国政府への働きかけ
	人材育成	人材育成に向けたカリキュラムの作成 人材育成を行う企業・専門家の確保
	ファイナンス	インフラストラクチャー整備の支援の継続 制度金融条件面での対応・融資条件柔軟化検討
LNG 供給国	LNG 供給拡大	新規案件支援、輸出承認の迅速化
	ファイナンス	アジア LNG インフラストラクチャーに対する政府系金融機関の支援拡大
	物流・商流	パナマ運河運用ルールの改善への働きかけ 供給安定性確保に対する外交的取組み
アジアの LNG 輸入国	規制・制度改革	中長期的エネルギー・天然ガス政策の立案 外資規制の緩和・内容の明確化 仕向地制限の撤廃に向けた対応 LNG 貿易障壁の緩和（関税等手続き面）
	人材育成	人材育成が必要となる分野の特定 育成対象の人材の選定
	インフラストラクチャー	港湾等のインフラストラクチャーの整備 これに関わる用地確保に対する支援
国際開発金融機関等	ファイナンス	フロンティア地域でのファイナンス方法の検討 融資条件の柔軟化に対する課題の検討

アジアの LNG 需要拡大に関して日本政府関連では、石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）が、2018 年 10 月の LNG 産消会議において、上流権益への参画がなくとも日本企業が LNG の引取権を有する液化プロジェクトへの支援を可能とすることを発表した。また、同会議では、日本貿易保険（NEXI）及び国際協力銀行（JBIC）が、日本企業が参画する第三国向けの LNG プロジェクトや、LNG 受入基地のプロジェクトも優遇条件

で支援可能とする旨を発表し、経済産業省はこれら制度改正により、5000 万トン規模の LNG 市場創出に貢献する方針を明らかにした。

1-②-2 アジアにおける柔軟かつ透明性の高い LNG 市場実現に向けた課題と取り組むべき方策

(1) 市場創出に向けて

(1)-1 仕向地制限撤廃の加速

公正取引委員会（JFTC）報告以降、新規の長期契約から仕向地制限が撤廃されている。同報告は日本の LNG 買主に対して、既存契約における当該条項も見直すことを求めているが、既存契約の多くで見直しは着手されていない模様である。これは、LNG 売主が依然仕向地制限を交渉材料の一つであり、仕向地制限撤廃が価格を含めた他の契約条件の修正につながると考えていることによるものと推測される。反対に、買主側が、売主との友好的な関係を維持することを望み、売主とこの問題を積極的に協議しようとしていない可能性も考えられる。仕向地制限条項を含む契約の再交渉という公取委報告のガイドラインを実施するために、さらに追加的な取り組みが必要である。

日本では、既存長期契約からも仕向地制限の撤廃を確実にするために、公取委が法的権限に基づいて追加的な調査を行うことが望まれる。加えて、米国 FTC やアジアの他の輸入国の競争法当局も、この問題を調査し、見解を示すことが望まれる。

(1)-2 信頼性ある LNG 価格指標の確立

アジア LNG 市場では LNG 価格指標が確立されていない。買主・売主双方にとって透明性と信頼性のある指標がなければ、LNG 市場の流動性向上が阻害される恐れがある。将来の LNG 需要増加の殆どが、石炭・再生可能エネルギーと競合する発電部門になることが予想されることから、原油価格に連動する従来の LNG 価格決定方式は合理性が乏しいが、既存のスポット価格指標は全市場参加者から信頼を得る程に、信頼性があるものとはいえない。

長期契約での仕向地制限撤廃、仕向地自由の LNG を供給する新規の液化プロジェクトへの投資は、この問題解決に貢献すると考えられる。また、市場参加者が、スポットトレーディングに参加し、特定スポットカーゴの取引価格水準を明らかにすることも望ましい。指標が確立すれば、市場流動性、供給セキュリティの向上につながる。

(2) 需要面

(2)-1 LNG バリューチェーン民間投資支援（下流）

LNG 輸入関連に関わる諸設備（気化基地、ガス配給パイプライン網、発電設備）の開発には、巨額の資金が必要であり、その投資回収期間は 10 年を超えることが多い。また LNG プロジェクトは、原料ガスコストの上昇、原料ガス供給の中断、規制や政策の変更、価格・

需要変動といったリスクが生じる可能性がある。

こうしたリスクに対応できれば、より多くの LNG プロジェクトで FID に至ることが可能になる。輸出信用機関（ECA）の支援、政治リスク・ノンパフォーマンスリスクに対応する保険によって、FID に至るための多くの障壁に対応することができると考えられる。規制当局・開発金融機関の能力・資質向上も依然として重要である。日本では JBIC 資金支援条件の改正により民間投資支援を進める方向にあり、米国議会はインド・太平洋地域のエネルギーインフラストラクチャープロジェクトへの民間投資を効果的に支援するため、複数の ECA 統合の検討を進めている。

(2)-2 新興 LNG 買主への協力

既存の LNG 売主・買主にとって、新興 LNG 買主・市場とのより緊密なコミュニケーション・協力が重要となっている。新興市場の需要は、相対的に不安定であり、市場状況・需要に関する情報が LNG 市場参加者に共有されることが望ましい。新興 LNG 市場の買主にとっても、既存の LNG 輸入者と LNG 市場開発、LNG 利用方法に関して、意見交換することは、有益であると考えられる。2018 年度より、日本（JOGMEC）が行っている LNG バリューチェーン研修も新興 LNG 輸入国とのコミュニケーション促進の一つとして重要である。

そのような協力は LNG 輸入者側の、天然ガス供給セキュリティ改善にもつながる。国際石油市場と異なり、LNG 市場には、IEA 緊急時対応のような制度が存在しない。国際 LNG 市場の最新需要・供給バランス、需要見通し・インフラストラクチャー開発、在庫・貯蔵設備開発等の供給セキュリティ対策に関する情報交換が、LNG 市場の緊急時対応対策を向上することにつながると考えられる。

新たな協力枠組を最初から構築するのは、巨大な資源とコストが必要となる。ASEAN+3、APEC、東アジアサミット、LNG 産消会議等を活用し、世界中の LNG 市場関係者全てにとって、LNG 供給セキュリティを向上し、アジア LNG 市場の健全な発展を確保する方法を話し合うことが必要である。

(2)-3 プロジェクト開発迅速化の手段

需要開発の指針となる「モデル」プロジェクトが、新興国におけるインフラストラクチャー開発を促進することにつながる。多くのアジア新興諸国は、LNG 輸入・ガス火力発電プロジェクトの経験が乏しく、そのようなモデルが、プロジェクト開発にとっての参考となるからである。特に LNG 調達から受入基地・ガス火力発電設備までのバリューチェーンを含む LNG 火力発電プロジェクトについては、これが当てはまる。どの主体が、どのような責任を担い、どのようなリスクを負担するか、といったプロジェクトの構造を決定するためには、長期間の包括的な交渉が必要となることが多い。プロジェクトが実施される国、プロジェクト開発者が参照できる「モデル」プロジェクトがあれば、意思決定が効率的に進められ

る。

また、多くのアジア新興 LNG 輸入諸国で、LNG 輸入・利用に関する法規制が整備されていないので、このようなモデルプロジェクトに関する情報は、各関係者にとって、有益なものとなる。

プロジェクト構造は、本来地域の状況・実情に合わせて構築することが望ましい。しかし、そうした方法では、プロジェクト実現により長い期間を要する。新興アジア諸国には深刻かつ緊急のエネルギー・電力供給の必要があり、モデルプロジェクトはガス火力発電プロジェクト迅速化の有効な手段となる。世界銀行、アジア開発銀行など、多国参加型開発金融機関が、プロジェクト開発の豊富な経験に基づき、モデル形成を主導すべきである。

(2)-4 LNG バンカリング普及のための取り組み

世界各地で LNG バンカリングプロジェクトが計画され、進展しているが、船の LNG 燃料化へのインセンティブ付け、港湾における LNG バンカリングに係る許認可の迅速化などがバンカーLNG 普及には重要である。LNG バンカリングがアジアで発展するためには、EU の欧州横断輸送ネットワーク政策 (TEN-T) によるインフラストラクチャー整備支援が参考となるだろう。

■LNG バンカリングへのシンガポールイニシアチブ

2016 年 10 月、シンガポールの国際バンカリング会議にて、7 国の港湾当局（ベルギー、日本、ノルウェー、オランダ、韓国、米フロリダ州ジャクソンヴィル）が、船舶燃料としての LNG 開発に向け、覚書（MOU）を締結した。その目標は、LNG バンカリング促進のための基地間ネットワークの形成、LNG バンカリング基準の統合である。このネットワークには、その後、フランス、カナダ、中国の港湾当局が含まれている。

■日本の取り組み

アジアにおける LNG バンカリング開発に関して、日本の港湾・LNG 設備が先駆的な役割を果たし得る要因がいくつかある。先ず日本には 30 件以上の LNG 基地があり、各基地に一定の LNG 貯蔵容量がある。このため、国内 LNG 需要が頭打ちとなれば、余剰貯蔵容量をバンカリング対応に向けることができる。特に京浜地区は、米州航路の最初の荷揚げ、同航路の最後の積み込み地点であり、一定の規模があり、様々なサイズの船舶に対応でき、気象条件も年間を通して安全運航に適している。

既に住友商事・上野トランステック・横浜川崎国際港湾が、LNG バンカリング開始に向けて動き出しており、2020 年 STS 方式での LNG バンカリング開始を目指している。中部電力・豊田通商・日本郵船は、名古屋港で同じく 2020 年 STS 方式での LNG バンカリング開始を目指している。大阪湾では、商船三井・大阪ガスが、2019 年 1 月、LNG 燃料のタグ

ボート向けに、トラックからの LNG 燃料供給を実施した。

■中国の取り組み

2018年8月、中国政府運輸部は、LNG バンカリング開発へのロードマップを公表した。2020年までに基本運用基準を設定・将来のインフラストラクチャー開発への基礎条件を設定し、2025年までに包括的かつ技術的に進展した LNG 海上輸送方法を確立するとした。対象とされる主要地域は、北京・天津・河北（渤海水路）、長江デルタ地域とされる。さらに2件の国際 LNG バンカリングハブも計画している。同じく2018年8月、中国政府財務部は、LNG 燃料船の税制優遇、LNG 燃料船運航企業への港湾諸費用の軽減を地方政府に指示している。

LNG 燃料船の建造、あるいは改造は、これまで China Gas Holdings、Kunlun Energy、CNOOC、Sinopec 子会社 China Changjiang Bunker 等の国有ガス企業の資金によっている。2018年3月現在で、中国には LNG 燃料船舶 275 隻があり、そのうち 160 隻は新造船、残りはディーゼルからの改造である。また 19 件のバンカリング設備のうち、既に 3 件が稼働している。バンカリングインフラストラクチャーの開発主体は、China Gas、CNOOC、Hubei Energy Group 等の国営企業、ENN、Jiangsu Haiqi Ganhua Gas Development 等の民間企業である。

■シンガポールの取り組み

2017年にシンガポールの港湾当局は、LNG バンカリング普及促進のため 1200 万シンガポールドルを投資した。その資金の一部は新規 LNG バンカリング船、一部は LNG 燃料船投資促進のため配分されている。この資金を受けるためには、シンガポール船籍とするなど条件があるが、見返りとして 5 年間、港湾料金が免除される。

■フジャイラの取り組み

シンガポールに次ぐ規模のバンカリング港湾として、時期未定ながら LNG 貯蔵タンク設置を計画している。

(3) 供給面

(3)-1 LNG バリューチェーン民間投資支援（上流）

上流・液化部門の民間投資支援は、下流と同様に重要である。下流部門での投資と同様に、輸出信用機関（ECA）による支援が引き続き重要となる。

特に、多数の液化プロジェクトが計画されている米国においては、LNG 輸出を計画している企業にとって、原料ガスを輸出設備に輸送するパイプライン、液化設備の建設のための審査・許可発行のタイムリーかつ予測可能なプロセスが、極めて重要である。FID に達する

まで、規制上のリスクが大きな障害となる可能性があるが、米連邦規制機関はこの点で進展を遂げてきた。まず、DOE（連邦エネルギー省）は LNG 輸出許可に関して、タイムリーかつ予測可能な、そして十分に情報公開されたプロセスを構築した。FERC（連邦エネルギー規制委員会）が管轄するパイプライン、LNG 輸出設備許可手続きは、過去に一時遅れていたこともあったが、最近の制度改革により大幅に改善されている。

新規投資の構造も、新たな動きが見られる。これまでの案件における液化設備開発・LNG 販売ないしトレーリング方式のモデル以外に、Tellurian の Driftwood LNG プロジェクトは、上流資産、パイプライン、米メキシコ湾の液化設備まで含めた統合型投資プログラムを構築している。このプロジェクト構造において、LNG 投資家は、全バリューチェーンでのコストを、100 万 Btu 当たり 3 米ドルで固定できるとしている。LNG 開発における他の諸リスクに対応するため、これ以外にも新たな投資構造も浮上する可能性がある。

(3)-2 上流投資のための革新的な投資計画

上流部門の持続的投資の確保は、天然ガス供給セキュリティの重要な条件である。新興 LNG 輸入市場の需要は予想以上の速度で増加しており、タイムリーな投資が行われなければ、供給逼迫・価格急騰を招くことになる。

買主・売主間の要望のミスマッチが、過去数年間の FID 停滞の原因と指摘されることも多い。新興 LNG 買主の増加、短期柔軟供給を求める動きの拡大という LNG 市場に対応するリスク配分の新たなモデルは、まだ構築されていない。米国での LNG プロジェクトに関しては、Tellurian のエクイティモデルのような、井戸元天然ガス生産・パイプライン・液化設備建設までのパッケージ化された投資が、そのような課題に対処するアイデアのひとつかもしれない。

(3)-3 パナマ運河ボトルネック回避への協力

パナマ運河当局（ACP）は、将来の LNG 輸送船航行におけるキャパシティ制約が顕在化する可能性を認識しており、既にそのボトルネック解消のためのいくつかの策を実施している。しかし、それらが米国産 LNG 輸出の急増への対応に十分なものか、依然不明である。特に需要ピークとなる時期では、同運河のキャパシティの制約が顕在化する可能性はある。米国、日本、その他アジアの LNG 輸入国政府は、情報交換、政策議論を通じて、そうしたリスクの最小化を図ることが必要である。

2. LNG 市場の柔軟性向上に向けたワークショップ (WS)

世界の LNG 取引の 4 割以上を占める日本と EU との連携を強化し、グローバルな LNG 市場の流動性向上をさらに加速させるため、2017 年 11 月・2018 年の 2 回のワークショップに続き、2018 年 7 月・10 月の 2 回のワークショップが開催された。第 3 回ワークショップは、7 月 3 日、スペイン王国バルセロナにて開催、METI、欧州委員会エネルギー総局、加盟国政府、規制機関、企業、その他地域含めて 68 名が出席した。第 4 回ワークショップは 10 月 18 日、名古屋にて開催、同様に 61 名が出席した。

日 EU_LNG ワorkshop 最終報告書

経済産業省は、2017 年 7 月に欧州委員会との間で署名した「流動的で柔軟且つ透明性の高いグローバル LNG 市場の促進・確立に関する協力覚書」に基づき、2017 年 11 月から 2018 年 10 月にわたり、4 回開催したワークショップについて、その成果を最終報告書として取りまとめた。以下はその概要と原文（英語）である。

概要

1. 背景

日本と欧州はあわせて世界の LNG 輸入量の半分近くを輸入している。2017 年 7 月に、経済産業省と欧州委員会は、全ての LNG の消費者・生産者に開かれた形で、流動的で柔軟且つ透明性の高い LNG 市場の確立に向けた共同活動を実施することを目的とし、「流動的で柔軟且つ透明性の高いグローバル LNG 市場の促進・確立に関する協力覚書」を閣僚間で署名した。

この覚書に基づき、2017 年 11 月から 2018 年 10 月にかけて、計 4 回のワークショップを開催し、LNG バリューチェーン全体に関わる幅広いステークホルダーを集め、グローバル LNG 市場の機能改善および緊急時の能力向上に向けた知見の共有や、ベストプラクティスの周知が図られた。

2. 最終報告書のポイント

LNG の消費者にとって、従来の LNG の売買契約（長期契約、原油価格に連動した価格設定、テイクオアペイ条項、仕向地制限）は、もはや目的に合致しなくなっている一方で、上流投資の資金調達を確保するためには、依然として長期の LNG 売買契約が必要とされるという消費者と生産者のミスマッチが存在する。これを解消するためには、実際の取引に基づいた堅調で独立した LNG/ガス価格が出現し、この LNG/ガス価格に基づき、更に LNG 取引が柔軟に行われることが必要だと結論付けた。ワークショップでは、更なる取組が必要な領域として以下の領域を検討した。

契約柔軟性の最適化

下流のハブの発展と最終消費者市場の自由化

プラットフォームでの LNG 取引と価格透明性の促進

上流プロジェクトの資金調達

ワークショップの成果をできるだけ多くの LNG 関係者と共有するとともに、我が国と欧州は引き続き、柔軟で透明性の高いグローバル LNG 市場への協力を継続することを約束している。

本文

Workshop Series on

Key drivers to promote the liquidity, flexibility and transparency of the global Liquefied Natural Gas market

Co-organised by

the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan and the European Commission Directorate-General for Energy

A. Background

For both Japan and the European Union (EU), ensuring a clean, affordable and reliable energy supply to support the sustainable growth of their respective economies is a central policy goal. And for both, Liquefied Natural Gas (LNG) plays a significant, and likely growing, role in achieving this goal: a fuel globally traded by multiple sellers and buyers, thereby reducing the risk of energy dependence and guaranteeing competitive pricing; a fuel replacing fossil fuels with higher carbon intensity and providing flexible back-up to variable renewable energy production.

In this context, Japan and the EU have signed a Memorandum of Cooperation on promoting and establishing a liquid, flexible and transparent global market for LNG¹. As a consequence, between November 2017 and October 2018 a series of workshops was set up under the Memorandum, involving a broad range of stakeholders to exchange experiences and spread best practices to improve the functioning of the market and its capacity to respond to emergencies. The four workshops dealt with flexibility in contracts for LNG sale and purchase, the organization of gas hubs in consumer markets, price transparency and reporting and how to sustain a robust investment climate.

Workshop participants emphasized that since the beginning of this century, international LNG markets have shown a remarkable development: LNG trade

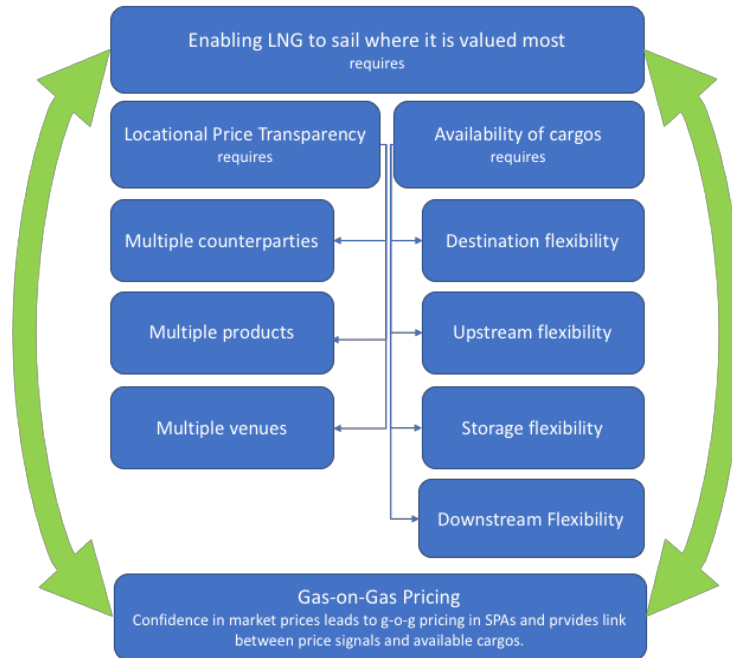
¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/eu-and-japan-boost-cooperation-energy-security>

increased from 100 million tonnes in 2000 to almost 300 million tonnes in 2017, with the number of importing countries having quadrupled and the number of exporting countries having almost doubled². Additionally, more recent market conditions appear to lead to increased liquidity and flexibility: with substantial new liquefaction capacity coming on stream in the period up to 2022; with new supply projects allowing for increased destination and volume flexibility; with suppliers being prepared to rely on the depth of their portfolio instead of back-to-back offtake agreements when deciding on new infrastructure investments, and with historic investments having been amortised and thus more asset owners being ready to price supply and charter on market rates that do not support investment. The emergence of independent traders, the increased use of Master SPAs and the mounting pressure on costs – all this facilitates and re-enforces a trend towards more flexible and shorter-term LNG trading.

On the demand side, legacy LNG destination markets are slowly liberalizing, creating a much more diverse and competitive environment, in which LNG is just one competing energy source. In these increasingly competitive downstream power and gas markets buyers require more flexibility, particularly the option of shorter contractual terms, in order to better manage risk. They seek to allocate risk to different parts of the supply chain, making the traditional LNG supply model – long-term, oil-indexed, take-or-pay contracts with destination restrictions – no longer fit for purpose from a buyer's perspective. In contrast to that, and although there are clear signs of change, securing financing for upstream investments still predominantly requires long-term LNG sales commitments. This mismatch needs to be resolved to enable producers and consumers to equally meet the future market environment with confidence and to allow gas to flow where it is valued most when it is needed most, ensuring both security of supply and demand, and competitive prices to alternative fuels.

² See: Shell LNG outlook 2018

In order to ensure that LNG will sail to where it is valued most, the following building blocks need to be put in place:



1. In order for cargos to be sent to where they are valued most (in other words: to allocate the resource 'LNG' efficiently) two things are necessary in the first place: a cargo must be available, i.e. not contractually bound to a specific unloading terminal at a specific time. And a locational price, based on market fundamentals – in essence the supply and demand balance of a certain market – must be visible to attract it.

2. There are numerous ways

to increase the short-term availability of a cargo – flexibilities do come in a variety of ways and often manifest themselves in incremental changes: destination flexibility and reloading, cancellation options, different combinations of term types to manage an offtake profile etc. Production facilities, the freight market and the above-mentioned focus on gas portfolios and portfolio optimization instead of LT SPAs all provide flexibility. They all contribute to a growing availability of spot cargos. But in order to unlock this flexibility, market participants need to be able to access and monetize it – the ability to divert cargos, to reload cargos, to access available terminal capacity short term and ultimately to manage the risk attached to selling cargos into a market, all are essential ingredients of a liquid commodity market.

3. Next to flexibly available volumes, the second dimension are transparent locational or regional prices, based on supply and demand. They exist in North-America (HH), Europe (NBP and TTF), also in Asia (JKM). But unlike North-America and Europe, where downstream gas hubs provide for price-discovery through multiple transactions of significant volumes between a wide range of counterparties, on trading platforms that provide real time information on trade essentials (price, volume, delivery date), Asia relies largely on deemed, not actual prices. Albeit the number of reported spot transactions increase significantly year after year, this

factor still limits the robustness of Asian indices: market participants do not fully trust them to reflect the true value of LNG in Asia.

4. To foster the much-needed robustness of an Asian price signal the market's liquidity must increase, which means: more actual transactions need to take place between more trading counterparties. To accelerate the existing trend and to boost liquidity, terminals or downstream hubs need to provide opportunities to trade. At terminals products like reloading, bulk breaking, bunkering and LNG-for-transport have proven to attract counterparties and create price transparency through transactions. And for downstream hub-development the essential building blocks are well-studied and best-practice solutions well tested.
5. Both dimensions of successful market development – 'available LNG' and 'locational price transparency' – are intertwined by the issue of pricing in SPAs: price signals that reflect the supply-demand balance of gas or LNG in a given market necessarily consist of independent gas prices. On the supply side though, oil price indexed LNG prevails for various reasons – particularly the investment risk is easier manageable in the oil-market with its greater liquidity when it comes to derivatives. But to the extent SPAs index the price of LNG to oil prices, gas market fundamentals will keep having a limited role in the allocation of LNG. This in turn creates the buyer-seller dilemma described above and undermines the potential role of LNG as a secure, competitive fuel stimulating the economy. In a simple example: When in an economic downturn demand for LNG drops, but international policy issues drive oil prices up, the economic stimulus of lower LNG prices due to lower demand will be missing. With the emergence of robust independent Asian gas market prices, based on actual trading, the share of gas-on-gas pricing in LNG SPAs will increase and with it the possibilities to hedge risks through a well-developed gas or LNG derivatives market. This again should foster investors' confidence in the LNG market, leading to mid- and long-term supply security.

The workshops identified best practices and concrete measures to support the development of price signals through facilitating trading opportunities, addressing questions like which incremental changes to the existing contractual framework in LNG trading could foster flexibility, which essential building blocks are required to develop liquid traded spot markets and what role these markets will have for ensuring ongoing investments.

B. Recommended areas for further actions

1. Incremental Changes: optimizing the use of contractual flexibility

In commodity trading standardizing contractual provisions is known to boost liquidity: it helps concluding transactions more readily, on generally accepted or “market” terms, and it eliminates the risks associated with developing and negotiating such provisions anew in each contract. This in turn facilitates the development of more frequent trading in shorter timeframes and hence foster the spot market and contribute to relevant price discovery trading.

In principle every clause in an LNG SPA is open for standardization, and with growing liquidity in shorter term and spot trading the need for greater standardization becomes bigger. However, some of the currently widely used clauses are more likely candidates for standardization than others: technical and operational provisions for example are less contentious and can be more readily standardized than e.g. provisions on destination, resale and profit-sharing. Destination restrictions however have a much bigger impact on market liquidity: Historically many LNG sale and purchase agreements (SPAs), predominantly Delivered Ex-Ship or Delivered at Terminal (DES or DAT) SPAs, included destination clauses that prevented the buyer from diverting a cargo to any destination (or terminal) other than the original contractual destination (or terminal). These destination or diversion clauses essentially reflect the seller’s interest to limit the risk of additional costs of transport due to a change of the delivery terminal. But, they also restrict the buyer to engage in locational arbitrage and as such prevented LNG tankers to sail where demand for their cargo was greatest. In a similar way, profit-sharing clauses, enabling the seller to participate on any additional net profit generated by the buyer at a new destination, affect the buyers’ incentive to change the agreed unloading terminal of a cargo and hence the market’s overall flexibility to react to locational demand and locational price signals. And as “reaction” in this context would mean an actual transaction that - when reported - in turn reinforces said price signals, destination restrictions as such tend to impede the development of transparent prices.

With increasing LNG trade and growing liquidity of international LNG markets such traditional clauses have in many cases been viewed as anticompetitive and have the potential to violate various national or regional antitrust laws: EU competition law investigations focusing on various pipeline and LNG contracts and practices in early and mid-2000’s and the more recent antitrust report by the Japan Fair Trade Commission (“JFTC”) in 2017 focusing on international LNG trade have reached partially similar conclusions in this respect. At the same time, market practices relating to LNG cargos have moved towards more destination flexibility. This development is particularly visible in recent US based LNG which does not include destination restrictions.

To support this development and in the interest of an increase in the liquidity of global

LNG trade, the workshop series has resulted in a proposal for a model diversion clause, which has been drafted by Prof. Kim Talus of Tulane University in collaboration with a group of international legal experts. The group of experts has drafted this model “diversion” clause with a profit-sharing element in such a way that they consider it compliant with both the antitrust laws of the European Union and Japan³, while providing a balance of the legitimate interests of both parties, sellers and buyers. Its objective was stimulating discussion with experts of other jurisdictions and comments by stakeholders engaged in LNG SPAs. The model clause and an explanatory note is available at: https://www.jurists.co.jp/en/news/181022_2.html

2. Downstream Hub-Development and liberalized end-consumer markets

There are different ways to promote liquidity in commodity trading: the Brent market has evolved essentially as a market initiative without specific regulatory promotion, using voluntary price information by market participants in a certain production area; the N.Y. Gasoline market, another waterborne market that emerged as a global commodity benchmark, but unlike Brent as a center of consumption with supply points globally distributed; and the European Union’s common gas market focusing on liberalizing end-consumer markets with relatively robust regulatory interventions into the market.

In the EU, the last 2 decades have seen the successful development of at least two fully liquid gas hubs – NBP and TTF – and multiple interconnected sub-regional gas markets, with LNG predominantly⁴ supplying the marginal unit and thereby setting price caps for pipeline gas. When initiating this process through EU legislation in 1998, the central concept of policy makers was to promote supply competition – bringing choice to costumers, as the UK regulator’s claim proudly sounded. Standardised and simple contracts to access a previously unbundled transport infrastructure enabled individual parts of integrated utilities to focus on growing their own respective business area – production, transport, trading, supply – and market participants to separate upstream from downstream operations and risk management, i.e. to disintegrate businesses and start trading with each other on transparent terms. Ultimately trading migrated from physical (terminal) to notional (hub) points and from bilateral to multilateral organised trading venues. Balancing arrangements, that kept the hub “firm” – i.e. eliminated the risk of trades being curtailed retroactively in case of a supply shortage – played a central

³ Note: Neither the EU Commission nor METI formally endorses the model clause or its accompanying explanatory memorandum or are in any way bound by it.

⁴ The Iberian Peninsula with Spain and Portugal being a notable exception, where more than half of the domestic consumption is supplied by LNG, leading to trade transactions taking place both at the downstream hub and at LNG terminals.

role in that migration.

For Asia, the workshops noted an explicit political commitment to gas market reforms, including third-party access to infrastructure and (multiple) hub development. In Singapore and Japan, the reform agenda also consists of full retail market liberalization. The tradability of Asian markets in terms of market depth, supply source diversity, and interconnected infrastructure offers in theory comparable starting positions for developing downstream hubs as in the EU – if not for a whole national market, then for sufficiently sized parts of it⁵. However, at the moment most markets still lack actual third-party access to infrastructure, and all lack effective vertical disintegration, i.e. unbundling of infrastructure operations.

The experiences Europe (and partly also the US with Henry Hub) made has spurred a lively academic and business-based debate about the necessary building blocks of successful hub development in downstream markets, which was reflected upon during this workshop series. The following sequence of measures is generally perceived as vital for a successful hub development in downstream markets⁶:

1. Consultation mechanism to ensure regulatory transparency and balance of interest
2. Entry-Exit system with non-discriminatory Third-Party-Access to unbundled gas infrastructure (pipeline, terminal, storage systems) on standardized provisions and at regulated tariffs for all essential facilities.
3. Centralized and standardized information: fundamental market data and infrastructure availability provided by System Operator
4. Market structural issues resolved: gas release programs, infrastructure capacity release programs, market maker obligations, deregulation of end-consumer prices, etc.
5. ‘Paper Trading’ - gas can be traded without physical delivery - and standardized trading contract introduced.
6. Reliable Price Index available, used as benchmark in contracts, produced by PRAs and/or Exchange

Within these 6 different actions, the establishment of an entry-exit system at network level is the most important of all building blocks of successful downstream hub development: the lowering of market entry barriers through providing easy access to a market’s energy infrastructure for new market entrants, and through providing the

⁵ In Japan, which does not have a fully interconnected national gas transport system, already the Tokyo bay consumption of natural gas is comparable to that of Belgium.

⁶ See EFET Gas Hub Development study: <https://efet.org/energy-markets/gas-market/european-gas-hub-study/>

information necessary for those new entrants to feel confident about a market, leads to the market diversity and size that is necessary to create sufficient numbers of actual trades and traded quantities – multiple participants and large volumes flowing continuously each day – to be perceived as representative for a market and to be trusted by its participants.

3. Facilitating LNG transactions and price transparency through trading venues

As the workshop discussions identified, fully liberalized end-consumer markets with an appropriate level of supply competition are not necessarily the starting point of successful gas market reforms. Aiming at price transparency and liquid trading at the wholesale level is a viable option. And particularly in LNG trading there is a range of market infrastructure – terminals, trading venues, price reporting institutions – and a range of already established initiatives that have proven to contribute to market liquidity and price transparency.

The main economic function of a hub is to provide price transparency, with prices being based on market's supply-demand balance, thereby allowing for efficient resource allocation. The workshop series examined the thesis, that a transparent regional price signal in Asia, complementing the European and North-American market prices, could also be created by a seaborne Asian “LNG Hub”, rather than relying on traditional domestic, pipeline-based gas hubs to develop in different Asian economies. Similar to the development of the Brent Market in oil, robust prices based on actually traded cargos and reported close to real time by market participants or executed on a multilateral trading platform providing price transparency to its members would be expected to create a regional (wholesale) price signal instead of multiple local ones created by fully liberalized end-consumer markets. Frequently mentioned issues around LNG specifics like gas quality diversions between cargos or difference in sailing distance and transport cost can – as in Brent – easily be normalized and brought to a standard by price assessment methodologies as applied by all major Price Reporting Agencies, e.g. for the most widely used Japan-Korea-Marker (JKM).

And as price indices like the JKM are increasingly used as the basis for physical contracts and to settle futures and derivatives, some workshop participants have argued that a dedicated Asian LNG price might develop organically, similarly to the Brent market. However: as Brent features a pool of concentrated supply that serves as a basis for different regional markets its product is exported to, whereas Asian markets represent a center of global demand within a region, the NY Harbor gasoline market might actually be a better analogy: a consumption center that managed to emerge as a global commodity benchmark, with many similarities to Asian LNG:

- One-way commodity flow
- Global center of gravity
- Supply points spread around the world

But whether Brent or rather the NY Harbor Gasoline market serves as reference point to an eventual Asian LNG Hub is of secondary importance as long as the differences to both and the stumbling blocks identified by the workshops on the way to develop such seaborne Asian LNG “hub” are not eliminated. Most notably the lack of flexibility - from alternative supply sources, available and/or accessible LNG terminal capacity, LNG and/or gas storage capacity, fuel switching –, the lack of counterparties and the lack of efficient means to process increasing numbers of spot transactions, which remain bespoke and manual, limit the growth in actual LNG trading. This has one decisive consequence: an insufficient number of trade transactions to perceive price assessments as being sufficiently robust to reflect the “real” price of LNG in the Asian market.

In short, the difference between Brent and today’s Asian LNG market is less a difference between hub pricing⁷ and index pricing, but one between actual and deemed prices constituting these indices.

In this context, the Workshops concluded that increasing the number of potential counterparties is paramount to develop liquidity in the LNG market and thereby creating transparent price signals based on market fundamentals. Three sets of measures promise the biggest impact:

- i. Optimising the use of LNG regasification terminal capacity for flexible and transparent trade, through non-discriminatory third-party access or bilateral capacity arrangements between companies (contributing to flexibility in the market)
- ii. Investing in bulk breaking and small-scale LNG, bunkering, reloading, and LNG-for-Transport services at LNG terminals.
- iii. Exploring the integration of (pipeline-) interconnected terminals to a single virtual terminal, aggregating supply and demand to increase the market size, and enabling the optimization of available terminal infrastructure.

4. Financing upstream projects in the context of a changing LNG market

One of the key questions that arises with the trend towards increased market liquidity – short term trading between more counterparties allowing for the emergence of locational price signals attracting spot cargos – is whether financing mechanisms for

⁷ Hub pricing in this context means prices derived from transparent OTC or exchange based trading.

upstream investments need to adapt. Cost mitigation strategies like modular design and FLNG begin to show and might reduce these capital requirements in future projects. However, even then LNG upstream projects will still typically require double digit Billion EUR investments before operation starts and cash begins to flow. When assessing (a) how much, (b) how long and (c) at what price a bank can lend to a specific project, it regularly needs to assess three primary risks associated to each project: the offtake (counterparty) risk, the project sponsor risk and the price risk.

As such, guarantees that a project's production over the financing period is taken off at a price for which the associated risk can be managed are crucial for financial investors and for banks lending money to the project.

Apart from its risk management role for both parties of a long-term offtake agreement, a project's off-take contract tenor with one or multiple reputable offtake counterparties is currently still the easiest and most decisive factor for banks when determining the debt capacity of a project: the senior debt amount is calculated based on the committed off-take contracts.

In this logic, any lack of commitment to long term purchase agreements will, at least in the near future, tend to reduce the capacity to acquire debt capital for new LNG investments. And the above-mentioned foreseeable cost reductions would most likely not outweigh such reduced debt capacity.

Shifts in pricing formulas, i.e. from oil-price-indexation towards gas-on-gas, within these offtake contracts seem to be considered less of a problem: to the extent there is or will be an increasingly reliable market to sell LNG into, a market creating a "track record" of prices – e.g. downstream gas hubs like TTF or NBP, Brent, JKM, ... –, lenders will be able to base their default risk assessment on past performances in the very same way they assess the project sponsor's and its offtake counterparties' credit risk on their respective "track record".

Beyond the near future though, on a longer-term basis and when a sufficiently liquid and flexible market is established, a project's proven ability to sustainably market uncontracted volumes and/or replace shorter-term purchase agreements with successive, also shorter-term agreements, will again create the "track record" required for lenders to trust in a project's ability to generate a stable cash-flow by selling volumes over a sufficiently long period of time to a string of successive, reliable counterparties, thereby relaxing their strict requirements of guaranteed offtake through long-term contracts.

A challenge for new projects to attract enough debt capital might occur though in the transitional phase, when the nature and characteristics of a project's possible income guarantees are shifting in the context of growing market liquidity, flexibility and transparency, entailing trends towards shorter offtake contract durations and new pricing formula's in offtake agreements. In this transitional phase, buyers are reluctant

to cover their supply needs fully through offtake agreements as they want to take advantage of flexibilities offered by emerging shorter-term trade and spot markets, while project financiers are still to be convinced about the solidity of this shorter-term and spot trade that have not yet a proven ‘track record’.

How to avoid a complete absence of investment decisions during this transitional phase? The workshop participants expect financing here to shift towards new actors and new structures. Investors like equity funds and institutional investors, who have experience in taking merchant risk, will potentially step in and cover the gap of uncontracted cash-flow banks are not (yet) ready to base their lending decision on. Additionally, there is evidence for an emerging trend of project’s being developed on the back of the sponsors’ own gas trading portfolio and access to relatively cheap corporate financing, without signing long-term offtake agreements prior to taking the investment decision. Also, end users and traders take an equity share in projects, assuming some of the risks associated with uncontracted volumes. Uncontracted volumes under these schemes are then much more likely to come to the spot market, contributing to its liquidity.

However, this transitional phase might also see a potential development to a two-tier market of flexible and less-flexible supply sources, putting additional pressure on the latter to secure sufficient guaranteed offtake and hence financing. Eventually, this transitional phase could lead to an unhealthy concentration on the supply side as big players can finance new projects on the basis of equity/balance sheet.

The workshops concluded that it is too early to say whether the relatively small number of FIDs taken in 2016 and 2017 is a reaction to the identified structural changes in the LNG market or rather proof of the cyclical nature of investment in commodity markets. Recent market analysis indicates that the year 2018 has already seen a huge increase in the scale of new upstream project investments and that 2019 might even be a major one in terms of FIDs as projects in Russia, Qatar, Mozambique as well as the United States get sanctioned. Overall it is not clear how quickly buyers will prevail and offtake contract tenors will actually reduce in a scale that affects the financing capacity for new upstream projects. However, even if this would be the case the workshops concluded that negative implications can be expected to be rather transitory.

In order to get through this transitional phase without too strong price fluctuations or supply constraints, two issues should be crucially addressed by sector stakeholders, also in discussion with the financial sector:

- The need for sustained and coordinated efforts to further develop and well establish liquid short term and spot trade, and related robust price indexes
- The need for coordinated efforts to ensure upstream project financing in the transitional phase towards a well-established liquid, flexible and transparent

market, including the exploration of new schemes of financing using different sources of financing

C. Summary and way forward

Discussing ways of “promoting and establishing a liquid, flexible and transparent global liquefied natural gas market” was title and ambition of this workshop series. The knowledge and expertise of the participants of all 4 workshops have helped to understand that current trends in LNG trading already lead the market in the right, aspired direction. To underpin this development, actions that can be recommended in the frame of a continued EU – Japan cooperation on the global LNG market following the workshops, include:

- i. test the model clause on destination flexibility and cargo diversion with legal experts from other jurisdictions;
- ii. facilitate market actors to take up model provisions on destination flexibility;
- iii. expand existing flexibilities in the current LNG market environment (regarding terminals and trading venues) in emerging consuming and producing countries;
- iv. facilitate discussion among stakeholders to increase understanding about possibilities and measures that can enhance LNG trade before or in the terminal, such as cargo-partialisation, use of LNG as fuel for maritime and road transport, regulation for access to LNG terminals, as well as the price discovery potential of such trade
- v. promote that gas consuming countries consider benefits and opportunities of, challenges and barriers to full downstream market liberalization;
- vi. increase the understanding of best practices of developing downstream hubs in interested consuming countries, based on lessons learned in the development process of effective existing hubs;
- vii. encourage counterparties of LNG trades to participate in LNG trading platforms that provide price transparency and facilitate discussion on how LNG trading platforms can further enhance in practice the establishment of liquid, flexible and transparent spot trade, including through their use of standardized contract terms and conditions;
- viii. transfer knowledge regarding wholesale level price discovery trading to interested LNG consuming countries;
- ix. facilitate the exploration of integrated regional 'virtual' terminals;

- x. exchange views on and discuss the implications of legislation requiring the publication of market price relevant information
- xi. further facilitate the discussion on efficient risk allocation among different players in LNG investment to increase the security of supply of LNG globally, regionally and domestically.
- xii. facilitate dialogue between LNG sector stakeholders and the financial sector to discuss possible new trends in financing upstream projects in view of ensuring investment decisions in the transitional phase towards a well-established liquid, flexible and transparent market.
- xiii. Facilitate a discussion with all relevant stakeholders on the possible criticality of LNG shipping for well-functioning liquid and flexible LNG trade

仕向地制限に係るモデル条項

LNG 契約における仕向地制限の緩和・撤廃の動きを後押しするため、日本と EU の専門家により作成されたモデル条項を、以下に掲載する。

MODEL DIVERSION CLAUSE FOR LNG SALE AND PURCHASE CONTRACTS

This document contains two sections:

1. A guidance note to accompany the proposed model diversion clause
2. Model provisions for diversion clause

This model provision for a diversion clause and the related guidance notice has been drafted by Professor Kim Talus. He has been assisted by an international group of legal experts. Members of the group have provided input on both contractual matters relating to LNG contracting and on compliance with recommendations of the JFTC's report and past settlement cases in the EU on geographical restrictions in LNG trade. The expert group consisted of seven members, including Hiroyasu Konno, Peter Roberts, Harry Sullivan, Mark Tudor, Gunnar Steck and James Atkin.⁸

(I) GUIDANCE NOTE TO ACCOMPANY THE PROPOSED MODEL DIVERSION CLAUSES

⁸ The group also benefited from the EU law presentation by Paul Lugard.

Introductory remarks

This proposal for a model “diversion” clause with a profit-sharing element, has been drafted so as to comply with the antitrust laws of European Union (“EU”) and Japan.⁹ The background rationale is that parties to an LNG sale and purchase agreement (“LNG SPA”) may adopt this model clause as a part of their LNG SPA. The proposed model is not a standalone clause but requires that it be integrated into a more comprehensive LNG SPA. In particular, this requires that parties include appropriate definitions in the contract and in doing so take the applicable law and its implications into account.¹⁰

EU competition law investigations focusing on various pipeline and LNG contracts and practices in early and mid-2000’s and the more recent antitrust report by the Japan Fair Trade Commission (“JFTC”) in 2017 focusing on international LNG trade have reached partially similar conclusions. While the concerns of EU Commission were primarily related to liquidity of the EU internal gas markets and while the JFTC focused on free trade in LNG and liquidity of international LNG markets, it is possible to see common elements and common concerns. However, it is important to recognize that, while antitrust guidance from the EU has been developed by the EU Commission on a case by case basis, antitrust guidance from Japan has been promulgated by the JTFC in its 2017 report after comprehensive market research. It is also

⁹ In referring to any kind of clause restricting or affecting the buyers right to change the agreed unloading terminal of a cargo, this document talks about “diversion clauses”.

¹⁰ An example of this is the concept of “Reasonable and Prudent Operator”, which may be interpreted differently under the laws of England than the laws of New York. This needs to be taken into consideration and there is a need to provide a detailed definition in the LNG SPA.

notable that, while the EU antitrust guidance makes a division between pre- and post-title transfer situations, JFTC makes a distinction between FOB and DES contracts.¹¹

In order to create a model clause that meets the requirements of both legislative systems and guidance from the respective antitrust authorities in EU and Japan, the proposed model clause is designed to meet requirements of both systems. This means that in some details the model clause can be more specific than would be required by the applicable law of just one jurisdiction. It is not the intention of the model clause to restrict the parties' ability to agree on less restrictive terms, as long as these will not violate applicable antitrust laws, if parties so choose. Neither European Commission nor the JFTC formally endorse this paper nor are they bound by this paper including the proposed model clause.

Traditional LNG SPA destination and diversion clauses

Historically many LNG SPA's included destination clauses that prevented the

¹¹ Under a FOB contract, the seller delivers when the goods are loaded into the ship at the named port of shipment. The title and risk relating to the cargo is transferred to the buyer at that moment and the buyer has to bear all costs and risks of loss of or damage to the goods from that point. Under a DES contract, the seller delivers the contract goods when goods are placed at the disposal of the buyer on board at the named port of destination. In LNG trading that would be when the LNG is delivered into a tank at the unloading terminal. The seller has to bear all the costs and risks to the goods until that point. It appears that under the guidance from the JTFC, a diversion restriction or profit-sharing clause used in a FOB contract is always prohibited under antitrust law. A profit-sharing mechanism under a DES cargo is prohibited unless its objective is to account for additional unquantifiable costs and risks taken by the seller.

buyer from diverting a cargo to any destination (or terminal) other than the original contractual destination (or terminal). Other similar clauses used in both historical contracts and more recent contracts would include other types of diversion clauses such as consent clauses, requiring the consent of the seller to any diversion, and profit-sharing clauses, enabling the seller to participate on any additional net profit generated by the buyer at the new destination. With increasing LNG trade and growing liquidity of international LNG markets such traditional clauses have in many cases been viewed as anticompetitive and have the potential to violate various national or regional antitrust laws. Today's practices relating to LNG cargos are moving towards more and more destination flexibility. The objective of this model clause is to support this development in the interest of an increase in the liquidity of global LNG trade.

Antitrust concerns with various destination or diversion clauses and profit-sharing mechanisms

The main concern of antitrust authorities in both EU and Japan and the guidance they provide can be summarized as follows:

- (1) Under FOB contracts, the ownership and the risk over the cargo are transferred to the buyer at the loading port. As such, destination clauses, diversion clauses and profit-sharing mechanisms under FOB LNG SPAs, or where a destination is changed only after title and risk have been transferred to the buyer, may be argued to have

anticompetitive effects and, in cases where the EU or Japanese antitrust laws are applicable, are likely to violate the antitrust rules of both EU and Japan.

EU antitrust law prohibits agreements and practices between companies which may affect trade between EU member states and which have the object or effect of preventing, restricting or distorting competition within the internal market. In this context, EU antitrust law views the use of diversion clauses and profit-sharing mechanisms in FOB LNG SPAs as a disincentive for the buyer to divert a cargo from one EU member state to another EU member state, thereby potentially distorting competition within the internal market.

JFTC's anti-trust guidance does not work with the concept of title transfer. Instead it uses the concept of "reasonableness" and "fair necessity" for a seller to restrict a destination change: In general, it allows diversion clauses as long as the buyer's diversion request cannot be unnecessarily or unreasonably withheld by the seller. According to the JFTC, FOB contracts do not provide room for any such reasonable or necessary restriction. Diversion clauses in FOB contracts are therefore highly likely to be anti-competitive.

Another key consideration in this respect is the extra-territorial applicability of the respective laws in international situations where the primary contract relates to cargos from and to third countries and

the link to EU or Japan is a diversion by buyer to either EU or Japan, subject to a profit-sharing mechanism. It would appear that the extra-territorial scope of the Japanese antitrust laws would be wider than those of EU.

- (2) A DES¹² contract requires a specified delivery destination. However, diversion to an alternative delivery destination can be necessary or desirable. As such, under a DES contract, the requirement of a consent for diversion from the seller is necessary where the seller has title and risk for the LNG cargo up to the designated regasification terminal.

EU antitrust law does not prevent the use of diversion clauses in DES LNG SPAs. Where the LNG is still owned by the seller, the present approach of EU antitrust law is that diversion clauses do not restrict resale. The EU antitrust law would furthermore consider the diversion to amount to a new contractual arrangement.

Japanese antitrust law allows diversion clauses in DES contracts as long as the seller is entitled to reject a diversion request only if it does not meet “requirements of fairly necessity and reasonableness.” In DES contracts there is a variety of issues perceptible, that would make a seller’s refusal to divert a cargo from its originally agreed

¹² While this document uses DES agreements in its explanations, it needs to be noted that DES term was eliminated from Incoterms 2010 and it has been replaced by ‘delivered at terminal’ (DAT) terms. In both options, the title and the risk is transferred from the seller to the buyer at unloading port and seller is responsible for shipping costs.

destination necessary and reasonable: inter alia operational safety, ship-shore compatibility, or additional costs due to, for example, increased distance without the buyer being willing to mitigate or compensate those. In this sense, the JFTC report explicitly states that a diversion request meets the “requirements of fairly necessity and reasonableness” if (i) “compatibility and safety of a receiving terminal at the destination (ship-shore compatibility) is confirmed”; (ii) “buyer bears all additional costs out of diversion (transportation costs, boil off gas equivalent fees, charter fees, various port charges, insurance fee, etc.)”, and (iii) “a seller can correspond to Annual Delivery Program (does not disturb Annual Delivery Program).”

Antitrust concerns over profit-sharing mechanisms

(3) While certain types of profit-sharing clauses can be acceptable, subject to careful analysis, there are specific conditions attached to the profit-sharing clauses that raise antitrust concerns. In this respect both EU and Japanese antitrust authorities have indicated that the following elements, or lack of any provision on the respective element, may raise antitrust concerns:

- a. Excessive part of the profit is allocated to the seller under the contract and this removes or reduces the buyer incentive for diversion.

- b. Profit allocated to the seller goes beyond the additional costs and risks the seller has accrued due to the diversion.
- c. Contract that does not clearly specify how profit is shared raises similar concerns as those allocating excessive part of the profit to the seller.
- d. The sharing of profit requires that commercially sensitive information is shared.

Based on such considerations, Japanese antitrust laws do not justify profit-sharing, except where the objective of the profit-sharing mechanism is to account for additional unquantifiable costs and risks taken by the seller. Also, the other anti-trust requirements for profit-sharing mechanisms need to be met. As such additional costs and risks cannot be caused by diversion in the context of FOB contracts, diversion clauses and profit-sharing mechanisms in FOB contracts are likely to be considered to be in violation of Japanese antitrust laws. In practice, this leads to the same result as the EU approach.

It is against this background that the proposed model clause should be examined.

Certain details in relation to the proposed model

This proposal provides for a diversion clause that has been drafted so as to be compatible with the requirements of both Japanese and EU antitrust laws,

as they are currently interpreted. As the Japanese antitrust law is more specific, the model clause draws primarily on the JFTC guidance on the topic.

Key elements of the model clause include:

The model clause provides the parties to the contract with flexibility for the buyer to give notice of a diversion request to the seller. When deciding on the exact time for the notice, the parties need to ensure sufficient time to execute the diversion, considering shipping times to the alternative delivery destination and return of the ship to join the rotation and other similar factors.

While the profit-sharing mechanism should reflect the additional costs and risks incurred by the seller and the buyer due to the diversion, in some instances the quantification of each cost and risk is time consuming and might therefore make the diversion much less likely to take place. In other cases, there can be unquantifiable risks, which are unique to each project. As such, in order to enable the contractual flexibility needed for a timely diversion and in order to increase the liquidity of the international LNG markets, the model clause adopts an approach where the parties to the contract have an option to either quantifying each cost and risk or, alternatively, choose to use a profit-sharing mechanism to encompass these costs and risks, whether known or unknown.

Where the parties opt for the profit-sharing mechanism, the provision on

the profit-sharing mechanism provides clarity of the profit-share due to each of seller and buyer. The Japanese antitrust guidance notes in this respect that the profit-sharing should be clear from the beginning and that this can be achieved by defining a calculation method and/or a percentage of sharing resale profit in the LNG contract. This proposal for a model clause has taken an approach where parties agree on a mutually acceptable percentage. In agreeing on the percentage, the parties should keep in mind that the share of the profits allocated to the seller should be premised to cover additional costs and risks the seller has to incur.

Both EU and Japanese antitrust laws also recognize the potentially anticompetitive effect of a requirement to share commercially sensitive information in connection with the diversion or in the details of the profit-sharing. This model clause includes provisions that, in order to be relevant in practice, require exchange of data. The proposed wording aims at ensuring that such data exchange is as much as possible restricted to what is necessary but also that where commercially sensitive information is shared, the confidentiality of such data is preserved. As such, the model clause includes provisions for a third-party expert appointment. It is emphasized that this verification by a third-party expert might not be necessary in all situations.

The model clause also aims to restrict the power of the seller to refuse a requested diversion. To this end, provisions noting that refusal must be based on technical difficulties or pre-existing obligations to third parties

have been included in the proposal. Also, an obligation on the seller to provide reasoning for any refusal has been added and this has been combined with a third-party expert mechanism to protect against arbitrary refusals.

MODEL PROVISION

1 Without prejudice to [provisions on compliance and sanctions if the language in the SPA is not inclusive] and [Buyer's obligation to take], Buyer shall have the right to request Seller to direct any Cargo scheduled for delivery in the Annual Delivery Programme or Ninety Day Schedule to an Alternate Unloading Port ("Diversion").

2 If Buyer elects to request a Diversion, Buyer shall provide a Notice of the Alternate Unloading Port and the other operational details concerning the Diversion included in this section 2 to Seller, and Seller shall promptly approve such Diversion provided that:

(1) Buyer has provided Seller with a copy of and Seller, acting as a Reasonable and Prudent Operator, (i) has accepted the Terminal Rules, and (ii) has accepted the Conditions of Use for the Alternate Unloading Port;

(2) Seller, acting as a Reasonable and Prudent Operator, has obtained all required Approvals;

(3) the LNG Specification corresponds with requirements of the Alternate Unloading Port;

(4) the LNG Tanker is or, with the Parties' reasonable endeavors and at Buyer's costs, can be made compatible with the Alternate Unloading Port;

(5) such Diversion will not cause Seller to be in breach any obligation it has accrued prior to the provision of the Notice of Diversion;

(6) Seller (acting as a Reasonable and Prudent Operator) is satisfied that the Diversion can be carried out in a safe manner; and

(7) performance of the Diversion will not cause the Seller to be in breach of any applicable laws.

3 In respect of each Diversion, the Parties agree on either a compensation mechanism or a profit-sharing mechanism for the Alternate Unloading Port as contemplated below.

(1) In the case of a compensation mechanism, it will:

Compensate Seller for all the actual documented net costs (including costs and savings related to transportation, terminal fees, canal transit fees and third-party costs) and risks incurred by Seller to complete such Diversion to the Alternate Unloading Port.

(2) In the case of a Profit-sharing mechanism, it will:

Allocate all net incremental profit, if any, realized by Buyer as a result of the Diversion in a reasonable manner premised on additional risks, both quantifiable and unquantifiable, and costs incurred by the Seller due to the Diversion. Due to the difficulty of precisely quantifying all of the additional

risks and costs incurred by the Seller associated with a Diversion, the parties have agreed to the allocation of net incremental profit on the basis of [] percent for Seller and [] percent for Buyer, which allocation the parties believe is reasonable in light of the risks associated with a Diversion. Buyer shall no later than [] days after Delivery notify Seller as to the net incremental profit realized with the specific Diversion. Should either Party deem it necessary to verify the incremental profit calculation, it shall request that Parties exchange the necessary and appropriate data. The Parties shall agree on third party expert verification of such data so as to protect the confidentiality of the data. All additional costs relating to the third-party verification shall be shared equally by the Parties, except where the auditor concludes that the incremental profit calculation is incorrect in which event the party providing inaccurate information shall bear the costs.

4 Upon Seller's approval of a Diversion, the Alternate Unloading Port in such Diversion shall be considered the Unloading Port for all purposes with respect to such Cargo.

5 Seller shall not unreasonably withhold or delay its consent for a Diversion. Seller's refusal to consent to a Diversion must be duly reasoned and justified, with the reasoning communicated in writing to Buyer. Should the Buyer deem it necessary to verify data supporting the reasonableness of Seller's refusal to a Diversion, a third-party expert shall be appointed to verify the reasonableness of Seller's refusal to consent. The third-party expert

shall keep all Seller's data confidential. All costs relating to the third-party verification shall be borne by the Buyer, except where the third-party expert concludes that the Seller has unreasonably withheld its consent, in which case the Seller shall bear the costs of the third-party expert.

