

平成29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30年3月

一般財団法人 日本エネルギー経済研究所

はじめに

わが国は世界の LNG 需要の 3 分の 1 を占める世界最大の LNG 消費国である。今後、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、仕向け地条項の撤廃を始めとした、柔軟かつ透明性の高い LNG 市場の構築により、わが国の LNG 調達安定化、価格抑制・安定化を図るための取り組みを推進している。

そのような取り組みをふまえ、本調査においては、アジアを中心とする国際的な LNG 市場動向の調査分析や、今後アジア市場において重要な役割を果たすことが確実視される米国の LNG 輸出の動向やアジアの LNG 利用促進に向けた日米協力の可能性の検討、生産国・消費国の政府や産業界の関係者との対話に基づく流動性の高い国際 LNG 市場の構築に向けて、今後わ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 30 年 3 月
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

1. アジアにおける LNG 需要の拡大

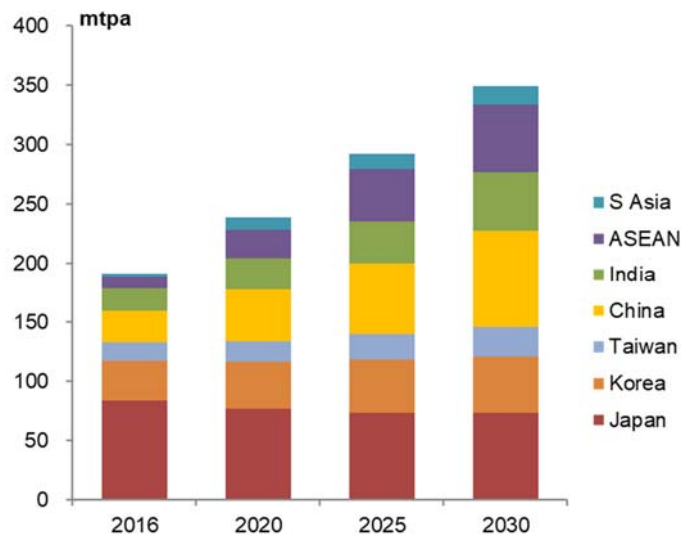
本章では、アジアにおける LNG 需要の拡大に向けた方策について議論する。天然ガスは化石燃料の中では最も温室効果ガスの排出が少なく、シェール革命によって今後も世界各地で潤沢な資源が合理的な価格で供給されることが期待されるエネルギーである。このため、今後アジアにおいても天然ガス需要の増加を促すことで、域内の温室効果ガスの排出削減やエネルギー供給コストの低減、エネルギー安全保障の向上等といった効果が期待できる。

アジアでは今後、タイやマレーシア、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いため、そういった国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り、本章ではそうした天然ガスの中でも特に LNG の需要拡大に向けてわが国が採るべき対策を検討する。

1-1 今後のアジアにおける LNG 需要

アジアにおける LNG 需要は今後も堅調に伸びていくことが予想される。日本エネルギー経済研究所は、2016 年時点では 1,915 万トンのアジアの LNG 需要は、2020 年には 2,388 万トン、2025 年には 2,920 万トン、そして 2030 年時点では 3,493 万トンにまで増加すると予測している（図 1-1）。

図1-1 今後のアジアにおけるLNG需要見通し



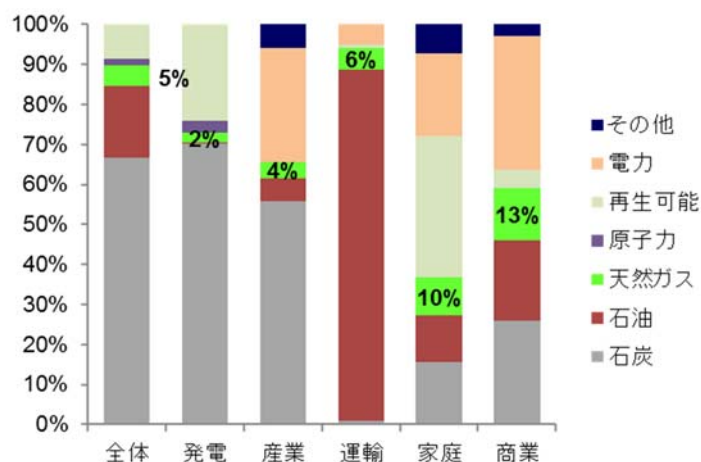
（出所）日本エネルギー経済研究所

2030 年時点でアジアにおける、最大の LNG 需要国は中国となり、2016 年の 2,700 万トンから 2030 年には 8,200 万トンにまで需要が拡大する。次に大きいのが日本であり、今後の原子力発電の稼働次第ではあるが、2016 年時点で約 8,300 万トンである需要は 2030 年時点で 7,300 万トンにまで縮小する。

一方、韓国や台湾といったその他の伝統的な消費国においては、今後需要は徐々に拡大していくと考えられる。韓国においては 2017 年に発足したムン政権が、原子力発電や石炭火力発電への依存度低減を掲げており、特に原子力については新設をストップし 40 年を迎えたものから順次廃止していくという方針を明らかにしている。こうした原子力や石炭火力の埋め合わせを行うことが期待されているのが再生可能エネルギーであるが、石炭と原子力を再生可能エネルギーのみで代替することは難しく、LNG 火力への依存度が高まることは確実である。台湾においても、2016 年に発足した蔡政権が、同様の脱原子力発電政策を掲げ、2025 年までに原子力発電への依存度をゼロにするという方針を示していることから、今後電力部門を中心に LNG 需要が拡大していく可能性が高い。

今後のアジア LNG 市場において最大の増加が予想されるのが中国である。図 1-2 に示す通り、中国においては、家庭部門や商業部門で比較的天然ガスが多く用いられているものの、中国全体のエネルギー需要構造において天然ガスのシェアは 5%程度にしか過ぎず、依然として非常に低い水準にある。このため、今後の天然ガス需要の増加ポテンシャルは非常に大きい。特に、2017 年から 2018 年にかけての冬は、中国政府が、とくに北部において都市部で石炭の利用を制限する政策を導入し、また同時に北東部の中小探鉱の閉鎖を進めたため、一時的に国内の天然ガス需給がひっ迫し、多くの地方で天然ガス不足が発生するという事態が発生した。

図1-2 中国における部門別天然ガスシェア



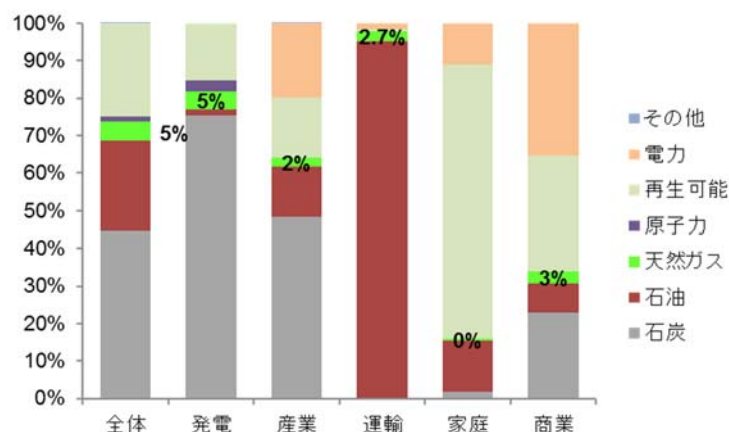
(注) 発電は発電量ベース

(出所) International Energy Agency, Energy Balances of World 2017 edition

中国においては国内で天然ガス生産が行われているだけでなく、トルクメニスタンやカザフスタンといった中央アジア、そしてミャンマーからのパイプラインによって天然ガスの輸入が行われている、加えて現在、ロシアとの間で「シベリアの力」パイプラインの建設が進められており、2019年にはロシアからもパイプラインによる天然ガス輸入が開始される予定である。このため、LNGはこれらの供給がなされた後の、残余需要を満たすという位置づけになっており、その意味では具体的にどの程度のLNG需要が発生するかは非常に不確実性が高い。特にロシアからの天然ガスパイプラインについては、輸入量が38bcm（LNG換算2,700万トン程度）と大きいため、その実現時期や実際の輸入量によって中国のLNG需要は大きく左右される。

中国同様に比べてさらに不確実性が高いのがインドのLNG需要である。中国ほどではないものの、インドのLNG需要も近年大幅な増加が続いている。インドにおいては製油所の自家燃料として輸入LNGが利用されており、その他、国内の肥料生産用の原料としても用いられている。インドにおいても中国と同様、国内の天然ガス生産があり、その動向次第では、インドのLNG需要も大きく影響を受ける。また国内産の石炭も、天然ガスに対し高い価格競争力を有しているため、残余需要を満たすエネルギーとしてのLNGに対する需要の不確実性は高い。なおインドにおいては、中国においてみられるような政府による政策的な後押しがほとんどない。またインド国内における電力価格やガス価格は依然として補助金によって低位に据え置かれており、電力・ガス会社は高価なLNGを輸入しても、十分な収益を確保することが難しい。こういった要因からインドにおけるLNG需要は中国以上に価格水準に対して弾力的であり、価格水準次第でその需要は大きく上下する。

図1-3 インドにおける部門別天然ガスシェア



(注) 発電は発電量ベース

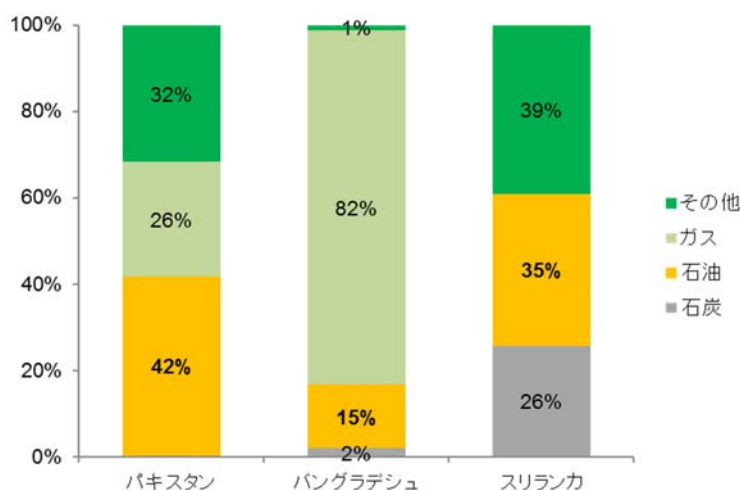
(出所) International Energy Agency, Energy Balances of World 2017 edition

インドのLNG需要は価格水準と合わせて、LNGの受け入れインフラの整備の状況にも左右される。現在稼働中のインドのLNG基地の中には、基地の沖合に防波堤がないため、

LNG タンカーの着岸に支障が生じている基地や、国内の用地取得面での制約から基地から国内のガスパイプライン網への接続が充分になされていない基地もある。今後、こうしたインフラの整備が進むかどうかインドの LNG 需要に影響を及ぼす。

これに対し、今後確実に需要が増加していくとみられているのが、南アジア（パキスタン、バングラデシュ、スリランカ）である。図 1-4 に示す通り、これらの国々の電源構成においては、石油の占める割合が高い。これらの国々は産油国ではないので、国内の石油火力で燃料として用いられている石油は主として海外から国際市場価格で輸入される重油や軽油であり、比較的高価で輸入されていることから、LNG であっても十分競争力を持った形で代替が可能である。

図1-4 南アジア 3 か国における電源構成

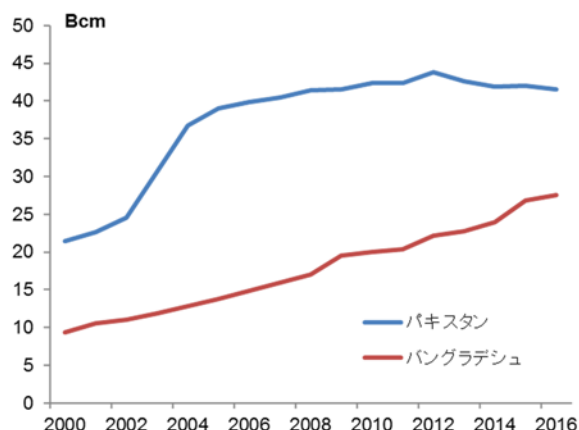


(注) 発電量ベースの値

(出所) International Energy Agency, Energy Balances of World 2017 edition

またパキスタンにおいてもバングラデシュにおいても現在は主として国産ガスが用いられているが、その国産ガスの生産量が頭打ちとなっており、国内のガス需要の増加を LNG で賄わざるを得ないという事情がある。これらの国々においては、現在既に天然ガスを利用しているので、すでに国内にパイプラインネットワークが整備されている。このことも、これらの国々において LNG の導入が比較的容易に進められる要因となっている。

図1-5 パキスタン・バングラデシュの天然ガス生産量

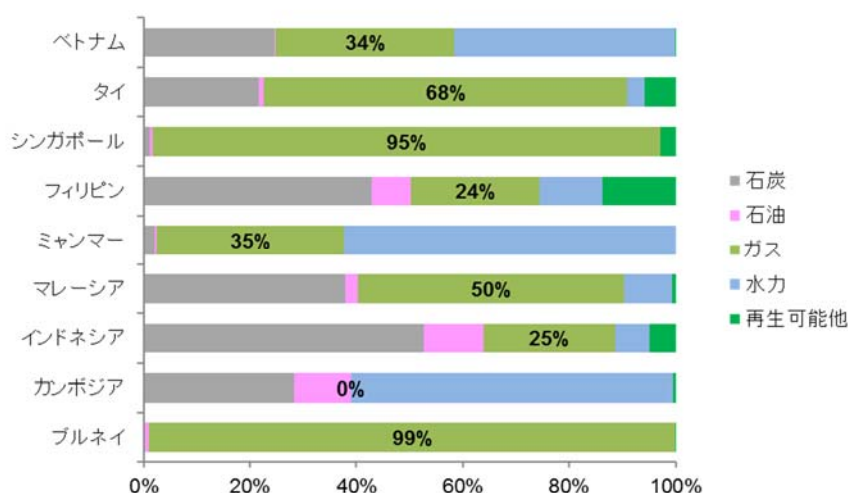


(出所) BP, Statistical Review of World Energy 2017

これらの3か国のうち、2018年2月時点で実際にLNGを輸入しているのは、パキスタンのみである。パキスタンでは2基のFSRU（Floating Storage and Regasification Unit：浮体式貯蔵再ガス化施設）稼働中であり、その他2基の新設計画が存在する。このほか、バングラデシュやスリランカにおいてもFSRUによるLNG導入の計画が進められており、バングラデシュにおいては、2018年中に輸入が開始される見込みである。FSRUは、初期投資が安く済むこと、陸上基地のような用地取得を行う必要がないこと、陸上基地の建設に比べて非常に短期間で導入が可能であること、柔軟な運用が可能であるといったメリットがあり、近年新興LNG輸入国において、よく用いられる輸入手段の一つである。このFSRUの導入が、アジアにおける新興LNG輸入市場の開拓に大きな役割を果たしていることは間違いない。

これまでは世界の中でも主要なLNGの輸出地域であった東南アジアにおいても、LNGの輸入需要が拡大しつつある。すでにインドネシアやタイ、マレーシア、シンガポールにおいてLNGの輸入が始められており、今後のその需要が拡大していくことが確実視されている。南アジアと異なり、多くの東南アジア諸国においては、すでに国産ガスを用いたガス火力が普及しており、今後の需要の拡大は主として産業用においてみられると考えられる。南アジアと同様、多くの東南アジア諸国は産ガス国でもあり、国内に既にパイプライン網が整備されていることも、東南アジアにおけるLNG需要の拡大を容易にする要因である。

図1-6 東南アジア諸国における電源ミックス



(出所) International Energy Agency, Energy Balances of World 2017 edition

東南アジアにおいて LNG 需要が拡大していくもう一つの要因が国内における天然ガス生産量の減少である。マレーシアやタイ、ミャンマーにおいては、今後刻内の天然ガス生産量の減産が進んでいくことが予想されており、その代替としての LNG に大きな関心が集まっている。特に、フィリピンにおいては、同国のマランパヤガス田の生産が 2024 年に停止される予定であるため、現在同ガス田のガスを利用している需要家向けに代替の天然ガスとして LNG を供給する体制を整備することが急務となっている。

今後の東南アジアにおける LNG 需要の動向については、ロットの小さい需要をどの程度効率的に満たしていけるかという点も重要である。東南アジアにおいてはインドネシアやフィリピンなど、国内に島しょ部を抱えている国がある。そうした島しょ部においては、多くの場合、石油製品を用いた火力発電によって電力を供給しているケースがほとんどであるが、そうした小規模の需要をうまく集約し、効率的に LNG を供給し、それを発電用に用いることができれば、さらに東南アジアにおける需要を拡大させることが出来る。そうした小規模 LNG の供給は当然のことながら、供給コストがかかるため、東南アジアにおいて本格的に導入していくにはさらにコストを下げる必要があるが、その需要ポテンシャルは非常に大きいといえる。

今後のアジアにおける LNG 需要の全体的なトレンドとしては、日本や韓国、台湾といった伝統的な LNG 需要国というよりは中国、インド、南アジア、東南アジアといった新興国における需要がより存在感を増してくる。そうした中では、アジアの LNG 市場全体として需要の価格に対する弾力性が今後ますます高まってくるという点が挙げられる。日本や韓国、台湾はいずれも天然ガスの供給源が LNG に限られるが、新興国の多くにおいては、国産ガスが存在していたり、輸入ガスパイプラインが整備されていたりといったように、伝統

的な国々と比べて天然ガスの供給オプションを多く持っている国が多い。また国内の電力ガス価格が規制によって上限が定められている場合には、高価な LNG は購入することが出来ない。このため、新興国におけるシェアの高まりが予想される今後のアジア LNG 市場においては、需要はより価格に対して弾力的となり、将来の予測を行うこともより困難となる。

1-2 アジアにおける LNG 関連事業

2010 年代の半ばから国際 LNG 市場における需給バランスが緩和したこともあり、アジアにおいては、今後の天然ガス需要を創出・確保すべく、多くの企業がガスサプライチェーンへの投資を検討・実施している。ここでは、アジアの LNG 需要拡大に資すると考えられる諸案件についての現状と今後の計画について、投資主体別に整理する。

1-2-1 石油メジャー

2000 年代に入って以降、世界各国において、国営石油会社が積極的な事業展開を行うようになったため、石油メジャーは自社の保有資産の収益性を高めるために、それまで保有していた下流資産を処分するようになった。処分対象となったのは、主として欧米や日本等、今後の石油需要の伸びが期待できない市場における製油所はガソリンスタンドなどの販売網であり、そうした資産の売却で得られたキャッシュを深海油田開発や LNG などの大型プロジェクトに投資するというのが、最近の石油メジャーの投資戦略であった。

これに対し、2010 年代の広範に入ってから、石油メジャーによる下流部門の再評価の動きが見られるようになってきている。ひとつにはシェール革命によって少なくとも米国内の石油精製業や石油化学事業の収益性が飛躍的に改善したということもあるが、これまで主として上流事業に注力してきた石油メジャーも、下流事業に力を入れることで、デジタル化や人工知能、ビッグデータの活用、再生可能エネルギーや電気自動車などの普及が進み、劇的な変化が生じつつある末端のエネルギー市場の動向を把握する必要に迫られるようになったということが上げられる。さらに天然ガス市場において言えば、シェール革命の進展と米国産 LNG の輸出、豪州における大規模 LNG プロジェクトの相次ぐ立ち上げによって、国際天然ガス・LNG 市場の需給バランスが大きく崩れてしまったことから、安定的な天然ガス需要を確保すべく、ガスの供給サプライチェーンの中でも特に下流部門に対する投資を真剣に検討する会社も現れるようになってきている。

石油メジャーの中でも特にそうした下流バリューチェーン投資に積極的に取り組んでいるのが、Total である。同社は、「可能な限り多くの人に手頃な価格で信頼できるクリーンなエネルギーを提供する責任」を果たすエネルギーメジャーになるとのビジョンの下、2017 年に、Gas Renewables & Power という新たな部署を設け、ガスを再生可能エネルギーと

同じ範疇に位置づけた上で、積極的なバリューチェーン展開を行っている(表 TBN)。特に、同部署にも含まれている電力分野についても、ミャンマーなどにおいては、今後発電事業への投資についても真剣に検討を行っている点が特筆される。

表1-1 Totalによるアジアのバリューチェーン構築

国名	事業内容	現状
アジア全体	2016 年、Kogas との間でアジアにおける LNG 貿易・基地運営の最適化を進めるための機会を共同で追求すべく覚書を締結。	実施済
欧州	2017 年 5 月、天然ガスのバリューチェーン強化のため、欧州有数の天然ガス自動車燃料供給会社である PitPoint を買収	実施済
LNG 事業全体	2017 年 11 月、Engie の保有する LNG 上流・液化・輸送・LNG 国際取引部門を買収することで合意。買収額は 20.4 億ドル。LNG 取扱量は Shell に次いで、欧米メジャーで第 2 位の事業者になる。	実施済
ミャンマー	独シーメンスと組み、ミャンマー南部のタニンダーリ管区に 123 万キロワットの発電所を建設、運営	計画
インドネシア	島しょ部に対する FSRU の導入および小規模 LNG 供給事業の可能性を検討	計画
パキスタン	ExxonMobil、三菱商事、QP 等と共に LNG 受け入れ事業を検討していたが、2017 年 11 月に検討主体は解散。	計画

(出所) 日本エネルギー経済研究所調べ

Total と同様に積極的なバリューチェーン構築戦略を展開しているのが Shell である。同社による下流部門におけるバリューチェーン確保については、もともと、LNG の受入基地に対する出資やアクセス権の確保に重点が置かれていたが、今後は小規模 LNG や LNG バンカリングといった新たな需要開拓や、発電部門への投資が検討されている。

表1-2N Shellによるアジアのガスバリューチェーン構築

国名	事業内容	現状
英国	BG 買収により、Dragon LNG 受入基地の権益 50%を取得	実施済
インド	BG 買収により、天然ガス流通会社である Mahanagar Gas (MGL) に 49.75%の株式を取得した。IPO の結果、2016 年 6 月に持分は 32.5%に減少。 Gujarat 州にある Hazira 再ガス化ターミナルの権益 74%を保有	実施済

シンガポール	2016 年、Shell と Keppel Offshore & Marine はシンガポールの港湾局へ共同入札を行い、シンガポール港の船舶に LNG 燃料を供給するためのライセンスを取得。これを受けて、両社は 50:50 の合弁会社を設立	実施済
--------	--	-----

(出所) 日本エネルギー経済研究所調べ

なお、このほかのメジャーについては、ExxonMobil については欧州における LNG 受入基地の利用容量の確保以外は目立った下流部門におけるバリューチェーン拡張の動きは見られない(現状の基地の利用についてもさほど利用率は高くない)。BP についても、再生可能エネルギーへの投資を積極的に行っている点は、同じく欧州系メジャーの Shell や Total と同様であるが、新規の受入基地や発電分野に対する新規の投資案件を検討しているという動きは見られない。Chevron についても、ガス部門においては、Gorgon や Wheatstone といった最近稼働を開始した新規案件の安定的なオペレーションに主眼が置かれており、下流部門に対する投資計画などは確認できない。

1-2-2 電力・ガス会社

アジアのガス市場開拓については、普段は LNG の買主の立場にある電力・ガス事業者(特に日本の事業者)も積極的な事業展開を進めている。石油メジャーが、自社の生産する天然ガス・LNG の販売先を確保するために、アジア市場における需要の創出に関心を示すのに対し、日本の電力・ガス事業者は、国内の市場が成熟化し、また自由化の進展によってその動向が不透明になる中で、国内で培った下流部門の知見を活用することで新たな成長分野をアジア市場に見出すという観点から、アジアにおける LNG 市場の開拓を進めている。

そうした市場開拓については、特にガス事業者の積極姿勢が顕著である。表 TBN に、東京ガスによるアジアにおけるバリューチェーン拡大事業を示す。同社は、主要な東南アジア諸国(シンガポール、マレーシア、インドネシア、タイ、ベトナム、フィリピン)にオフィスを設置し、東南アジアの主要国における LNG 受け入れ基地の整備や、ガスの配給事業、天然ガス火力発電事業を、現地企業との合弁を形成して進める計画である。

表1-3 東京ガスによるアジアのバリューチェーン構築

プロジェクト	事業国	事業内容	参画年	権益 /出資比率
ガスマレーシア	マレーシア	都市ガス供給事業	1992	14.8%
LNG ベトナム	ベトナム	LNG の調達・販売、 LNG 受入基地の建設・運営	2016	10%
EPEC	タイ	同上	2016	28%

ペトロベトナム 低圧ガス	ベトナム	ガス配給会社への出資	2017	24.9%
パンジ・ラヤ・ アラミンド社	インドネシア	ガス配給会社への共同出資	2017	17.2%
GWHAMT 社	タイ	同上	2018	15%

(出所) 東京ガス HP を元に、日本エネルギー経済研究所調べ

日本のガス事業者では、大阪ガスも LNG 調達・販売ノウハウや既存資産で培った強みを生かした海外展開を実施しており、2014 年には、シンガポールにおける子会社を介して、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。今後の事業戦略としては、フィリピンとインドネシアに拠点を構え、両国に加えてミャンマーやベトナムにおける LNG 基地や IPP 案件などの開拓を進めている。

このほか、日本の電力事業者も海外でのガスバリューチェーン拡大に関心を示すようになってきている。もともと日本の電力事業者は、電源開発を始め、海外市場における発電事業には積極的に参画してきたが、最近では新たな成長分野として、また自社の LNG トレーディング事業の一環としてガスサプライチェーンに対する関心を示すようになってきている。アジアではないものの、東京電力と中部電力との合併である JERA は 2017 年 12 月、フランスの EDF Trading との間で基本合意書を交わし、同社と合併を設立して LNG のポートフォリオ最適化を行うことを決定した。この合意によって、JERA は EDF Trading が有する LNG 基地・パイプラインネットワークへのアクセスが可能となり、これまで以上に効率的な LNG 調達が可能となるとしている。また 2018 年 2 月には丸紅と共同で、豪州の南東部 New South Wales 州における LNG 受入基地の建設およびガス販売事業に関する事業性調査についての覚書を、現地の Squadron Energy 社と交わしている。

1-2-3 商社・トレーダー

石油メジャー、電力・ガス事業者と並んで近年、アジアにおける LNG 需要の拡大に高い関心を示しているのが商社・トレーダーである。国内の商社では、三井物産が、東京ガスとの合併企業を通じてタイにおけるガスの配給事業に対する出資を行っており、ベトナムにおいても 2017 年 1 月にベトナム国営の Petrovietnam と、ベトナム南部のガスバリューチェーン共同事業 (LNG 基地建設、ガス火力など) の検討を行うことに合意している。

東南アジアにおける事業を展開する三井物産に対し、三菱商事は南アジアにおける事業検討を進めている。同社は、パキスタンにおいて、ExxonMobil、QP、Total、Hoegh LNG 及び Global Energy Infrastructure Limited (GEIL) と共同で、FSRU とパイプラインの建設計画を進めていたが、2017 年 10 月、ExxonMobil が撤退し、コンソーシアムも解散となっている。一方、スリランカにおいては、インドの Petronet 及び双日と共に 3 億ドルを

投じ FSRU 建設案件に参画する予定である。2018 年中には同コンソーシアムとスリランカ政府との間で覚書を交わし、スタディを開始する計画である。

このほか、海外のトレーダーも、南アジアを中心に LNG のバリューチェーン構築に乗り出している。元々これらのトレーダーは、国際 LNG 市場におけるスポット取引において存在感を高めてきた存在であるが、近年では、長期契約の締結や下流部門への投資等、その事業範囲を拡大させている。Trafigura は、2017 年 11 月に稼働を開始したパキスタンの Port Qasim における FSRU プロジェクトの少数権益を取得しており、今後同社にとっては二基目の FSRU プロジェクトについての検討を進めている。また、バングラデシュにおいては、Gunvor や Vitol など他のトレーダーと共に、小規模な FSRU の導入についての検討を開始している。同じく欧州系トレーダーの Vitol についても、上述のバングラデシュの案件のほか、パキスタンにおいてはすでに現地資本の Hasol との間で同国の LNG 事業に関する合弁を立ち上げ、事業拡大の機会を探っている。

1-3 アジアの LNG 需要拡大に向けて取り組むべき課題と対応策

アジアにおける LNG 需要は高いポテンシャルを有しているものの、そのポテンシャルを実際の需要へと転換させていく上では、多くの課題が存在する。本節では、そうした諸課題とその克服に向けた対応策についてまとめることで、本章のまとめとする。

1-3-1 克服すべき諸課題

(1) 柔軟な LNG 供給の必要性

まず今後の LNG 需要の拡大に向けて最大の課題となるのが供給柔軟性の向上である。日本や韓国、台湾といった国内にエネルギー資源がほとんど存在しない国とは異なり、今後需要が増大していくアジアの新興国において、LNG はエネルギー供給の一つのオプションに過ぎない。国産の石炭や天然ガス、パイプラインで輸入される天然ガスが国内の需要を満たした後に、その残余需要を満たす役割を果たしているのが LNG である。このため、これらの国々における LNG の需要は、国内のエネルギー需要だけではなく、その需要を満たす他のエネルギー供給の動向にも左右されるため、本質的に不安定なものとなり、そうした需要パターンにも対応できるような柔軟性を備えることが、今後の LNG 供給には求められる。言うまでもなく、長期契約による供給が主の現在の LNG 供給体制にとっては、この柔軟性のニーズへの高まりは大きな課題といえる。

日本や韓国、台湾といった伝統的な消費国においても柔軟な LNG に対するニーズは高まってきている。日本においては、2030 年時点での発電電力構成において 20%~22%を原子

力で賄うといったエネルギーミックス目標が設定され、今後安全が確認された原子力発電帆順次再稼働がなされていくことになっている。しかし、他方で再稼働に向けた地域社会から反発や、裁判所に対する稼働差し止め請求など、今後も原子力発電の稼働に対しては多くの不確実性要素が存在し、その稼働状況によっては発電向けの LNG 需要が大きく影響を受ける。また韓国や台湾においても、中長期的な原子力発電に対する依存度を低減させていく政策がとられているが、その代替を期待されている再生可能エネルギーがどの程度の役割を果たせるかによって、やはりこれらの国々における LNG 受容にも大きなインパクトが及ぶ。伝統的な消費国における原子力発電をめぐる不確実性は、今後の LNG 需要の見通しもより不確かなものになっている。

さらに、日本においては 2016 年から 2017 年にかけて、電力市場・ガス市場が自由化されたことで、各電力会社・ガス会社は、国内市場においてはこれまで以上に厳しい競争にさらされることとなり、これまでのように 10 年以上の長期契約を締結することが難しくなっている。韓国においても、現在ガス市場の自由化に向けた議論が進められており、現在韓国ガス公社が有している長期契約について、その更新をどのように進めていくのか（韓国ガス公社がそのまま継続するのか、別の会社が別の長期契約を結ぶのか）が固まっていない。こうした国内のガス政策も、個別の買主企業にとっては、将来の自社需要を不確かなものとする要因となっている。

以上のような要因から、今後のアジア市場を獲得するには、柔軟性のある LNG 供給の拡大が不可欠な条件となっている。

(2) ファイナンスの困難さ

次に大きな課題がファイナンス面での問題である。今後の LNG 需要の拡大を図る上では、上流の LNG の液化装置だけではなく、下流の輸送のための船舶、受け入れ基地、末端のガス需要家までの導管整備など巨額のインフラ投資が必要となるが、そのための資金調達が大きなボトルネックとなる可能性がある。

まずこうした新興国における天然ガス・LNG ビジネスにおいて問題となるのがその商業性である。新興国は多くの場合、末端の電力・ガス価格が規制料金となっており、国際価格と比べても低い水準に据え置かれている場合が多い。こういった規制価格は国内の政治的な配慮から設定されているケースが多く、その場合には国内の規制価格を国際水準に近づけるよう是正することは容易ではない。このため、新興国におけるガスインフラの整備に対しては、純粋に民間資金のみで実現することは難しく、後述するように、国際開発金融機関や先進国の輸出信用機関などによる支援が必要となる。

また、新興国における資金調達を図る上では信用リスクも問題となる。新興国において

LNG の買主となるのは、現地の国営会社であったり、地方政府関係機関である場合が多いが、こうしたいわゆるサブソブリン組織がかかわるインフラ投資案件は、しばしば投資リスクが高いものとして認識され十分な資金調達を行うことが難しいケースが多い。そもそも、これらの新興国においてはカントリーリスクそのものが高い国が多く、表 1-4 に示す通り、今後 LNG の輸入が計画されている国の多くがリスク中位から行為の国となっている。また、仮にインフラが整備されたとしても、こうしたサブソブリン組織は、財務体質が万全でない組織もあり、操業時の資金繰りにおいても、問題を抱える可能性がある。こうした信用力の低い組織に対するファイナンスをどのように進めていくかということが今後の需要拡大にとっては大きな課題となる。

表1-4 主要なアジアLNG輸入国におけるカントリーリスク

Economy	Risk
China	2
Hong Kong	2
Indonesia	3
Malaysia	2
Mexico	3
PNG	6
Peru	3
Philippines	3
Russia	6
Singapore	0
Chinese Taipei	1
Thailand	3
Vietnam	5

(出所) Organization for Economic Cooperation and Development 「Country Risk Classification」

また、新興国における為替リスクも大きな問題である。実際のインフラ整備を進めていくうえでは、現地通貨による投資コストも発生するため、現地に対する投資を行う外資企業にとっては、その為替リスクをどう管理するかがプロジェクトを進めていく上での大きな懸念材料である。また実際のインフラ整備がなされ、ガスの供給が始まったとしても、多くのガスは現地の産業や商業、家庭用のユーザーに対し供給されるため、これらのユーザーはガス料金を現地通貨で支払うことから、LNG の輸入事業者や LNG の販売者はその為替リスクも負うことになる。こうした為替リスクが高い国に対しては、プロジェクトに対する投資は進みにくい。

(3) 政治リスク

今後の LNG 需要の拡大を図る上では、供給国の政治リスクをどう管理していくかも大きな課題である。アジア地域における LNG 輸出国は、政治的に安定した国が多いが、例えばアフリカのナイジェリアにおいては、LNG 生産施設近隣の政情が不安定であり、LNG 施設

の稼働がしばしば滞る事態が発生している。また、近年イランとサウジアラビアとの間の対立や、カタールとサウジアラビア・UAE との対立など、中東情勢はますます混迷の度を深めている。これまでのところ、中東からの LNG 供給には全く何の支障も生じていない（むしろほかの地域に比べてこれほど安定的な LNG 供給を行っている地域はない）が、今後は域内の情勢の不安定化が、LNG の供給は今後の新規投資に影響を及ぼす可能性も否定できない。

政治リスクは途上国のみにあるのではない。例えば、今後 LNG 輸出が急増することが予想されている米国においても、米国政府によって LNG 輸出が停止されるリスクが存在する。これは「revocation risk」と呼ばれているもので、米国では FTA 締結対象国以外の国には、米国政府（エネルギー省）が別途輸出承認を行うことが輸出が可能となるという制度になっているが、政府は「緊急事態」が発生した場合には、その輸出承認を取り消すことが出来る。シェール革命後、国内に潤沢な天然ガス供給がなされている米国において、そうした「緊急事態」が発生することは考えにくいものの、米国産の LNG を長期でコミットする場合には、考慮に入れておくべきリスクの一つといえる。また近年、新規の LNG 案件の稼働開始が相次いだ豪州においては、一時的に国内の点根ガス需給がひっ迫化したため、政府が一定の条件を満たしていない LNG プロジェクトに対してはその輸出を制限できる制度が制定された。実際に、この制度の元で輸出が制限されているプロジェクトは、豪州東部の炭層メタン（Coalbed Methane: CBM）を原料とするプロジェクト 1 件のみであり、豪州からの LNG 供給にはほとんど影響が出ていないが、今後も国内の天然ガス供給不足が長期化するようなことがあれば、その影響がさらに拡大する可能性も否定できない。

(4) コスト競争力

LNG がアジアで市場を拡大していくためには言うまでもなく価格競争力があることが必須である。特に、アジアの中でも東南アジアにおいては、今後ガス需要と合わせて石炭需要も拡大していくことが確実視されているため、特に発電部門においては、天然ガスや LNG は石炭に対して厳しい価格競争を強いられることが確実である。LNG は、コンバインドサイクルなどの最新鋭のガス火力発電所で用いられれば、国際価格で取引される輸入炭には十分に対抗できるものの、国内炭と比較すれば、その価格競争力はまだまだ劣位にある。既述の通り、アジアにおいては、国内の電力・ガス価格が規制価格で低位で置かれている国が多く、LNG がより広範なユーザーに用いられるようになるには、更なるコスト競争力の確保が必須である。

(5) 人材不足

最後に、アジアにおける LNG 利用を促していくうえで必要となるのが、LNG 事業に精通した人材である。LNG の輸入においては、関連インフラの整備や LNG カーゴそのもの

調達にも多くの資金が必要となる。このため、これ等の新興国においても、実際の LNG 導入に際しては、事業そのものについて深い知見を有する人材を数多く育成する必要がある。また実際の LNG 調達の実務についても、LNG 市場の需給構造や取引形態、契約内容、LNG 船の配船や揚荷スケジュールなどの実務家を多く育成する必要があるし、また LNG は極めて高圧のガスを取り扱う必要があることから、安全面での専門家の育成も必要であるし、環境保全についての知識の蓄積も重要である。

LNG ビジネスに精通した人材は政府においても必要である。今後のインフラ整備をタイムリーに進めていく上では、政府においても許認可や意思決定下す際に専門知識が必要となる。さらには、これまで LNG を取り扱ったことがない国においては、国内の取引や安全面、環境面 d 寝起き性・法制度の整備を行わなければならないため、当該分野の政策実務に精通した人材を育成することが急務となるだろう。

1-3-2 今後の対応策

(1) 流動的で柔軟な LNG 市場の育成

上述の通り、今後のアジアにおける LNG 需要はより不確実で価格に対し男性的に汗威嚇を持つものになる。このため、アジアにおける LNG 供給の柔軟性を高めることが、潜在的な需要を現実のものとしていくうえでも死活的に重要である。その意味では、既存の LNG 長期契約に付されている仕向け地制約はこれを可能な限り柔軟なものへと代えていく必要があるし、新規の LNG 長期契約については、仕向け地制約を含まない形で締結することが望ましい。2017 年 6 月に、日本の公正取引委員会は既存の LNG 長期契約に含まれる仕向け地条項は、少なくとも積み地渡し (FOB) 契約に関しては、独占禁止法上問題となる可能性がある」と指摘しているが、今後他のアジア諸国の競争当局においても同様の見解が示されることがあれば、市場における柔軟性は今後さらに高まっていくことが予想される。

(2) 新興国における資金調達支援

石炭や石油とは異なり、LNG の導入には巨額の投資が必要となる。インフラが整備されなければ潜在的な需要はあくまで潜在的なものに終わるため、こうしたインフラ整備が、需要の開拓には不可欠となるが、その際の最大の課題が資金調達である。

この点については、たとえば先進国でアジアにおける LNG 需要拡大に関心を示す国の輸出信用機関が支援を行うことが一案として考えられる。日本であれば、国際協力銀行や、日本貿易保険、厳密な意味での輸出信用機関ではないが、石油天然ガス・金属鉱物資源機構等が提供する支援制度は、今後アジアの需要開拓に対しても積極的な活用が望まれる。この点では、例えば、バングラデシュにおける FSRU における導入に見られるように、他国の輸

出信用機関との連携の下で、支援をおこなうというモデルも今後さらに拡大していくことが望ましい。

また、世界銀行やアジア開発銀行といった国際開発金融機関による支援も有用である。これらの金融機関においては、気候変動対策やエネルギー貧困問題の解決の観点から、下流部門におけるガス利用案件に対しては積極多岐な融資を行っている機関が多い。また、世界銀行傘下の **International Financial Corporation** においては、これまで特に南米において多くのガスの下流部門に対する融資を行ってきた経験があり、その知見をアジアにおける下流案件に活用していくことも十分可能である。

インフラ整備における投資をおこなう上では、投資にかかるリスクをいかに配分するかが大きな鍵を握る。LNG 事業の主体はあくまで企業であるが、その企業が負いきれないリスクについては、必要に応じ、上記のような公的な性格を有する金融機関が負担することで、実際の野インフラ整備を促進する効果をもたらす。

(3) 政府による天然ガス利用政策

近年の中国における LNG 需要拡大の例を引くまでもなく、消費国におけるエネルギー政策は、LNG 需要の水準に非常に大きな影響を及ぼす。例えば、一定の目標年までに国内のエネルギーミックスにおける天然ガス比率の目標値を設定する、ないしは国内における天然ガス利用に関するマスタープランを作成する、といったような取り組みは、当該国における天然ガス需要に関する不確実性を低めることで、関連のインフラ整備を進める効果ももたらし、天然ガス需要の拡大には大きな効果をもたらす。日本のような、アジア新興国における LNG 需要拡大に関心を有する国においては、そうした天然ガス利用の立案に対する支援を行うことも市場の拡大に寄与することが期待される。

(4) 人材育成

アジア新興国において、LNG を国内のエネルギー市場に導入していく上では、LNG の取引や取り扱い、関連する規制・政策枠組みに精通した人材を確保することも重要である。この点については、例えば、LNG の受け入れについて半世紀近くの実験を有する日本のような国が各分野における人材育成を支援することも、これらの新興国における円滑な LNG の導入に大きく資することが期待される。具体的な人材育成の分野としては、以下のような分野が考えられるだろう。

- LNG 導入に当たっての関連法制・諸規則の整備
- LNG 受け入れ・利用の技術
- 安全・保安・環境面での留意事項

- LNG 取引の実務（契約の締結・調達の実務など）

章末資料 アジアにおける LNG 需要開拓のための日米協力について

アジアにおける LNG 市場を開拓する上で、仕向け地の成約を持たず、かつ潤沢な資源量を有する米国からの LNG 供給が大きな役割を果たすことが期待されている。本調査においては、在米国ワシントン DC の調査機関である Energy Policy Research Foundation Inc. に対し、今後のアジアの LNG 需要開拓を進める上で、日米が協力すべき事項についての調査を外注した。以下はその調査の概要と原文（英語）である。

概要

世界の LNG 市場においては劇的な変化の時代が続いている。シェール革命によって原油価格と天然ガス価格の乖離が進み、LNG 需要は世界的な規模で増加を続けている。需要サイドにおいては、需要増の中心が、日本や韓国、台湾といった伝統的な北東アジア市場から中国や東南アジア、南アジアといった新興市場へと移行しつつある一方、供給サイドにおいても、従来の東南アジアや中東といった供給国に加えて豪州や米国といった新たな供給国の存在感が高まりつつある。こうした一連の変化は、LNG の供給者、需要家双方に対し、新たな課題と機会をもたらしている。

このような新たな競争環境の変化によって供給事業者は難局に直面しているが、流動的で柔軟な LNG 市場が構築されることは、アジア全体にとって、経済面、環境面、エネルギー安全保障面において大きなメリットをもたらすことになる。日米の政策関係者にとっての大きな課題は、アジアにおける潜在的な LNG 需要を現実の需要へと転化していくことを通して、LNG の供給増加によって得られる広範な便益を享受できる環境を整えることにある。アジアの LNG 市場にとって、米国が欠かせない供給者になることができるかどうかは、アジアにおける LNG 需要増加の動向だけではなく、米国から輸出される LNG がアジア市場において高い競争力を持つことができるかどうかにかかっている。このため、米国の政策関係者は、米国内の豊富な天然ガス資源と開発技術の進展に基づき、米国における天然ガスの生産・輸出が予測可能でかつ持続的なものとなるような戦略的取組みを続けている。

既に膨大な規模となっている米国の天然ガス資源量は現在さらに拡大を続けている。米国内のシェールガスの生産技術は進歩を続けており、\$4/mcf 以下のコストでも、生産の大幅な増産が可能となりつつある。他方、天然ガスの生産、物流、ガス処理施設や輸出プラントを含む液化施設に係る米国の規制枠組みは、これまで概ね効率的であったといえるが、まだいくつかの根強く重要な課題が持続している。そして、これらの課題が今後の LNG 輸出施設の急速な拡張にとってリスク要因となっている。

本レポートは、アジアの LNG 市場の将来展望を踏まえ、アジアにおける今後の更なる LNG 市場の拡大に向け、以下の 2 つの取組みを関係者に対し提言する。

- 競争力のある米国産 LNG 輸出環境の維持
 - 米国における LNG 輸出能力の予見可能性を高め、その効率的な増強を図るため、LNG の輸出承認や環境審査を含む規制プロセスの合理化を行う。
 - LNG 輸出に対する承認撤回（Revocation）リスクについての明確な見解を示すことにより、貿易保険費用の低減をはかる。
- パナマ運河におけるコスト効果的かつ長期的なアクセスの確保
 - 長期的かつコスト効果的なアジア・北米間の LNG 船の運航を確保すべく、パナマ運河庁との協議を行う。
- ファイナンス支援
 - 長期的な信用リスクに対処するため、国際協力銀行（JBIC）や日本貿易保険（NEXI）、米国輸出入銀行（Ex-Im）、海外民間投資公社（OPIC）などの輸出信用機関や開発援助機関、国際開発金融機関と連携し、LNG プロジェクトへの支援を拡充する。

本文

INTRODUCTION

The U.S. petroleum renaissance has brought about a substantial expansion of natural gas production that has been driven by technological advances which provide access to previously unrecoverable resources. Because of this, since 2009 the United States has been the world's largest producer of natural gas. Natural gas production in the continental United States has increased from less than 50 billion cubic feet a day (Bcf/d) in 2005 to an estimated 73 Bcf/d in 2017. A sound regulatory program that permits continued exploration and development of petroleum resources, widespread private ownership of property rights, combined with adequate expansion of U.S. natural gas infrastructure supports expectations that U.S. natural gas output is likely to reach 84 Bcf/d by 2020¹.

Expansion of the U.S. natural gas resource base offers considerable potential to further develop both LNG and pipeline exports and contribute to higher economic growth in the national economy. Traditional Asian LNG consuming countries such as Japan, South Korea and Taiwan, and also other countries in Southeast Asia (Indonesia, Malaysia, Singapore, Philippines, among others) and South Asia (India, Bangladesh, Pakistan) as well as China offer new markets, or expansions to existing markets, for natural gas. Natural gas is a fuel source that can contribute to improved air quality and lower emissions of carbon dioxide and reduce long-term climate risks. China, which has been a modest importer of LNG to date also represents a potential new market for substantially higher volumes.

Considerable expansion of LNG demand is possible over the long-term in Asia. On the 28th of September this year, East Asia Summit Energy Ministers welcomed the ongoing study by the ERIA which indicated that natural gas demand in the EAS region could potentially grow more than 2.5 times between now and 2030 and will require about \$80 billion in LNG supply chain investments to meet this demand². However, development of long-term demand in Asia will require supportive government policies and solutions to address important cost challenges and regulatory constraints. A central objective in this collaborative effort is to identify the critical obstacles that constrain

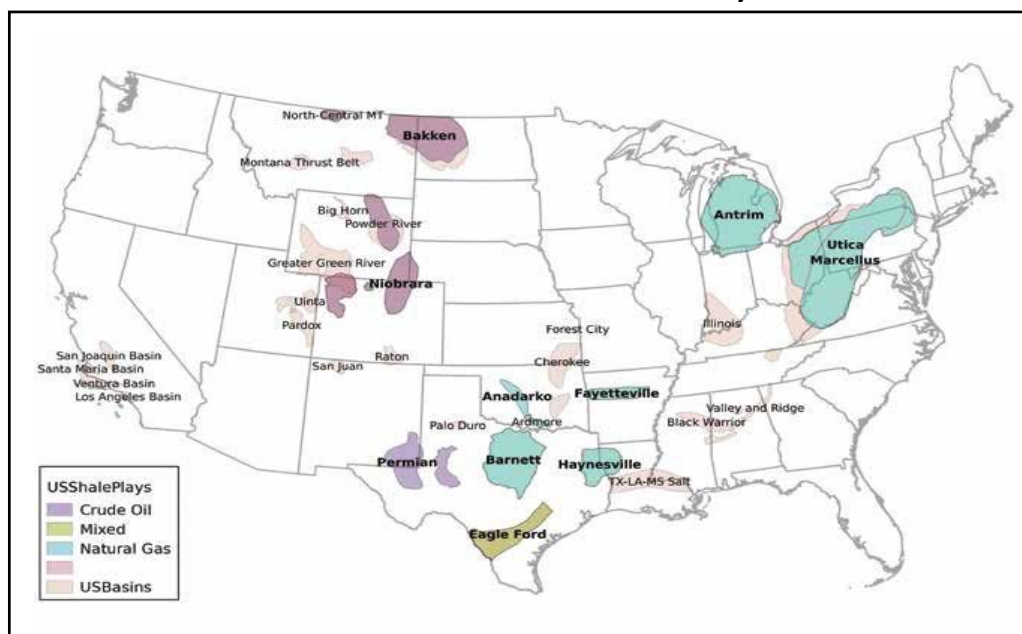
¹ U.S. Energy Information Agency Annual Energy Outlook 2017: Table: Natural Gas Supply, Disposition, and Prices. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=13-AEO2017®ion=0-0&cases=ref2017&start=2015&end=2050&f=A&linechart=ref2017-d120816a.3-13-AEO2017~ref2017-d120816a.6-13-AEO2017~ref2017-d120816a.23-13-AEO2017&ctype=linechart&sourcekey=0>

² Joint Ministerial Statement of the 11th East Asia Summit Energy Ministers Meeting, 28 September 2017.

natural gas use in Asia, and how these obstacles can be overcome. Framed differently: what strategies are available that can convert potential demand in Asia into actual demand?

Government policies will play a critical role in the future development of Asian LNG markets. Policy support is necessary to reduce investment risks in new LNG infrastructure developments in many of emerging Asian countries. Financial support and export assistance measures will also play an important role in Asia, particularly for countries which present high credit risks. Technical support would also help Asian countries that have little experience in the LNG business as they embark on LNG imports. World LNG markets are heading towards more liquidity and transparency, but these markets are yet to mimic, and may never fully replicate, the open and extensive trading patterns prevalent in the global oil market. Asian natural gas markets are undergoing an important transition, and much of this new market dynamic could be affected by prospects of growing LNG exports from the U.S. This research delves into the challenges that might hamper sustainable development of LNG demand in Asia, and provides possible recommendations to overcome the challenges.

Figure 1
Main U.S. Shale Basins and Plays



Analysis Based on EIA Data

U.S. NATURAL GAS PRODUCTION AND ITS CHALLENGES

Prospects for Expansion of the U.S. Natural Gas Production Platform

The growth in U.S. natural gas supply is supported by technological advances and a growing hydrocarbon reserve base which has seen sustained additions since 2004. The remarkable and rapid growth in U.S. gas reserves is the direct result of developments in both the art and science of horizontal drilling and hydraulic fracturing that has permitted access to reserves in so-called unconventional formations. As shown in Figure 1, U.S. oil and gas reserves are found not only in the traditional oil and gas producing regions of Texas, Louisiana, and Oklahoma, but also in Pennsylvania, Ohio, West Virginia, North Dakota, and other regions of the continental U.S. Oil and gas reserves are defined as that portion of a mineral or hydrocarbon resource that can be commercially extracted and/or produced (hence, “proven”). It is a subset of a larger resource endowment. Through involved but standardized procedures, certifying organizations make regular assessments and determinations. These are then used as a basis for making decisions such as the financing, construction, and other matters related to project development. U.S. natural gas reserves reached an initial peak of 201.7 trillion cubic feet (Tcf) in 1982 before declining to 164 Tcf in 1998. Since then, the U.S. Energy Information Administration (EIA) estimates that domestic dry proved natural gas reserves have almost doubled, and are now estimated at 324 Tcf, most of which is tied to additions from certified recoverable shale gas formations.

However, reserves alone do not fully describe the potential size of the resource. They are only that portion of the resource that has been validated and certified. According to the Potential Gas Committee, U.S. technically recoverable natural gas resources are estimated to be 3,141 Tcf as of year-end 2016 – an increase of 10 percent since the year-end 2014 report. When combined with EIA proved reserves estimates, the U.S. future supply of natural gas now represents highest combined future supply of natural gas ever. A summary of the conclusions of the Potential Gas Committee is shown in Table 1.

Table 1
U.S. Natural Gas Resource Assessment, Comparison of 2016 with 2014

Resource Category	Mean Values, trillion cubic feet (Tcf)		Change from 2014 to 2016	
	2016	2014	Tcf	%
Traditional Gas Resources:				
Probable resources (current fields)	993.8	848.4		
Possible resources (new fields)	1,056.9	930.1		
Speculative resources (frontier)	607.5	586.1		
Total	2,658.3	2,356.8	301.5	12.8
Coalbed Gas Resources:				
Probable resources (current fields)	15.0	14.2		
Possible resources (new fields)	48.0	48.3		
Speculative resources (frontier)	95.7	95.7		
Total	158.7	158.1	0.6	0.4
Grand Total Potential Resources	2,817.0	2,514.9	302.1	12.0
Proved gas reserves (EIA)	324.3	338.3		
U.S. Future Gas Supply	3,141.3	2,853.2	288.1	10.1

Source: Dr. Alexei V. Milkov, Potential Gas Committee, Colorado School of Mines³

The resource assessment of the Potential Gas Committee is clearly supported by the growth in natural gas production from unconventional plays. Shale gas produced with hydraulic fracturing technology now accounts for approximately two-thirds of US natural gas production. Access to shale formations in the U.S. has enabled natural gas producers to grow production from 30 Bcf/d in 2006 to 73.3 Bcf/d by mid-2017, and EIA expects production to rise to over 76 Bcf/d in 2018 (Figure 2).

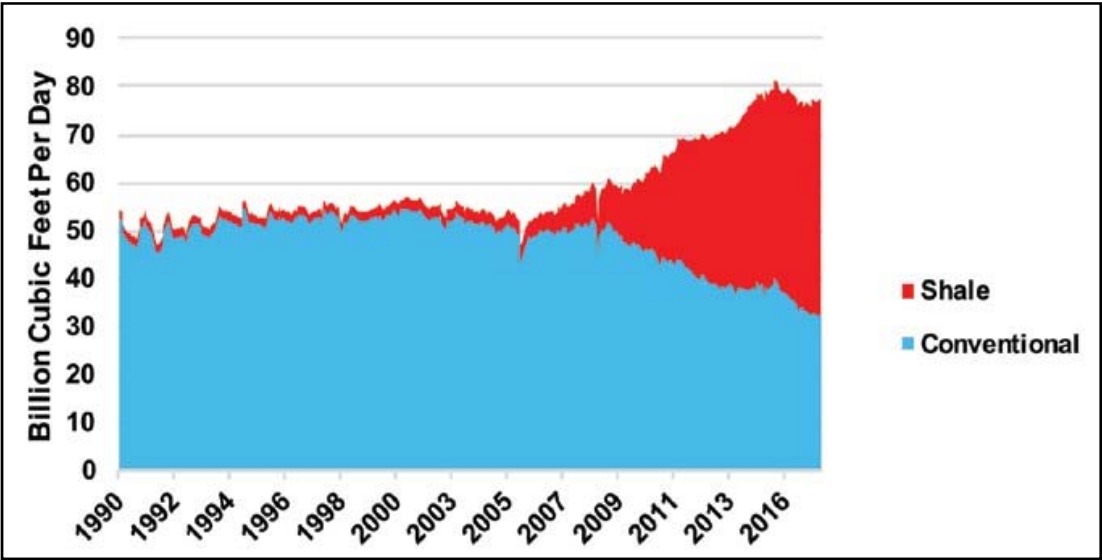
Cost and Technology Considerations for Expanding U.S. Natural Gas Production

The productivity of horizontal drilling rigs has been well documented by EIA and many independent studies of the U.S. petroleum sector. These productivity gains have translated into a growing capacity of the U.S. resource base to support rising production of natural gas even as wellhead prices have declined. Shale producers have shown that they can expand production at prices as low as \$2 per thousand cubic feet (mcf). In addition, a combination of improved drilling efficiencies, advances in extraction technology, and rising reserve additions all point to the prospect that large volumes of domestic natural gas can be produced at costs below \$4/mcf, and potentially at even lower costs. Continued improvement and development of shale extraction technology, combined with expanding knowledge of the various geologies of the different resource plays, will enable shale gas production growth for years to come. Note, as shown in Figure 3, the

³ Millkov, Alexei V. "Potential Supply of Natural Gas in the United States: Report of the Potential Gas Committee (December 31, 2016)." Potential Gas Agency, Colorado School of Mines, July 2017.

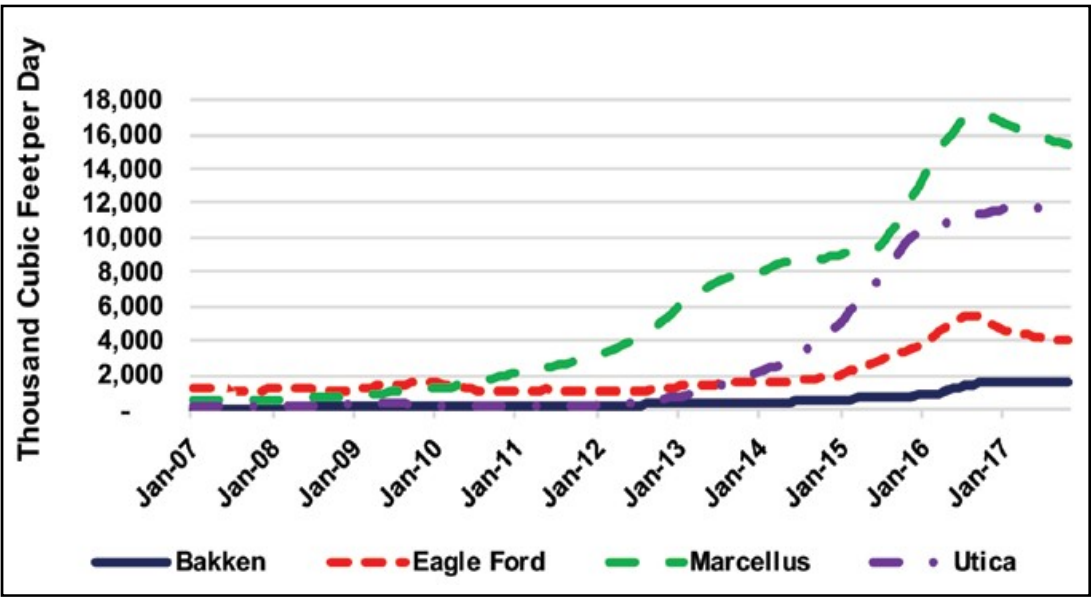
U.S. natural gas industry raised productivity per well in unconventional plays from 5 to 15 times over the last 5 years.

Figure 2
Monthly U.S. Natural Gas Production: Conventional vs Shale



Analysis Based on EIA Data

Figure 3
U.S. Major Plays: Natural Gas Production per Rig



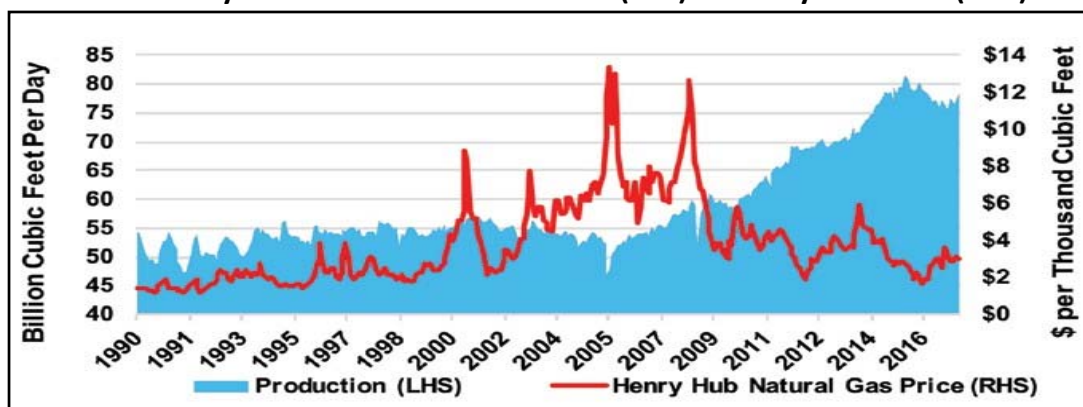
Analysis Based on EIA Data

The sustained performance of the U.S. unconventional gas resource is shown in

Figure 4 below. Note that U.S. natural gas production continued to expand even as natural gas prices declined to \$2/ mcf in late 2015.

There was some flattening and even a mild downturn in U.S. natural gas production from the middle of 2015 through late 2016. But this was tied to delays in moving gas supplies out of the Marcellus to domestic processing centers and export markets. Although prices have recovered somewhat and are now approximately \$/3mcf for 2017, shale gas output will continue to expand and take a growing percentage of total U.S. natural gas production.

Figure 4
Monthly U.S. Natural Gas Production (LHS) Vs Henry Hub Price (RHS)



Analysis Based on EIA Data

The size of the unconventional natural gas resource base combined with continuing emergence of new extraction technologies and improved efficiencies in drilling operations all point to significant production growth in the coming decades. An expansion of 40 Bcf/d (14.6 Tcf/yr) by 2040, or 50 percent above current production is well within the potential of the U.S. oil and gas industry⁵. Natural gas production in the United States is more likely to be limited by inadequate demand than a lack of advances in technology or growth of the resource base.

An often overlooked but important feature of U.S. natural gas production is the high degree of efficiency and liquidity across the entire value chain. Although not entirely unique, the development of U.S. natural gas resources is distributed among many players, subject to constant cost reductions and technology improvements, rapid infrastructure expansion (with some notable exceptions), and government oversight is mostly (but not always) efficient. Adding further to this point, the U.S. natural gas market is segmented across its supply chain with exploration and production entities being generally separate from distribution (pipeline & LNG) and storage operations, and the latter separate from utilities making deliveries to final points of consumption.

Lastly, the U.S. market is characterized by widespread transparency in the

reporting of gas pipeline capacity utilization, tariffs, and prices at market hubs. Added to these features is broad liquidity in both physical and financial markets. This is due in part to the consistent and coherent regulation and enforcement from government agencies such as the Federal Regulatory Commission (FERC), the Commodity Futures Trading Commission (CFTC), and the Securities and Exchange Commission (SEC).

U.S. LNG Exports: Addressing Regulatory Challenges

Liquefied natural gas export projects face a range of obstacles in moving from a business concept to an operating reality. The projects are lumpy, i.e., project times are long, decision-making is intermittent but intense in those periods, and they require large capital commitments reaching as much as \$10 billion or more for a fully functioning plant. Although most LNG export projects face relatively modest technical risks (the industry is now well experienced in building export facilities), most of these projects face substantial regulatory and financial risks as large sums of capital are tied up before any revenue is realized from first delivery.

In the U.S., the U.S. Department of Energy (DOE) Office of Fossil Energy, and the Federal Energy Regulatory Commission (FERC), an independent regulatory agency, are the primary national authorities having permitting and regulatory oversight with respect to LNG plants. Other agencies, both at the national and state levels, also are involved with regulatory authority over port facilities, LNG vessels, and public lands. Each agency has different responsibilities in the permitting process.

DOE is responsible for making national interest determinations on LNG exports. FERC is the primary national regulator with regard to safety and environmental reviews. However, DOE's approvals are necessary for any export project, and generally occur early in the regulatory review process. LNG export approvals are separated into two mutually exclusive categories based upon which countries are the designated buyers. Countries with which the U.S. has a Free Trade Agreement (FTA) receive licenses with only minimal review. Export licenses for countries which do not have an FTA require more extensive assessments and evaluations. In its review, DOE's responsibility is to determine whether or not the expected LNG exports are in the "public interest." However, this notion is vague as it is not defined in the Natural Gas Act. Nevertheless, in fulfilling its regulatory role, DOE makes considerable effort to document the economic benefits to the U.S. from higher volumes of LNG exports to non-FTA countries.

Some critics of the DOE review process have called for legislation to remove the agency's regulatory authority over LNG exports given a growing consensus on the large size of the U.S. resource base. Nevertheless, DOE's regulatory program is likely to remain in place.

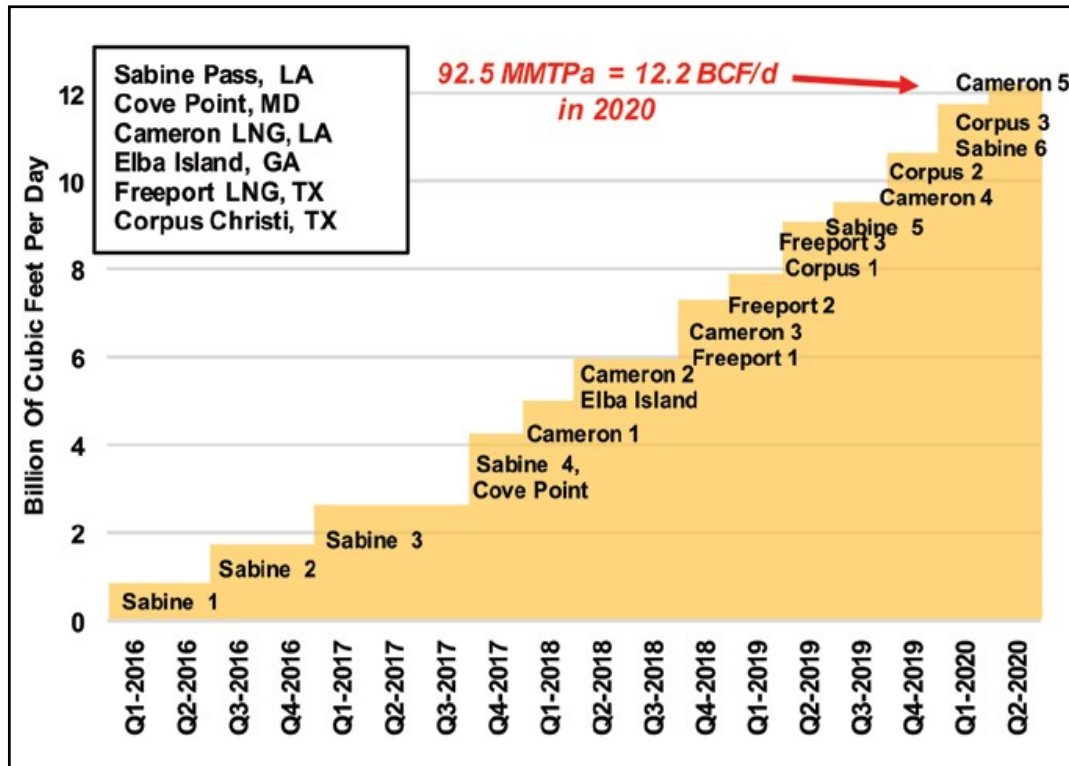
DOE has also undertaken regulatory changes to improve the efficiency of its review

process. In the past, DOE granted conditional export licenses with the stipulation that they would receive final export approval once the applicant received safety and environmental approvals for the project from FERC. In order to streamline the process, DOE modified the order in which it evaluated non-FTA requests, giving priority to non-FTA export licenses requests for projects that completed initial reviews from FERC, specifically the so-called pre-filing review. FERC pre-filing is a period of at least six months in which the applicants are in communication with FERC. The notion is to resolve basic issues before the official filing process begins. Pre-filing also provides an early opportunity for outlining the project details and before a public comment period. Pre-filing is finished when the proper documentation is completed and submitted. This documentation includes more than a dozen full reports covering construction and environmental impacts of the project. The DOE initiative on undertaking LNG export reviews for applicants that have completed the pre-filing review gives priority to those projects more likely to reach Final Investment Decision (FID).

DOE also has received considerable criticism that it has overcommitted U.S. natural gas supplies to the LNG market. As of June 2017, DOE has approved a combined FTA and non-FTA export approvals of approximately 23 Bcf/d (172 MMt/yr). However, the outlook for projects that have gone to FID is considerably more modest, and the pace at which this new capacity will be available remains uncertain. For the near term, as shown in Figure 5, the U.S. is unlikely to export more than 12.2 Bcf/d (92.5 MMT/yr) by 2020, and these volumes are subject to adjustment as exporters calibrate the pace at which new liquefaction trains are constructed and commissioned⁴.

⁴ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32412>

Figure 5⁵
U.S. LNG Exports are Growing: Projects Approved and Commissioned or Under Construction

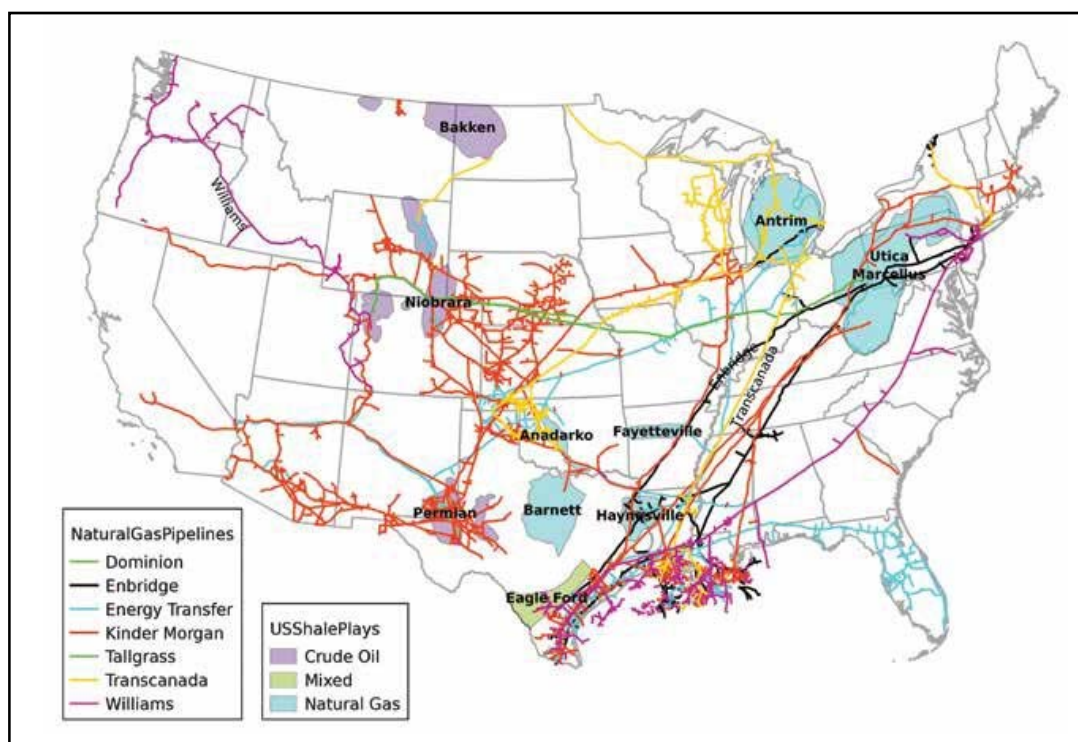


Analysis Based on EIA Data

Once produced, natural gas must be transported to LNG export facilities through the interstate natural gas pipeline network. As shown in Figure 6, natural gas moves from producing regions and processing facilities to consuming urban areas, international pipeline transit points, as well as LNG export facilities.

⁵ U.S. Energy Information Agency Annual Energy Outlook 2017: Table: Natural Gas Supply, Disposition, and Prices. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=13-AEO2017®ion=0-0&cases=ref2017&start=2015&end=2050&f=A&linechart=ref2017-d120816a.3-13-AEO2017~ref2017-d120816a.6-13-AEO2017~ref2017-d120816a.23-13-AEO2017&ctype=linechart&sourcekey=0>

Figure 6
U.S. Natural Gas Pipeline Network



Source: EIA

The U.S. has about 300,000 thousand miles of natural gas transmission pipelines. These pipelines move large volumes of natural gas from producing regions to consuming centers and exporting operations. In the last twenty years, this number has varied little from year to year. However, as older producing regions are depleted and new ones are identified and commissioned, either existing pipelines need to be repurposed or new ones need to be built. Recent estimates place the requirement for new pipelines at between 1,500 and 2,000 miles per year. This is expected to require at least \$10 billion per year in project financing.

U.S. natural gas market regulation began with the 1938 Natural Gas Act, covering the whole supply chain from production to interstate pipeline transmission. It has gone through several reforms, with the most recent one enacted in 1992. Notably in regulatory jargon, Order No. 636 (or, more simply, Rule 636) is a 1992 rule that affects interstate pipelines and is administered and enforced by FERC. It has made the industry more competitive, shifting pipeline construction risk onto the pipeline companies themselves. Despite this shift, pipeline companies have not only survived, but they have also thrived. There has been some change in the terms of transmission contract durations with a move

to shorter terms; but overall, it has made the whole pipeline business more efficient and nimble.

Currently, new natural gas pipeline construction faces several regulatory challenges. With the October 2015 enactment of the Clean Power Plan (CPP), fugitive methane emissions (leaks) from pipelines and other distribution infrastructure came under the jurisdiction of the EPA. Various other related regulations have been promulgated and implemented, and pipeline companies have adjusted accordingly. In addition, pipeline integrity rules have been strengthened and are leading to more frequent inspections.

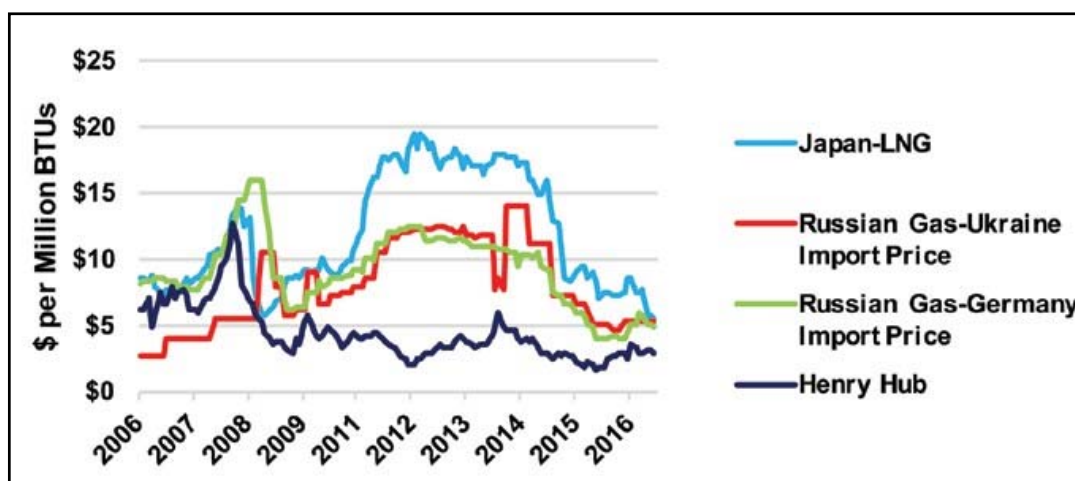
In the U.S., there are more than 400 active natural gas storage facilities with a combined total capacity of 4.8 Tcf. Many of these have been in use for over thirty years, and are now facing increased regulatory oversight. Notably, a large 2015 gas leak incident in southern California has shifted and enhanced regulatory authority for these storage facilities to U.S. DOT's Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). The majority of the pipeline and storage industry expects that significant new and revised operating rules will be put in place.

Although the regulatory process for approval of LNG facilities is well understood, the regulatory process for the construction of new pipelines to bring rising volumes of natural gas to LNG facilities and other markets must be both predictable and efficient to deliver LNG feedstock at the lowest cost. Local opposition and judicial intervention have raised regulatory and legal risks in building out new natural gas pipeline capacity, in some cases raising uncertainties as construction is prolonged, and commissioning times are delayed.

Competitiveness of US LNG Exporters

U.S. LNG export capacity is likely to reach approximately 12.2 Bcf/d by 2020. Figure 7 shows trends in LNG spot prices in four global markets since 2006. The combination of recent declining LNG spot prices and global LNG surplus has raised concerns regarding the competitiveness of the U.S. LNG in Asian markets. However, spot prices do not now reflect the actual value of LNG trade as the majority of transacted volumes remain tied to long-term contracts.

Figure 7
Global Natural Gas Prices in Four Regions



Analysis Based on IMF Data

Why U.S. LNG Exports Matter: Economic Value

LNG exports generate considerable value to the national economy. The economic gain occurs because the U.S. can produce a product that will make a claim on foreign resources considerably above its cost of production, resulting in wealth transfers from other countries to the U.S. The surplus value from these transactions shows up in higher returns to construction of plant and equipment, additional investment in human capital, employment growth and new revenues for federal, state, and local governments. As export markets grow, opportunities emerge to expand investment to meet foreign demand. Foreign purchasers also benefit as additional supplies of natural gas on world markets provide opportunities to substitute away from more costly energy and/or meet higher environmental standards.

Opponents of natural gas exports have raised concerns that the large LNG export volumes authorized by DOE would return North America to an era of price and supply volatility. Note that from 2008 to 2017 the price of natural gas at Henry Hub fell from over \$10 per mcf to less than \$3 per mcf, providing large-scale savings to consumers and new opportunities for value-added processing.

In addition, some U.S. manufacturing enterprises have raised concerns that natural gas exports should be constrained in order not to harm the competitiveness and growth potential of U.S. manufacturers. The consideration in this case is that these natural gas supplies should instead be “saved” for domestic manufacturers who could then export a more valuable product. It is also sometimes argued that the national economy would be better off in terms of employment, and the net gain to the economy

would be higher if natural gas exports were limited. These conclusions are not supported by economic analysis.

The problem with the argument that project approvals should be tied to job creation is that capital cannot be and, unless mandated by the government, is not allocated on the basis of the number of jobs it creates. Instead, capital is allocated on its ability to generate value, i.e., positive rates of return.

It is investment in high return projects that provides the foundation for economic expansion and job growth. Allocating investment strictly on its capacity to provide a short-term increase in employment is counter-productive. Allocating capital to less valuable projects or through constraints imposed by the government will reduce productivity and economic growth. None of this is to say that exports do not contribute to employment growth. Research from the Tuck School of Business has pointed out that exporting companies are on average more profitable, highly productive, and pay about 10 to 14 percent more in salaries than companies that just sell in the domestic market⁶.

To expand on the assertion raised by some U.S. manufacturers that diverting natural gas exports to domestic use not only provides for more employment, but also actually delivers higher added value to the national economy through constraints on U.S. LNG exports: a claim is made that natural gas used in manufacturing raises the economic benefit eight times above the value of the natural gas used as exports⁷. However, official U.S. data do not support this view. The U.S. Department of Commerce Bureau of Economic Analysis (BEA) estimates that the average GDP growth multiplier for all manufacturing is approximately two. This means that a \$1 increase in manufactured goods production results in a \$2 benefit to the overall U.S. economy.

The BEA estimates the GDP multipliers for oil and gas extraction, chemical manufacturing, and plastics and rubber production are 1.7, 2.4, and 2.3, respectively. Some petrochemical manufacturers have claimed that the GDP multiplier is only 1 for LNG exports. This neglects the benefits of GDP growth from the LNG export industry which would include additional jobs, tax revenues, and likely increased domestic gas production. The increased gas production would have potential benefits to the chemicals industry through higher volumes of natural gas liquids (e.g., ethane, propane, butane, and lease condensates), common byproducts of natural gas production in many U.S. petroleum plays.

It is common for companies to announce a large number of projects, particularly as a hedging strategy when permits to construct and operate facilities are difficult to obtain.

⁶ Feenstra, Robert C., Benjamin R. Mandel, Marshall B. Reinsdorf and Matthew J. Slaughter. 2013. "Effects of Terms of Trade Gains and Tariff Changes on the Measurement of US Productivity Growth." *American Economic Journal: Economic Policy*, 5(1):59-93.

⁷ see <http://www.americaenergyadvantage.org/info/growing-the-economy>.

As previously stated, not all projects will go to FID. It is also important to distinguish between projects that have received approval to proceed from government authorities, and those projects that can raise the necessary capital to reach FID.

Growing Importance of U.S. LNG Exports to Asia: Security and Foreign Policy Considerations

The United States is an Asia-Pacific power, and its political, economic and security interests in the region are deep-rooted, as are its commitments to regional stability and prosperity. Supporting U.S. national security interests in Asia requires large naval and other accompanying military forces to sustain freedom of navigation and open trading routes. In addition, allies are essential to bring strategic reach across a vast ocean. While Japan remains the centerpiece of the U.S. alliance in the Asia Pacific region, Korea and many countries in Southeast Asia provide a durable, important, and mutually beneficial alliance structure.

The prospect of the U.S. as a new and growing supplier of LNG in Asia offers considerable opportunity to strengthen U.S. alliances in the region by delivering geographic diversity in fuel sourcing, more competition in energy markets, and enhanced energy security. LNG is often a replacement for crude oil, diesel fuel, and coal used for the generation of electric power. Through this substitution, LNG also offers considerable potential to play an important role in lowering greenhouse gas (GHG) emissions and improving local air quality.

Historically, the energy security risk facing the U.S. and its allies was the direct result of a concentration of low cost reserves in insecure and unstable regions of the world, particularly the Middle East. This reliance, largely on crude oil imports, posed two important risks: (i) supplies could be disrupted from war or terrorism, causing prices to spike leading to large economic losses and even security risks; or (ii) a small number of producers could restrain output thereby imposing large wealth transfers from consuming countries. The surge in U.S. crude oil production combined with the prospects for rising LNG exports has provided world oil and natural gas markets with a new and stable production platform outside of petroleum production centers that are subject to disruption in world supplies from national policy, war and terrorism.

As pointed out in a recent working paper by the National Bureau of Asian Research (NBR)⁹, the Asian LNG market is much more diversified than the crude oil market. Japan, the world's largest LNG consumer, imported 83.3 MMt in 2016 to address the lost power capacity from the Fukushima Daiichi nuclear disaster. Nevertheless, LNG imports into Japan are more diversified than crude oil imports, with 63% coming from Australia and Southeast Asia and about 24 percent from the Middle East. Of this 24 percent Qatar provides about 15 percent. In contrast, Japan continues to rely on the

Middle East for over 85% of its crude oil imports. This comparison between oil and LNG highlights the importance of LNG from the viewpoint of energy security.

POLICY RECOMMENDATION

1. Sustaining Competitive US LNG Export Platform.

Whether the U.S. can play an integral role in serving these markets is dependent not only on the pace and magnitude of LNG demand across the growing Asian LNG market, but sustaining a cost competitive position in Asia for U.S. LNG exports. The U.S. natural gas production platform is both prolific and efficient, and it benefits considerably from rising volumes of associated natural gas from the production of crude oil from unconventional resources. As a result, U.S. natural gas production has seen sustained increases in output and adoption of cost- efficient technologies. World gas markets are highly competitive and government policies alone cannot guarantee that U.S. producers will be price competitive in all markets. However, smart regulation is essential to establish the conditions for a vibrant, efficient, flexible, and technologically advanced industry that can deliver rising volumes of exports, economic value to the national economy, and environmental protection.

The administration has recognized the importance of regulatory reform, and has issued general guidance on public infrastructure reviews and permits for roads, bridges, and waterways. This reform initiative for permitting and environmental reviews should be extended for essential infrastructure and the construction of facilities necessary for the expansion of U.S. natural gas production and exports. Among the more important initiatives of the administration that should be extended to the natural gas sector are:

► Accountability and Best Practices:

Agencies responsible for permitting and undertaking environmental reviews of natural gas pipeline projects and LNG export facilities should have both their review function and performance tracked and measured. The review role of federal agencies should be an integral part of their mission and given high- level attention. Best practices should be identified and adopted by other agencies undertaking similar reviews. DOE's regulatory success in permitting LNG exports is a case in point.

► Improvement of LNG exports approval:

While the DOE's approval of LNG exports is generally considered to be a success, there is still room for improvement. It should be considered that exports of LNG to Japan

and other Asian countries that coincide with U.S. national interest are deemed to be in the public interest under the Natural Gas Act, as natural gas exports to free trade agreement countries are. It should be acknowledged that any form of revocation risk to the LNG facilities can disturb the participation of potential investors. Also, we welcome the DOE's proposal on expedited approval for small-scale natural gas exports including LNG. This proposal should be implemented promptly so that the small-scale LNG exports to Asian markets can be also approved in an expeditious manner.

► **Single Approval Window:**

While the FERC generally excels in providing timely and comprehensive project reviews, others in the full LNG export value chain can require proponents to navigate complex and uncertain Federal environmental review and permitting processes. Uncertainty and regulatory risk rises if the project involves pipelines and facilities requiring rights-of-way on federal lands. As pointed out in the administration's infrastructure initiative, "The Federal Government is capable of navigating its own bureaucracy and designating a single entity with responsibility for shepherding each project through the review and permitting process." Moving LNG projects to a single approval window would reduce regulatory risk associated with project approval.

► **Judicial Reform:**

The current standards of judicial review force Federal agencies to spend unnecessary time and resources attempting to make a permit or other environmental document litigation-proof. While Congress wanted the agencies to take a "hard look" at environmental consequences as required by the National Environmental Policy Act (NEPA), the current process involves substantial and costly risks from project delays with often little added value in understanding the environmental risks of a proposed project. While ultimately the federal environmental review process may require a legislative remedy, the executive branch should issue guidance on what constitutes an adequate environmental review.

► **Adequate Funding of Regulatory Reviews:**

Review agencies require personnel and budget to complete reviews in a timely manner. The administration's program to make agencies accountable should also include a review of their capacity to complete reviews in a timely manner and strategies to move resources to other agencies as the regulatory demand shifts from agency to agency. The regulatory review process is often uneven and resources need to be moved in conjunction with workload patterns.

2. Cost Effective and Long-Term Access to the Panama Canal

The pricing (tolls) and regulatory structure for ship movements by the Panama Canal Authority (ACP) are outside the jurisdiction on the United States and Japan. However, in recent years, ACP has been active with U.S. and many foreign port authorities in concluding agreements on joint marketing plans to support so-called all-water routes from Asia to North America. While these activities are generally commercial and involve joint marketing activities, they also involve extensive data exchanges, market studies, and training. Although DOE has a central role in regulating LNG exports, it can also bring extensive knowledge of world LNG markets and long-term growth of LNG vessel movements to any sort of consultation or discussion on trade impediments.

► Direct Engagement with ACP:

DOE and related Japanese ministry/ministries should directly engage the ACP to develop formal data exchanges and research sharing on the future of LNG trade and strategies to support long-term and cost-effective movement of LNG vessels to and from Asia to North America.

3. Addressing Financial Constraints in Emerging Asian Markets

Unlike oil or coal production and distribution, natural gas requires extensive investment in infrastructure. Because of this, securing sufficient finance from private sources is more challenging. Financing natural gas infrastructure requires a certain type of public support that has a long-term perspective.

► Financial Supports by Public Financial Sources:

Japan Bank for International Cooperation (JBIC), Nippon Export Insurance (NEXI), and Japan Oil, Gas, and Metals National Corporation (JOGMEC) already have considerable expertise in this area, having provided extensive financing in energy infrastructure development in Asia. These institutions should play a far more important role in natural gas infrastructure development by expanding the scope of eligible development projects for financing, including providing new services such as financing with local currencies. U.S. institutions such as the U.S. Export-Import Bank (Ex-Im), U.S. Trade and Development Agency (USTDA), and Overseas Private Investment Cooperation (OPIC) should be more involved in LNG projects.

► **Collaborating with Multilateral Development Banks (MDBs):**

Collaborating with multilateral development banks (MDB) such as the World Bank (WB) and Asian Development Bank (ADB) is also important. With extensive expertise and experience in financing infrastructure projects, the WB and ADB should become more important supporters in the effort to develop infrastructure. These institutions will be able to provide support for LNG infrastructure development and trade finance for LNG procurement.

There are several financing tools that MDBs can use for energy infrastructure development. While loans under concessional condition such as ADB's Climate Finance may be provided only to renewable energy projects, MDBs can actively support financing natural gas projects with other financial mechanisms as long as they reduce CO₂ emission by replacing coal or improving energy efficiency. MDBs should also play a role in coordinating multi-lateral efforts be co-financing LNG projects in Asia. International Finance Corporation (IFC), an organization of the World Bank Group, and several agencies (Japan International Cooperation Agency (JICA), CDC Group plc (United Kingdom), Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH (Germany), Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (Netherlands)) have announced that they will jointly provide loans to the FSRU installment project in Bangladesh. Such co-financing among MDBs and agencies should be important to share risks so that infrastructure could be successfully developed in Asia.