令和3年度

燃料安定供給対策に関する調査事業

(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)

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

令和4年3月

はじめに

- ✓ 我が国は世界のLNG需要の5分の1を占める世界第2位のLNG消費国である（2021年実績）。近年、中国を中心に、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、カタール、アフリカ等からのLNG輸出量が拡大を続ける一方、国内では電力・ガス小売市場の全面自由化が進展し、LNG調達を巡る市場環境が大きく変化している。特に2020年、2021年には、国際LNG市場はパンデミックに伴うガス需要の減少および予想を上回る回復、LNG生産設備におけるトラブルにより未曽有の価格変動、高騰を経験し、供給セキュリティについて新たな課題に直面している。
- ✓ 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。また令和2年3月には新国際資源戦略を発表し、LNG調達先の多角化や拡大するアジア需要を取り込むといったLNGセキュリティの強化策を打ち出した。令和3年には、環境変化に伴う新たな政策課題・対応を検討するため、短期・中長期のLNG供給セキュリティ確保、将来需要に対応するための新規投資の確保を中心的課題として、新LNG戦略の検討に着手している。
- ✓ 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産消会議等の多国間会合、各国との政策対話等の会合を活用し、消費国間の連携や生産国への働きかけが行われているほか、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、さらにはこれらの需要に対応するための新規LNG生産プロジェクトへの投資確保に向けた関係国との政策対話が行われている。
- ✓ 加えて、近年顕著となっているのは、特に中国の需要の急激な伸び、欧州ガス市場の需給変動によるスポット市場での価格の不安定化である。特に2020年第2四半期には、価格が史上最低水準に下落、その後同年末から2021年初の複合的要因による極端な価格上昇、さらに同年後半以降の需給逼迫化による世界同時ガス価格高騰が見られ、安定供給上の懸念材料となっている。更なる中国のLNG需要の伸びやその他のインドやアジア新興国での需要の拡大は、市場に活力を与える一方で、価格面での予見不可能性を高める側面もあり、我が国が安定的かつ合理的なLNG調達を行うためには、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。
- ✓ また、日本のLNG需要家企業による長期契約での引き取りコミットメントが難しい中で、中長期的なLNG需要に対応するための新規のLNG生産プロジェクトへの投資をどのように確保して行くか、が大きな課題となる。
- ✓ 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、LNG部門への投資の確保、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。

IEEJ © 2022

目次①

第0章 2021年度におけるLNG市場の概観 4

第1章 LNG売買契約における仕向地制限条項の緩和・撤廃、価格見直し条項等に関する課題・分析 17

1-1 LNG売買契約に係る仕向地条項の現状・課題 18

1-2 価格見直し条項（プライスレビュー条項）の現状・課題 22

1-3 年間配船計画（ADP）と冬厚 23

1-4 新規の長期LNG売買契約の締結に向けたLNG買主の取組みや政府への期待 24

第2章 日本におけるLNG・ガスセキュリティを高めるための施策の検討 26

2-1 諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み 26

2-2 トレーディング機能の拡充と近隣諸国との連携可能性 33

2-3 LNG供給リスクシミュレーション 35

2-4 LNGタンクビジネス 38

2-5 よりクリーンなLNG上流開発・利用 45

2-6 輸送上のボトルネック 47

第3章 米国LNGがもたらすアジアへの影響、米国国内雇用への影響等に関する調査 52

3-1 米国LNG輸出による効果 53

3-2 米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果 55

3-3 IEEJ-EFIによる共同ワークショップ 64

3-4 IEEJ-EPRINCによる共同ワークショップ 65

IEEJ © 2022

目次②

第4章 LNG・天然ガス火力のバックアップ電源としての役割の明確化 67

4-1 ガス火力の特徴 68

4-2 再生可能エネルギー発電出力変動への対応 72

4-3 アジアが世界最大のガス火力市場へ 81

4-4 ガスタービン市場の激しい競争 83

4-5 水素利用に向けた取組み 85

第5章 アジアLNG市場の拡大 86

5-1 アジアにおけるガス火力と太陽光の雇用創出効果 87

5-2 アジアにおけるガス火力と石炭火力の雇用創出効果 91

5-3 LNG産消会議におけるアジア閣僚の天然ガス・LNGの重要性に関するメッセージ 94

第6章 日本経済への影響 96

6-1 世界の天然ガス需要の見通し 97

6-2 世界のLNG需要の見通し 98

6-3 世界のLNG貿易の見通し 99

6-4 世界のガス火力の見通し 100

6-5 日本のガス火力の見通し 102

6-6 世界のLNG関連投資の見通し 103

6-7 日本企業のLNGビジネスSWOT分析 104

付録 米国の原油生産の動向 105

IEEJ © 2022

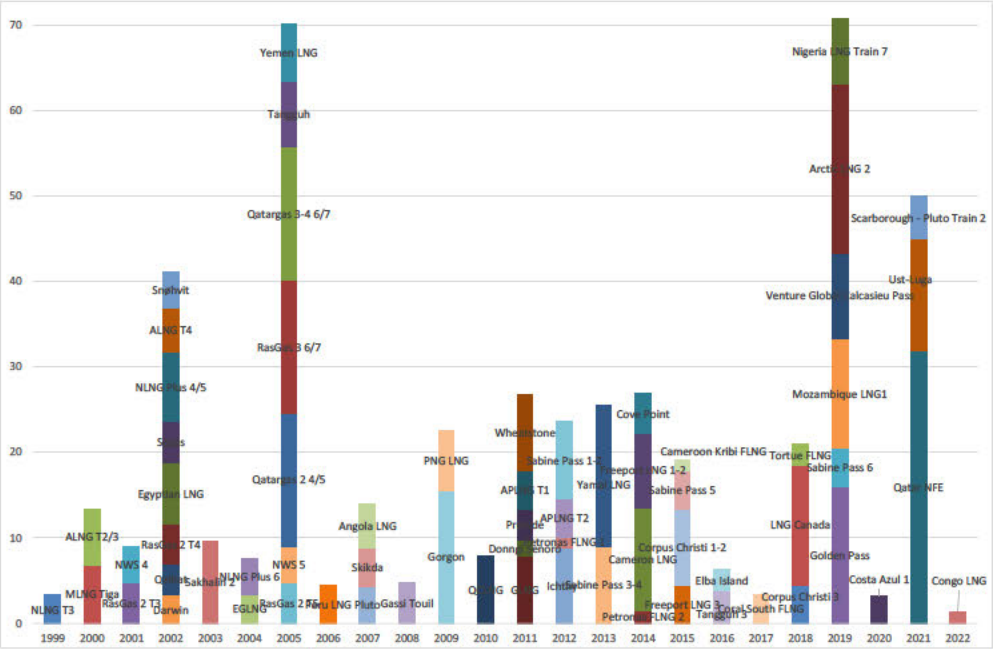
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観

1. 上流投資の停滞
2. LNG市場の拡大は、2021年に反転上昇
3. 世界のガス需要は回復傾向
4. 中国が世界1位のLNG輸入国へ
5. LNG貿易は米国の生産増加が支え
6. スポット価格の高騰
7. 中国ガス市場は堅調な成長
8. インド・南アジア、東南アジアはLNG需要の伸び悩み
9. 欧州地域のLNG輸入対応が追い付かず
10. 米国LNG輸出、堅調に増加
11. 米国産LNG、原油連動LNGとの競争状況に変動
12. スポット・短期取引増加傾向が続く

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～上流投資の停滞～

【図表0-1 LNGプロジェクトFID推移】



（出所）企業発表に基づき作成、単位: 年間100万トン　右網掛けFID済

- 需要確保見通し不透明を主因に、投資先送り。
- 2021年、2件の拡張型投資FIDが実施された。。
- カタールで史上最大規模のFIDが実施された。
- 豪州で Scarborough - Pluto Train 2 新規ガス田・追加液化設備型FIDが実施された。
- 2022年は、今後の小型プロジェクト推進発表された。
- 投資決定済み案件でも、計画通り進捗することを注視する必要がある。

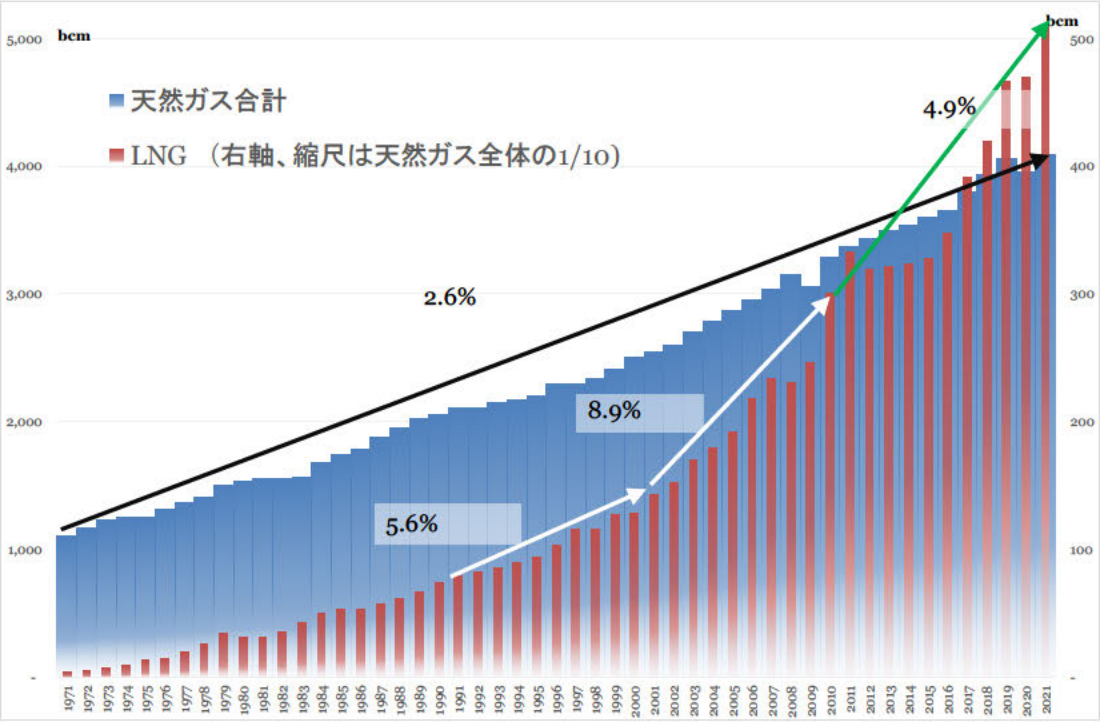
プロジェクト	操業主体等	容量	生産開始	FID
米国				
Golden Pass	QatarEnergy, ExxonMobil	15.6	2024 ---> 2025	2019
Corpus Christi Stage 3	Cheniere Energy	10	2024	2020 ---> 2022
Plaquemines	Venture Global LNG	20	2023 ---> 2024	2020 ---> 2022
Freeport (T4)	Freeport LNG	5	2022 ---> 2024	2020 --->
Lake Charles	Energy Transfer	16.45	2025 --->	2020 --->
Port Arthur (T1-2)	Sempra Energy	13.5	2024 ---> 2025	2020 ---> 2022
Rio Grande	NextDecade	27	2023 ---> 2024	2020 ---> 2022
Magnolia LNG	LNG Limited	8	2022 --->	2020 --->
Driftwood LNG	Tellurian	27.6	2023 --->	2020 --->
Texas LNG Brownsville	Texas Brownsville LNG	2	2023 ---> 2025	2020 ---> 2022
Jordan Cove	Pembina Pipeline	7.8	2024 ---> n.a.	2020 --->n.a.
Gulf LNG Pascagoula	Kinder Morgan	11.5	2024 --->	2020 --->
Port Arthur (T3-4)	Sempra Energy	13.5	-	2021 --->
メキシコ				
Energía Costa Azul Phase 1	Sempra Energy	3.25	2024 ---> 2024	2020 1Q ---> 4Q
カナダ				
LNG Canada	Shell, Mitsubishi, Petronas, etc.	14	Mid 2020s	2018
Kitimat	Chevron, Woodside	18		2022 ---> X
Woodfibre LNG	Woodfibre Natural Gas	2.1	---> 2025	2020 ---> 2022
Goldboro	Pieridae Energy Canada	10	2025 ---> 2026	2020 ---> ?
カタール				
North Field East	QatarEnergy	32	2024 ---> 2025	2020 ---> 2021
豪州				
Pluto Train 2	Woodside	5	2025 ---> 2026	2020 ---> 2021
モザンビーク				
Mozambique LNG 1	TotalEnergies, Mitsui, PTT, ONGC, etc.	32	2024 ---> 2026	2019
Rovuma LNG	ExxonMobil	15	2024 --->	2020 --->
モーリタニア / セネガル				
Tortue FLNG	bp	2.5	2022 ---> 2023	2018
インドネシア				
Tangguh Train 3	bp, etc.	3.8	2021 ---> 2022	2016

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～LNG市場の拡大は、2021年に反転上昇～

- 2019年LNG市場大幅拡大から、2020年は横這い、2021年に反転上昇した。

【図表0-2世界のLNG・天然ガス生産量推移】



（出所）IEA Natural Gas Information 2021, GIIGNL, Cedigazデータに基づき作成

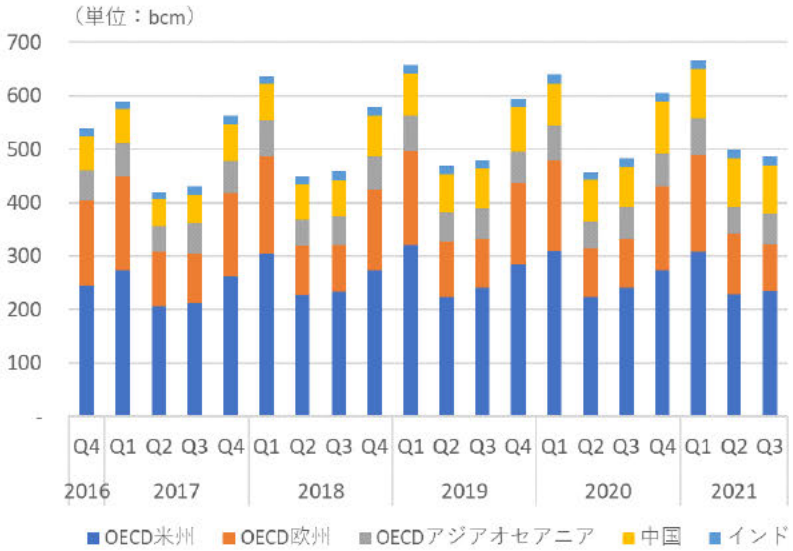
- 世界的にエネルギー全般より速く拡大した天然ガス需要が、2020年減速、2021年には反転上昇した。
- LNGは天然ガス全般よりも急速に拡大。しかしそのLNGも2020年は失速、2021年には再度増加した。
- 中国の急激な需要増が牽引している。

IEEJ © 2022

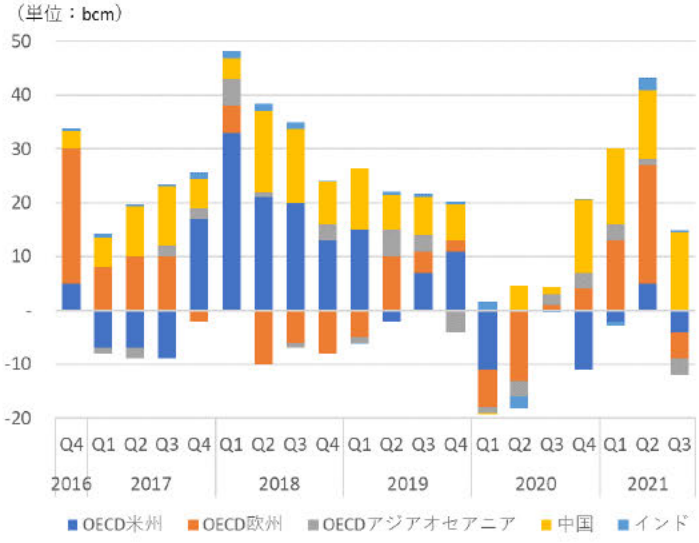
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～世界のガス需要は回復傾向～

- 2021年における世界のガス需要は、2020年から回復傾向にある。
  - 2021年通年の世界ガス需要は4.6%回復した。
  - 中国では、堅調なガス消費量増加に対応して、国内生産・LNG輸入とも大幅に増加した。
  - インドでは、堅調なガス消費量増加に、民間企業による国内生産の増加で対応した。
  - 欧州では、2021年、堅調な消費量増加・域内生産減少に、LNG輸入対応が追い付かず、価格高騰につながった。

【図表0-3 主要地域の需要】



【図表0-4 需要増減（前年同期比）】



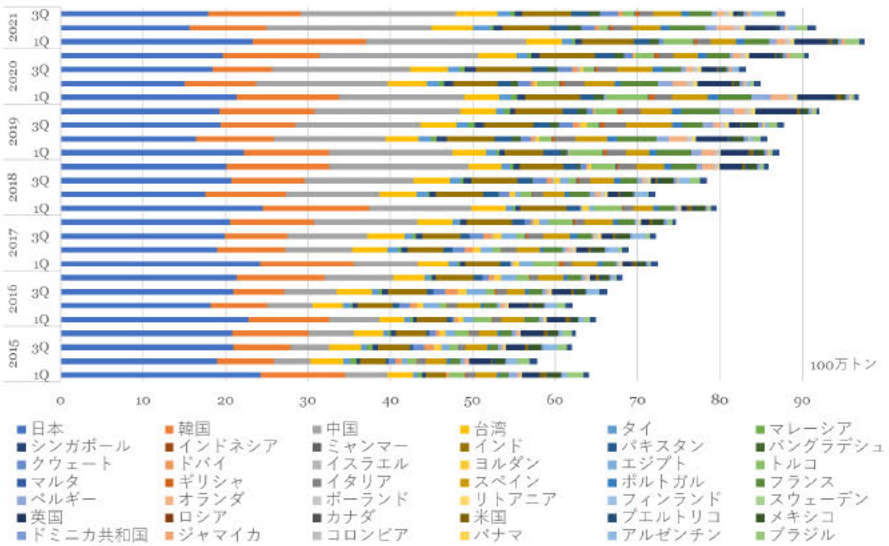
（出所）IEA “Monthly Gas Statistics”、中国NDRC、インドPPACデータに基づき作成

IEEJ © 2022

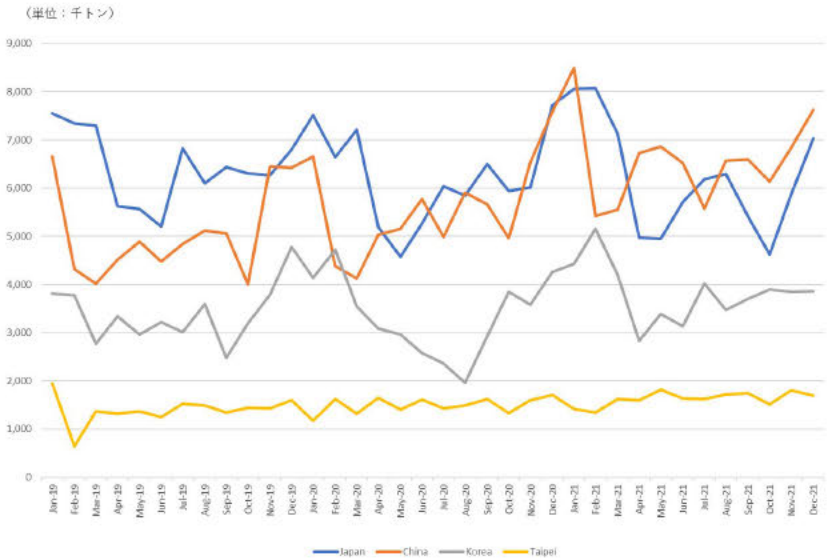
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～中国が世界1位のLNG輸入国へ～

- LNG貿易量は、引き続き米国生産量増加により、増加傾向にある。
  - LNG貿易は、2020年増加が抑制された反動も含め、2021年は堅調に増加している。
  - LNG輸入量では中国が大幅に増加し、世界1位のLNG輸入国となる。
  - 韓国、南米、日本で増加、欧州が減少した。

【図表0-5 世界のLNG輸入量】



【図表0-6 日本・中国・韓国・台湾のLNG輸入量】



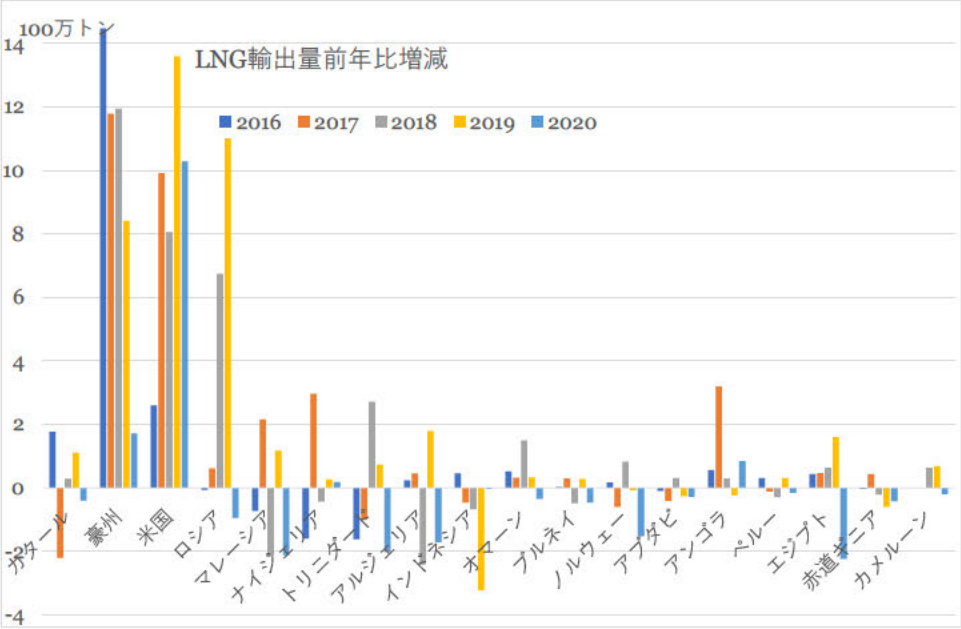
（出所）各国貿易統計、Cedigaz データに基づき作成

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～LNG貿易は米国の生産増加が支え～

- LNG貿易は2020年に増加が抑制された反動も含め、2021年には堅調に増加した。
  - 輸出は米国が増加分をほぼ独占、豪州、カタールは水準を維持、一部輸出国ではトラブルもあり、LNG輸出の減少が発生した。
  - 堅調なガス需要と、生産トラブル、パイプラインガスの伸び悩みでLNGスポット価格が高騰した。
- 2022年には生産量の増加、堅調な需要に支えられ、6-7%拡大見込みである。

【図表0-7 LNG輸出量前年比増減】



（出所）各国貿易統計、Cedigaz データに基づき作成

IEEJ © 2022

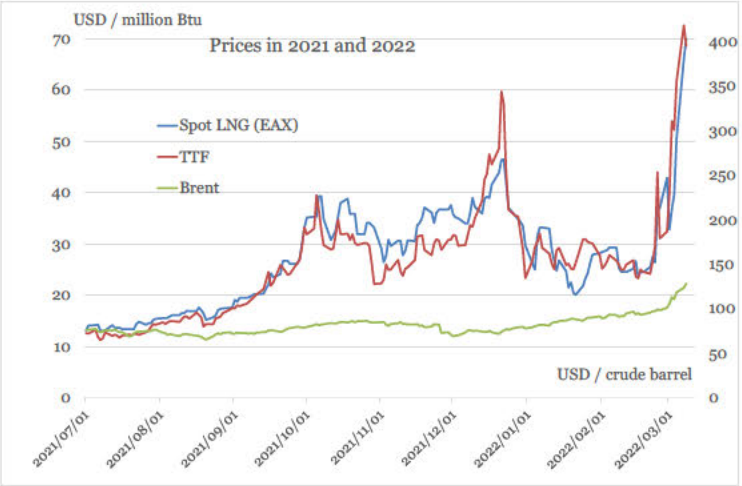
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～スポット価格の高騰～

- 2020年のガス価格はエネルギー価格全般における低迷の影響を受け。2021年には2度のガス価格高騰、その後に高止まりしている状況である。
  - 2021年7月以降は、原油価格をスポットガス価格が上回る状況にある。
  - 北半球冬季の需要ピーク期の重なりも、需給バランスや価格（特にスポット価格）に影響あり。
- ロシア情勢緊迫化、ウクライナ侵攻により、価格変動がさらに極端化している。

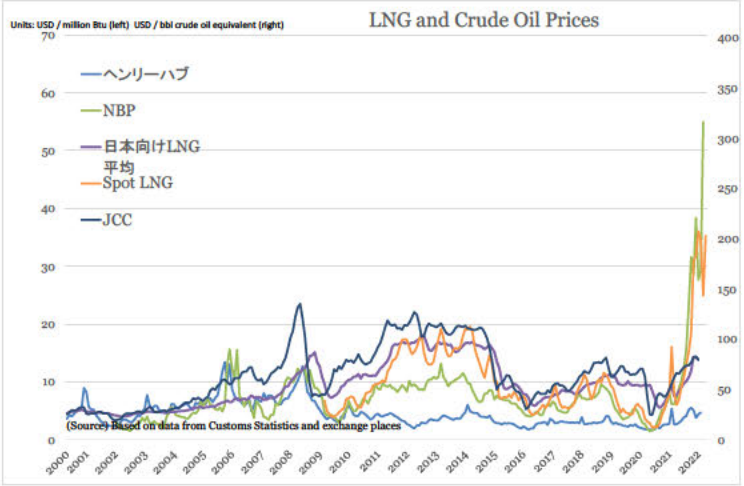
2021年9月のスポット天然ガス価格、原油価格急騰				
	北東アジア	欧州	米国	ブレント原油
2021年9月	33.10	33.18	5.87	13.64
2021年8月	17.55	17.46	4.38	12.44
2020年9月	5.10	4.56	2.53	7.35

(単位) USD / 100万Btu　　(出所) ICIS, ICE, CME

【図表0-8 各地スポットガス、スポット原油価格の推移】



【図表0-9 日本LNG・原油価格推移】



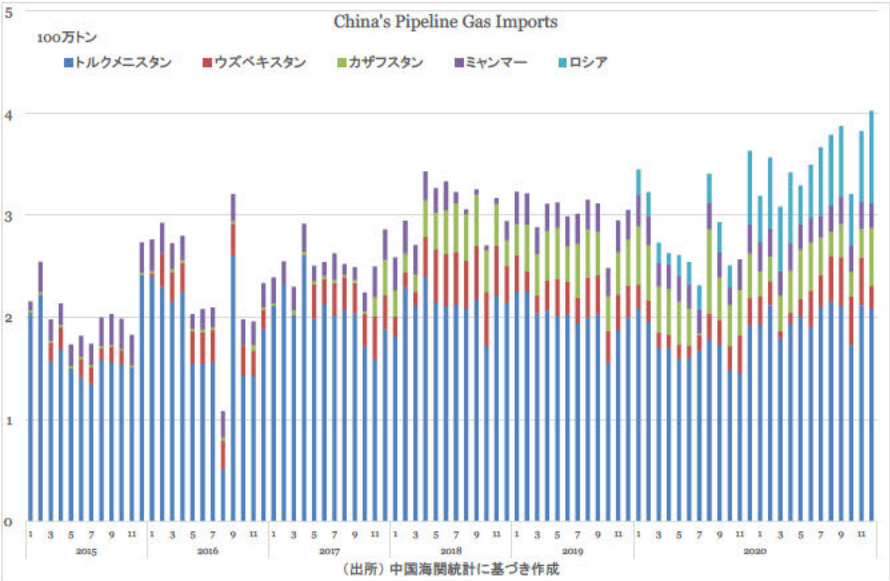
（出所）貿易統計、ICE、CME、IMF データに基づき作成

IEEJ © 2022

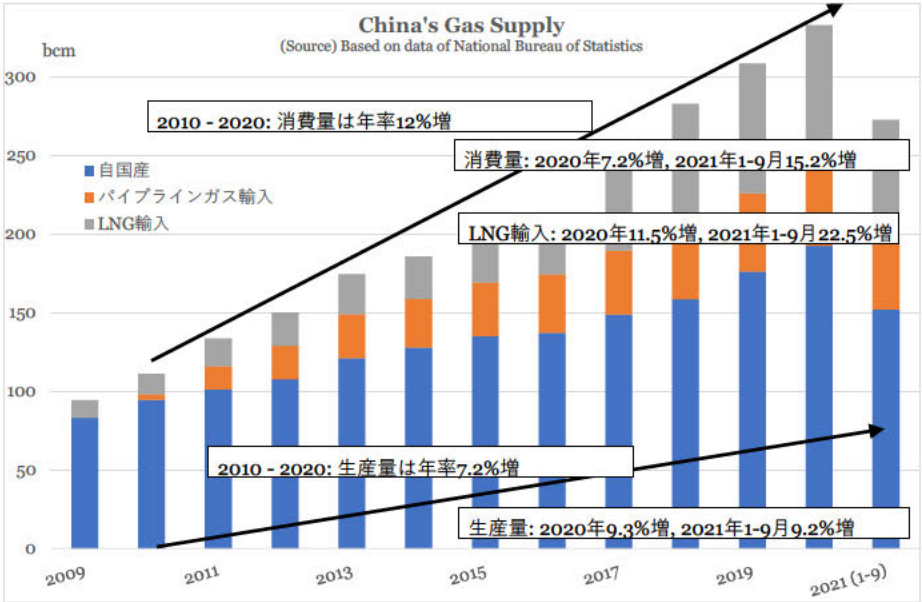
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～中国ガス市場は堅調な成長～

- 2020年第2四半期以降は、拡大傾向が継続している。
  - 消費量は、2010 - 2020年に年率12%増、2020年7.2%増、2021年1-9月15.2%増である。
  - LNG輸入量は、2021年18.3%増、パイプラインガス輸入は22.9%増である。
  - 国内ガス生産量は、2010 - 2020年に年率7.2%増、2021年1-9月9.2%増である。

【図表0-10 中国のパイプラインガス輸入量の推移】



【図表0-11 中国ガス供給構成】

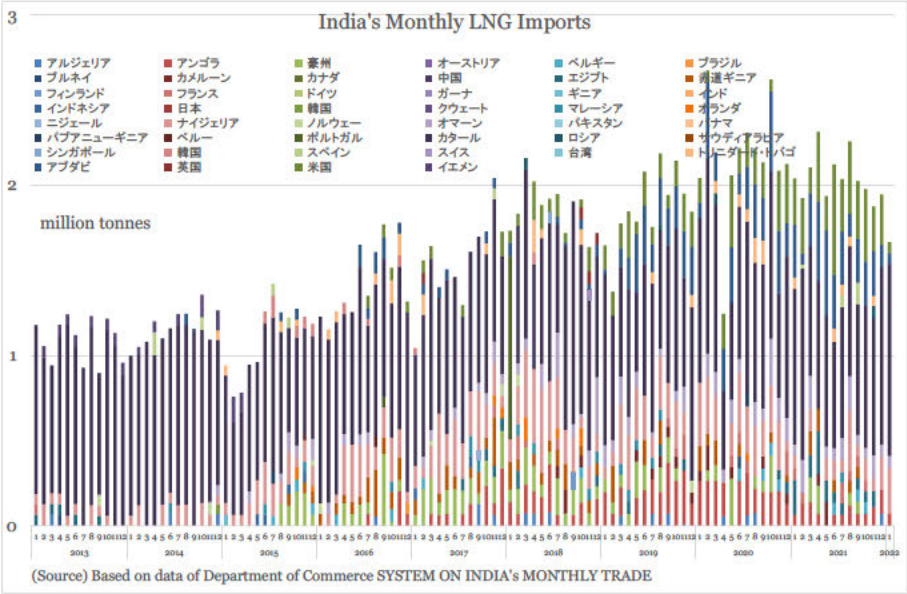


IEEJ © 2022

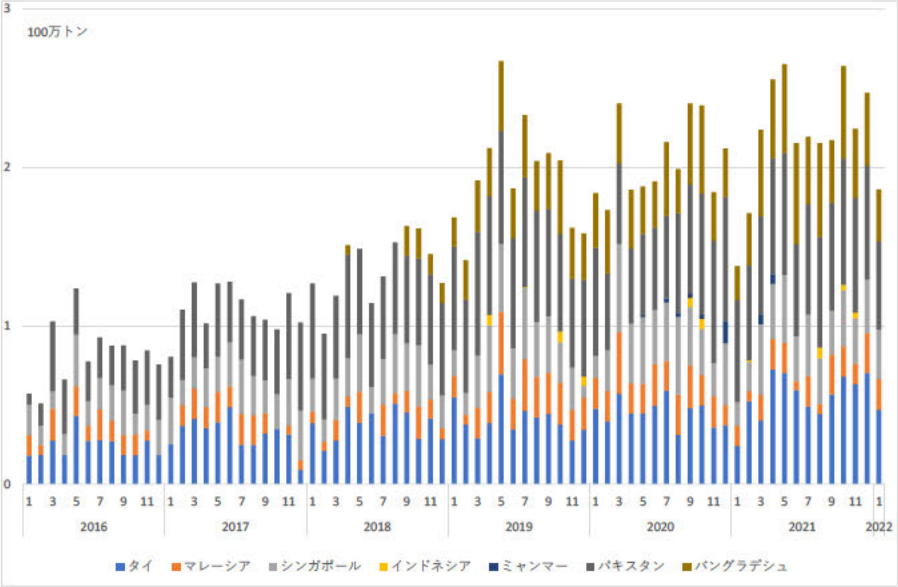
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観
～インド・南アジア、東南アジアはLNG需要の伸び悩み～

- アジアの新興市場での需要喚起は、高価格が懸念材料である。
  - インドでは、特に2021年、比較的堅調なガス消費量増加に、民間企業による国内生産の増加で対応しており、LNG輸入は横這いである。都市ガス配給網整備、天然ガス自動車推進策が展開されている。
  - 東南アジア諸国のLNG輸入は、2021年以降、高価格が原因により伸び悩んでいる。

【図表0-12 インドの月別LNG輸入量推移】



【図表0-13 東南アジア・南アジア（インド除く）LNG輸入推移】



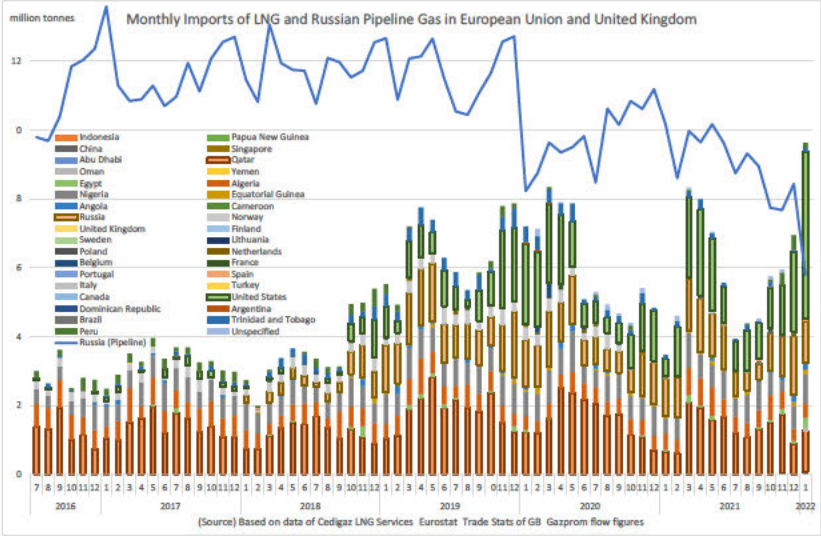
（出所）各国貿易統計、Cedigaz データに基づき作成

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～欧州地域のLNG輸入対応が追い付かず～

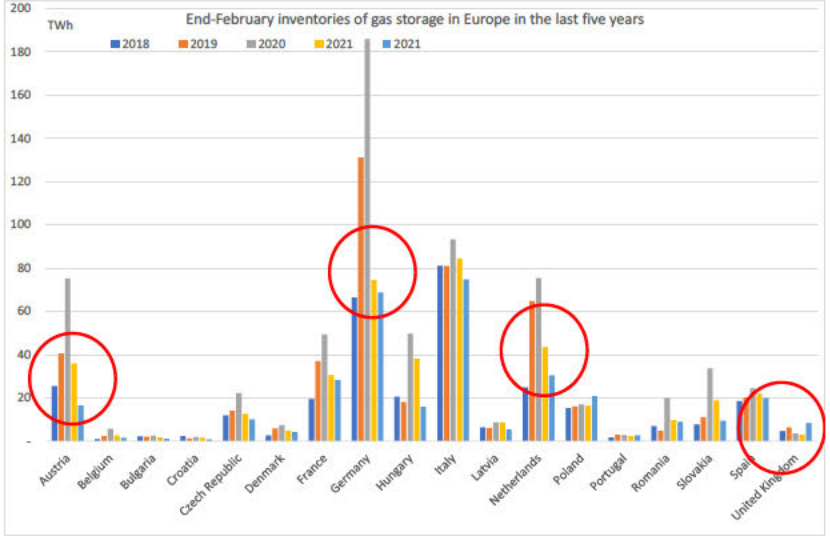
- 2021年、堅調な消費量の増加や域内生産減少に伴い、LNG輸入の対応が追い付かず。
  - 需要増加（景気、石炭火力の長期的減少、再生可能エネルギー不振）。
  - 近年、ガス供給構成が大きく変化しており、LNG依存高まっているが、2021年はLNG輸入が不振となった。
  - 需要増加に対して供給増加が追い付かず在庫が低迷している。キャパシティー水準や貯蔵の役割には国による違いが大きい。2022年2月末時点においては、ドイツ、オランダの充填率が低い状況である。

【図表0-14 欧州連合向けLNG・パイプラインガス輸入】



（出所）Cedigaz データ、Gazprom データに基づき作成

【図表0-15 欧州連合地下貯蔵在庫状況（2022年2月末）】



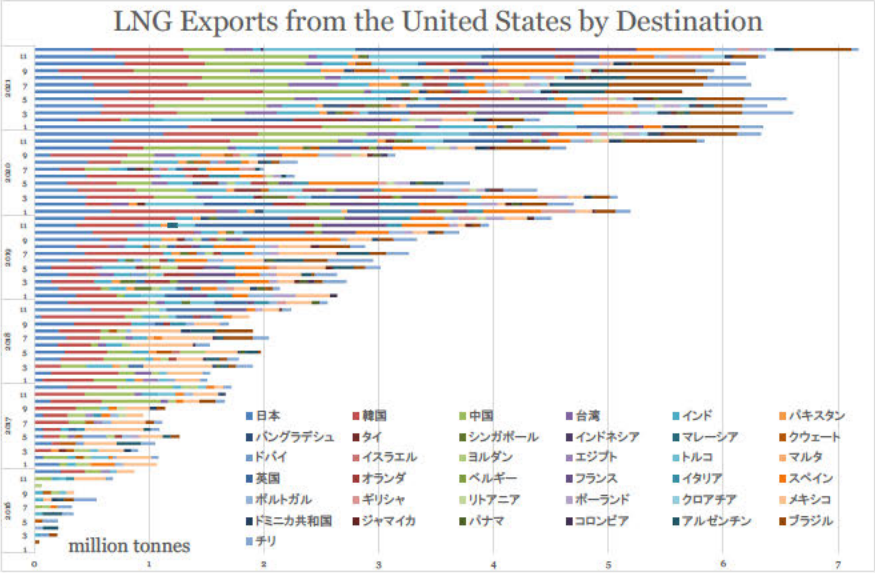
（出所）GIE データに基づき作成

IEEJ © 2022

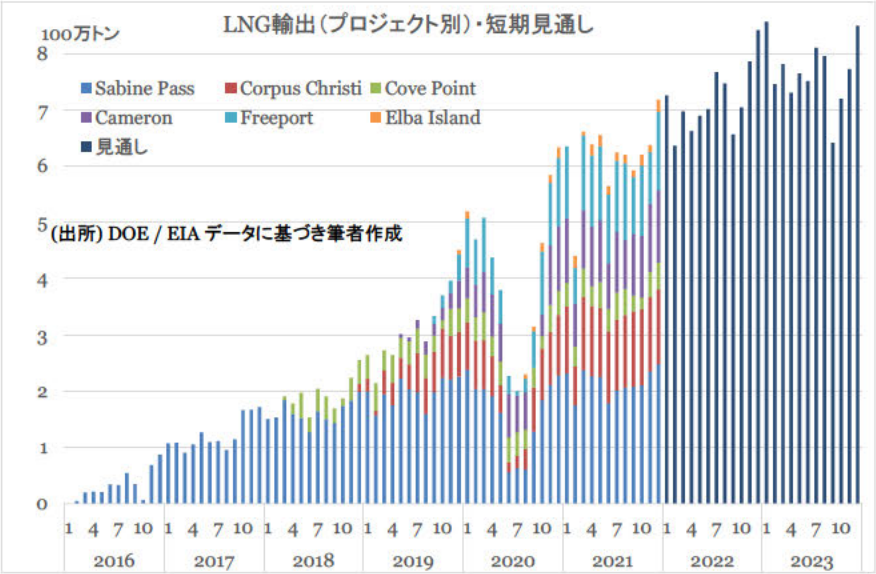
第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～米国LNG輸出、堅調に増加～

- 2021年、米国は世界のLNG輸出の増加分を独占した。
  - 出荷先はアジア・欧州中心に分散（世界市場の地域間相互作用、連結を深める効果）。
  - 2021年は、夏季に国際価格低迷により輸出カーゴキャンセルが発生し稼働率が低迷した2020年と対照的に、メンテナンス以外においてコンスタントに月間600万トン程度の輸出を達成した。
  - 米国内でもガス価格上昇傾向にある。LNG輸出抑制論にLNG業界は反論している。
  - 新規・既存設備とも、CCS・排出削減・管理に積極的に取り組む姿勢を打ち出している。

【図表0-16 米本土からの大型LNG輸出月別展開】



【図表0-17 米本土からのLNG輸出プロジェクト別、見通し】



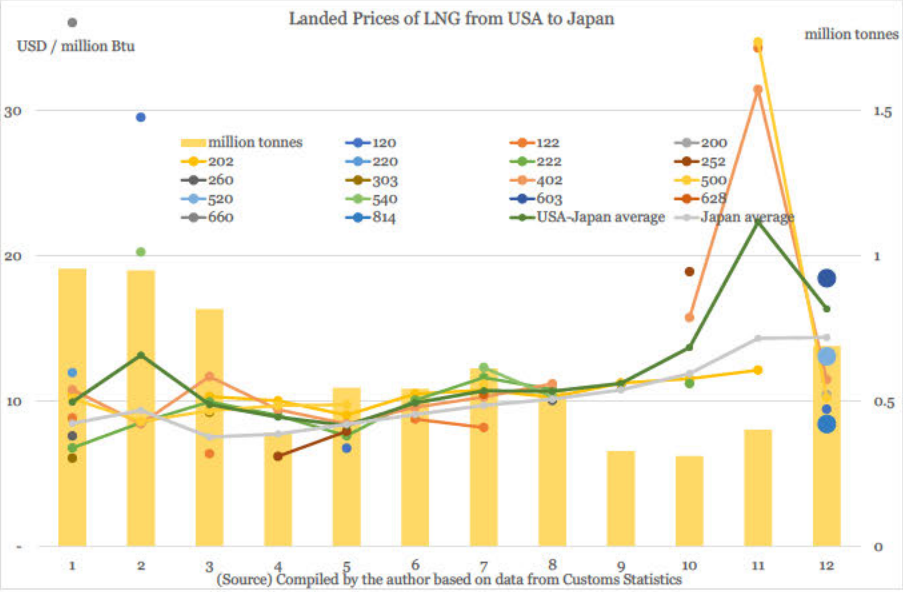
（出所）米連邦エネルギー省（DOE）、同エネルギー情報局（EIA）データに基づき作成

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観
～米国産LNG、原油連動LNGとの競争状況に変動～

- 2021年は国際LNG価格の上昇下において米国産LNGの優位性が発揮された。
  - 2021年前半は比較的低位に安定していた。
  - 7月以降、世界的LNG価格上昇局面でも、供給柔軟性を発揮した。
- 今後のプロジェクト開発では、コスト競争力と安定性が期待される。
  - DOEは、今後の輸出許可期間を原則2050年まで長期化する。
  - 各プロジェクト開発者は、モジュール化等コストダウン、およびCO_2・メタン対策を織り込んでいくことが肝要となる。

【図表0-18 米国産LNGの日本向け陸揚げ価格（貿易統計ベース）】



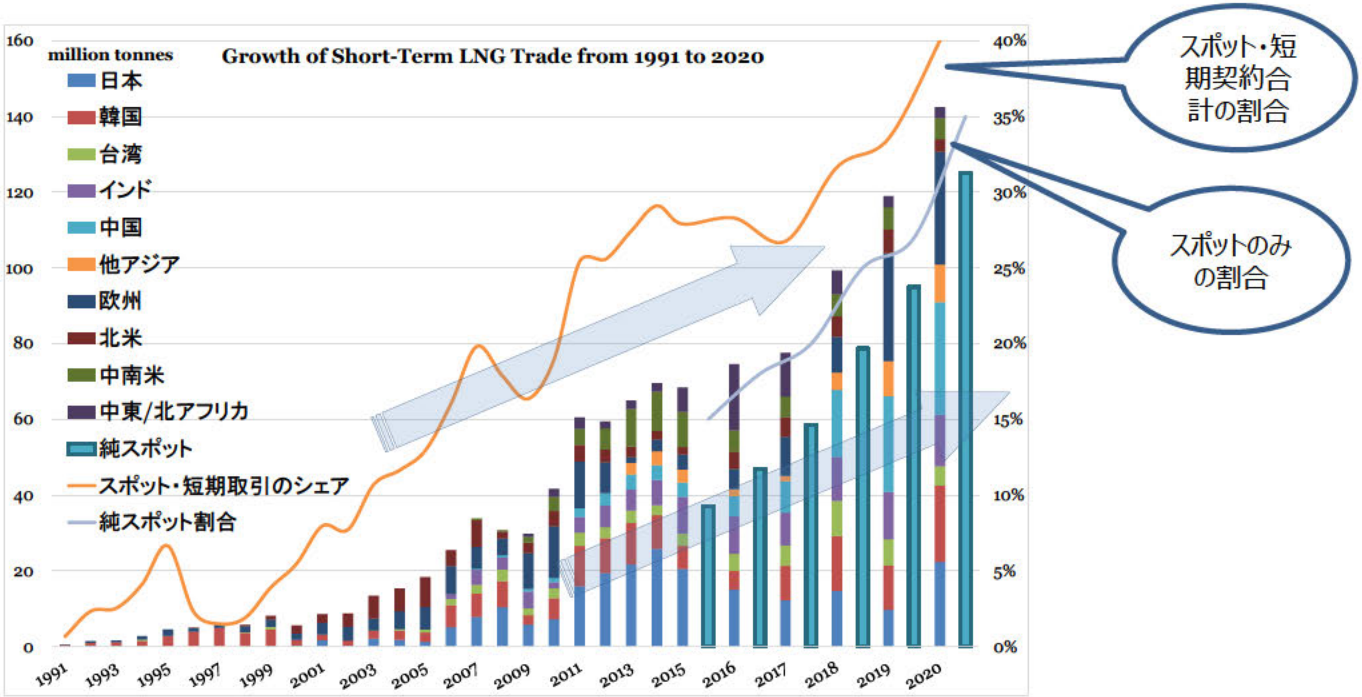
（出所）貿易統計データに基づき作成

IEEJ © 2022

第0章　2021年度におけるLNG市場の概観　～スポット・短期取引増加傾向が続く～

- スポットLNG取引量は2020年に1.25億トン（全取引量の32%）まで増加した。
- 中国の季節間需要変動対応、新興市場向けに販売するポートフォリオプレイヤー等の二次販売により、今後もスポット・短期契約販売が増加する傾向にあるが、高価格により減退する可能性もある。
- 米国産LNG輸出増加に伴い、輸送の最適化ニーズも高まってくるため、LNG売買契約の柔軟性が重要である。

【図表0-19 LNGスポット・短期輸入数量の推移】



（出所）GIIGNL データに基づき作成

IEEJ © 2022

- 2017年6月に公正取引員会は「液化天然ガスの取引実態に関する調査報告書」（以降、JFTCレポート）を公表した。需要者がLNGを他の需要者等に再販売することを制限する「仕向地制限」に対して、市場参入機会を排除・減少させている場合に、原則として独禁法上問題となると指摘した。
- 2021年10月、JOGMECが「LNG売買契約に係る仕向地条項及び価格指標等に関する2021年度調査について」を公表した。上記の報告書を踏まえた当該契約条件等のフォローアップを目的として、国内LNG買主企業である電力会社、ガス会社、製鉄会社の計22社に対して調査を実施している。
- 日本エネルギー経済研究所が定常的にLNG関連事業者（ガス事業者、電力事業者、商社、コンストラクター等）から情報収集を行っている中において、LNG売買契約や取引上の問題、また価格不安定や需給変動状況の激化に対応する上で、あるべき政策対応などに関しても機会を見て聞き取りを行っている。
- 本章ではLNG売買契約における仕向地制限条項や価格見直し条項等に関する整理を行い、現状と課題について整理する。

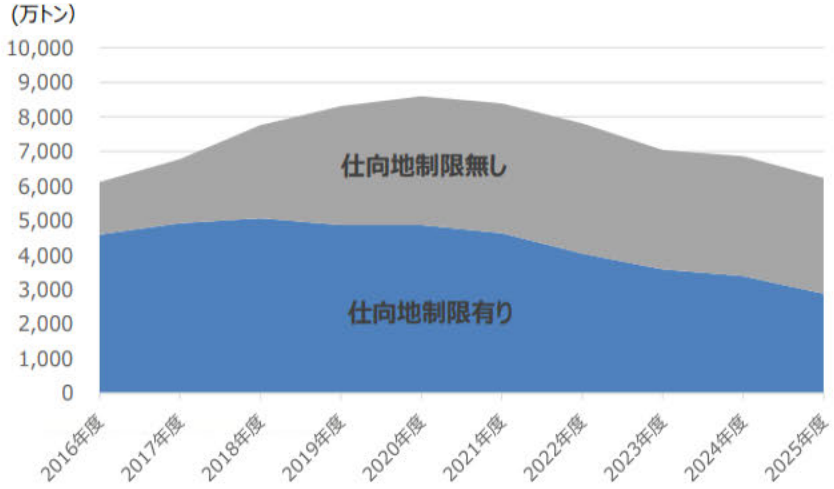
（出所）JOGMEC

IEEJ © 2022

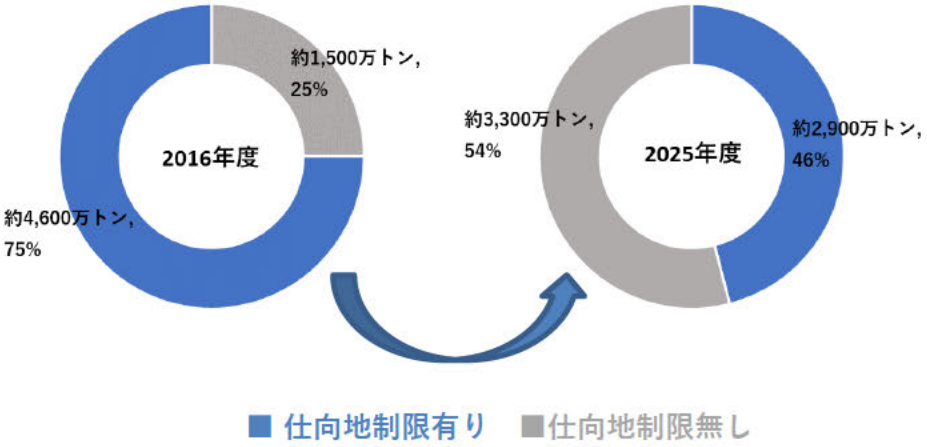
1-1　LNG売買契約に係る仕向地条項の現状・課題①

- 仕向地制限が課せられている契約数量は、JFTCレポート公表前の2016年度では約4,600万トンであり、契約数量の75%を占めていた。一方、2025年度における仕向地制限が課せられている契約数量は、約2,900万トンであり、46%まで減少した。
- LNG買主はプライスレビューのタイミングにて、JFTCレポートを活用してLNG売主と既存LNG売買契約における仕向地制限の緩和・撤廃について交渉を行っている。
- 本レポートは法的強制力が無いため、一部のLNG買主は硬直的な姿勢であるケースも存在する。

【図表1-1 仕向地制限に係る契約数量の推移】



【図表1-2 仕向地制限に係る契約数量の比較】



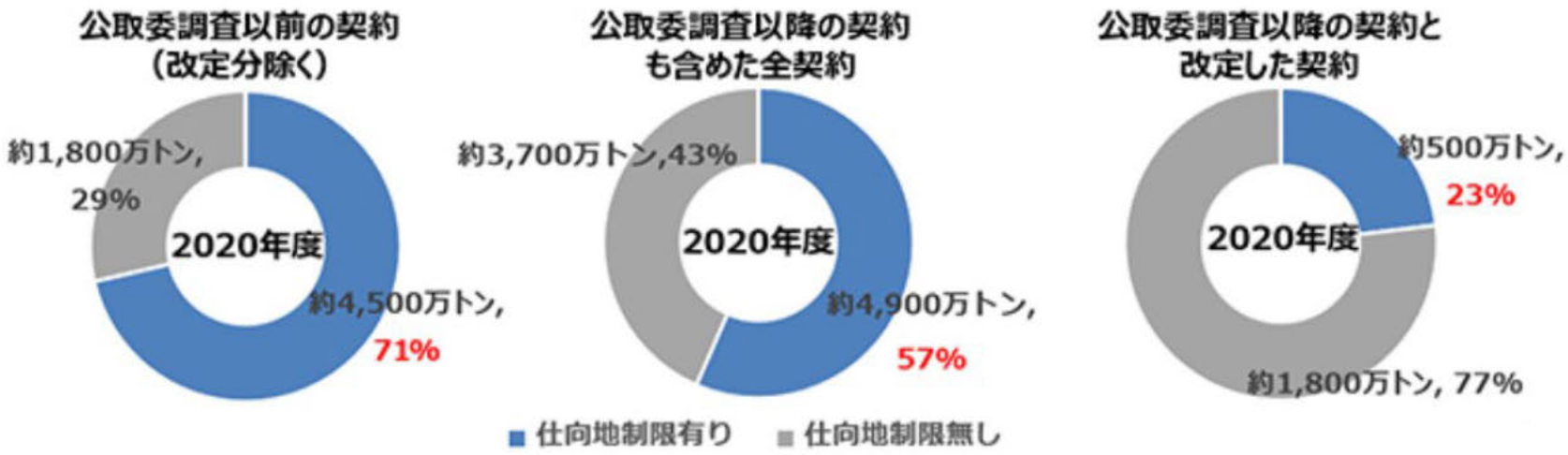
（出所）JOGMEC

IEEJ © 2022

1-1　LNG売買契約に係る仕向地条項の現状・課題②

- 2020年度の契約数量のうち仕向地制限が課されていたのは、公取委調査以前の契約数量(公取委調査以降の契約改定分を除く)のうち71%、公取委調査後に新たに契約を締結したものを含めた全契約数量では57%、公取委調査後に新たに契約・改定した契約数量では23%であった。
- 新規LNG売買契約を締結する場合には、JFTCレポートや米国産LNGの登場により、仕向地制限条項が含まれない（仕向地フリー）ケースが増加している。

【図表1-3 JFTCレポート公表後の仕向地制限条項の比較（2020年度断面）】



（出所）JOGMEC

IEEJ © 2022

1-1　LNG売買契約に係る仕向地条項の現状・課題③

- LNG売買契約に係る仕向地制限条項の課題として以下の2点を挙げる。

1. 既存契約における契約条項の変更は、日本側買主が価格、柔軟性等他の条件で譲歩した結果達成されている
   - 日本のLNG買主はプレイスレビューの時期などにおいて、JFTCレポートを活用して仕向地制限条項の撤廃に関する交渉を行っており、本レポートの公表はLNG買主との交渉機会の創出として、一定の効果があった。
   - 一方、多くのLNG売主はJFTCレポートに対して一定の理解を示すものの、本レポートには「法的拘束力は無い」と認識している。
   - 仕向地制限条項の撤廃は契約外の交渉であるため、価格や数量柔軟性、またプロフィットシェアなどのLNG買主有利となる条件をバーターとして提示されている。
   - 一部のLNG買主の中には、粘り強い交渉の結果、既存契約における仕向地制限条項の改定を達成することが出来たケースもあるが、多くの場合において、バーターとなる条件面が厳しいため交渉がスタックしている。

IEEJ © 2022

- 前頁の続き

2. JFTCレポートの法的拘束力
   - LNG売買契約における準拠法は、過去ニューヨーク州法が大宗であったが、現在では英国法となっている。この英国法の売買契約における解釈に基づくと、JFTCレポートには法的拘束力がないとみなされる。
   - 社内コンプライアンスが徹底されているオイルメジャーの様なLNG売主は、JFTCレポートに対して法的拘束力は無い等、積極的な研究を行っており、交渉が困難となっている。
   - 法的拘束力を有していたEU指令とは異なり、LNG売買契約条件の歩み寄りにはしっかりと線引きがなされた交渉が行われる。

IEEJ © 2022

1-2　価格見直し条項（プライスレビュー条項）の現状・課題

- LNG長期契約には当初決められたLNG価格に、市況の変化を反映するため、一定期間毎に価格フォーミュラーの改定交渉が実施される「価格見直し条項（プライスレビュー条項）」が設定されている。価格見直し条項に関する内容は、日本がLNG輸入を開始した頃から大幅に変更されていない。現状と課題について、以下の通り整理する。

【現状】

- 日本のLNG買主はLNG売買契約における価格見直し条項に基づき、契約当時に決定した価格から、現在の市場価格動向に合わせて、適宜見直しがなされている。
- しかし、全てのLNG契約において、足元の市場価格に見直しがなされているとは言えず、LNG買主の積極的な交渉により一部機能している状況である。劇的な改善に対する期待度は必ずしも高くない。

【課題】

- 日本のLNG売買契約の価格見直し条項における記述はブロードであり、解釈が曖昧であることにより、LNG買主は思う様に値下げが出来ていない。
- LNGプロジェクトにおけるプロジェクトファイナンス案件が増加しており、経済性が低いLNG売主と、自由化等で価格を下げざるを得ない買主との間で交渉が難航しているケースが増加している。
- 日本のLNG買主が購入しているLNG売主は、同じ売主であることが多い。LNG売主は日本のLNG買主毎に対して価格差を設定することは少ない。

IEEJ © 2022

- 年間配船計画（Annual Delivery Program ）の策定において、契約に基づき要請する「冬厚」の配船を拒否するLNG売主が存在している。また、冬厚に対するプラントの技術的対応可能性は高い。

【ADP】

- 電力と都市ガスの需要時期は、電力：夏期・冬期、都市ガス：冬期と異なっている。冬厚とする契約事項を複数契約にて盛り込み、ADPにて調整を行うが、契約を履行しないLNG売主も存在する。
- IOCやNOCはバリューチェーン全体で柔軟性を最大化することにより利益最大化を追求している。従来であればADP 調整をLNG売主に依頼した場合、柔軟な対応を受けることができたが、現在ではLNG売主の最適化オプションから外れることとなるため、対応することが出来ないといった対応が増加している。

【冬厚】

- ADPにおいて「春秋薄」「冬厚」へ配船計画とすることは、プラントの設計ベースに依存することとなるが、CO2排出量が多く、また燃費効率が悪くなるものの、技術的には可能である。
- 従来、様々な原料ガスを想定し、最も過酷な条件を組み合わせて対応できるプラントを設計するケースが多く見られた。2010年以降のプラントでは資金調達や収益の安定性を確保するために、コストを抑制する設計へと傾向が変化している。
- 気候変動を加味して、夏期より冬期にLNG生産量を増やす設計を行った場合、LNG単価は下がると見込まれる。一方、プラント設計の想定を超える場合にはLNG生産コストは上がる可能性がある。また、複数Trainにてプロジェクトが稼働している場合、効率は下がるもののTrainの稼働・停止にてLNG生産量を調整させることは技術的に可能である。

IEEJ © 2022

1-4　新規の長期LNG売買契約の締結に向けたLNG買主の取組みや政府への期待

- 電力・ガス小売全面自由化による需要予測の不確実性の増加や世界的な脱炭素化潮流等によって、日本のLNG買主による新規の長期LNG売買契約の締結は敬遠される傾向にある。しかし、昨今のスポット価格の高騰やエネルギー危機等の状況下においては、長期契約による数量確保や価格安定性が再評価されつつある。
- 2022年3月、GIIGNLはロシア・ウクライナ危機による天然ガス調達リスクの高まりを受け、「エネルギー安全保障と経済の安定性、脱炭素化の目標を守るためには、LNGの長期契約と投資を促進することが不可欠」との緊急声明文を発表した。
- LNG買主による取組みや政府への期待について以下の通り整理する。

□ LNG買主間の連係・共同調達の必要性

従来のLNG調達はLNG買主間によるコンソーシアムにて実施されるケースが多かった。しかし、現在は各社のニーズが異なる等の理由にてLNG買主単体にてLNGを調達している。コンソーシアムにてLNGを調達していた際には、事業者間にてLNGの融通が可能であり、現状は柔軟性が低下しているとも言える。コンソーシアムに戻る可能性は低いため、LNG買主間にてLNG融通や共同調達等により連係していくことが重要である。

□ 有事に備えたLNG数量へのアクセス保持の必要性

必要な時期に必要なLNG数量を日本へ調達するためには、LNGフローにアクセスしながら、有事の際には日本へ調達することが出来る商流を確保する必要がある。日本では2020年12月～2021年1月に電力とLNGの需給逼迫を経験した。気象条件が近い中国や韓国でも日本と同じタイミングにてLNGの急激な需要が発生する可能性が高く、一時的な価格の高騰やマーケットのタイト化が想定される。第6次エネルギー基本計画以上の数量にアクセスしておき、必要時には日本へ、不必要時にはLNG需要が高いアジア市場への転売を検討することが重要である。

IEEJ © 2022

- 前頁の続き

□ 柔軟性のある契約条件の確保

JFTCレポートの公表は、柔軟性の向上に一定の効果を与えた。しかし、LNG売主との柔軟性向上に関する交渉時には価格等の他条件の譲歩を求められるケースが散見される。日本のLNG買主の中には、短中期のLNG売買契約を締結することにより、柔軟性の確保を図る事業者がある。仕向地制限条項以外に、数量柔軟性（DQT、UQT、ADP）や価格柔軟性（インデックスの多様化、プライスレビュー）の確保が重要となる。

【政府への期待】

□ トランジションエネルギーとしてのLNGに対する政府支援

日本のLNG買主の中には、世界的な脱炭素化の潮流の中、将来的なLNG確保について危惧している事業者もいる。天然ガス・LNGは化石燃料であり、グリーンではないと、一部からの意見はあるものの、EUタクソノミー案では厳しい条件は付されているが「グリーン」と分類されている。トランジションにおけるLNGの役割を明確に位置づけることは、ファイナンス面の確保においても重要である。また、GHG排出管理に関する注目度が高まっている中、邦人企業によるGHG排出管理の知見や技術を諸外国に対してPRや支援を実施すること、更にアジア全体の円滑な脱炭素化を図るためのトランジションエネルギーとしてのLNGの役割を欧米政府や企業に対して説明を行うことも併せて重要である。

□ あるべき契約条件に向けた政府による啓蒙活動

日本のLNG買主の中には、欧州の知見（EU指令による既存長期契約のハブ価格への改定）や既存契約の問題点などを完全に把握することが出来ていない買主が存在する可能性がある。LNG買主へ対して条件改定に向けた交渉を行うためには、日本のLNG買主が問題点や改善点に関して共有化を図り、認識を統一する必要がある。そのためには、政府によって「あるべきLNG契約の条件」や「新しい市場化された世界の中で決めていく契約条件」に関してアラートを発し、支援を行うことが有効である。

IEEJ © 2022

2-1　諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み　～中国①～

- 昨今の中国では、 ①パイプライン網と地下貯蔵の整備、②LNG調達量の拡大、③タンク増設によるLNG受入拡大、によりLNG・ガスセキュリティを高める動きが見られる。
- 2020年11月の北海LNG受入基地火災、石炭価格高騰や電力不足頻発（経済回復による電力需要増、石炭規制、豪中関係の悪化による輸入抑制）等により、中国国内でもガスセキュリティの重要性が高まっている。
- 国営企業が地下貯蔵設備の新設・増強を進めている。中国は今後も天然ガス需要増大が見込まれ、LNG受入基地新増設や地下貯蔵設備増強に向けた取り組みが続くと考えられる。

【図表2-1 中国の天然ガス供給構造】

供給源	輸入	輸送・販売	貯蔵
・国産ガス　55% ・輸入ガス　45% （パイプライン＋LNG）	・LNG受け入れ基地 操業中22基地、受入能力計8,700万t ・輸入パイプライン 中央アジア、ミャンマー、ロシア	・幹線パイプライン 約9万6,000km ・都市ガス導管 約50万km ・ローリー、コンテナ	・地下貯蔵 操業中24か所、払い出し可能量 230億m3 ・地上タンク
・国有石油会社 Petro China Sinopec CNOOC ・外国企業 Shell、Total他	Pipe China ・国有石油会社 CNOOC Petro China、 Sinopec ・民間企業 Jovo、Guanghui、ENN	【幹線パイプライン】 Pipe China 【地域天然ガスグリッド】 PipeChina、国有石油会社、地方政府・都市ガス会社 【都市ガス導管】 都市ガス会社 民間（ENN、港華、華潤等）、国有系（崑崙）、地方政府系（北京・上海）	【地下貯蔵】 PipeChina 国有石油会社 Petro China、Sinopec 【地上タンク】 CNOOC 地方政府、都市ガス会社

（出所）JOGMEC

IEEJ © 2022

2-1　諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み　～中国②～

- 中国は石炭からガスへの転換急進による2017～2018年冬季の天然ガス不足の教訓から、政府主導で、調達、輸送、貯蔵、需給調整の一元管理など、ガス供給システムの整備を進めている。

ガス地下貯蔵とLNG調達強化

(1)天然ガスの地下貯蔵：

- 2018年4月、国家能源局は、地下貯蔵の払い出し可能量を2020年に1.5億トン、2030年に2.45億トンとする目標を設定。ピーク需要向けガス貯蔵目標として、PetroChinaなどの供給者が年間供給量の10%（約36日分）、都市ガス配給事業者が年間需要量の5%（約18日分）、地方政府が消費の3日分の在庫を持つことを要求（法的義務はなし）。
- PetroChina、Sinopecなどの国有石油企業が夏・秋季（非需要期）に貯蔵を行い、政府（国家能源局）が状況を把握。

(2)LNG調達の強化：

- 冬季の需要期に備えたガスの地下貯蔵設備の払い出し可能量は現状消費の5%程度で地方での整備に遅れ。
- LNG受入設備増強が先行しており、LNGの受入可能量が2020年の8,700万トンから2025年に1.5億トン、2040年に2.5億トンに達する見通し。
- また、Petro Chinaなどが11月初旬頃までに冬季ピーク時のLNGを調達（契約で冬場の調達を厚くしている）。

ガス不足発生時の需給調整

- 「2020年のエネルギー安全保障に関する指導意見」（2020年6月国家発展改革委員会・国家能源局）により、国家能源局は、ピーク時需給調整ユーザーリストならびに「緊急時供給保障計画」を作成し、状況に応じ需給調整を実施することに。家庭用のガスを確保した上で、学校、病院、老人福祉施設、公共バス・タクシー向けに優先的に供給を行うとされた。工業向けはリストに基づき停止。この他、国家能源局は、国内天然ガスパイプラインの接続、連携など南北間の緊急時ガス融通を実施する。

冬季ピーク時などのパイプライン緊急使用契約

- 2021年7月、国家発展改革委員会の指導のもと、PipeChinaはエネルギーセキュリティ対策の一環で企業と冬季ピークなど緊急時のパイプラインやLNG受入基地の使用に関する契約を締結。従来の契約を補完するもので契約外の輸送を認め供給能力の最大化を図ることが可能となる。

IEEJ © 2022

2-1　諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み　～韓国～

- 都市ガス事業法に基づき、KOGASはLNG在庫保有を義務付けられている。2021年10月に法改正が実施され、9日間相当分のLNG在庫量を常時保有している。ただし、KOGASは自主規制として30日間相当分のLNG在庫量を保有している。
- 2011年1月、韓国政府は厳しい寒気によるガス供給の不足に対処するために、需給タスクフォース※を設立し、ガス緊急対応措置（追加ガス量の確保、カーゴの日程調整、電力および都市ガス需要管理）を実施した。

※需給タスクフォース:KOGASと発電5社を中心として構成。LNG需給や価格動向モニタリング、必要に応じたLNG調達などを通じ、LNG需給に大きなトラブルが発生させないことを目的に11年以降、毎年冬に開催。

【図表2-2 KOGASのLNG貯蔵体制】

	在庫保有義務	予防在庫
概要	韓国政府の規制	KOGASの自主規制
在庫量	○1日の平均国内販売量（過去2年間の実績）に基づいて、9日間分相当のLNG在庫量を常時保有する義務がある。	○1日の平均国内販売量（過去２年間の実績）に基づいて、30日間分相当のLNG在庫量を保有する。
その他	○KOGASは自社にて天然ガス需給管理規定を定めており、LNGの義務在庫量と予防在庫量の管理を行っている。両在庫の水準を適切に管理することで韓国国内のLNG需給安定性向上に寄与している。	

（出所）IEA, MOTIE, KOGAS

IEEJ © 2022

2-1　諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み　～台湾～

- 2017年以前は、天然ガス事業法により、ガス事業者は15日分のセキュリティ対応貯蔵容量（タンク設備）の確保が義務付けられた。
- 2017年8月の大規模停電が契機となり、ガスの貯蔵容量拡大の必要性が議論された。
- 2018年、台湾エネルギー局は必要なセキュリティ対応貯蔵容量（タンク設備）の改訂を行い、需要の伸びに合わせて、16日分、20日分、24日分と段階的に拡大する予定である。

【図表2-3 台湾のLNG貯蔵体制】

（日数）		2019-2021	2022-2024	2025-2026	2027-
セキュリティ対応貯蔵容量（タンク設備）	ガス生産者	0.5			
	ガス輸入者 ガス生産・輸入者	15	16	20	24
セキュリティ対応在庫量（LNG在庫）	ガス生産者	0.5			
	ガス輸入者	7	8	11	14

■ 計算式

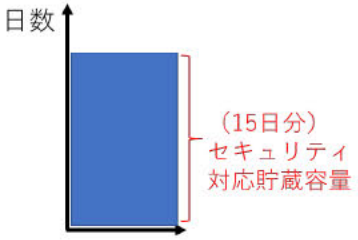
セキュリティ対応貯蔵容量　＝

$$\frac{\text{事業者自身の貯蔵容量+レンタル容量−リース容量}}{\text{過去6年間の1日の平均ガス供給量}}$$

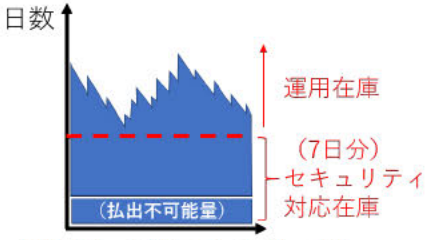
しかし、事業者の登録期間が6年未満の場合は、実際の供給期間を計算に使用

$$\textbf{セキュリティ対応在庫量} = \frac{\text{午前8時の事業者のガス在庫}}{\text{前年の1日あたりの平均ガス供給量}}$$

■ タンク設備



■ LNG在庫



（出所）台湾エネルギー局

IEEJ © 2022

2-1　諸外国のガス・LNGセキュリティに関する取組み　～EU①～

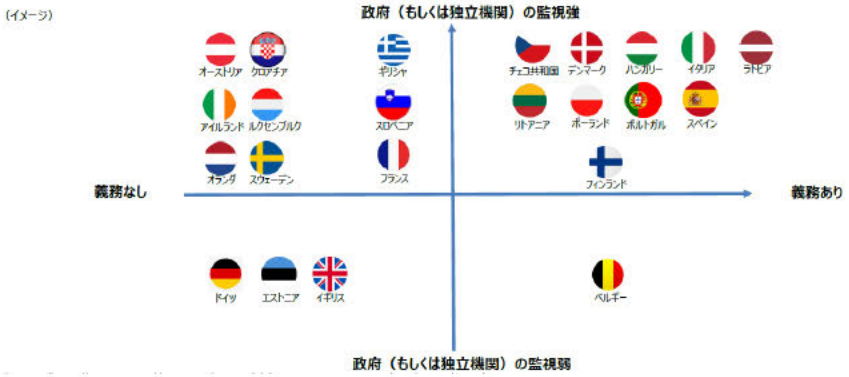
- EUは一般論として、電力ガス市場は自由化の上、国が義務を課す形を採用した。国により義務や政府の監視度合いは多様であるが、約半数の国々で何らかの義務が課されている。具体的な傾向として、供給源が多様（LNG輸入の可否、ガスパイプラインの整備状況、市場のプレイヤーの数等）であれば義務は弱い傾向。一方で、地下貯蔵容量の大きさと義務の強弱との相関関係は薄い。
- また、ECは2022年3月8日の “REPowerEU” にて、毎年10月1日までにキャパシティーの90%充填確保のための立法を行うとしている。
- EU規則により、以下の３つに該当する場合にはガス供給を確保するために必要な措置を取るとされている。具体的な措置については各国に任せられている。

① 7日間の極端な温度変化（20年に１度のレベル）

② 少なくとも30日間の非常に高いガス需要（20年に1度のレベル）

③ 平均的な冬の条件下で、少なくとも30日間の単独で最大のガスインフラストラクチャの中断。

【図表2-4 欧州のガス・LNG貯蔵義務】



（出所）CEER

IEEJ © 2022

貯蔵義務があるEU加盟国

【図表2-5 貯蔵義務があるEU加盟国】

	国	監視機関	義務内容
1	ベルギー	特定の監視なし	ガス貯蔵量は、毎年11月1日に予約された貯蔵容量の少なくとも90%のレベルに到達する必要があり、このレベルは毎年2月15日に30　%を超えている必要がある。ベルギーは、供給の安全性に対する規制上のサポートが不足しておらず、追加のインセンティブは必要ないと考えている。
2	チェコ共和国	国家規制機関	総供給基準の30%を貯蔵しておく必要がある。供給基準の遵守に責任のある事業体は、国家規制機関とガス市場運営機関に月次報告書を送付する義務がある。 冬季が始まる前に、供給者は、来たる冬季の準備ができていることを証明するために、貯蔵義務に関連する契約書のコピーを規制機関に送付する義務もある。
3	デンマーク	政府	供給基準は、輸送網操業企業によって運用レベルで監視されている。
4	フィンランド	その他	ガス利用者は、前年の消費量に基づいて一定量の在庫を持っている必要がある。 政府もガス在庫を保有している。
5	フランス	政府	各家庭用・公益ガス供給業者は、エネルギー省によって毎年定義されるレベルまで、顧客のためにガスを貯蔵する義務があった。 しかし、この規則は2018年に改正され、貯蔵に関する新しい規制が導入された。 現在、貯蔵義務は廃止された。2019年、グリーンガス生産者の、接続コストの40%引き下げが導入された。
6	ハンガリー	国家規制機関	毎年10月1日のガス貯蔵量は、各供給者の供給地域の過去120か月の冬季の最高消費量の60%以上である必要がある。
7	イタリア	政府	16.8 bcmのガス貯蔵容量のうち4.6 bcmは、エネルギー供給の危機の時しか利用できないとされている。
8	ラトビア	政府	閣議により、エネルギー危機が宣言された時に戦略ガス備蓄の使用を決定する。 ガス輸送網操業企業は、戦略ガス備蓄を確立する義務がある。
9	リトアニア	国家規制機関、政府	ガス備蓄は、ガス供給の中断または緊急事態の場合にのみ使用できる。
10	ポーランド	政府	ガスの1日平均輸入量が30日分以上の在庫保有義務。 この義務在庫量は40日以内に払い出せる必要がある。 当該ガス貯蔵義務量は、物理的には他EU・EFTA加盟国に貯蔵することもできる。供給セキュリティを確保するために、地下ガス貯蔵への投資には6%以上の収益率が織り込まれてている。
11	ポルトガル	政府	事業者は、ガス消費者・電力消費者の前年の平均消費量の30日分に対応するガス戦略備蓄を維持する必要がある。
12	スペイン	その他	供給セキュリティに対応する組織CORESがあり、地下貯蔵設備にセキュリティ貯蔵を保持する義務とガス供給の多様化の要件を満たすことの両方を管理することにより、供給セキュリティ確保に貢献している。 これらの義務を遵守しない場合、行政罰金が科せられる。また、革新的なプロジェクト(天然ガスプロジェクトに関連)による追加の報酬率が付与される。

（出所）CEER

IEEJ © 2022

貯蔵義務がないEU加盟国

【図表2-6 貯蔵義務がないEU加盟国】

	国	監視機関	備考
1	オーストリア	国家規制機関	ガス供給業者は、供給基準の要件が満たされているかどうかを定期的に（たとえば毎年）個別にテストされる。
2	クロアチア	国家規制機関	供給に十分な量のガスを確保するために公共サービス義務を適用している。現在検討中のイノベーションのためのインセンティブスキーム、およびこの貯蔵に関するいくつかの検討が計画されている。インセンティブには、ガス在庫への注入・払い出し料金の割引が含まれる。追加のリスクプレミアムがLNG基地操業企業に承認される可能性がある。また、2021年3月31日まで、ガス供給者は公共サービスのガス供給に十分な地下貯蔵施設を確保する義務がある。
4	ドイツ	特定の監視なし	全てのガス会社の供給義務を検討する場合には、莫大な管理上の負担が発生するとの議論あり。
5	ギリシャ	国家規制機関	ガス火力発電所の季節貯蔵用にギリシャのLNG基地にLNG貯蔵が必要である。 ただし、発電事業者が他の場所(他加盟国を含む)に十分な在庫を持っている場合、貯蔵は必要ないとされる。規制機関は、各供給者に、供給基準を確実に満たすことができることを示す年次書面による証明を要求する。不十分であることが判明した場合、追加の措置を講じるよう求めることができる。
6	アイルランド	国家規制機関	-
7	ルクセンブルク	規制機関	ガス輸送網事業者は、供給安全保障に関わる革新の導入により節約を実現した場合、その節約の30%を維持することができるとされている。
8	オランダ	国家規制機関	-
9	スロベニア	国家規制機関	供給者は、顧客に安定的なガス供給を確保し、定期的に報告する義務がある。供給者は、近隣の加盟国でガス貯蔵を利用してもよい。
10	スウェーデン	国家規制機関	-
11	エストニア	-	-
12	イギリス	特定の監視なし	-

（出所）CEER

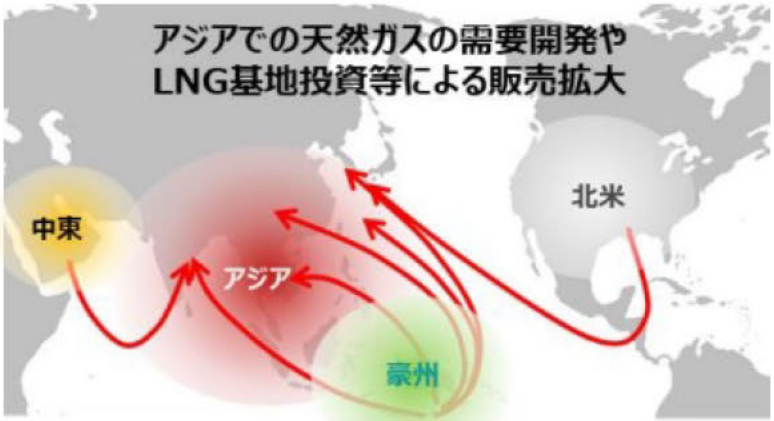
IEEJ © 2022

2-2　トレーディング機能の拡充と近隣諸国との連携可能性①

● LNG調達・LNGトレーディング

- ✓ 邦人エネルギー企業は契約により購入したLNGカーゴを、アジアの第三国に転売するトレーディング事業に注力している。
- ✓ セキュリティ確保の観点においても、邦人企業のトレーディング能力を拡大することにより、セキュリティ（需給調整機能）の拡充を図る。
- ✓ 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・ロケーションスワップなど、多くの共同事業の可能性を検討する必要がある。
- ✓ 既に電力ガス大手によるLNGトレーディング子会社が設立され、トレーディングを通じたLNG関連資産の運用最適化と新たな収益の獲得を目指している。

【図表2-7 アジア市場の開発イメージ】



（出所）大阪ガス

● 国内の主なLNGトレーディング企業

JERA Global Markets （JERA GM）

- 出資： JERA（67%）、仏EDFT（33%）
- 2019年4月事業開始
- 体制：約160人
- LNG取扱量は、年間約3500万トンと世界最大規模

Diamond Gas International (DGI)

- 親会社：三菱商事
- 2013年9月設立
- 体制：88人

TG Global Trading （TGT）

- 親会社：東京ガス
- 2020年9月設立
- 体制：約30人　※原料部兼務
- 経営ビジョン「Compass2030」で2030年における天然ガス取扱量2000万トン、うちLNGトレーディング取扱量500万トンを掲げている

OSAKA GAS Energy Supply & Trading （OGEST）

- 親会社：大阪ガス
- 2019年12月設立、2020年4月事業開始
- 2030年度長期経営ビジョンで、2030年における天然ガス取扱量1700万トン（LNG以外含む）を掲げている

IEEJ © 2022

第2章　日本におけるLNG・ガスセキュリティを高めるための施策の検討・提案
2-2　トレーディング機能の拡充と近隣諸国との連携可能性②

- アジア諸国におけるエネルギー企業と邦人企業の間にて、セキュリティ確保を図る事を目的として、緊急時LNG融通を含んだ協業に関する取組みが加速している。
- タイにおける年間の季節変動LNG需要は、冷房などにて電力需要が高まるため夏に高く、冬が低い傾向にある。日本のLNG需要期と対照的であり、LNG相互融通においてベストパートナーとなる可能性がある。
- 昨冬のLNG需給逼迫時に、日本は初めてタイの国営会社であるPTTから、リロードしたLNGの提供を受けた。
- 今後も季節変動需要や地理的距離を活かした、民間事業者間による連携について積極的に模索されることが想定される。

INPEX・九州電力・PTT International Trading

- 2021年10月にLNG需給調整に関する協業覚書を締結

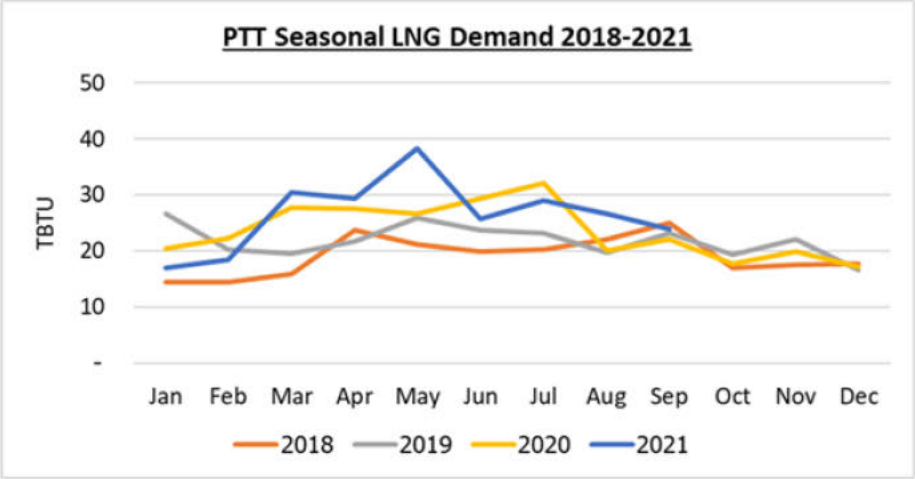
1. 各社の需給最適化を目的としたLNGや輸送船の相互融通
2. LNGトレーディングにおける協業
3. LNGに関する海外事業開発における協業

関西電力・POSCO Energy

- 2021年11月にLNG相互融通等に関する覚書を締結

1. LNGの相互融通およびPOSCO Energy社の光陽LNG基地を利用した各社の需給最適化
2. Gas to Power案件やLNG受入基地案件への共同参画
3. 主にLNGを通じた脱炭素実現に向けた協業

【図表2-8 PTTの季節変動LNG需要】



（出所）PTT

IEEJ © 2022

2-3　LNG供給リスクシミュレーション①

- LNG供給障害事象について、その発生確率と価格影響を設定し、LNG供給状況をシミュレーションを行い、LNG輸入額への潜在インパクトを評価する。
- 設定した発生確率に基づき、モンテカルロシミュレーションにてLNG供給状況に関して5,000シナリオ生成する。年間LNG輸入額の上昇リスクを、発生確率に起因するばらつきとともに試算した。

【図表2-9 シミュレーションイメージ】

IEEJ © 2022

2-3　LNG供給リスクシミュレーション②

- LNG供給障害に関する事象は下表の通り想定する。

【図表2-10 LNG供給障害想定】

供給リスク	内容	発生期間	対応・影響	量的インパクト(価格上昇影響を受ける量)*	価格インパクト	発生確率(年あたり)
生産	1系列(年間500万トン)分のLNG生産(液化)能力の喪失	1ヶ月	喪失分の80%をLNGで調達	33万トン/年	代替カーゴ$5/MMBtu増	12%
		3ヶ月	喪失分の85%をLNGで調達	106万トン/年	代替カーゴ$10/MMBtu増	10%
		6ヶ月	喪失分の90%をLNGで調達	225万トン/年	代替カーゴ$20/MMBtu増	6%
		12ヶ月	喪失分を全てLNGで調達	500万トン/年	代替カーゴ$10/MMBtu増	2%
海上輸送	輸送上のボトルネックにより輸送日数が50%増	6ヶ月	追加船腹50%増	輸入全量	輸送コスト100%増	20%
		12ヶ月				10%
国内需要	原子力発電所1基が計画外停止	6ヶ月	原子力発電喪失分をLNGで対応	50万トン/年	代替カーゴ$15/MMBtu増	7%
		12ヶ月		75万トン/年	代替カーゴ$10/MMBtu増	3%

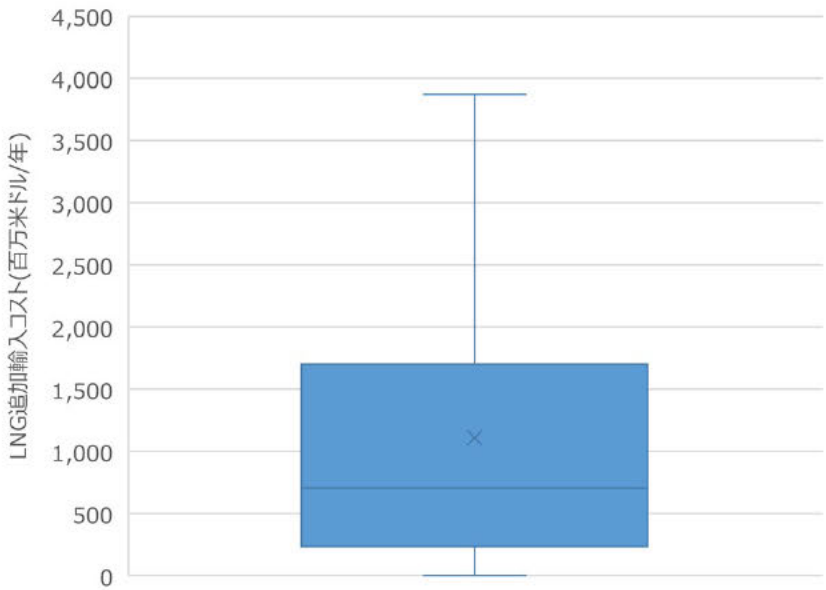
*年間輸入量7,000万トン前提

IEEJ © 2022

2-3　LNG供給リスクシミュレーション③

- LNG供給リスクシミュレーション結果は以下の通りである。

【図表2-11 LNG供給リスクシミュレーション】



	最小値	25%点	中央値(50%点)	75%点	最大値
LNG追加輸入コスト(百万米ドル/年)	0	233	706	1,702	6,384

(注）グラフでは外れ値は除いている

（出所）日本エネルギー経済研究所による試算

- 想定したLNG供給障害事象の下で、日本は平均的に年間約7.1億ドル(5,000シナリオの中央値)のLNG輸入追加コストのリスクに晒されている。
- 複数の供給障害事象が同時発生する場合等に、その追加コストは最大で年間約64億ドルまで増加する可能性がある。しかし、その発生確率は非常に小さい。
- 大部分(5,000シナリオのうち75%)の場合において、追加コストは年間0~17億ドルのレンジに収まる。
- 17億ドルの追加輸入コストは、LNG総輸入額の約4%に相当する(平均輸入価格12ドル/MMBtu、輸入量7,000万トン基準)。

IEEJ © 2022

2-4　LNGタンクビジネス①

- 現在の中国に代表される成長中のガス市場向けLNG供給は、大型のLNG輸入インフラストラクチャ整備を補完する意味において、市場規模に合った数量に小分けしたISOタンクを活用した小規模供給は比較的堅調に増加している。
- 中国向けには、各国の再輸出設備からのLNG供給合計量が、2020年は122万トンに達した。Singapore LNGからの供給が最も多く80万トンとなった。SLNGは、計11か国から輸入したLNGの約25%を再出荷したが、その三大輸入元は、豪州、米国、カタールである。仕向け地変更権の限定的な契約が、同国を経由して中国等に再出荷されたケースがあると推察される。
- 他のLNGタンクビジネス（貯蔵サービス・再出荷等）は、当初のビジネスモデル上の問題が生じた稼働率低迷の回避策としての側面が強い。
- LNGタンクビジネスにおいて、コストが最大の障害となる。
- 現時点でセキュリティ確保の観点において「備蓄」を主用途としてLNGタンクを活用する実例は見受けられない。
- 減価償却が終了しているLNG生産設備において、原料ガス生産の不足等により稼働率が低下もしくは最終的に停止する場合があり得る。設備の老朽化が限定的である際、LNGタンクのみならず、液化設備や枯渇したガス田の活用可能性が注目される。
- 北極海航路開拓のため、中継地点（カムチャッカLNG積替基地）でのFSUの活用は、従来とは異なる新しいタイプのLNGタンクの活用方法となる。
- 日系企業のアジアLNG/天然ガスのIPP進出案件は増加している。

IEEJ © 2022

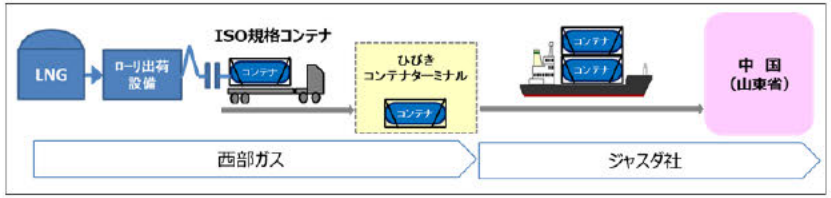
2-4　LNGタンクビジネス②　～日本～

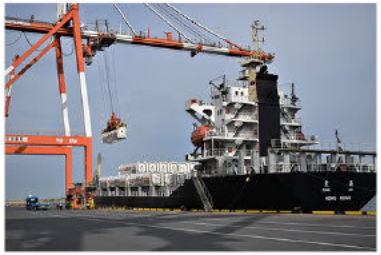
- 日本国内ではガス事業者、電力事業者、石油事業者などにより37基地のLNG受入基地（一次）が稼働している。
- その内、静岡ガスは2017年から「清水LNG袖師基地」にて、西部ガスは2020年から「ひびきLNG基地」にてISOコンテナへLNGのリロードを行い、中国エネルギー企業へのISOタンクを活用したLNG輸出を開始した。

【図表2-12 ISOタンクによるリロード出荷】

基地名	運用開始年	所有者	タンク容量	基地能力
清水LNG袖師基地	1996年	静岡エルエヌジー (静岡ガス 65%，ENEOS 35%)	33.72万kL	114万トン/年
ひびきLNG基地	2014年	ひびきエル・エヌ・ジー(西部ガス 90%，九州電力 10%)	36万kL	100万トン/年

（出所）各社ホームページ





（出所）西部ガス

<清水LNG袖師基地>
- 2016年リロード設備を3号タンク (16万kL)に設置。
- 出荷能力：5,700 m3/h (15万m3を26時間で出荷)。
- 2016年 Shellと再出荷設備前提のSPAを締結。
- 2017年 Shell向けに初出荷を実施。
- 2019年 小型ISOタンクコンテナ (3年総計18トン) を中国クリーンエナジー向けに出荷。

<ひびきLNG基地>
- 2019年 露/Novatek と連携に関する覚書を締結。
- 2020年 小型ISOタンクコンテナ(18トン)を中国向け出荷。
- 2021年 中国ジャスダ・エナジー・テクノロジーへISOタンクコンテナにて、年間合計5.9万トン出荷予定。

IEEJ © 2022

2-4　LNGタンクビジネス③　～シンガポール・タイ～

- アジアにおけるLNGリロード事例を以下の通りに整理する。

シンガポール / SLNG受入基地

- 2013年より350万トン/年の規模によるSLNG受入基地の運用を開始。
- リロード機能は当初より有するが、基地の第一の目的としては、シンガポールが必要とするLNGの確保。
- 拡張工事により、2014年に600万トン/年、2018年に1,100万トン/年へ増強を実施。
- リロード機能活用による再出荷ビジネスは、中国向けを中心に拡大。
- コモディティートレーダーのTrafiguraが余剰タンクの利用契約を保有。

【図表2-13 SLNGの再輸出実績】

（万トン）	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
再輸出	0	20	34	49	56	41	108
日本	0	7	6	6	16	7	12
中国	0	0	12	30	30	8	80
その他	0	13	16	13	10	26	16

（出所）GIIGNL

タイ / Map Ta Phut

- PTTが所有しているLNG受入基地であり、1,050万トン/年の基地能力にて、2013年より稼働を開始。
- 2021年初頭、日本にて発生したLNG・電力需給逼迫時に日本向けとして再輸出を実施。

IEEJ © 2022

2-4　LNGタンクビジネス④　～韓国・インド～

韓国 / 光陽LNG基地 (Gwangyang)

- 2005年より KOGAS 以外の初受入基地として170万トン/年で運用開始。
- 2002年に KOGAS が立ち上げた統営(Tongyeong)と共に南部へガス供給。
- 伊藤忠が2013年より６年に渡り余剰タンクの利用契約を締結（日本の電力やガス会社の需給のニーズの調整を行うのが主目的）。

【図表2-14 光陽LNG基地の再輸出実績】

（万トン）	2013	2014	2015	2016	2017	2018
再輸出	6	20	19	20	19	0
日本	6	7	7	13	6	0
その他	0	13	12	7	13	0

（出所）GIIGNL

インド/ Kochi LNG基地

- 2013年よりインド南部の初のLNG基地として500万トン/年で運用開始。
- 但し、インド国内に接続する予定であったパイプラインが大幅に遅延。
- パイプランの未接続により初年度の稼働率は10%にも満たず。
- 2015年より、低迷する稼働率向上の為にリロード機能の活用を目指す。
- LNGバンカー船へのLNG供給、LNG船のGas Up Cool Down (GUCD)。

【図表2-15 Kochi LNG基地の利用実績】

基地利用目的	利用件数
カーゴ数	66
リロード/クールダウン数	24
バンカー船LNG供給	2

（出所）Petronet LNG

IEEJ © 2022

インドネシアのリロード設備の背景

アジアの主要LNG生産国として、1970年代後半から生産開始をしたインドネシアには、資源が枯渇した事により、受入基地に転用されたインフラがある。元供給基地であったことにより、年間数百万トンを超える各段に高い液化能力を潜在的に有する。但し、液化設備も老朽化や非稼働期間が長い場合、液化能力や効率が徐々に低下すると考えられる。

インドネシア/Arun基地

- 1981年　アルン増量契約調印し、アルン基地よりLNG生産開始。
- 2002年　アルン陸上ガス田の操業全面停止、洋上ガス田より原料ガス得る。
- 2005年　アルンⅡ延長契約開始。
- 2014年　アルンから最終カーゴを韓国向けに出荷し、受入基地へ改装。
- 2015年　受入基地としての初カーゴを受入。

【図表2-16 Arun基地の概要】

	運用開始年	所有者	タンク容量	基地能力
Arun	2015年	Pertamina	50万kL	300万トン/年

（出所）Pertamina

インドネシア/ボンタン基地　(参考情報)

- 1977年　ボンタン基地よりLNG生産開始し、バダックⅠとして出荷。
- 1983年　２系列増設し、バダックⅡとして出荷。
- 1999年　その後も増設し続けた結果、合計8系列、2,200万トン体制となる。その後、埋蔵量の枯渇や生産の不安定化傾向によりLNGは徐々に減産。
- 2022年　長期契約(5年以上)は、６契約、計526万トン/年。
- 2032年　22年時点での長期契約の最後の契約(Pakistan LNG向け)が完了予定。

IEEJ © 2022

2-4　LNGタンクビジネス⑥　～欧州・米国～

欧州では過去LNGの再出荷数量が増加、 2014年がピーク※

- 2014年には欧州リロード⇒アジア輸入の量が年間250万トンを超す。
- 欧州側のLNG受入基地の稼働率向上の要望と、アジア・欧州間の価格差が地域間裁定取引を可能とした。
- その後、仕向地変更可能なカーゴが増加し、再積み込みよりもLNG積載輸送船の仕向地変更がLNGトレーディングの主流化。
- LNG受入基地機能拡張は、船舶燃料、道路輸送用、LNGローリー出荷増加。

米国では、2009～2015年、LNG受入基地から再輸出

- 2008年以降の天然ガス生産増加、実質的に大量のLNG輸入が不要化。
- LNG受入基地は、自国産LNG輸出設備に転用。
- ロシアNovatekは、北極海航路の冬季利用のため、輸送中継基地として巨大FSUをカムチャッカにて計画。タンク容量36万m3のFSU2隻（カムチャッカ・ムルマンスクへ配備予定）を韓国の大宇造船海洋 (DSME) で建造。
- Yamal LNGやArctic LNG 2からFSUまではArc 7 型LNG船でLNGを輸送。
- FSUからは、在来型LNG輸送船舶にリロードして輸送。
- 2021年1月、 Arc 7 型LNG船が随行船なしで東ルートの航行に成功。

※IEEJ 2017年5月「欧州LNG再積み込みビジネスの変遷」橋本裕

IEEJ © 2022

アジアにおけるLNG受入基地関連へ関する主要投資先（予定も含む）

【図表2-17 邦人企業の主要投資先】

国	Project名	運用開始年	出資など	タンク容量	基地能力
ベトナム	Hai Phong	2027年	Exxon Mobil, JERA	未公表	600万トン/年
	Nam Dinh VU	2025年	ITECOとJAPEX株式購入契約締結	5万m3 (20年代後半＋3万m3)	65万トン/年
	Cam Thinh	2026年	PV Power, Colavi, 東京ガス, 丸紅	20万kL	NA
	Khanh Hoa LNG	2030年	Petrolimex, ENEOS	18万kL	220万トン/年
フィリピン	Batangas (FSRU)	2022年	First Gen (80%), 東京ガス (20%)	16.2万kL	380万トン/年
バングラデシュ	Summit LNG (FSRU)	2019年	Summit (75%)、三菱商事 (25%)	13.6万kL	380万トン/年

（出所）各社プレスリリース

今後、アジアの低炭素化における役割の拡大が期待される、LNG・天然ガス発電の開発案件に、邦人企業が参画するケースが増加することが推察される。その際に、多くのLNG受入基地案件ではリロード機能を有する可能性が高い。このようなLNG受入基地を通じて、本邦緊急時に日本へLNGを融通する取組が望まれる。

IEEJ © 2022

2-5　よりクリーンなLNG上流開発・利用①

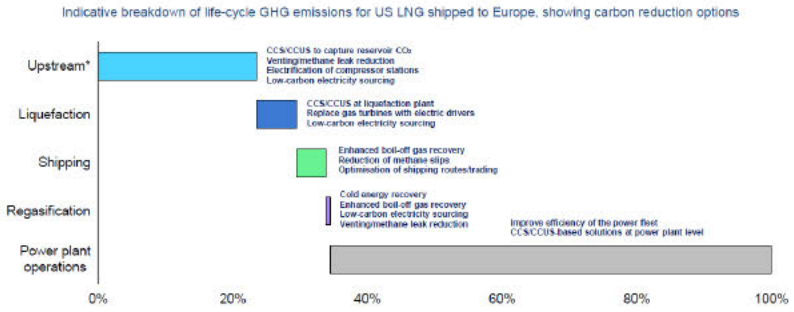
- セキュリティ確保の観点において、LNG上流開発における脱炭素化も注目度が高く、また極めて重要な事項である。環境特性が比較的高いLNGに対しても、化石燃料であるが故に、金融機関等を中心としてダイベストメントが進む可能性がある。
- クリーンなLNG上流開発を図るために、新規・既存関わらずLNGプロジェクトではCCSを開発範囲に組み込みこむ事により、プロジェクトから排出されるCO2の排出削減を計画している。
- 既にSnøhvit LNG、Gorgon LNGではCCSが稼働しており、Ras Laffanでは2019年に試運転が完了している。また、CCSプロジェクト件数はアメリカが8件と最多の計画である。
- LNGをトランジションエネルギーとして利用し続けるためには、世界の主要LNG需要国である日本がCCSに関する制度や資金的支援を検討することが求められる。

【図表2-18 主要なCCSプロジェクト】

国	プロジェクト	オペレーター	稼働年	CO2（万t/y）
ノルウェー	Snøhvit LNG	Equinor	2008年	70
オーストラリア	Gorgon LNG	Chevron	2019年	最大400
カタール	Ras Laffan	RasGas	2019年	210
	North Field East	QatarEnergy	-	-
オーストラリア	Bayu-Undan (Darwin LNG)	Santos	-	最大1,000
マレーシア	Petronas Bintulu LNG	Petronas	-	425
アメリカ	Rio Grande LNG	NextDecade	2020年代	500
	Calcasieu Pass	Venture Global	-	50
	Plaquemines		-	
	CP2		-	50
	Cameron LNG	Sempra	-	-
	Corpus Christi LNG	Cheniere Energy	-	-
	Sabine Pass LNG		-	-
	G2 LNG	G2 LNG	2027年	400
ロシア	Yamal LNG	Novatek	-	-

（出所）各社プレスリリース

【図表2-19 欧州向け米国産LNGのGHG排出量の内訳】



（出所）IEA

IEEJ © 2022

カタール QatarEnergy (QE), シンガポール PavillionEnergy, 米国 Chevron

- 2020年4月、Pavilion は、2023年から5年間、年間最大200万トンのLNG引き渡しを募集し、合わせて井戸元から荷揚基地まで排出を対象にGHG 測量・報告方法の構築・実施での協力を供給者達に求めた。
- 2020年11月、Qatar Petroleum（当時）は、LNGトレーディング専業部門 QP Trading （当時）設立・営業開始を発表し、 Pavilion Energy Trading & Supply と初の取引を締結した。同取引は、具体的な環境基準、当該LNG供給のカーボンフットプリントを最終的に削減を目指す条件を含む最初の長期LNG取引となった。
- 2021年11月、Pavilion Energy、QatarEnergy、Chevron は、引き渡されるLNGカーゴのGHG排出ステートメント（SGE）を作成するための定量化・報告方法の発行を発表した。SGE は、3社の技術専門家チームがコンサルタント ERM の支援を得て作成しており、GIIGNL の MRV and GHG Neutral Framework と補完関係となる。
- 2022年３月、QatarEnergy は最新のサステナビリティ戦略を発表した。発表中では、2035年までに年間1,100万トン以上のCCSを実現するための技術展開や、LNG生産時等のカーボンインテンシティの削減目標等が示された。

【図表2-20 SGE (Statement of Greenhouse Gas Emissions) 排出原単位の計算例】

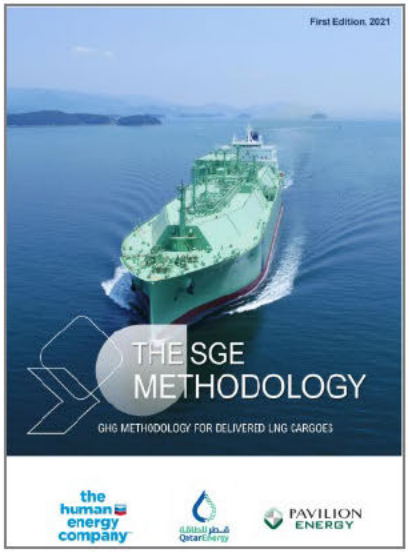


Table A. Example of Emissions Tracking Across a Simplified LNG Value Chain

		Product Tracing							Emissions Tracing and Allocation					
		Total Quantity of Product in LNG value chain at Start of Stage[1]	Quantity of Product Used or Lost During Stage[2]	Quantity of All Products at End of Stage[3]	Quantity of Product Diverted from LNG value chain during stage[4]	Type of Product Diverted from LNG value chain (co-products)	Quantity of Product in LNG value chain at end of stage[5]	Type of Product in LNG value chain	Total Stage GHG Emissions[6]	Stage GHG Emissions associated with Product Diverted from LNG Value chain[7]	Embodied Emissions associated with Product Diverted from LNG value chain[8]	Total Emissions associated with Diverted Product[9]	Stage GHG Emissions associated with Product in LNG value chain[10]	Carry-forward Emissions associated with Product in LNG Value chain[11]
		mmBtu	mmBtu	mmBtu	mmBtu		mmBtu		$kgCO_2e$	$kgCO_2e$	$kgCO_2e$	$kgCO_2e$	$kgCO_2e$	$kgCO_2e$
	Stage	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Production, Gathering, and Boosting	1	6.0	-	6.0	3.0	Oil	3.0	Mixed gas	12.0	6.00		6.00	6	6
Gas Transport	2	3.0	0.20	2.8	-	None	2.8	Mixed gas	2.0				2	8
Liquefaction Plant	3	2.8	0.30	2.5	0.3	NGLs	2.2	LNG	12.5	1.50	0.96	2.46	11	18.04
LNG Transport	4	2.2	0.20	2.0	-	None	2.0	LNG	2.0				2	20.04

Result			Table Reference
SGE emissions intensity of delivered cargo[12]	10.02	$kgCO_2e/mmBtu$	M4/F4

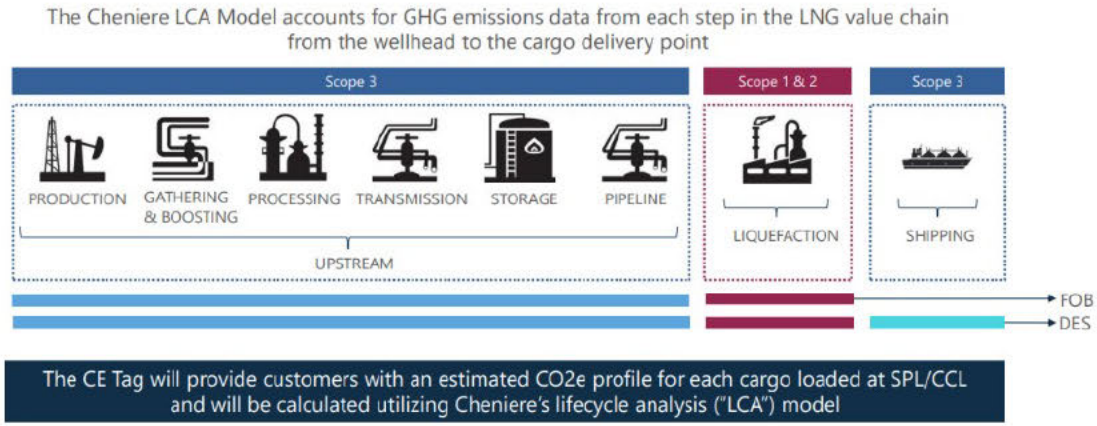
（出所）THE SGE METHODOLOGY, First Edition, 2021

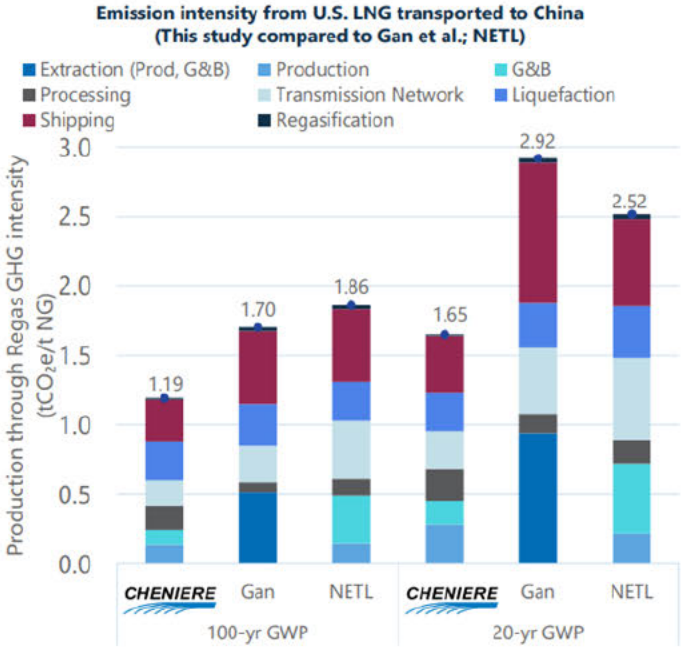
IEEJ © 2022

米国 Cheniere Energy

- 2021年8月、Cheniere Energy は、GHG 排出の評価法を改善する LNG LCA (Lifecycle Analysis) スタディを発表。LCA は、Cargo Emissions Tags（CE Tags）に含まれるGHG排出推計の基本分析ツールとなる
- 米国 Sabine Pass LNG から中国への2018年引き渡し供給チェーンのケーススタディを提示しており、供給チェーン固有データを利用することで、GHG排出集計手法が改善している。結果、米国 LNG 排出評価のための国内または地域平均の排出量データを用いる他研究と比較して、GHG排出強度は、30%-43%低くなっている。
- 米国 EPA 規制では全ガス関連事業者が GHG Emission の毎年報告が必要なため、下図の様にガスがどのProcessを経ているか按分で計算できる。つまり、Scope3も計算でき、Scope1,2は自社で確認可能

【図表2-21 Cheniere の CE Tags（Cargo Emission Tags）と GHG 排出強度の他研究との比較】





（出所） Cheniere Energy

IEEJ © 2022

地球温暖化対策推進法（温対法）による排出量報告義務

- 温対法では、メタンはCO2換算で年間3,000トン以上の排出事業者の報告義務付け。Scope1のみが対象。
- 多くの企業が基準以下の排出量でも、自社の環境報告書、サステイナブルレポート等において公表を実施。
- 今後、数値の報告レベルに関して、現状の企業単位から、事業所単位・セグメント単位のブレイクダウン報告などの可否を、国際的に実施・検討されている自主報告の基準に照らして吟味する必要がある。

【図表2-22 国内企業のメタン排出量公表状況（2016-2020）】

メタン排出量 公表状況　　＊「青字」：換算値。「－」：N.A.

（トン）			t －CH4					t －CO2e				
業界	No.	会社	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
都市ガス	1	東京ガス	200	425	354	323	290	5,000	11,000	9,000	8,000	7,000
	2	大阪ガス	75	77	88	106	58	1,875	1,925	2,200	2,650	1,450
	3	東邦ガス	50	22	19	191	16	1,244	546	468	4,766	408
	4	静岡ガス	7	7	7	7	7	164	170	170	176	176
	5	広島ガス	14	11	26	9	10	350	275	650	225	250
	6	西部ガス	10	10	10	9	9	250	250	250	225	225
電力	1	JERA	-	-	-	400	400	-	-	-	10,000	10,000
	2	東京電力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	北陸電力	18	20	23	21	20	450	500	575	525	500
	4	中国電力	-	-	-	-	240	-	-	-	-	6,000
	5	九州電力	0	8	0	0	4	0	200	0	0	100
資源開発	1	INPEX（国内）	627	556	1,040	1,400	640	15,679	13,892	26,000	35,000	16,000
		〃　（国内＋外）	633	577	5,120	13,160	9,160	15,813	14,417	128,000	329,000	229,000
	2	JAPEX（国内）	789	5,725	3,823	2,519	1,514	19,725	143,113	95,586	62,975	38,000
		〃　（国内＋外）	789	5,725	3,828	2,519	1,533	19,725	143,113	95,699	62,975	38,480
石油	1	ENEOS		1,659	1,690	1,868	1,713		41,480	42,259	46,691	42,814
	2	出光興産	-	-	-	1,986	14,531	-	-	-	49,650	363,275
商社	1	三菱商事	60,000	37,680	36,800	34,800	33,600	1,500,000	942,000	920,000	870,000	840,000
	2	三井物産		71,840	36,320	39,880	55,120		1,796,000	908,000	997,000	1,378,000
	3	伊藤忠商事	-	-	0	58	4,729	-	-	0	1,459	118,224

＊CH4項目なし：【ガス】　北海道ガス、北陸ガス、京葉ガス、仙台市ガス局、四国ガス、日本ガス、沖縄ガス　など
【電力】　北海道電力、東北電力、関西電力、四国電力、沖縄電力、J-Power　など
【石油】　コスモ石油　など
【商社】　住友商事、エルエヌジージャパン　など

（出所）各社資料を集計

IEEJ © 2022

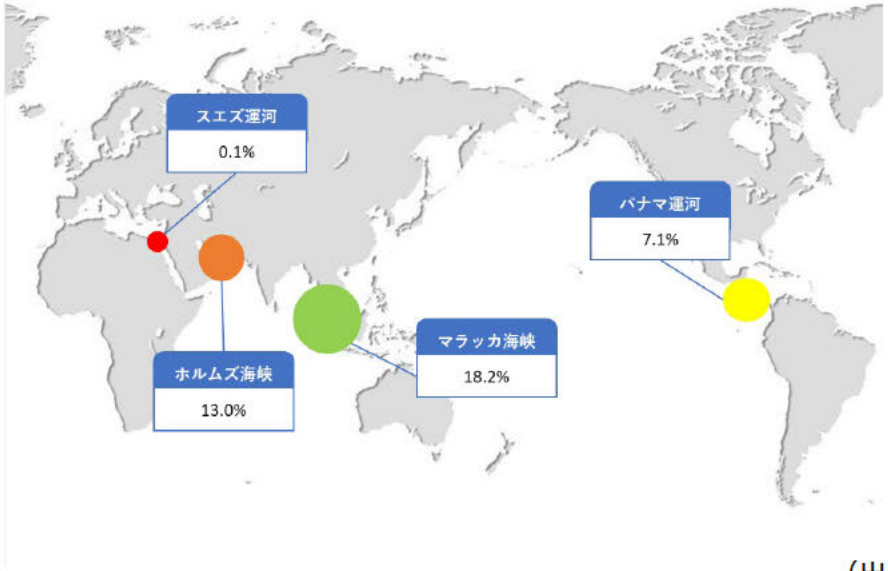
2-6　輸送上のボトルネック①

- LNG輸入におけるチョークポイントへの依存度

日本では石油の輸入を中東諸国に頼っていいるため、輸入量の約80%がホルムズ海峡を通過している。そのため、昨今の米国とイランの衝突等の有事には、船舶輸送のチョークポイントリスクが発生する。一方、LNGは過去から輸入先が世界各国に分散されているため、石油と比較しするとチョークポイントリスクは低い。

- 最も紛争リスクが高いと考えられているホルムズ海峡の依存率は13%である。過去、LNG船への攻撃事例は無いが、イラン、米国、サウジアラビア等の動向や関係性には常に注意を払う必要がある。
- 最もLNG船の通過が多いマラッカ海峡では、紛争リスクは少ないが、海難事故や海賊による被害を引き続き防止するため、日本は周辺諸国と連携して安全な運航への関与を一層深めていくべきである。
- 2016年のパナマ運河拡張により、米国メキシコ湾のLNG基地からパナマ運河経由のLNG輸入が開始された。過去から紛争リスクは低いが、水位の異常や混雑による待機や、運航料の値上げ等の課題にも注意が必要である。

【図表2-23 日本のチョークポイント依存率（2020年）】



（出所）bp statistics 2021を基に作成

IEEJ © 2022

● パナマ運河利用のメリットとリスク

2016年のパナマ運河拡張後、LNG・LPG輸送船舶の航行は、いずれも米国からの輸出増加を中心に、急増している。

【現状】

- 2021年度（9月末までの1年間）のLNG輸送船舶積載通過は272隻。米国LNGプロジェクトの稼働件数増加や旺盛なアジア需要によりパナマ運河の利用件数は堅実に増加傾向にある。
- 2018年の最大航行幅拡大によりQ-Flexが通過に成功、LNG輸送船の大きさでの運航上の制約はほぼ解消した。
- 現在は1日あたり、片道2隻のLNG船の通航枠を設定しているが、冬期においては慢性的な渋滞が発生している。

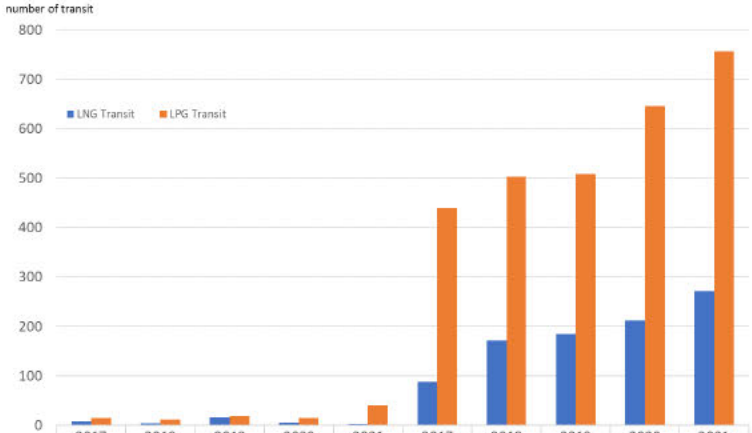
【メリット・リスク】

- 米国メキシコ湾岸から我国へのシェールガス田由来のLNGの輸入が容易になり、仕向地制限のない、ヘンリーハブ連動の安価なLNGを入手しやすくなる。
- 米国テキサス州から東京までの運行時間は25.8日であり、喜望岬経由と比べて18.3日も短縮。燃料費では約116万米ドルの削減が可能。（15ノット、低硫黄燃料消費量100t/日として）
- アジア需要のピーク時においては、2週間程度の渋滞が発生するリスクがある。

【対応策】

- 日本の海運企業、LNGプレイヤーの要望をまとめ、さらにLNG消費国・LNG供給国政府間で協調して、LNG船の通航枠確保をパナマ政府に加え、米国政府に対しても働きかけを行う。

【図表2-24 パナマ運河のLNG・LPG（積載）輸送航行】



	Northbound					Southbound				
	2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021
LNG Transit	8	4	16	5	2	88	172	185	212	272
LPG Transit	14	11	19	14	40	440	503	508	646	756

（出所）パナマ運河当局資料に基づき作成

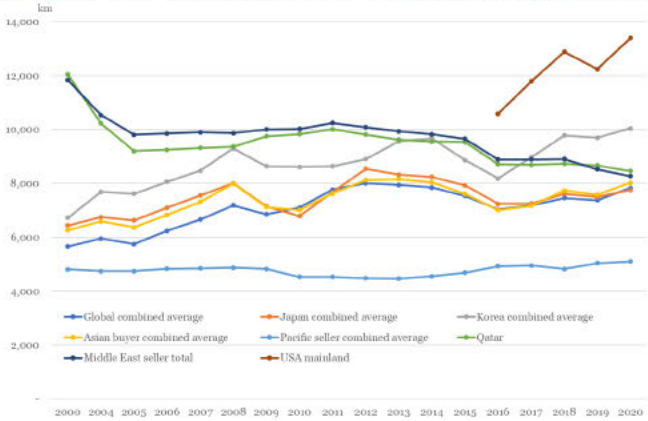
※会計年度は10月1日~9月30日

IEEJ © 2022

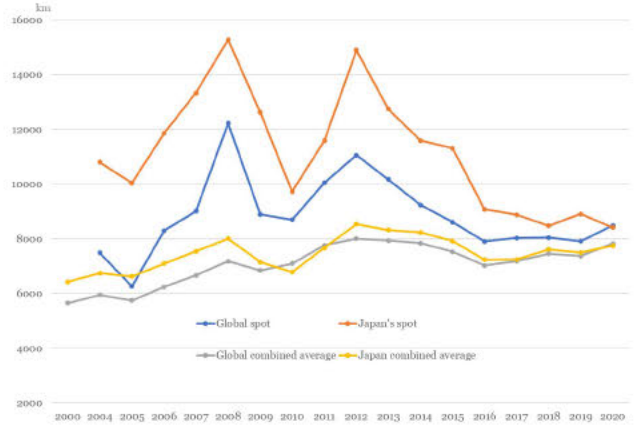
● LNGの輸送距離分析

日本はエネルギーセキュリティ確保の観点より、豪州・マレーシア・カタール・ロシア・米国など、多様な供給源よりLNGを輸入している。LNG船によって海上輸送されるLNGは、輸出入国間の輸送距離の長短がLNG価格に与える影響は少なくない。「LNG輸送全量」と「スポットLNGカーゴ」の輸送距離を分析することにより、LNG輸送の傾向把握を実施する。

【図表2-25 LNG輸送全量での輸送距離の推移】



【図表2-26 スポットLNGカーゴ輸送距離の推移】



（出所）GIIGNLデータ、海上輸送距離データに基づき作成

【LNG輸送全量】

- LNG輸送全量での輸送距離は、近年安定傾向にある。
- 2020年の米国産LNGの輸送距離は、アジアにて米国産LNGの引き合いが多数発生したため、9.4%（前年比）増加した。

【スポットLNGカーゴ】

- 日本のスポットLNGカーゴの輸送距離は、原子力発電所のトラブルによるLNG需要が急増した、2007年～2008年、2011年～2014年時において増加した。また、世界のスポットLNGカーゴの輸送距離は、日本におけるスポットLNG需要増加に牽引されていた。
- 当時、西アフリカ、南米などの遠距離供給源や、アジア、欧州向けの中間地にあたる中東、特にカタールからスポットによるLNG調達が増加した。
- 現在の日本におけるスポットLNG市場の傾向は、比較的輸送距離が短い豪州やマレーシアなどからの調達量が増加しているため、ピーク時より減少傾向にある。
- スポットLNG取引において、中国の存在感が増している（2020年のスポット取引全体量の約21%を占める）。同国は輸送距離が短い、豪州や東南アジアよりスポットにて多くのLNG調達を行っているため、世界のスポットLNGカーゴの輸送距離は安定化しており、今後さらに中国の占有率が増加すると、スポットLNGカーゴの輸送距離は減少すると見込まれる。

IEEJ © 2022

第3章　米国LNGがもたらすアジアへの影響、米国国内雇用への影響等に関する調査

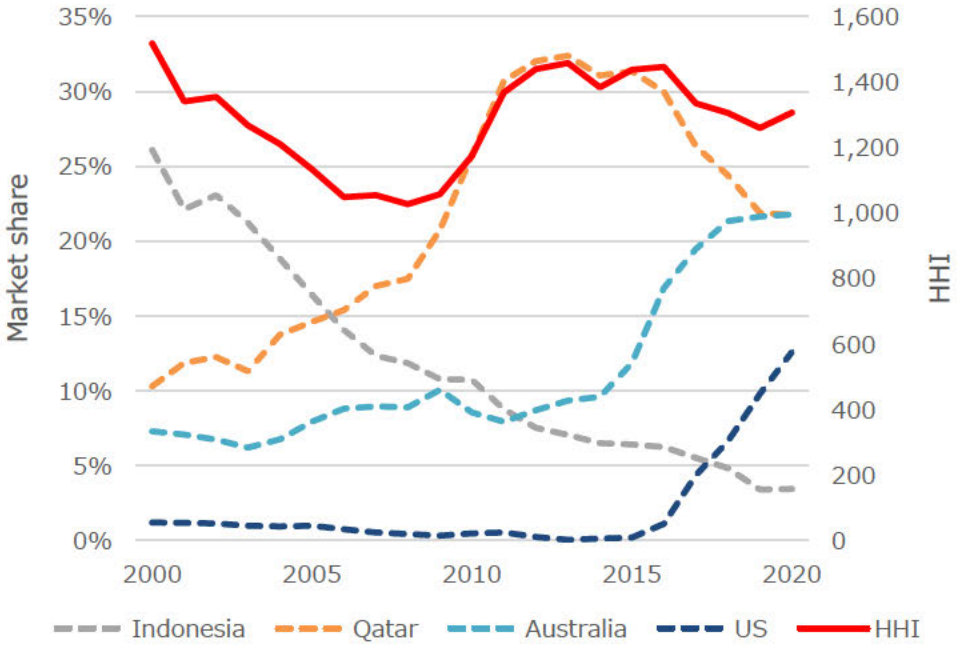
- 2016年以降、米国からのLNG輸出は堅調に増え続けている。柔軟性に富んだ米国LNGの輸出はアジアを含む国際天然ガス市場の安定化に貢献するのみならず、将来はブルー水素／アンモニアに形を変えて輸出されることで、世界の脱炭素化にも寄与できる。また、これらのエネルギー輸出が米国経済にとってプラスともなる。
- 本章では、先ず米国LNG輸出の効果を幾つかの視点で整理した。次いで、米国LNGおよび将来のブルー水素／アンモニア輸出が米国経済に及ぼす影響を分析した。
- また、米国のシンクタンクであるEFIおよびEPRINCと各々1回ずつ、政府関係者や専門家、エネルギー企業を招いてワークショップを開催した。

IEEJ © 2022

3-1　米国LNG輸出による効果①

- インドネシアのシェア低下と入れ替わるようにカタールのシェアが高まり、2015年前後にかけて市場集中度の高い状態が続いた。その後豪州に加えて米国からの輸出が増えたことで、市場の集中度は緩和する傾向にある。

【図表3-1 主要国のLNG輸出シェアと市場集中度の変化】



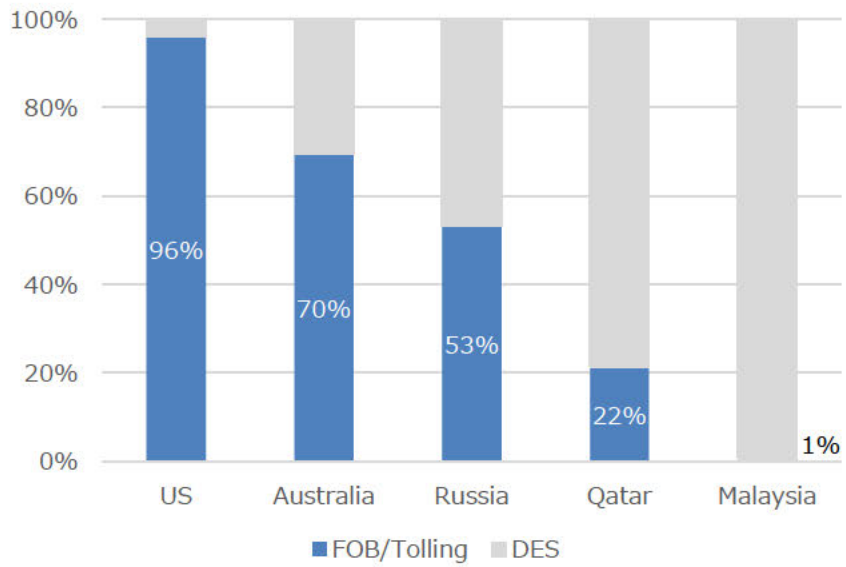
HHI = ハーフィンダール・ハーシュマン指数。市場の集中後を表す指標。独占市場で最大値の10,000となる。
（出所）bp統計を基に作成

IEEJ © 2022

3-1　米国LNG輸出による効果②

- 米国から輸出されるLNGはその多くが仕向け地の自由度が高いFOB契約もしくはTolling契約となっている。今後米国からのLNG輸出量はさらに増えるとみられ、柔軟なLNGの供給が増加すると期待される。
- LNG輸出国のなかにはリスクの高い国も多くある。そうしたなかで米国は安定した事業環境を期待できる貴重な貿易相手。

【図表3-2 主要LNG輸出国の中長期契約における FOB契約の比率（2020年時点）】



（出所）GIIGNL, Annual Report 2021を基に作成

【図表3-3 主要LNG輸出国のDoing business ranking】

	LNG export amount (Bcm)	Doing business ranking
Australia	106.2	14
Qatar	106.1	77
US	61.4	6
Russia	40.4	28
Malaysia	32.8	12
Nigeria	28.4	131
Indonesia	16.8	73
Algeria	15.0	157
Trinidad & Tobago	14.3	105
Oman	13.2	68
Papua New Guinea	11.5	120
Brunei	8.4	66
United Arab Emirates	7.6	16
Angola	6.1	177
Peru	5.0	76
Norway	4.3	9
Egypt	1.8	114

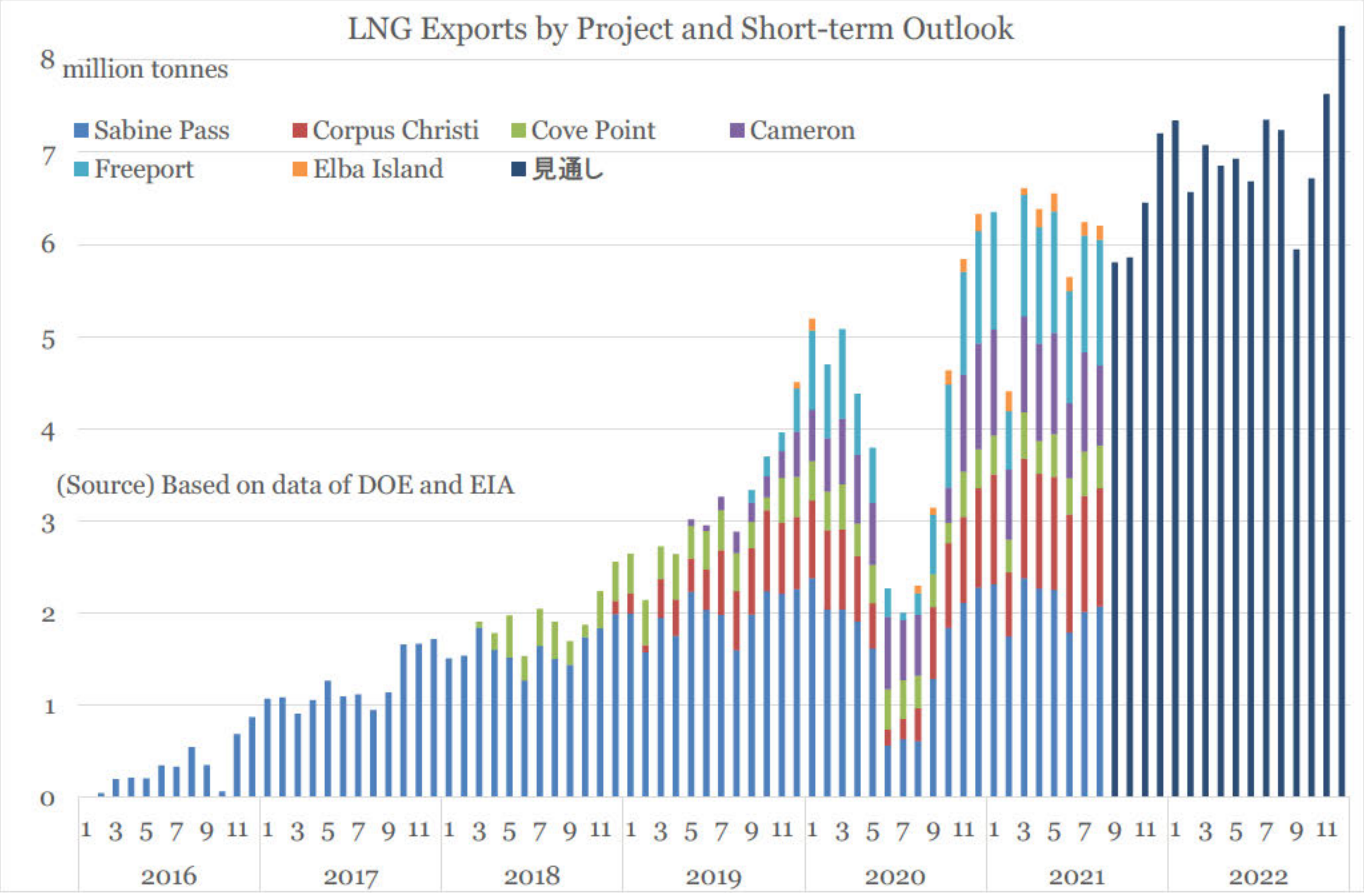
（出所）World Bank, Doing Business 2020他を基に作成

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果①

- 米国からのLNG輸出は堅調に増え続けており、2022年もその傾向が続くとみられる。

【図表3-4 米国LNG輸出の推移と短期見通し】



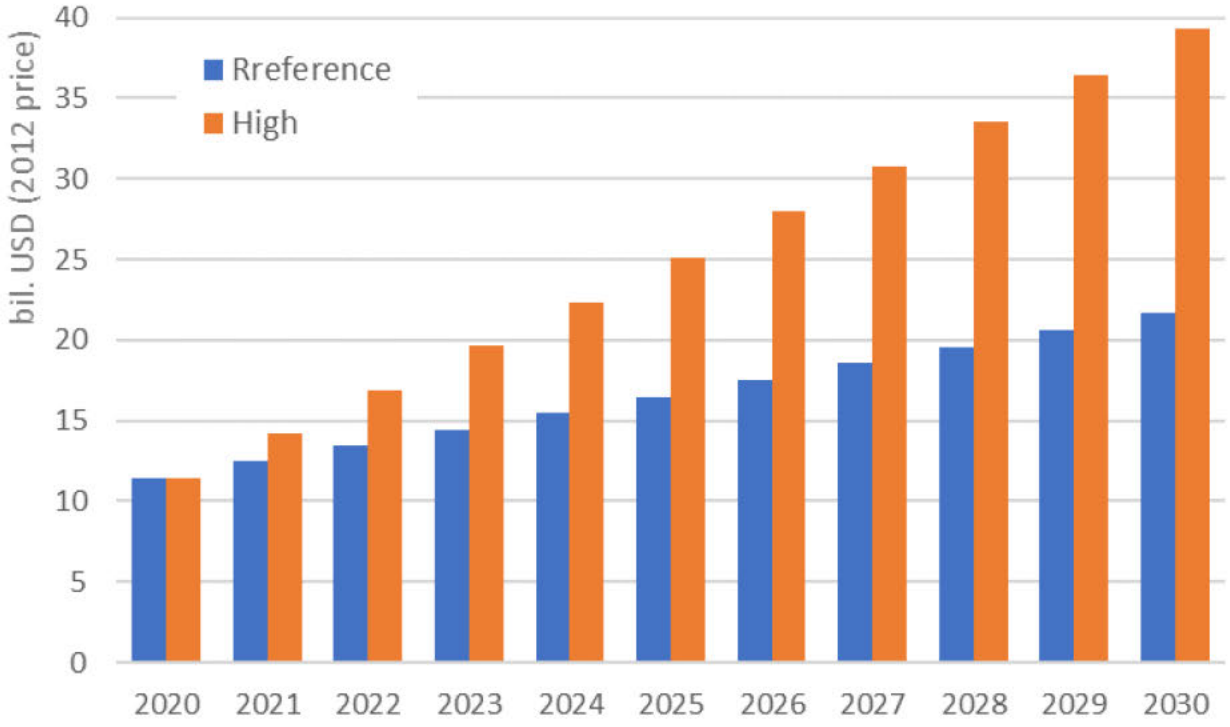
（出所）IEEJ 橋本、2021年11月

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果②

- レファレンスシナリオでは、米国からのLNG輸出は2030年に9,800万トンとなる見通し。
- 高LNG輸出ケースでは、米国からのLNG輸出量は2030年に17,800万トンに達する。
- 高LNG輸出ケースでは、2020年から2030年にかけての累積輸出額は280億ドル（2012年価格）となる。

【図表3-5 米国からのLNG輸出額の見通し】



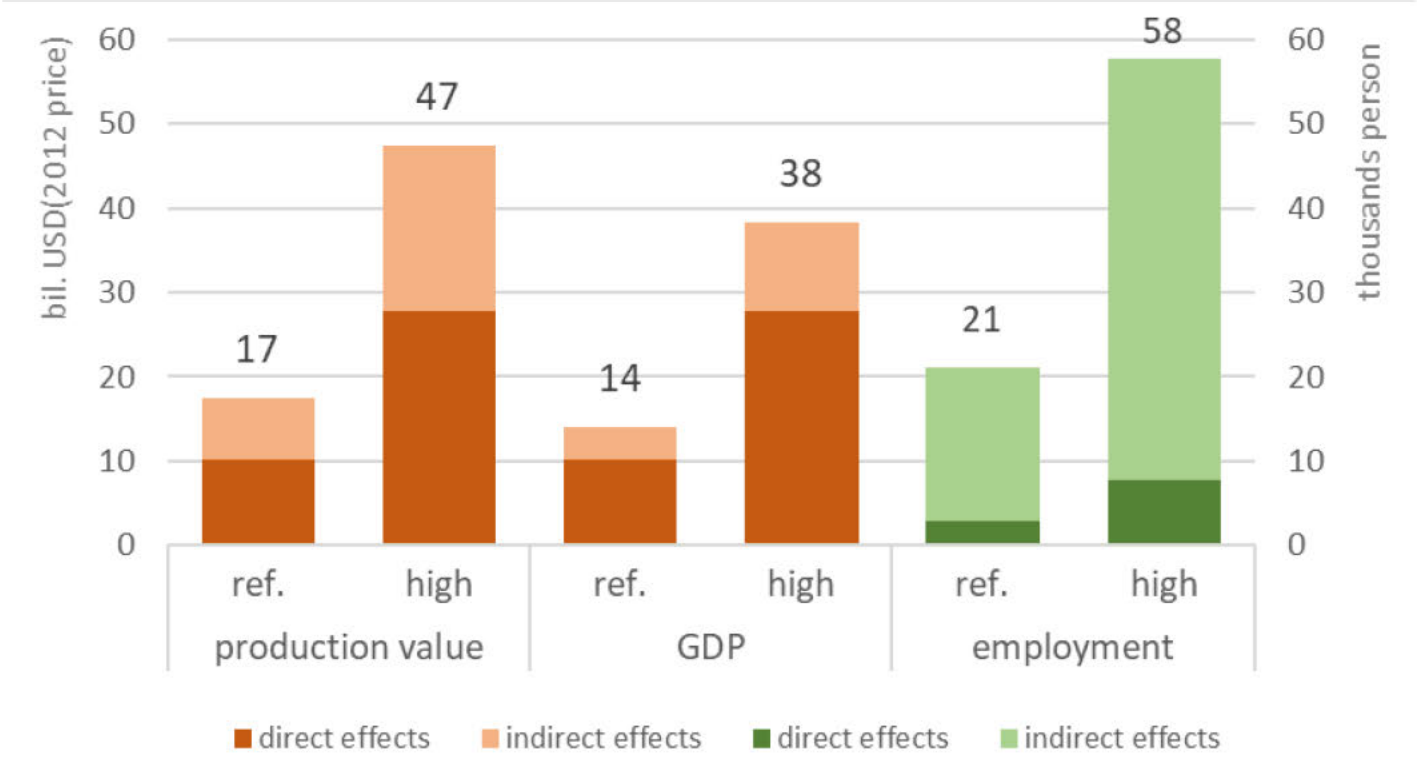
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果③

- LNG輸出額の大幅な増加は、2030年の米国の経済に大きな影響を与える。
- 高LNG輸出ケースでは、米国のGDPは380億ドル増え、雇用者数は5.8万人増加する。

【図表3-6 米国からのLNG輸出が米国の生産額、GDPおよび雇用者数に与える影響（2030年）】



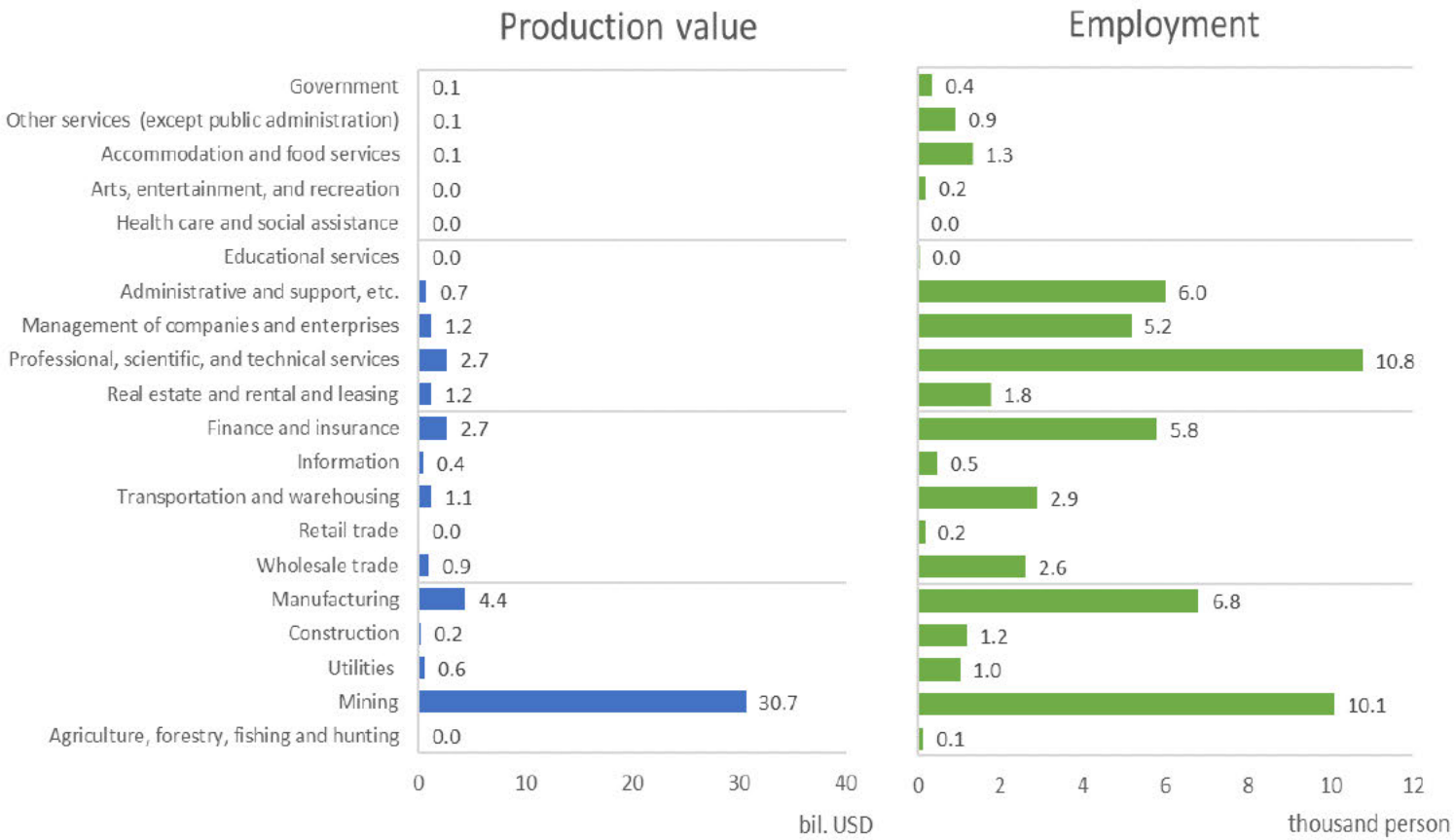
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果④

- 生産額は採掘産業で大きく増える一方、雇用者数は労働集約的な周辺産業でも増加する。

【図表3-7 米国からのLNG輸出が米国の生産額および雇用者数に与える影響（産業別）】



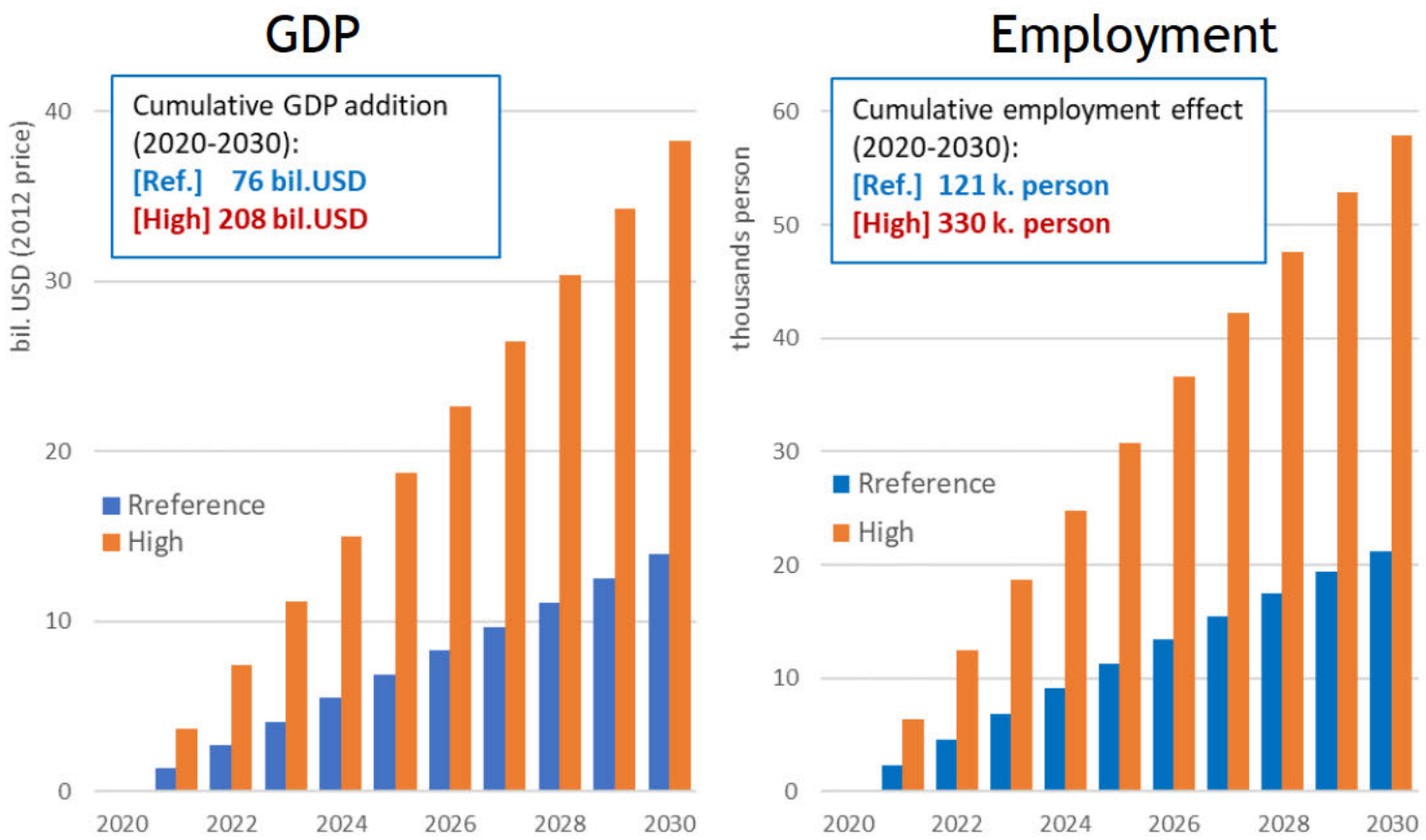
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果⑤

- LNG輸出の増加によるGDPの追加は、2020年から2030年の累積で760億ドルから2080億ドルに達する。

【図表3-8 米国からのLNG輸出が米国のGDPおよび雇用者数に与える影響】



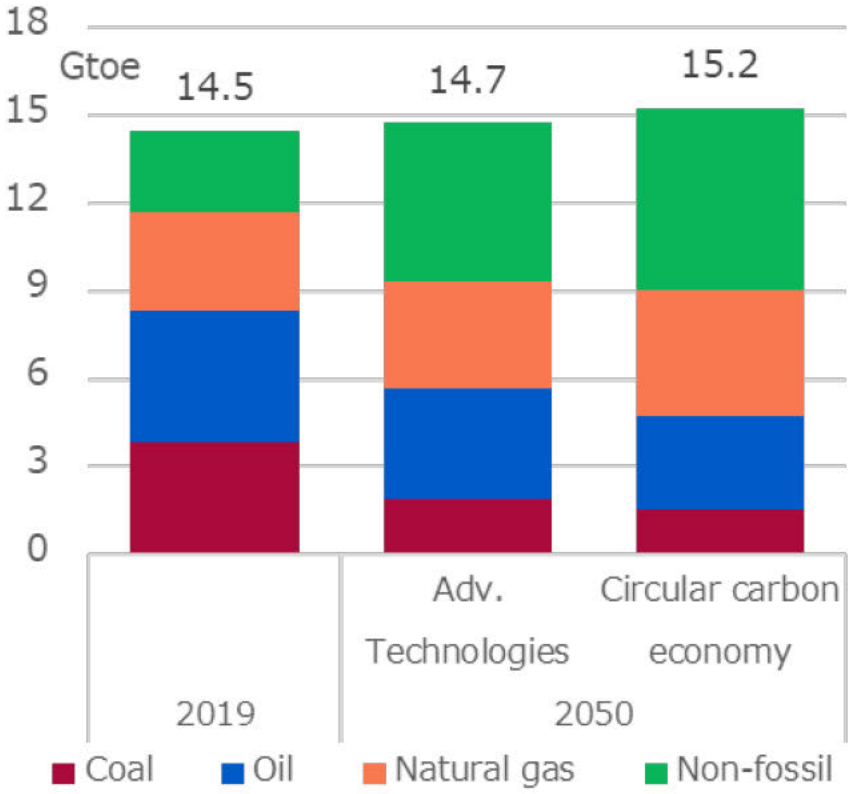
（出所）日本エネルギー経済研究所作成

IEEJ © 2022

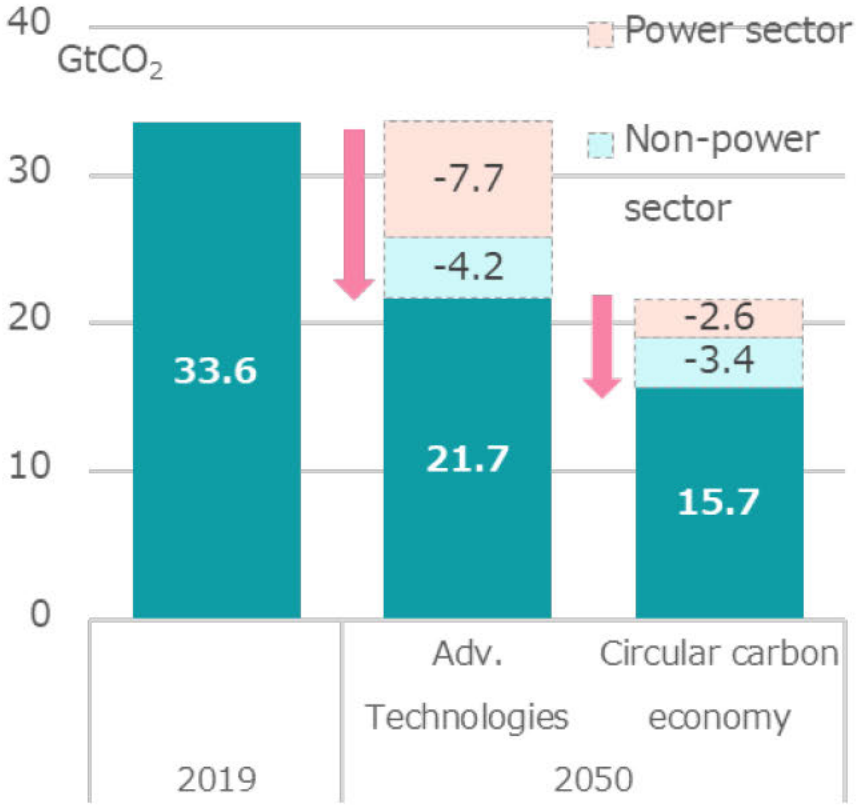
3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果⑥

- CCEシナリオの化石燃料需要はATSシナリオとほぼ同じ。ただし、水素製造用に天然ガス需要が増える。
- 一方、CO2排出量は大幅に減り、排出削減の中心が非電力部門へとシフトする。

【図表3-9 一次エネルギー需要】



【図表3-10 エネルギー消費に伴うCO2排出量】

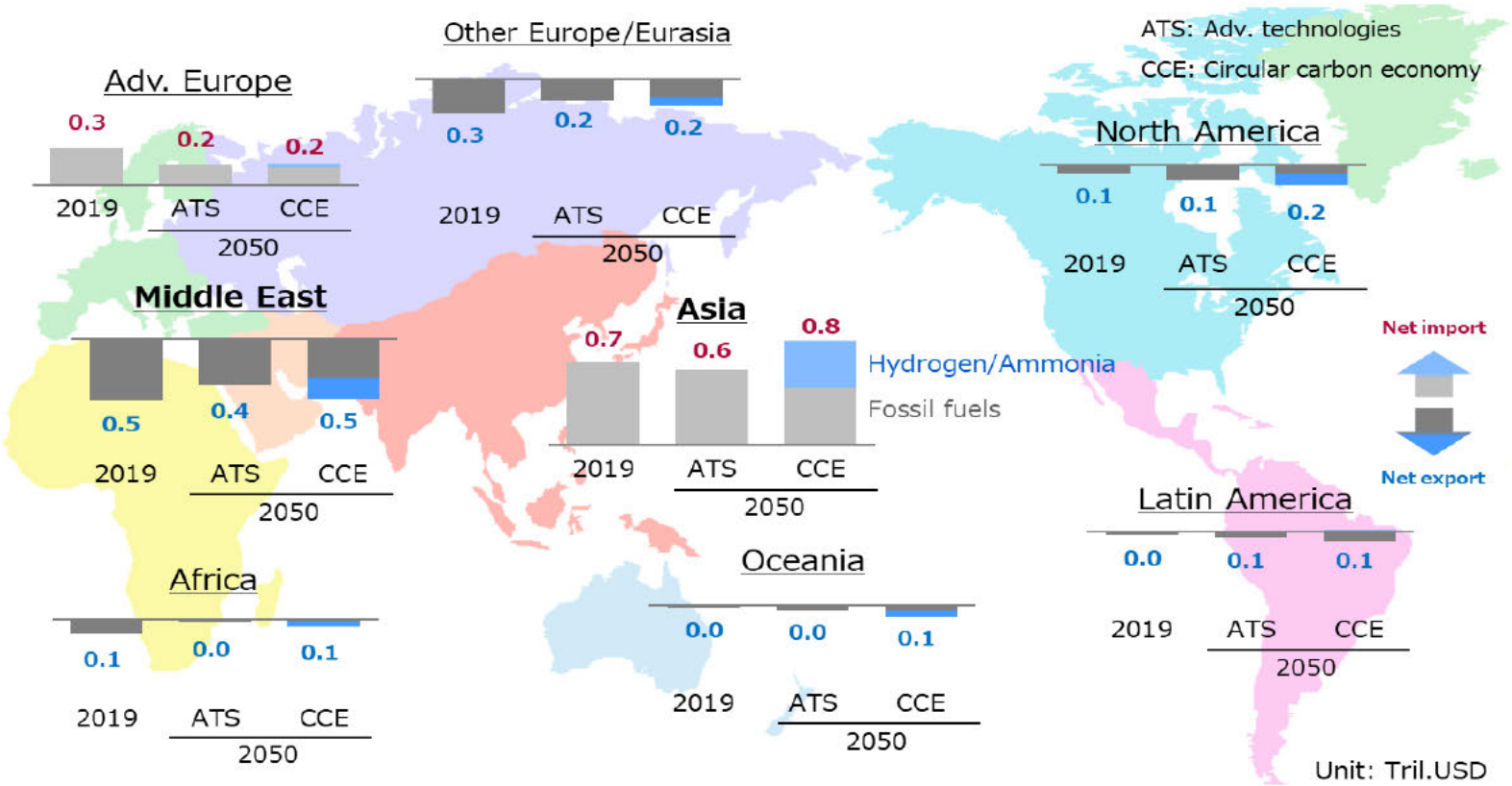


（出所）IEEJアウトルック2022

IEEJ © 2022

- CCEシナリオでは、クリーン水素の貿易が重要な役割を果たす。米国を含む北米は水素／アンモニアの輸出地域となる。

【図表3-11 地域別の水素／アンモニア需給バランス】



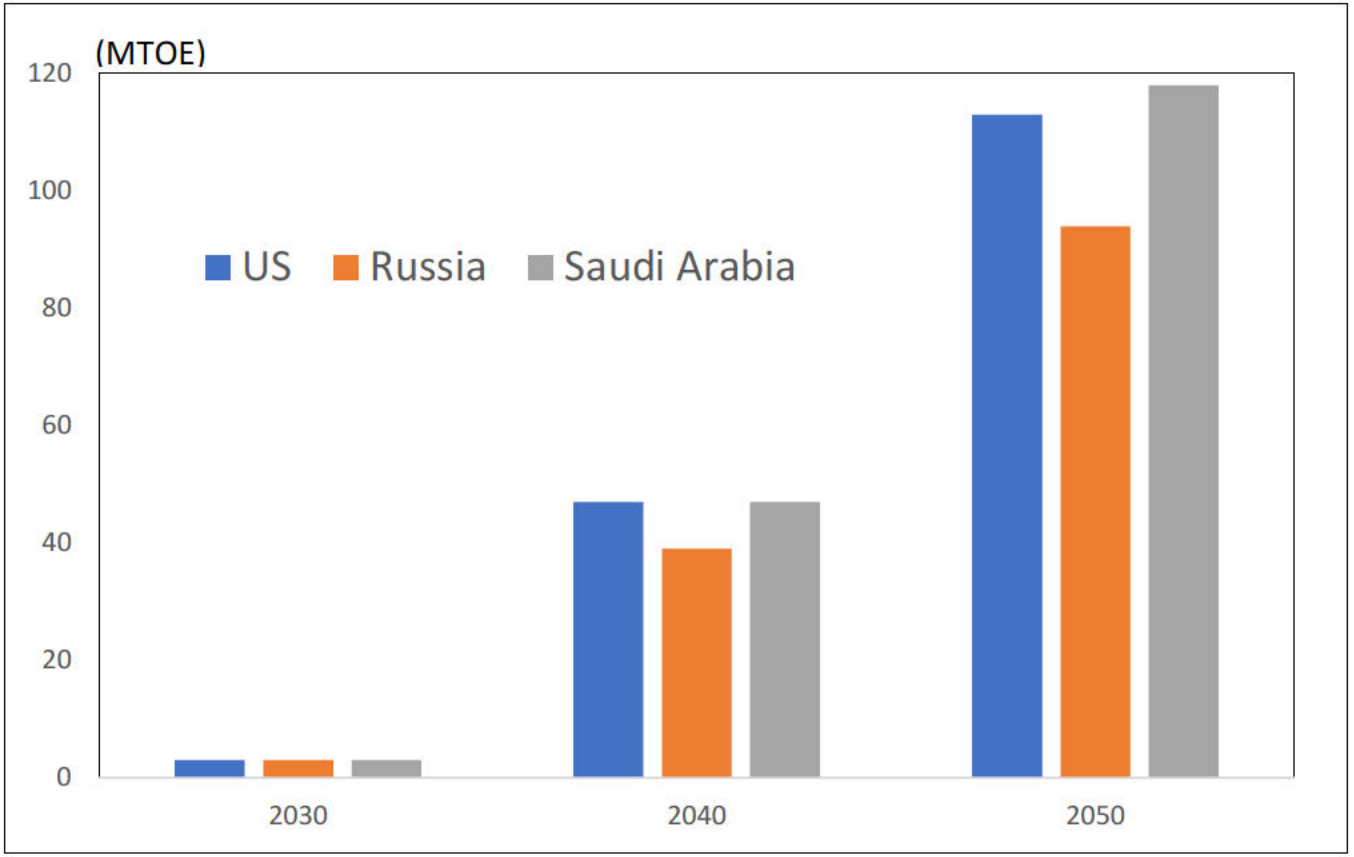
（出所）IEEJアウトルック2022

IEEJ © 2022

3-2　米国LNG輸出の見通しと米国経済への効果⑧

- CCEシナリオでは、クリーン水素の貿易が重要な役割を果たす。米国を含む北米は水素／アンモニアの輸出地域となる。

【図表3-12 主要国のブルー水素輸出量】



（出所）IEEJアウトルック2022

IEEJ © 2022

まとめ

- 米国からのLNG輸出はエネルギーセキュリティを強化し、また市場を安定化させるために重要な役割を果たす。
- また米国からのLNG輸出は、引き続き国際エネルギー市場の重心となるアジアがカーボンニュートラルを目指すうえで、重要なエネルギー供給源となる。
- 米国からのLNG輸出は、国際エネルギー市場のみならず、米国経済にも貢献する。
- 米国からのクリーン水素／アンモニア輸出は、世界のカーボンニュートラルと米国経済の双方に利益をもたらす。

IEEJ © 2022

- 日本エネルギー経済研究所と米国のエネルギーシンクタンクであるEFIによる共同ワークショップ「Energy Security and Economic Interdependence in the US Asia Relationship」を2022年2月に開催した。
- 日米政府関係者や関連機関、エネルギー企業から約80名が参加し、以下の項目に関して議論が交わされた。

1. 米国ーアジアのエネルギー貿易の経済効果
   - アジアのエネルギー供給、エネルギー安全保障、低炭素化、など
   - 米国のLNG輸出や、将来のクリーン水素／アンモニア輸出が国際市場や米国経済に与え得る効果、など
2. アジア諸国のエネルギートランジションにおける米国LNGの役割
   - 日本、韓国、東南アジアの専門家による議論
   - 気候変動対策の強化とLNG、アジアの低炭素化における米国LNGの役割、米国LNG輸出における環境配慮、など
3. 米国ーアジアエネルギー貿易の地政学的な意義
   - 国際天然ガス市場の安定化、市場の安定化いおける輸入者の役割、市場間の接続、 など
   - アジアのエネルギー安全保障における米国LNGの意味、拡大する経済と低炭素化の両立、など

IEEJ © 2022

3-4　IEEJ-EPRINCによる共同ワークショップ①

- 日本エネルギー経済研究所と米国のエネルギーシンクタンクであるEPRINCによる共同ワークショップ「Addressing the Near-Term Energy Crisis and Long-Term Environmental Challenges」を2022年2月に開催した。
- 日米エネルギー企業や政府関係者、関連機関などを中心として約80名が参加し、以下の項目に関して議論が交わされた。

1. エネルギー危機　政策戦略と産業界の取り組み
   - LNG価格の高騰、輸出申請許可等に関する規制機関の認可プロセスのスピードアップ、米国産LNGによるエネルギー安全保障の寄与、金融機関によるファイナンス　など
   - LNG生産企業、研究機関, エネルギーコンサル、LNG業界団体による議論
2. エネルギートランジションにおけるLNGの役割
   - メタネーション、エネルギーセキュリティ、安価かつ安定した価格水準、LNG関連インフラの開発、継続的な上流投資、メタン排出管理　など
   - 日本ガス協会、LNG生産企業、研究機関、エネルギー商社による議論
3. 新しいエネルギー源　アンモニアは近い将来、その役割を果たせるか
   - 既存火力発電所における混焼・専焼、水素サプライチェーン、水素・アンモニア国家戦略、船舶燃料　など
   - エネルギー企業、研究所による議論

IEEJ © 2022

3-4　IEEJ-EPRINCによる共同ワークショップ②

- IEEJ-EPRINCによる本ウェビナーの主な成果は以下の通りである。
  - 日米パネリストによって、米国の規制機関（FERCやDoE）の承認プロセス・スピードに関して議論・問題意識が共有された。
  - 同問題意識のもと、パネリスト企業であった「LNG Alies」がウェビナー開催同日に、エネルギーセキュリティに関して米国バイデン大統領宛ての公開書簡を公表するに至った。
  - 米国産LNGの供給能力は順調に拡大すると予測されており、中長期的な観点において、LNGの供給安定性は米国が重要なキーとなる。
  - 米国のメディアへウェビナーのインビテーションを行うことにより、ネットゼロに向けたトランジションエネルギーとしてのLNGの役割や業界として取り組むべき政策や課題、また邦人企業の取り組みをPRすることができた。

ENERGY SECURITY　FEBRUARY 25, 2022

Joint Letter to President Biden on Energy Security

February 25, 2022

The President
The White House
1600 Pennsylvania Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20500

Dear Mr. President:

In light of this week's invasion of Ukraine by Russia and its implications for domestic and global energy security, our organizations are writing to offer support and urge you to take several specific actions to help bolster U.S. and European energy security right now, at this dangerous juncture, and in the months ahead.

It is now more apparent than ever that U.S. natural gas helps our allies in Europe—and elsewhere—increase their energy security and reduce their greenhouse gas emissions. Prior Republican and Democratic Administrations alike have made it clear that natural gas is a critical part of national security and an important climate solution. We urge your administration to do the same. Working collaboratively, the U.S. government and industry can do more to help our allies while shoring up our own energy security.

First, we encourage you and your Cabinet to publicly signal your support for domestic natural gas and oil production. America's vast energy resources are a strategic asset that can help keep U.S. prices low while supporting our allies abroad. Policies such as pausing leasing on federal lands, preventing new pipeline infrastructure, and discouraging investments across the hydrocarbon value chain hamper U.S. production, thereby driving up prices and making the world more reliant on energy from nations such as Russia. In addition, as energy prices are set by the global commodity market, just the perception that production will be constrained often leads to higher prices.

Second, we ask that you work with the EU leadership to stand-up a joint EU-U.S. Emergency Energy Infrastructure Council—perhaps under the auspices of the EU-U.S. Energy Council—to work with U.S. and European business interests to expand the long-term commercial relationships needed to "green-light" additional U.S. LNG export capacity, European LNG receiving terminals, and associated pipelines on both sides of the Atlantic. The goal should be to have new "virtual transatlantic gas pipelines" in place as soon as possible, but no later than the Winter 2022-2023 heating season.

※一部抜粋

（出所）LNG Alies
https://lngallies.com/energysecurity/

IEEJ © 2022

第4章　LNG・天然ガス火力のバックアップ電源としての役割の明確化

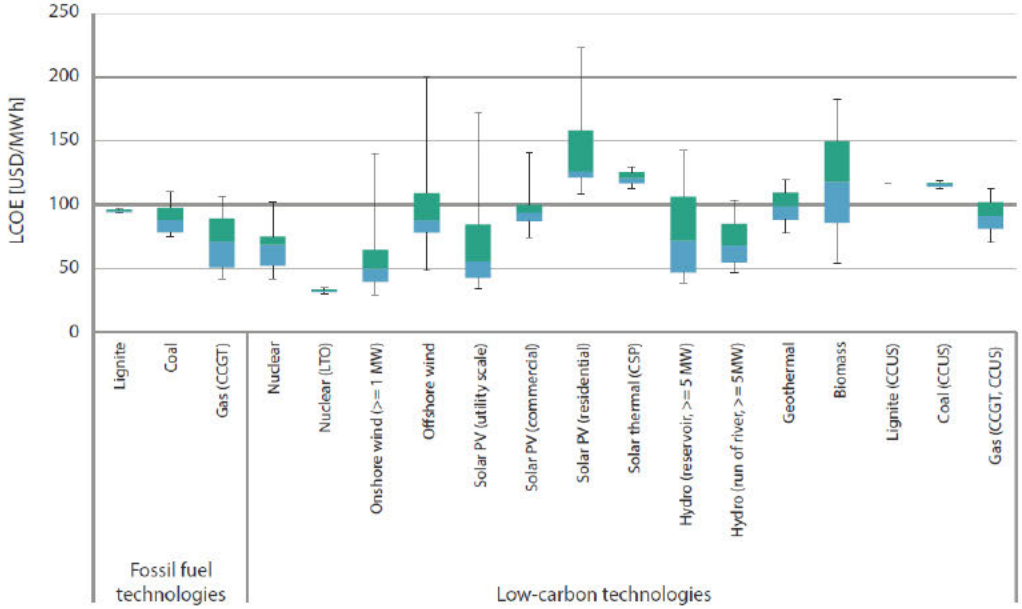
- 出力の変動する再生可能エネルギーが増えるなか、電力の需給調整をどう行うかが課題となっている。本章では、電力の需給調整におけるLNG・天然ガス火力の特徴を、大きく「ガス火力の特徴」「再生可能エネルギー発電出力変動への対応」「ガス火力発電市場」に分けて分析した。
- 「ガス火力の特徴」では、他電源との比較で発電コストや需給調整能力の特徴を分析した。
- 「再生可能エネルギー発電出力変動への対応」では、実績データをもとに、純負荷（需要－風力・太陽光出力）の3時間変動に対してガス火力/火力、輸出入、水力/揚水がそれぞれどの程度貢献したかを分析した。
- 「ガス火力発電市場」では、今後のガス発電市場の見通しを分析したうえで、発電用ガスタービン製造の競争状態や、水素混焼など技術開発の動向を整理した。

IEEJ © 2022

4-1　ガス火力の特徴　～競争力～

- 国や条件によって状況は異なるものの、ガス火力の発電コストは原子力や事業用太陽光や水力と同水準。CCSを設置したとしても洋上風力と同水準、小型太陽光よりも安価との試算結果。
- ただし燃料費の変動や今後見込まれる炭素価格の上昇に留意する必要。
- 出力が制御できない太陽光や風力との比較では、発電出力を計画、指示できること（dispatchable）が強み。

【図表4-1 発電コスト評価】



Note: Values at 7% discount rate. Box plots indicate maximum, median and minimum values. The boxes indicate the central 50% of values, i.e. the second and the third quartile.

発電コストの評価例

2025年のモデルプラントの発電コスト試算例を
24か国から243例収集整理したもの。

割引率 = 7%。

炭素価格 = $30/ton-CO2

Nuclear (LTO) = 稼働年数を延長した原子力発電

（出所）IEA/NEA(2020), Projected Cost of Generating Electricity 2020 edition

IEEJ © 2022

4-1　ガス火力の特徴　～柔軟性①～

- 発電技術によって幅があるが、一般的にガス火力は貯水型水力と並んで高い柔軟性（他の電源と比較して最低負荷が小さい、最大負荷変化速度が大きい、起動時間が短い）をもつ。
- ガス火力の中では、ガスエンジン（1分以内に最大／最低負荷に到達、起動時間0.1時間等）がより高い柔軟性を持つ。一方、2軸式のオープンサイクルガスタービンは待機時に発電機を回転させておくことで電圧の安定化機能も発揮することができる。

【図表4-2 発電技術毎の柔軟性】

	Technology	Mini stable output (%)	Ramp rate (%/min)	Lead time, warm (h)
Firm RE	Reservoir hydro	5-6**	15-25	< 0.1
	Solid biomass	- ***	- ***	- ***
	Biogas	- ***	- ***	- ***
	Solar CSP/STE[1]	20-30	4-8	1-4****
	Geothermal	10-20	5-6	1-2
Dispatchable non-RE	Combustion engine bank CC	0	10-100	0.1-0.16
	Gas CCGT inflexible	40-50	0.8-6	2-4
	Gas CCGT flexible	15-30*****	6-15	1-2
	Gas OCGT	0-30	7-30	0.1-1
	Steam turbine (gas/oil)	10-50	0.6-7	1-4
	Coal inflexible	40-60	0.6-4	5-7
	Coal flexible	20-40	4-8	2-5
	Lignite	40-60	0.6-6	2-8
	Nuclear inflexible	100******	0******	na******
	Nuclear flexible	40-60******	0.3-5	na******

（出所）IEA(2014), The Power of Transformation

発電技術ごとの柔軟性の特徴

CC = コンバインドサイクル

CCGT = コンバインドサイクルガスアービン

CSP = 集光型太陽熱発電

OCGT = オープンサイクルガスタービン

STE = 太陽熱発電

** 運用及び環境上の制約は、柔軟性の活用に大きな影響を与える場合がある。

*** 特性はガス火力もしくは石炭火力に類する。

**** 十分な蓄熱が行えない場合、起動時間はかなり長くなる。

***** 効率を下げ、蒸気をバイパスすることで電源の最低出力は15%を達成した。

****** 安全保障規制により、出力変更が禁止される場合がある。高温待機状態からの起動時間は2時間から2日間まで幅がある。

IEEJ © 2022

参考）IRENAによる評価例

- 石炭火力との比較では、ガス火力の方がより高い柔軟性を提供できる。
- ガス火力のなかでは、ガスエンジン（表中のICEが該当）が最も柔軟性が高い。

【図表4-3 発電技術毎の柔軟性（IRENA）】

Type of point		Start-up time[a]	Start-up cost (USD/MW instant start)	Minimum load [% Pnom]	Efficiency (at 100% load)	Efficiency (at 50% load)	Avg. ramp rate [% Pnom/min]	Minimum uptime	Minimum downtime
Hard coal	Average plant	2-10 h[a]	> 100	25-40%[a]	43%	40%	1.5-4%[a]	48 h	48 h
	Post flexibilisation	80 min-6 h[a]	> 100	10-20%[b]	43%	40%	3-6%[a]	8 h	8 h
Lignite	Average plant	4-10 h[a]	> 100	50-60%[a]	40%	35%	1-2%[a]	48 h	48 h
	Post flexibilisation	75 min-8 h[c]	> 100	10-40%[b]	40%	35%	2-6%[c]	8 h	8 h
CCGT	Average plant	1-4 h[a]	55	40-50%[a]	52-57%	47-51%	2-4%[a]	4 h	2 h
	Post flexibilisation initiatives	30 min-3 h[a]	55	20-40%[c]	52-57%	47-51%	8-11%[c]	4 h	2 h
OCGT	Average plant	5-11 min	< 1-70	40-50%	35-39%	27-32%	8-12%	10-30 min	30-60 min
	Post flexibilisation/ advanced plant	5-10 min	< 1-70	20-50%	35-39%	27-32%	8-15%	10-30 min	30-60 min
ICE[c]	Average plant	5 min	< 1	20% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min
	Post flexibilisation/ advanced plant	2 min	< 1	10% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min

（出所）IRENA(2019), Flexibility in Conventional Power Plants

発電技術ごとの柔軟性の特徴（IRENAによる評価）

ICE = エンジン発電（ガスまたは石油）
CCGT = コンバインドサイクルガスアービン
OCGT = オープンサイクルガスタービン
STE = 太陽熱発電

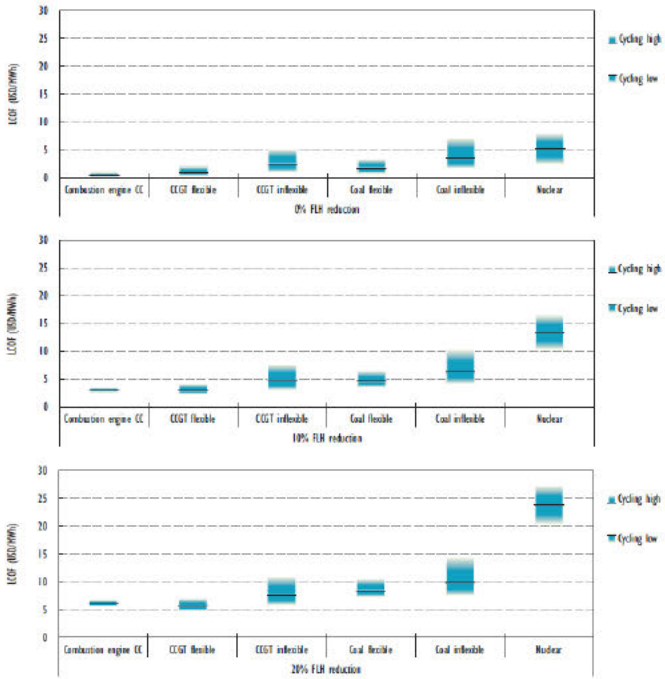
起動時間はホットスタート（停止時間8時間未満）の場合。

IEEJ © 2022

参考）IRENAによる評価例

- 需給調整を目的とした電源は、設備利用率の低下から発電コストが上昇する。
- ガス火力は石炭火力や原子力発電と比較して、定格負荷での運転時間減少による追加コストが小さい。（定格負荷運転20%減の場合、追加コストはガス火力が$5-10/MWh程度、石炭火力が$8-15程度、原子力が$20-27程度）

【図表4-4 設備利用率によるコスト変化（IRENA）】



（出所）IEA(2014), The Power of TransformationPower Plants

設備利用率の低下による追加コストの変化

CC = コンバインドサイクル

CCGT = コンバインドサイクルガスタービン

FLH = 定格負荷による運転時間

LCOF = 均等化柔軟性コスト

IEEJ © 2022

4-2　再生可能エネルギー発電出力変動への対応

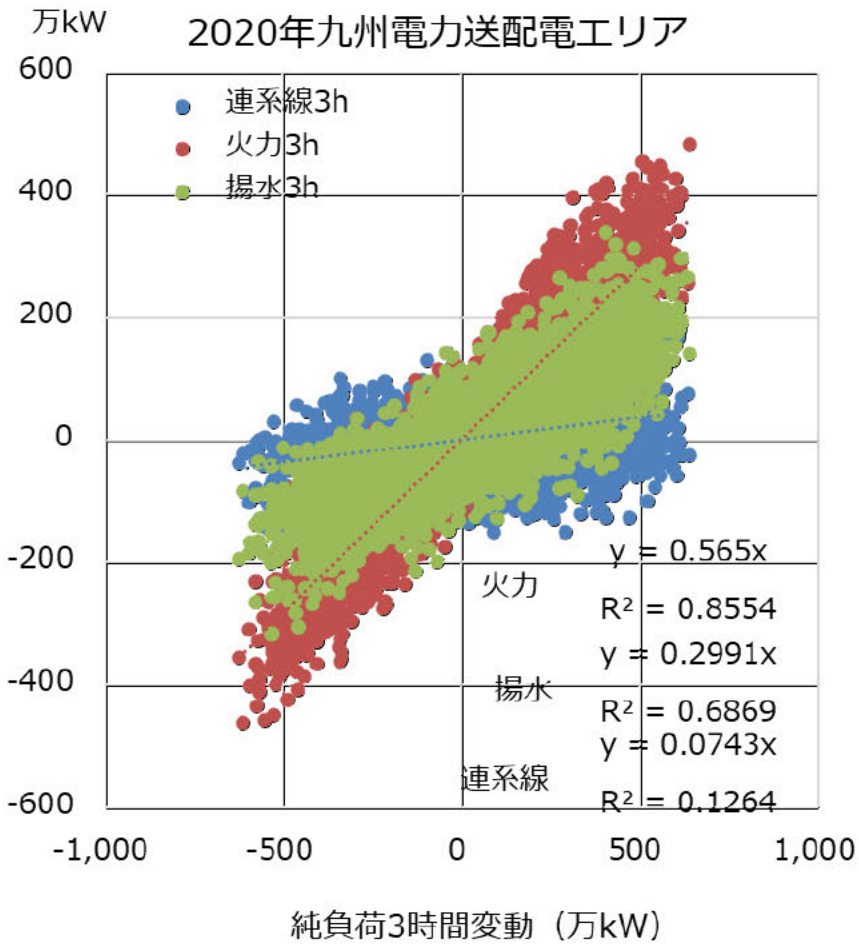
- 再生可能エネルギー発電が導入拡大した場合、出力変動への対応が課題になる。そうした対応に関する指標として、純負荷（需要－風力・太陽光出力）の3時間変動に対し、ガス火力/火力、輸出入、水力/揚水がどの程度貢献しているのか推定を行った。
- 対象国・地域は、再生可能エネルギー発電の導入量の多い九州エリア、カリフォルニアISO、イギリス、アイルランド、ドイツ及びデンマークについて分析を行った（デンマークは水力未設置のため石炭火力の貢献度の算定を行った）。期間は2020年の1年間のデータを用いて、純負荷3時間変動に対して、当該時間帯におけるガス火力/火力、輸出入、水力/揚水の変分の回帰線を算定し、係数を貢献度とした。
- 算定結果は下表の通りである。九州、カリフォルニアISO及びイギリスでは火力/ガス火力の貢献度が高い。一方、カリフォルニアISO、アイルランド及びデンマークは輸出入の貢献度が高い。ドイツは揚水発電の貢献度が高い。揚水発電の導入量が多い又は周囲の国・地域に弾力的供給力が豊富でない場合には、ガス火力が再生可能エネルギー発電の導入拡大への対応において重要となる。

【図表4-5 再エネ出力変動の貢献度】

	九州	CAISO	イギリス	アイルランド	ドイツ	デンマーク
火力/ガス火力	56.5%	42.29%	58.13%	28.61%	10.87%	6.6%
輸出入	7.43%	43.95%	15.74%	41.94%	28.72%	76.3%
水力/揚水	29.91%	13.04%	8.15%	12.54%	36.4%	—
石炭火力	—	—	—	—	17.44%	10%
合計	93.84%	99.28%	82.02%	75.99%	93.43%	82.9%

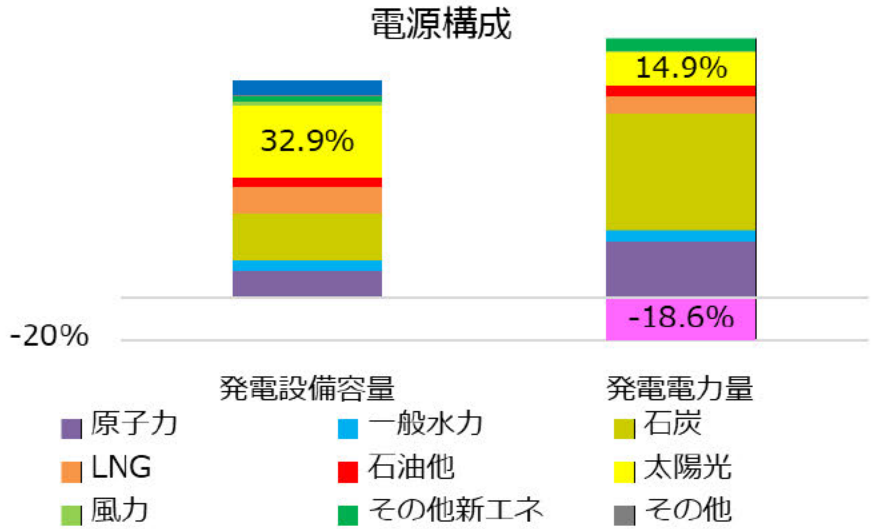
IEEJ © 2022

九州における純負荷3時間変動への貢献



（出所）九州電力送配電、「エリア需給実績」より作成

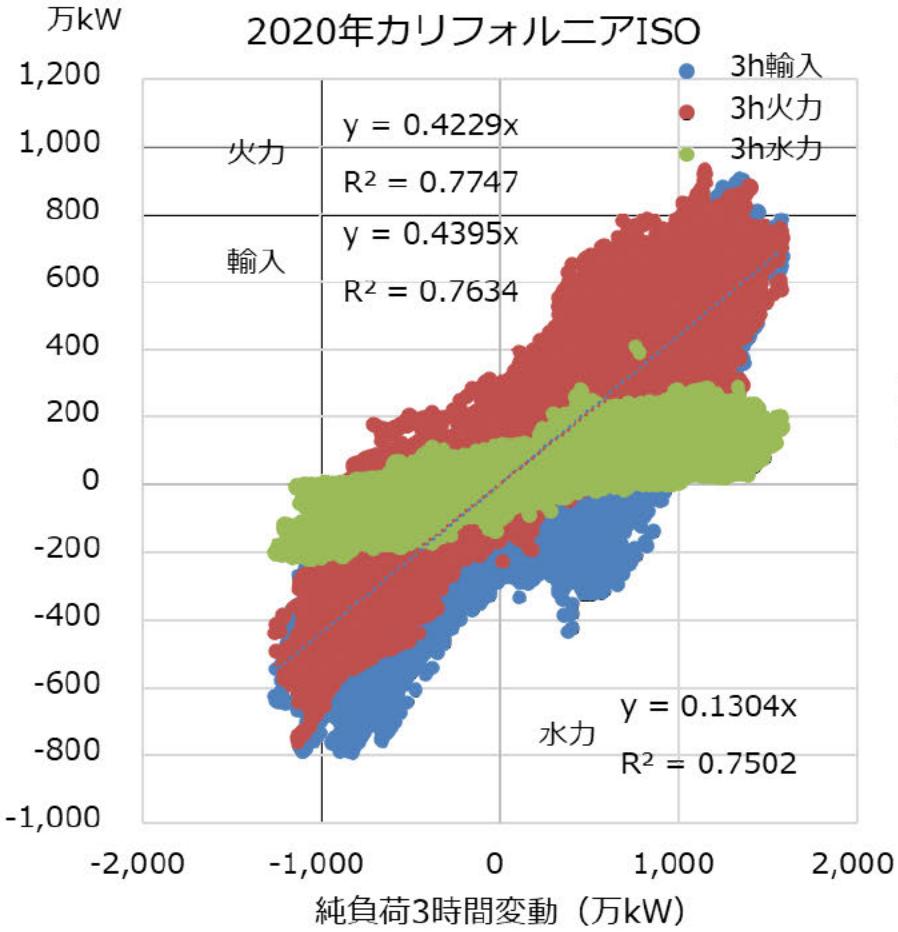
- 九州エリアは九州電力送配電が需給運用を行っており、関門連系線を通じて本州と同期連系している。
- 九州エリアは純輸出地域であり、発電量の2割近くを輸出している。九州エリアの再エネは太陽光発電が多く、14.9%を占めている。風力発電・太陽光発電の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対しては火力の貢献度が高い。



（出所）発電設備容量は電力広域的運営推進機関「供給計画」、発電電力量は九州電力送配電「エリア需給実績」及び電力広域的運営推進機関「供給計画」より作成

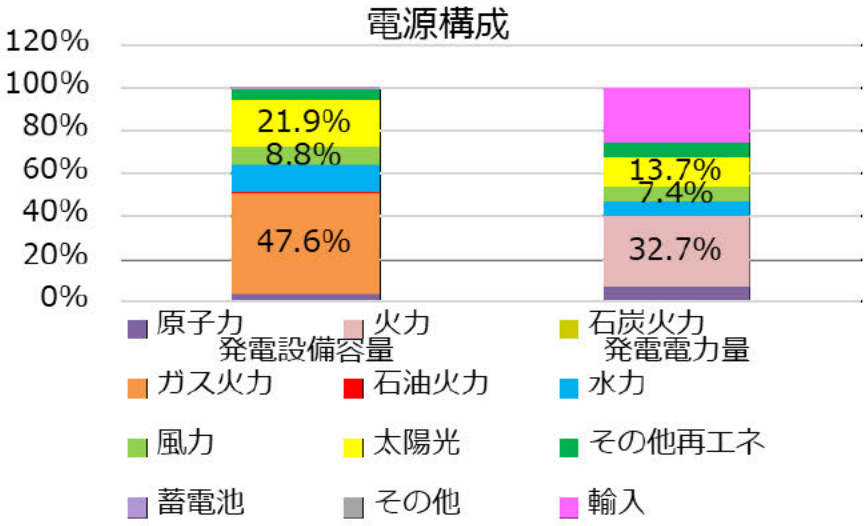
IEEJ © 2022

カリフォルニアISOにおける純負荷3時間変動への貢献



（出所）カリフォルニアISO、" Production and Curtailments Data - 2020"より作成

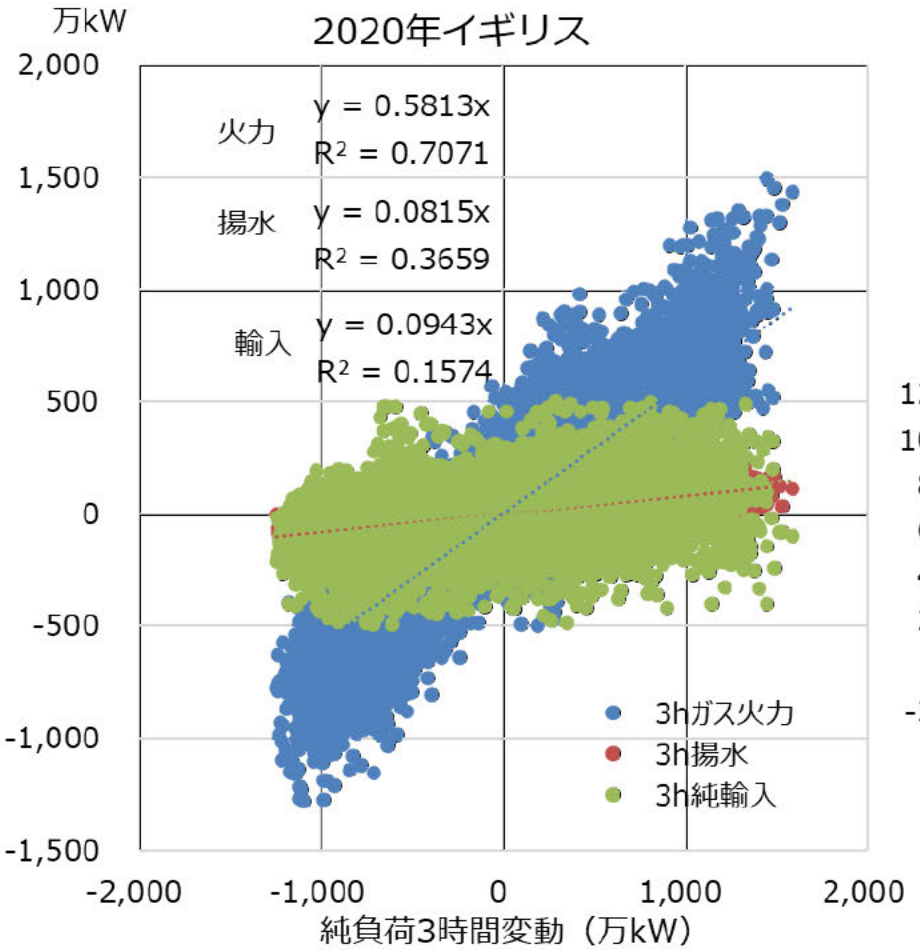
- カリフォルニアISOは北米西部系統に属しており、周囲の8バランシングエリアと連系している。
- 発電電力量のうち風力が7.4%、太陽光が13.7%を占めており、風力発電・太陽光発電の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対しては輸出入及び火力（ほぼガス火力）の貢献度が高い。



（出所）発電設備容量はEIA" Preliminary Monthly Electric Generator Inventory"、発電電力量はカリフォルニアISO" Production and Curtailments Data - 2020"より作成

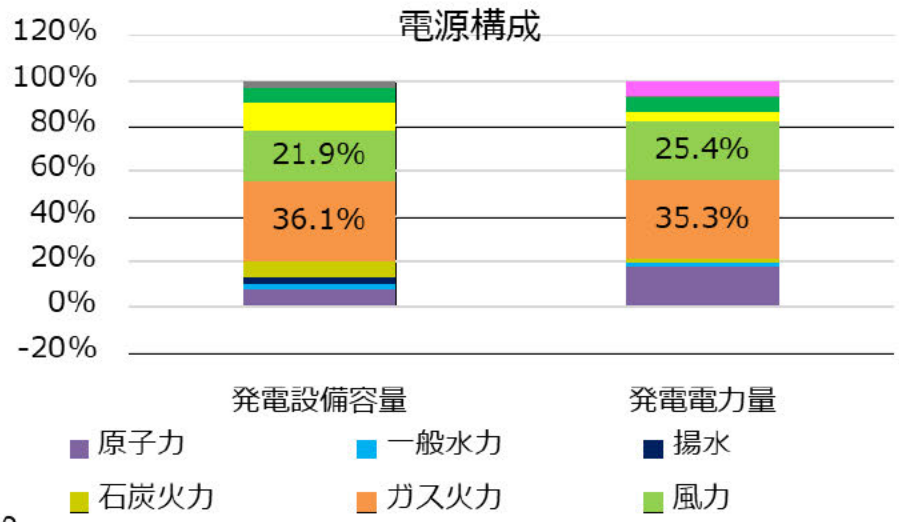
IEEJ © 2022

イギリスにおける純負荷3時間変動への貢献



（出所）National Grid ESO、" Historic Generation Mix & Carbon Intensity"及び" Historic Demand Data"より作成

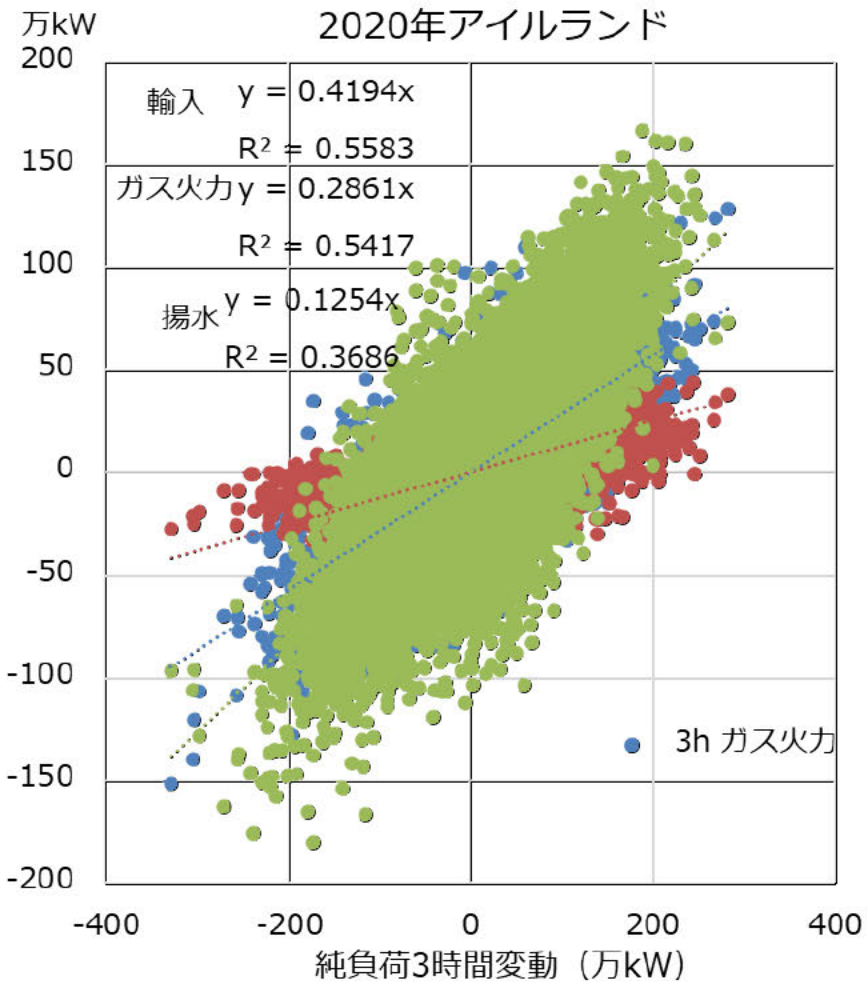
- イギリス系統はイングランド＆ウェールズ及びスコットランドで構成されており、National Grid ESOが需給運用を行っている。イギリス系統はフランス、アイルランド、オランダ、ベルギー及びノルウェーと連系している。
- イギリスの発電電力量の25.4%が風力発電で、ガス火力も35.3%と多い。風力発電・太陽光発電の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対してはガス火力の貢献度が高い。



（出所）発電設備容量はENTSO-E、"Transparency Platform"、発電電力量はNational Grid ESO、" Historic Generation Mix & Carbon Intensity"及び" Historic Demand Data"より作成

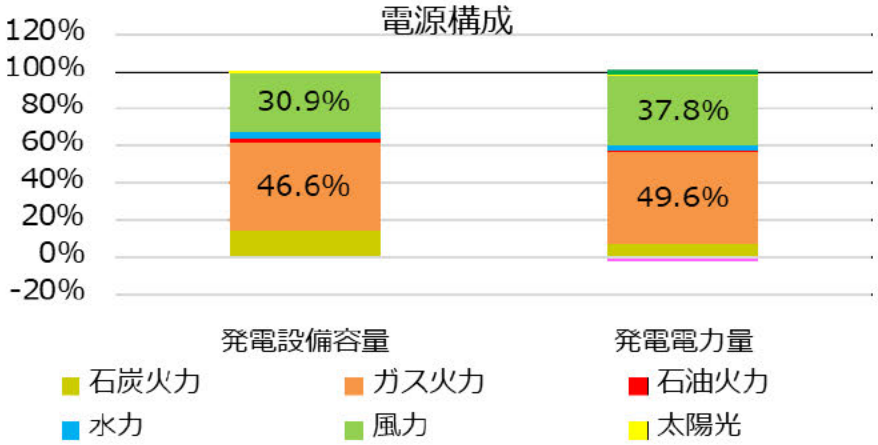
IEEJ © 2022

アイルランドにおける純負荷3時間変動への貢献



（出所）ENTSO-E、"Transparency Platform"より作成

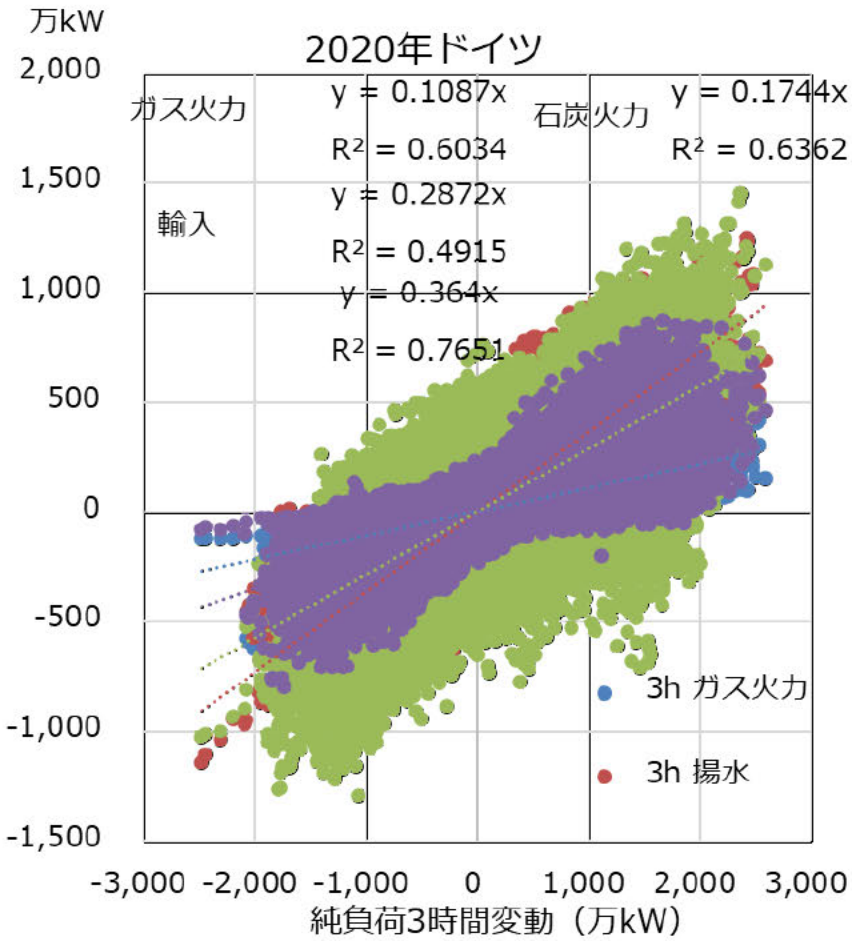
- アイルランド系統はアイルランドと北アイルランドが送電会社Eirgridグループとして同期系統を構成して需給運用が行われている。イギリス系統と連系しており、アイルランドとウェールズそして北アイルランドとイングランド北部において連系線で結ばれている。
- アイルランドの発電電力量の37.8%が風力発電で、その他の発電はガス火力が5割近くを占めている。風力の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対しては輸出入の貢献度が高い。



（出所）発電設備容量はアイルランドがEIA, "Electricity Information"で2018年値、北アイルランドがBEIS, "Digest of United Kingdom Energy Statistics"で2020年値、発電電力量はEirgrid、"System and Renewable Reports"で2020年値

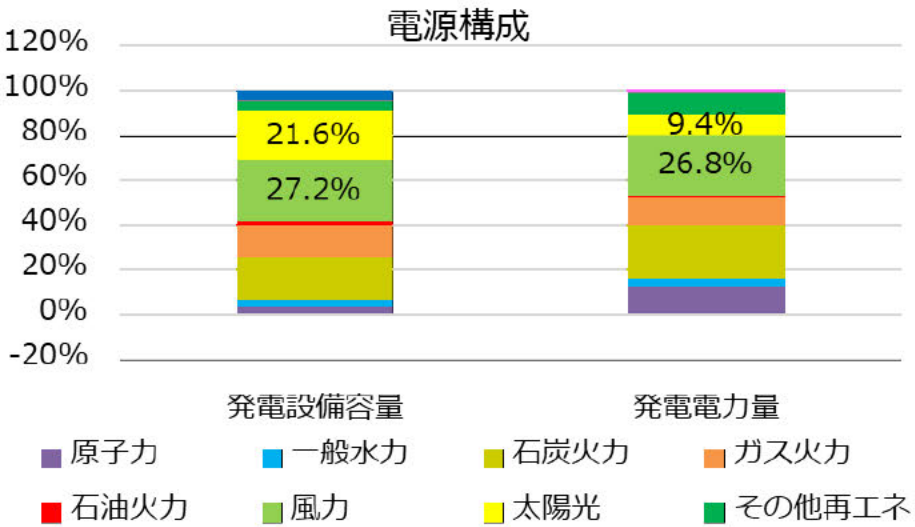
IEEJ © 2022

ドイツにおける純負荷3時間変動への貢献



（出所）ENTSO-E、"Transparency Platform"より作成

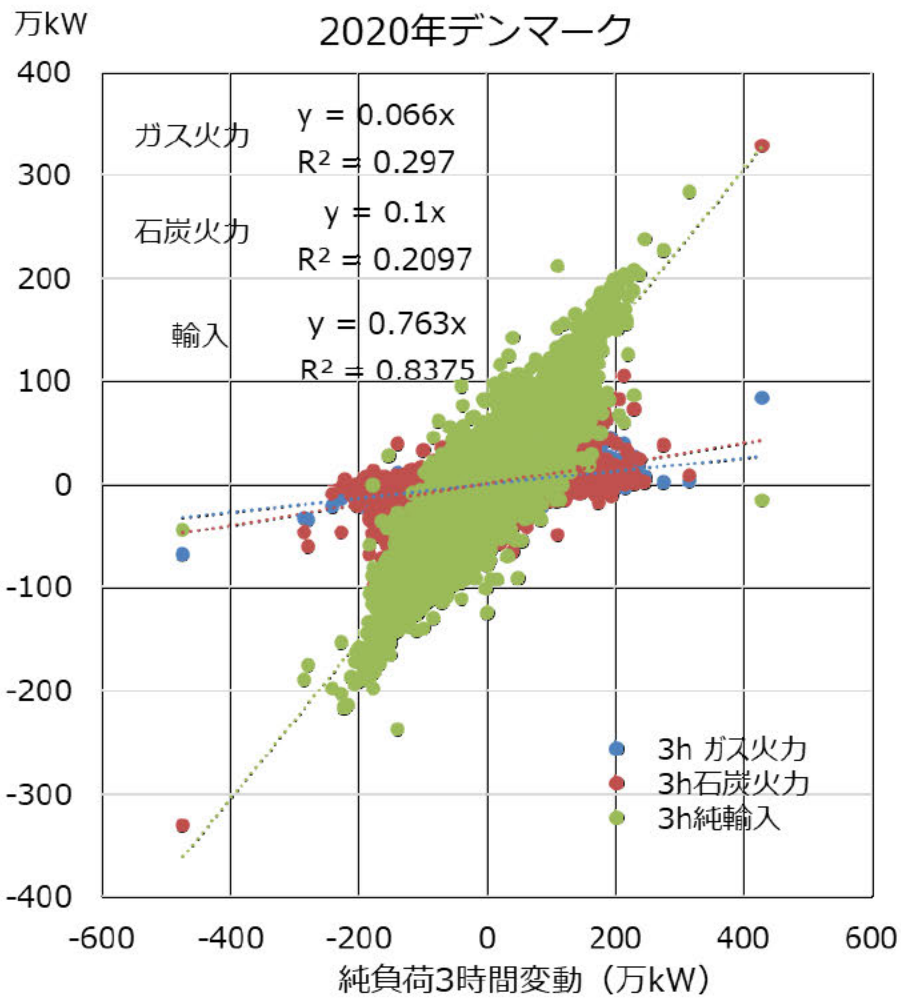
- ドイツは大陸欧州系統に属しており、周囲の9ヵ国と輸出入を行っている。
- ドイツの発電電力量のうち風力が26.8%、太陽光が9.4%を占めており、風力・太陽光の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対しては揚水の貢献度が高く、次いで石炭火力の貢献度が高い。



（出所）ENTSO-E、"Transparency Platform"より作成

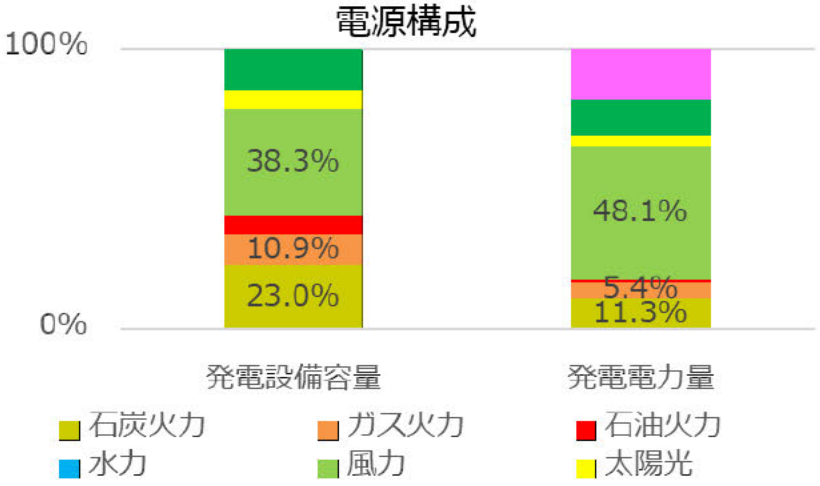
IEEJ © 2022

デンマークにおける純負荷3時間変動への貢献



（出所）ENTSO-E、"Transparency Platform"より作成

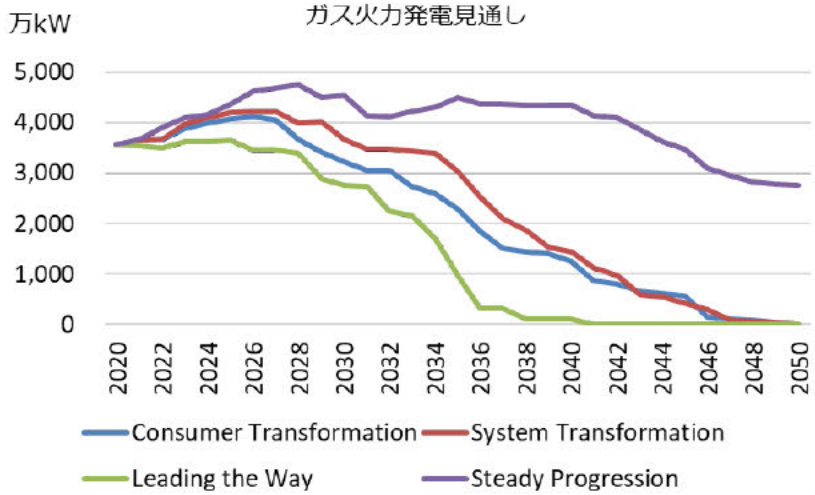
- デンマークは西部が大陸欧州と同期連系し、東部が北欧と同期連系しつつ東西が直流で連系している。送電会社Energinetが需給運用を行っているが、西部はドイツのTenneTが周波数維持の責任を有し、東部は北欧全体で周波数維持の責任を有している（主にノルウェーとスウェーデン）。
- デンマークの発電量の5割近くが風力発電で火力発電の発電量は僅かとなっている。2割近くを輸入に依存している。風力・太陽光の出力変動に伴う純負荷の3時間変動に対しては輸出入の貢献度が高い。

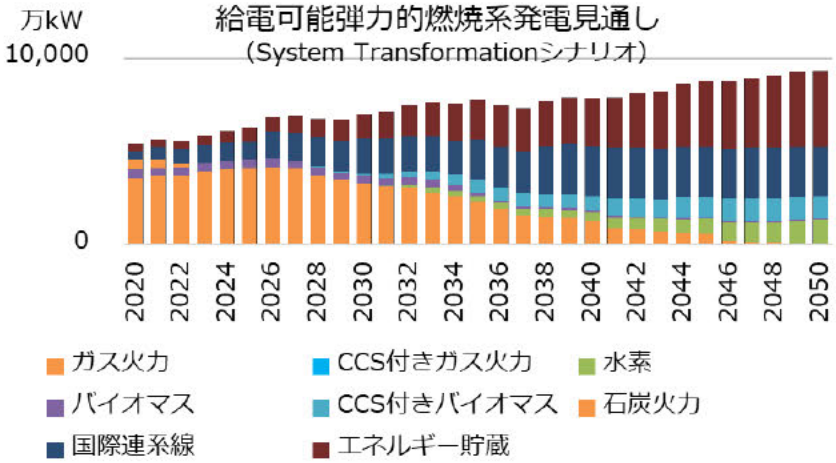


（出所）ENTSO-E、"Transparency Platform"より作成

IEEJ © 2022

参考）イギリスFuture Energyシナリオにおける給電可能燃焼系発電の見通し



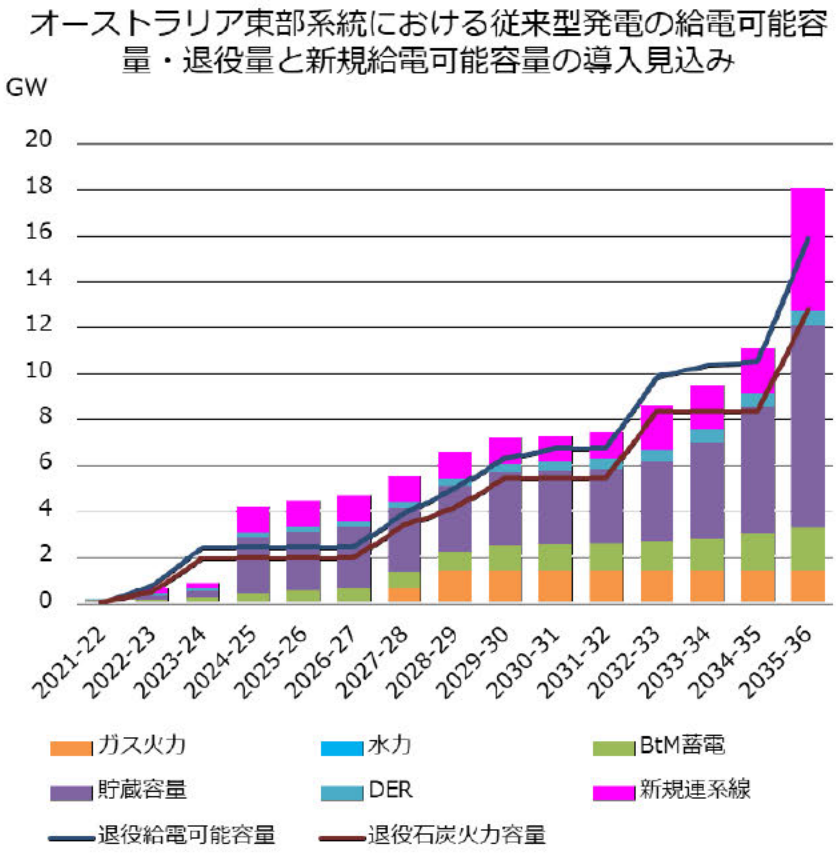


（出所）National Grid ESO, “Future Energy Scenarios”, 2021年7月

- イギリスでは系統運用者であるNational Grid ESOが毎年Future Energy Scenariosを通じて、将来に向けての長期電力需給見通しを公表している。同シナリオでは脱炭素化の進展速度と社会変革度合いに応じて、Consumer Transformation、System Transformation、Leading the WayそしてSteady Progressionと4つのシナリオに基づき各種技術の普及度合いの見込みを作成している。
- 給電可能な供給力としてのガス火力は3つのシナリオで2020年代半ばから減少を始めるとしているが、最も保守的なSteady Progressionシナリオでは2040年初頭まで高い水準を維持している。ガス火力に置き換わるのは給電可能燃焼系発電では水素発電やCCS付きバイオマス発電であるが、これらは2030年代から導入が進むと見込まれている。その他、蓄電池やヒートポンプが弾力性を提供するようになるとしている。

IEEJ © 2022

参考）オーストラリアにおける統合的系統計画における新規給電可能容量の見通し



- オーストラリア東部系統では2年に一度統合的系統計画（Integrated System Plan）を作成し、オーストラリア東部系統における電気事業における事業機会の展望を示している。2020年の統合的系統計画では将来の負荷追従用の給電可能設備容量の見通しを公表しているが、現状で予定されているプロジェクト以外の新規蓄電池へのニーズは石炭火力の退役が進む2032年以降と評価している。
- 同地域では揚水発電や蓄電池が利益を出しているが、依然として既存火力の方が新規技術よりも競争力があり、石炭火力退役に伴って新規技術より先にガス火力の増加が見込まれている。
- なお水素の活用は2020年統合的系統計画には含まれていないが、2022年版では含む方向で検討が行われている。

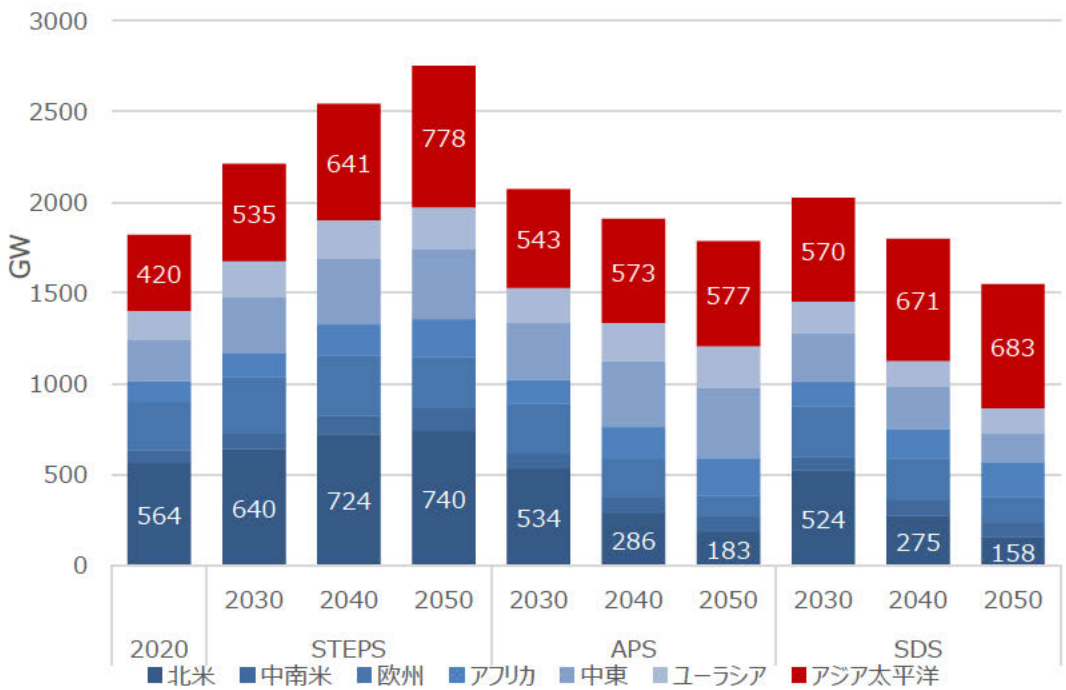
（出所）AEMO, “2020 Integrated System Plan”, 2020年7月

IEEJ © 2022

4-3　アジアが世界最大のガス火力市場へ①

- 公約達成シナリオ（APS）および持続可能シナリオ（SDS）では、2030年にかけて世界のガス火力の増を見込むものの、2030年以降は減少傾向となる見通し。
- いずれのシナリオでも、アジアのガス火力発電設備容量は2020年の420GWよりも大きくなり（2050年にAPSで577GW、SDSで683GW）、北米を抜いて世界最大のガス火力発電市場となる見通し。

【図表4-6 ガス火力の設備容量見通し】



（出所）IEA(2021), World Energy Outlook 2021

ガス火力の設備容量見通し
（CCS付きガス火力を含まない）

STEPS = 宣言政策シナリオ：実現可能性を踏まえ、公約などは必ずしも達成されない。

APS = 公約達成シナリオ：NDCなどの公約は全て達成。

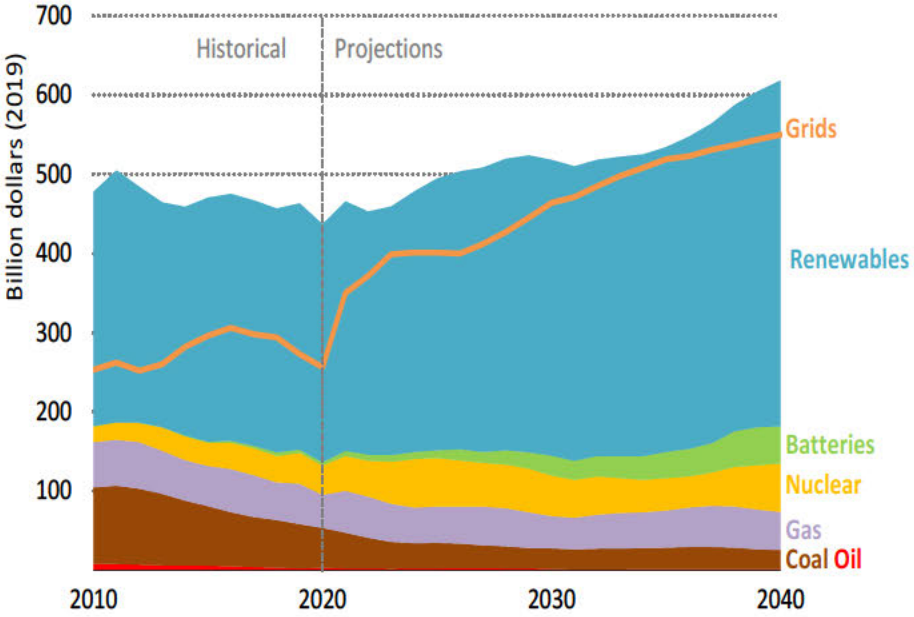
SDS = 持続可能開発シナリオ：SDGsの達成に向けた動きが進展し、世界は2070年にCO2排出実質ゼロに。

IEEJ © 2022

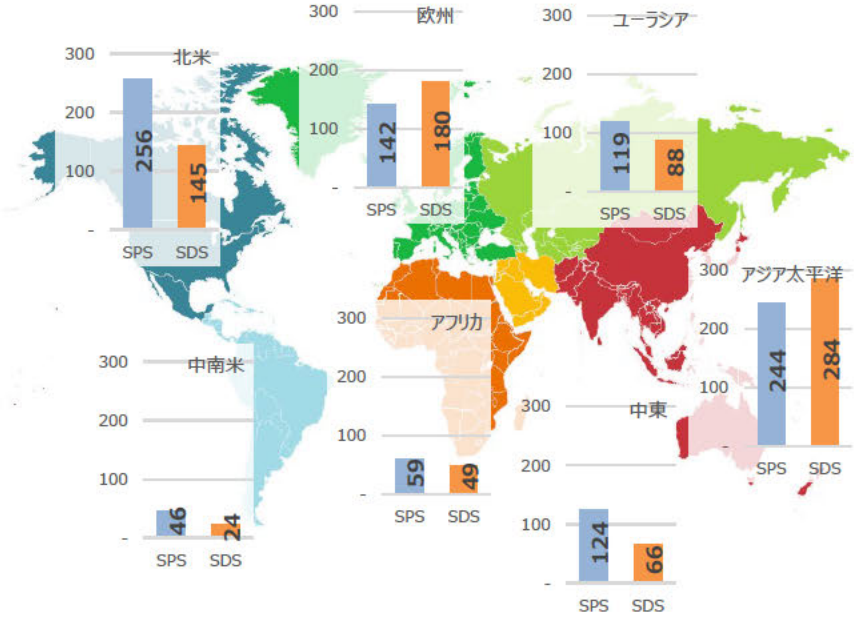
4-3　アジアが世界最大のガス火力市場へ②

- 電力全体では再エネと送配電投資が中心。ガス火力では現在(510億ドル、2019年)と同規模の投資を見込む。
- 世界全体ではシナリオによって平均年400-500億ドルのガス火力発電投資が、うちアジア地域では、電力需要の著しい拡大から平均年120-140億ドルの投資が必要となる見込み。

【図表4-7 電力投資の見通し（STEPS）（IEA 2020年見通し）】



【図表4-8 ガス火力への投資額の見通し（2020-2040年累積、10億ドル）（IEA 2020年見通し）】



STEPS ＝ 宣言政策シナリオ：宣言済みの目標や政策を実現。（WEO2021のSTEPSとは定義が異なる）

SDS ＝ 持続可能開発シナリオ：SDGsの達成に向けた動きが進展し、世界は2070年にCO2排出実質ゼロに。

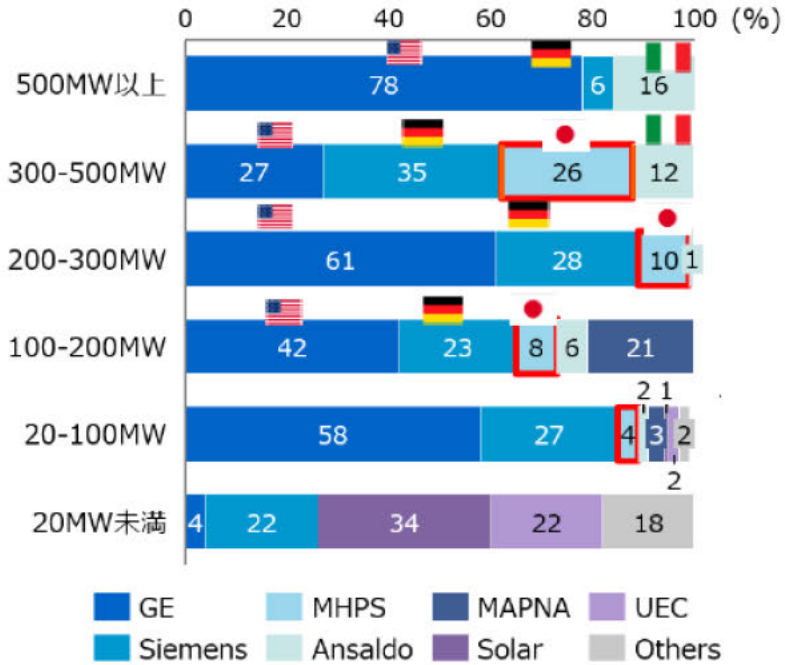
（出所）IEA(2020), World Energy Outlook 2020

IEEJ © 2022

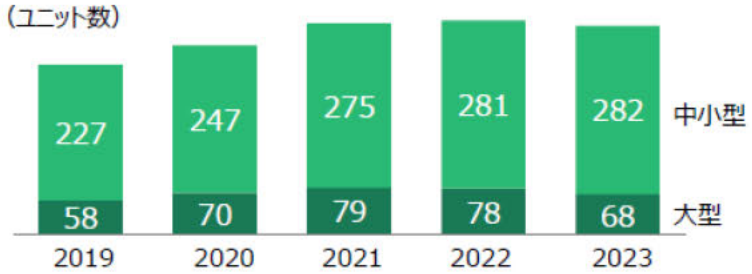
4-3　ガスタービン市場の激しい競争

- 大型ガスタービンは寡占市場で日本企業も一定のシェア（300-500MW規模では26%）を持つ一方、小型ガスタービンでは海外企業が優位（日本企業のシェアは10%未満）。
- 再エネの需給調整では高い柔軟性とともに分散立地も求められることから、中小型ガスタービンのニーズが高まるとの見方もある。

【図表4-9 サイズ別ガスタービン販売数シェア（2015-2019年累積）】



【図表4-10 ガスタービン販売数予測】



GE = General Electric（アメリカ）

MHPS = 三菱日立パワーシステム（現、三菱パワー：日本）

MAPNA = MAPNA Turbine Engineering and Manufacturing Company（イラン）

UEC = United Engine Corporation（ロシア）

Siemens（ドイツ）

Ansaldo = Ansaldo Energia（イタリア）

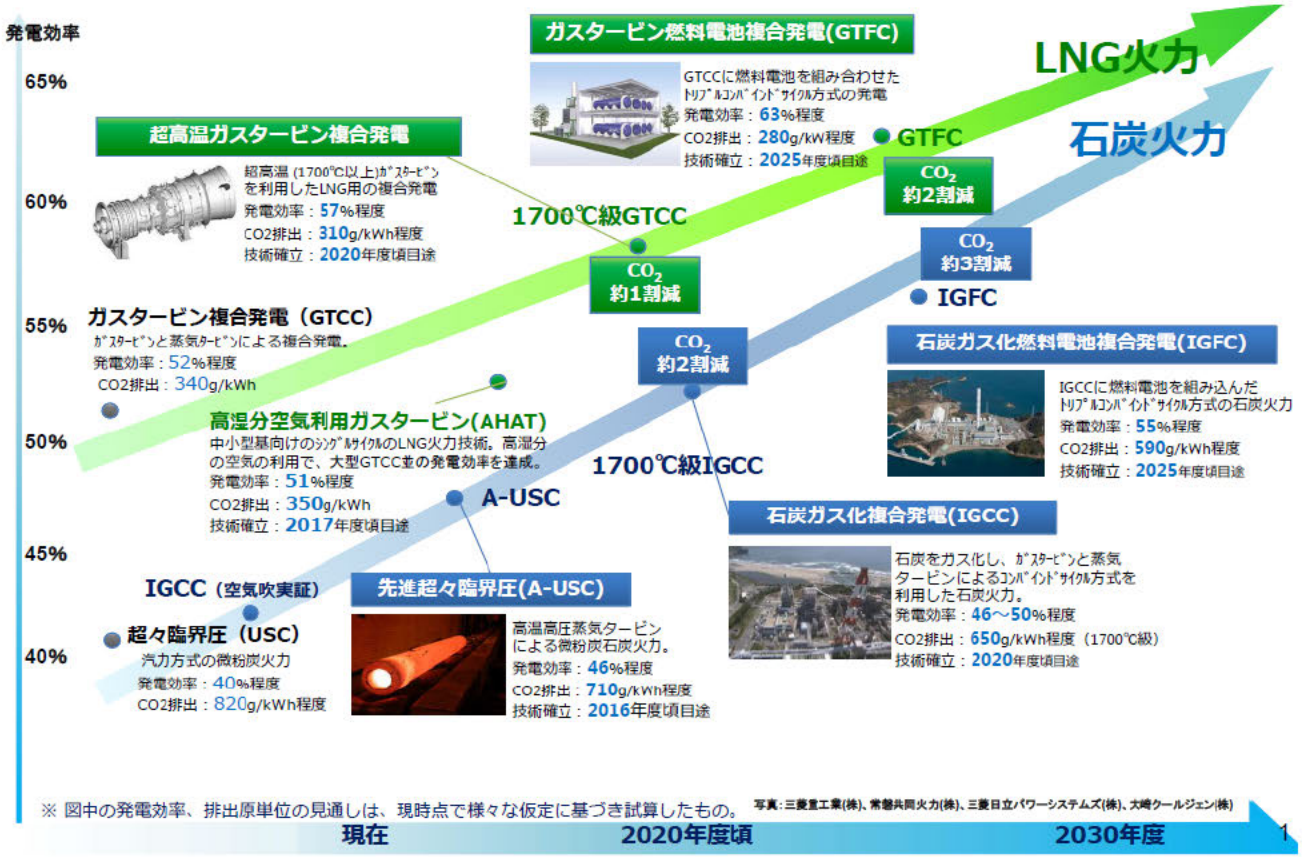
Solar =Solar Turbines（アメリカ）

（出所）METI(2019)，インフラ海外展開懇談会　中間とりまとめ　参考資料原典はMcCoy Power Report

IEEJ © 2022

- 事業用大型ガス発電は、燃焼温度の高温化や燃料電池との組み合わせによって更なる高効率化・低炭素化を目指している。

【図表4-11 次世代火力発電技術の高効率化、低炭素化の見通し】



（出所）次世代火力発電の早期実現に向けた協議会, 2015年7月

IEEJ © 2022

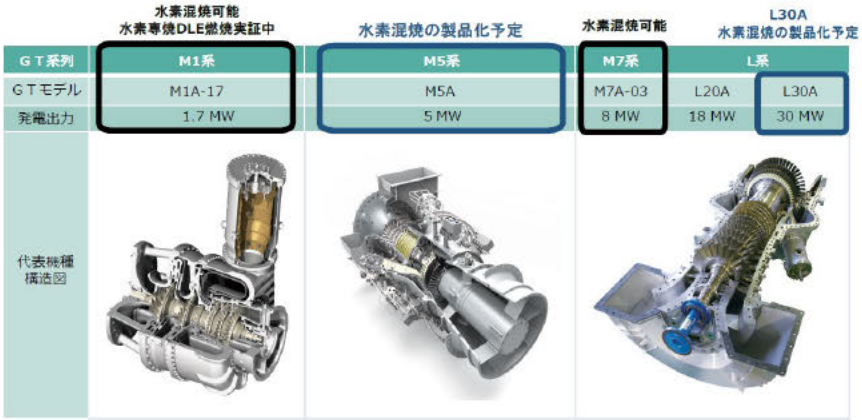
- 水素専焼ガスタービンの技術開発が進行中である。
- 三菱パワー㈱は大型機で水素混焼、専焼技術を開発中であり、オランダで既設大型GTの水素専焼転換（2025年）、米国で大型水素専焼GT新設（2025年）を計画している。
- 川崎重工業㈱は中小型機で水素混焼、専焼技術を開発中であり、1MW級水素専焼ガスタービンによるコジェネ実証を実施（2015-2018年度, NEDO）した。

【図表4-12 三菱パワー㈱による水素燃焼技術の開発】

* このプレゼンテーションは、NEDO事業による開発成果を含みます。（NEDO：新エネルギー・産業技術総合開発機構）
** DLN：ドライ式低NOx技術

（出所）2050年に向けたガス事業の在り方研究会　第3回資料, 2020年10月

【図表4-13 川崎重工業㈱による水素燃焼技術の開発】



（出所）川崎重工業, 水素社会実現に向けて, 2021年6月

IEEJ © 2022

第5章　アジアLNG市場の拡大

- 脱炭素化の潮流において、トランジションエネルギーとしてのLNGは、特にアジア地域で果たす役割が大きい。アジア地域では価格や供給安定性の観点において石炭火力のシェアが高い傾向にある。一方、ベトナムなど一部地域においては、新エネルギー（太陽光や風力）などに対する注目も高まりを見せつつある。
- 日本政府は、アジアの持続的な経済成長とカーボンニュートラルの同時達成に寄与することを目的として、「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ（AETI）」を2021年5月に発表した。AETIの対象にはLNGも含まれており、具体的なファイナンス案件の検討が進捗している。
- 本章では今後LNG需要が急拡大すると予測されているアジア地域において、太陽光や石炭火力と比較し、ガス火力による雇用創出効果などを試算する。また、2021年10月に開催された「第10回LNG産消会議」にて、アジアにおけるガス・LNGの重要性に主要閣僚のメッセージを整理する。

IEEJ © 2022

5-1　アジアにおけるガス火力と太陽光の雇用創出効果①

- Wei, et al（2010）の研究によれば、米国内で天然ガス発電が1億kWhあたり11名/年の雇用を生むのに対して、太陽光（以下、PV）の場合は87名/年の雇用を生み出している。
- 但し、上記研究は米国内で完結する前提での比較であり、PVの雇用には「据付」作業以外にも「太陽光セルやモジュールの生産・輸送・販売・事業開発・調査研究・資金調達」も含めまれる。
- そのため、アジアにおける現地雇用創出効果を比較するためには、設置にあたりどの作業を現地で行うかを踏まえて比較する必要がある。
- 例えばPVに関しては、現地ではパネルの「据付」のみとなる可能性がある一方で、ガス発電の場合は、米国内完結前提では含まれないLNG受入基地建設・再ガス化含めた関連操業が発生することになる。
- そのため、現地の雇用創出効果を比較するためには、具体的な作業の洗い出し及び、想定される人月を把握することが必要である。

IEEJ © 2022

5-1　アジアにおけるガス火力と太陽光の雇用創出効果②

- アジアの発電事業に従事する企業（電力ガス・商社・プラント）に人月イメージを聴取した。
- 太陽光に比して、LNG火力の雇用人月（現地雇用効果）は圧倒的に高い。
- また建設、操業、保守点検全ての分野でLNG火力の方が雇用効果が高い。
- 但し、どちらも現地労働条件（暑さによるシフト増）により数倍になるケースもあり。

＜基本設計＞LNG火力：750MW（タービン2基）、太陽光：1000MW、石炭火力：1200MW（タービン2基）

	建設	操業（20年前提）	保守点検（20年前提）	合計（人月）
LNG火力（陸上）	66,000~84,000	48,000	2,400~3,600（*）	**116,400~117,600**
LNG火力（FSRU）	38,000~45,600	36,000	2,400~3,600（*）	**76,400~ 85,200**
太陽光	9,000	12,000	-（操業と兼務）	**21,000**
参考）石炭火力	117,000~150,000	96,000	7,000~9,000(*)	**220,000~255,000**

（*）LNG発電所として、20年間の操業中に合計6回（3年に一度）1回あたり2か月間のオーバーホール実施前提。
石炭火力は、毎年1か月のメンテナンスに加えて、8年に一度の3か月のオーバーホール実施前提。

- 石炭火力はLNG火力に比して、構成する設備が多いこともあり、建設・操業・保守点検共により多くが必要となる。
- 石炭のアンモニア混焼は実証段階であり、そのコストや雇用効果は今後の検証課題。但し、従来の石炭火力と同等の設備（燃料受入、貯蔵、発電）を基本とすることから、類似の雇用創出効果が類推される。一方、アンモニアの取り扱いには専門人材が必要となり、中長期的には現地雇用者の賃金上昇に繋がる可能性あり（但し、短期的にはそうした専門人材を現地から雇用するのは現実的ではない）。

IEEJ © 2022

建設段階比較（LNG火力と太陽光）

<基本設計>
LNG火力：　750MW（タービン2基）、太陽光　：1000MW（メガソーラー）

建設			建設		
	人月	補足		人月	補足
LNG発電所	1,000人 30~36月	・タービンは輸入して据付	太陽光 （PV）	1,000人 9　月	・基本はパネルの敷設のみの作業 ・人数は現地労働条件（暑さによるシフト増）により数倍程度になるケースもあり
LNG受入基地 （陸上）	1,000人 36~48月	・タンクは大きさから輸入難しく、現地で溶接・組立が基本。 ・期間は発電所より約1年長い ・人数は現地労働条件（暑さによるシフト増）により数倍になるケースもあり			
FSRU （浮体式）	400 人 20~24月 ＊FSRU自体の建設は海外で行われることが殆どであるため、含まず	・陸上受入基地の代わりに導入進む。但し十分な喫水あり、台風等が少ないなど地理条件あり ・基本は完成したものを導入するため現地雇用は桟橋・配管等限定的（左記人月も現地雇用分のみ）			

- **建設段階では、単月の雇用人数は同程度だが、LNG火力の方が太陽光よりも数倍雇用期間が長い。**
- LNG火力は陸上基地であれば、合計2,000人程度、FSRUであれば発電所のみの1,500人程度の雇用創出で期間は3~4年である。
- 太陽光は1,000人程度で期間は9か月程度である。
- 但し、LNG火力も太陽光も現地労働条件（暑さによるシフト増）により数倍になるケースもあり。

IEEJ © 2022

操業段階比較（LNG火力と太陽光）

操業			操業		
	人数	補足		人月	補足
LNG発電所	100人程度（シフト制）	・他に総務・調達で50人程度＋日本からの監督者10人程度	太陽光（PV）	50人程度	・保守点検も兼務
LNG受入基地（陸上）	100人程度（シフト制）	・日本からの監督者10人程度			
FSRU（浮体式）	50人程度（シフト制）	・船員30-40人程度 ・陸上受入（桟橋）15人程度			

保守点検			保守点検		
	人数	補足		人月	補足
LNG発電所	200~300人	・3年に1回オーバーホール（2か月）。操業とは別に追加で必要。	太陽光（PV）	-	・操業も兼務。老朽化したパネルの交換程度
LNG受入基地（陸上）	少人数	・タンクは開放検査不要、ポンプ等のメンテ作業を実施する程度			
FSRU（浮体式）	（現地雇用は無し）	・5年に1回、ドライドック（3か月程度）			

- **操業・保守点検においてもLNG火力が太陽光よりも多くの人数を雇用する。**
- 通常操業ではLNG火力は陸上基地であれば200人、FSRUであれば150人程度、太陽光は50人程度である。
- 保守点検はLNG発電所は3年に1回程度オーバーホール（2か月程度）で追加で200-300人雇用。太陽光は通常操業人材で対応する。

IEEJ © 2022

建設段階比較（LNG火力と石炭火力）

<基本設計>
LNG火力 ： 750MW （タービン2基）、石炭火力 ： 1200MW（タービン2基）

建設			建設		
	人月	補足		人月	補足
LNG発電所	1,000人 30~36月	・タービンは輸入して据付	石炭発電所	2,000人 36~48月	・タービンは輸入して据付 ・LNGに比して組立部品多いため人月がより長い
LNG受入基地（陸上）	1,000人 36~48月	・タンクは大きさから輸入難しく、現地で溶接・組立が基本。 ・期間は発電所より約1年長い	石炭受入基地	1,500人 30~36月	・LNGタンクのような溶接を要する作業が無いため期間はより短い。 ・一方で揚炭設備、コンベア、サイロ、貯炭ヤード等の整備、設置でLNGと同程度の人数は必要
FSRU（浮体式）	400 人 20~24月 ＊FSRU自体の建設は海外で行われることが殆どであるため、含まず	・陸上受入基地の代わりに導入進む。但し十分な喫水あり、台風等が少ないなど地理条件あり ・基本は完成したものを導入するため現地雇用は桟橋・配管等限定的			

- **建設段階では、石炭火力の方がLNG火力よりも発電所・受入基地共に必要人数は多い。**
- 発電所の建設期間は、石炭火力の方がLNG火力よりも構成する設備が多いことなどから、１年ほど長くかかる。
- 一方、受入基地の建設期間はLNG火力の方がタンクの建造の分だけ、１年ほど長くかかる。

IEEJ © 2022

操業段階比較（LNG火力と石炭火力）

操業			操業		
	人数	補足		人数	補足
LNG発電所	100人程度（シフト制）	・他に総務・調達で50人程度＋日本からの監督者約10人	石炭発電所	200人程度（シフト制）	
LNG受入基地（陸上）	100人程度（シフト制）	・日本からの監督者約10人	石炭受入基地	200人程度（シフト制）	
FSRU（浮体式）	50人程度（シフト制）	・船員 約30-40人 ・陸上受入（桟橋）約15人			

保守点検			保守点検		
	人数	補足		人数	補足
LNG発電所	200~300人	・3年に1回オーバーホール（2か月）。操業とは別に追加で必要。	石炭発電所	200~300人＋500人（オーバーホール）	・毎年（1か月） ・8年に1回オーバーホール（3か月）
LNG受入基地（陸上）	少人数	・タンクは開放検査不要、ポンプ等のメンテ作業を実施する程度	石炭受入基地	少人数	
FSRU（浮体式）	現地雇用無し	・5年に1回、ドライドック（3か月程度）			

- **操業・保守点検においても石炭火力の方がLNG火力よりも多くの人数を雇用する。**
- 保守点検は石炭火力は毎年200-300名（1か月程度）、8年に1回オーバーホール（3か月）で500人程度必要。LNG火力よりも部品が多いことがより多くの人月が必要な要因である。

IEEJ © 2022

参考）発電産業別賃金比較

- LNG火力では危険物取扱業務を含むのに対し、PVはパネル敷設・交換といった業務が中心であることから、現地の「雇用の質」「専門人材育成」に差がある可能性あり。
- 例えば、米国National Association of State Energy Officials(NASEO)による2020年の「国内賃金レポート」によれば、発電産業における2019年の時間あたり賃金の中間値は、ガス火力が$30.33に対して、石炭火力$28.69、太陽光$24.48となっている。尚、最も高いのは原子力で$39.19である。

【図表5-1 米国における発電別賃金比較（2019年実績値）】

	Median Hourly Wage
原子力	$39.19
ガス	$30.33
石炭	$28.69
水力	$26.97
石油	$26.59
風力	$25.95
太陽光	$24.48

（出所）「2020 Wage Report」（米国National Association of State Energy Officials, NASEO）

IEEJ © 2022

5-3　LNG産消会議におけるアジア閣僚の天然ガス・LNGの重要性に関するメッセージ①

- 第10回LNG産消会議は2021年10月に開催された。世界55カ国以上から2,000以上の参加登録を受け付けた。
- ①トランジションエナジーとして重要性を増すLNGの役割、②LNGをよりクリーンに利用するために、というテーマにて議論が行われ、アジアの主要閣僚から天然ガスやLNGの重要性に関するメッセージが寄せられた。

ベトナム
Dien商工大臣

ベトナムはGDPにおいて6%超の高い成長率を達成している。経済成長に伴い、ベトナムの年間エネルギー需要は約10%増加することが予想されている。気候変動の問題を解決するためには、LNGが重要な役割を果たすと信じている。

タイ
Supattanapong副首相兼エネルギー大臣

タイにおいては天然ガスやLNGのように、市場が安定して十分な供給があり、クリーンなエネルギーの利用を促進するように努めることが、COVID-19後の回復期に経済成長率を高め、社会経済的利益をもたらすことにつながる。

フィリピン
Cusiエネルギー長官

LNG産消会議はLNGセクターにおける日本の先駆的な功績の証しであり、LNGをエネルギー資源として利用することのメリットについて世界の見方が一致している事を明確に示している。

大韓民国
Kyung-sungエネルギー・天然資源副大臣

天然ガスは再生可能エネルギーの間欠性を補完し、石炭や石油などの化石燃料に置き換わり、カーボンニュートラルを実質的に実現する上で重要な役割を果たす。

IEEJ © 2022

5-3　LNG産消会議におけるアジア閣僚の天然ガス・LNGの重要性に関するメッセージ②

- 前頁の続き

インドネシア
Arfinエネルギー鉱物資源大臣

経済発展を可能とする天然ガスはエネルギートランジションにおいて排出量削減を加速させる重要な役割を果たす。天然ガスは輸送と貯蔵の容易さ、そして何よりも重要な炭素排出係数など、その固有の特徴からエネルギートランジションにおいて、ますます重要な役割を持つこととなる。今後はアジア太平洋を中心に拡大する見通しである。

バングラデシュ
Hamid電力・エネルギー・鉱物資源大臣

我が国の継続的な経済成長を支えるとともに、エネルギー安全保障を確保するため、さらには2030年までのSDGｓ、ビジョン2021-2041の目標を達成するため、バングラ政府はLNGを輸入する事を決定した。

インド
Puri石油・天然ガス兼住宅・都市大臣

インドはガスベースの経済への移行に重点を置いている。エネルギー部門におけるビジョンを推進する7要素の中で、最優先であるガスベースの経済への移行する取り組みを加速することにより、インドがよりクリーン、よりグリーン、よりインクルーシブな未来を実現する姿を明確に思い描いている。2030年までに一次エネルギーにおけるガスの割合を15%まで拡大することを目標とする。

ブルネイ
Dato Mat Sunyエネルギー大臣

[redacted]

IEEJ © 2022

第6章　日本経済への影響

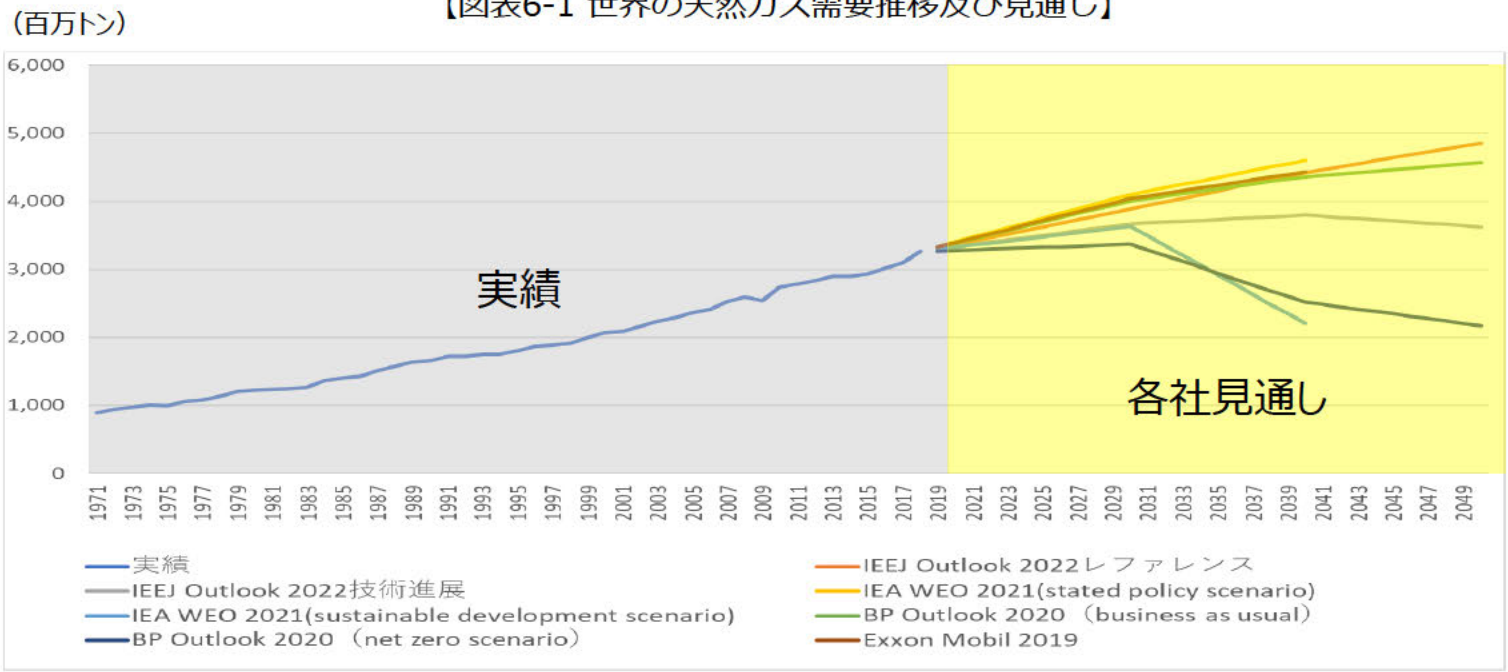
- 中国に世界最大のLNG輸入国という地位を譲ったとはいえ、日本は歴史ある世界有数のLNG利用国であり、世界のLNGバリューチェーンに強固な基盤を有する。一方、拡大するLNG市場の競争は激しく、LNGビジネスを通うじて日本企業が経済に貢献し続けるには、市場の見通しや競争状態を理解しておく必要がある。
- LNG関連ビジネスが日本経済に及ぼす影響を測るうえで前提となるLNG市場の見通しを分析した。分析では、IEEJ Outlook 2022を中心に、IEA World Energy Outlook 2021やBP Outlook 2020、第6次エネルギー基本計画などを参照した。
- 国内のLNG関連企業を上流開発、液化、LNG輸送、LNG販売、LNG購入に分け、それぞれの分野について主にインタビューをもとに、海外競合企業と比較した強みと弱みの分析を行った。

IEEJ © 2022

6-1　世界の天然ガス需要の見通し

- 世界のエネルギー需要がアジアを中心に今後も伸長が見込まれる中、天然ガスは石炭や石油に比して、最も消費量が増える化石エネルギー源となる見通し。
- 各社の天然ガス世界需要見通しでも通常シナリオでは2050年まで伸長、持続可能シナリオ・ネットゼロシナリオでも減少傾向ではあるが、一定程度の需要は維持される見通し。
- 主な用途は発電用、次いで家庭用（都市ガス）であるが、今後は水素製造（CCSUと合わせたブルー水素製造）にも活用が期待される。

【図表6-1 世界の天然ガス需要推移及び見通し】

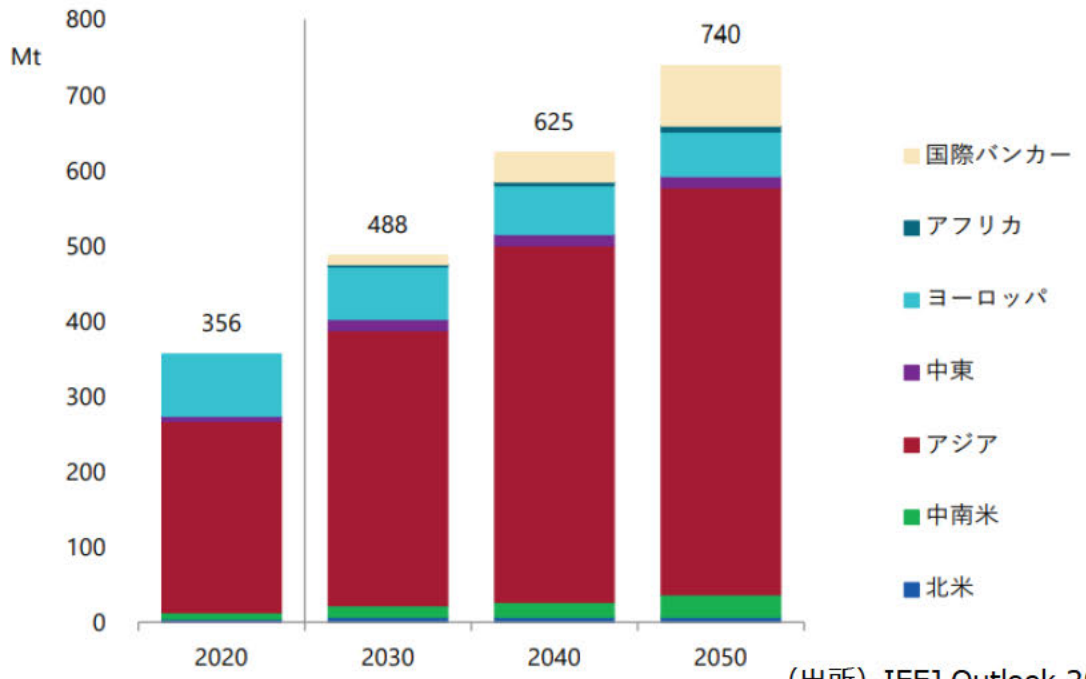


IEEJ © 2022

6-2　世界のLNG需要の見通し

- 世界のLNG消費量は2020年の3.6億トンから2050年には7.4億トンまで拡大。特にアジアのLNG消費量が2020年の2.5億トンから2050年に5.4億トンと倍以上に拡大。
- アジアの内訳は、2020年は日韓台のシェアが52%、中国・インド・ASEANのシェアが43%であったが、2050年には前者は29%、後者は62%と逆転する見通し。

【図表6-2 世界のLNG需要推移及び見通し】



（出所）IEEJ Outlook 2022, レファレンスシナリオ

IEEJ © 2022

6-3　世界のLNG貿易の見通し

- 2050年に向けてLNG輸出量の増加が最も見込まれるのは北米。次いでアフリカ、オセアニア。
- 同様にLNG輸入量の増加が最も見込まれるのは南アジア。次いで東南アジア、中国。
- 貿易フローとしては、「オセアニア⇒南アジア（+60bcm）」「北米⇒中国（+46bcm）」「アフリカ⇒南アジア（+45bcm）」の伸びが特に大きい。

【図表6-3 世界のLNG貿易見通し及びフロー図】

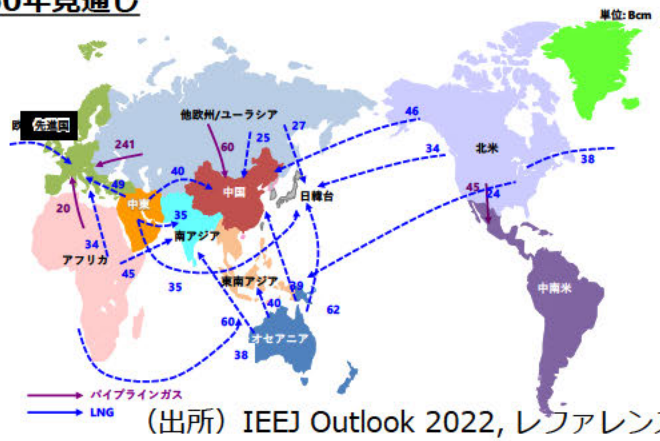
（単位:bcm）

		2019年	2050年	増加量
輸出	北米	37	142	△ 105
	アフリカ	20	117	△ 97
	オセアニア	106	201	△ 95
	中東	120	159	△ 39
	ロシア	17	52	△ 35
	東南アジア	56	0	▲ 56
	合計	356	671	

		2019年	2050年	増加量
輸入	南アジア	29	140	△ 111
	東南アジア	0	102	△ 102
	中国	72	150	△ 78
	欧州先進国	69	121	△ 52
	中南米	8	0	▲ 8
	日韓台	178	158	▲ 20
	合計	356	671	

2019年実績

2050年見通し

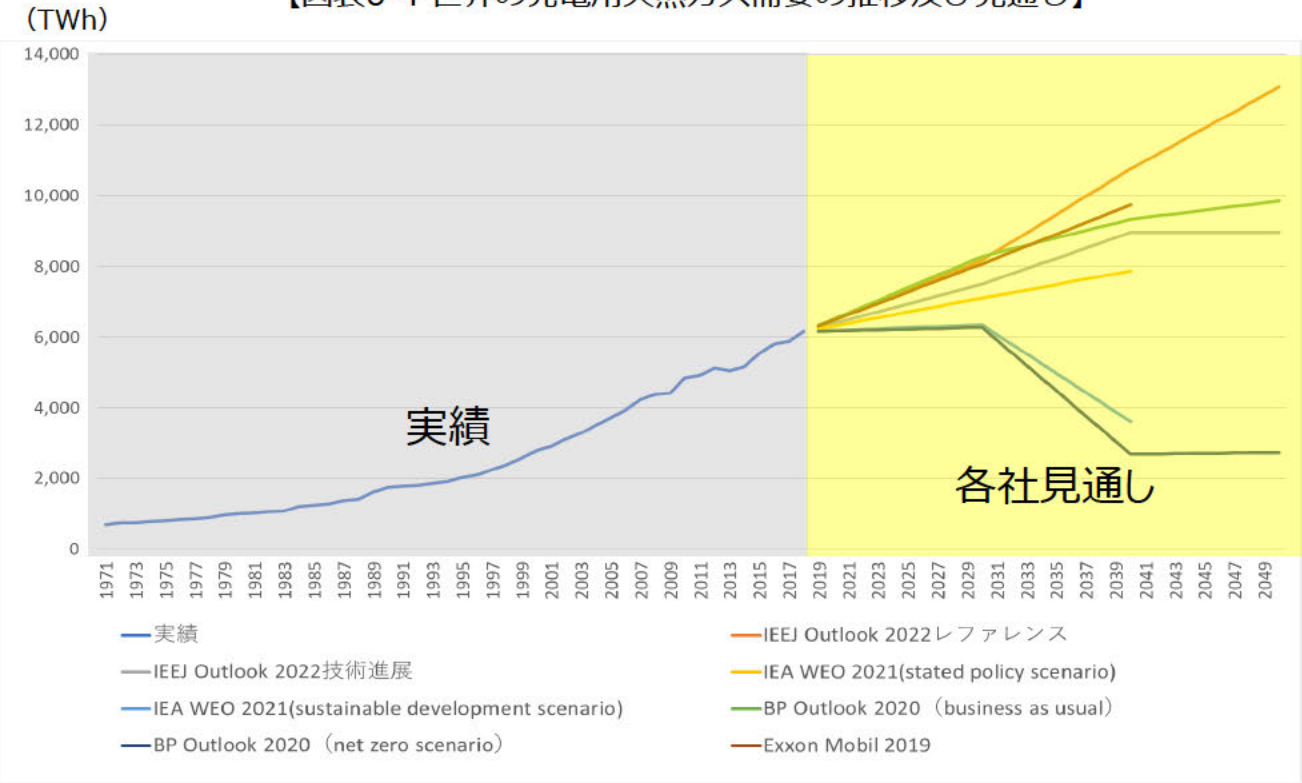


（出所）IEEJ Outlook 2022, レファレンスシナリオ

IEEJ © 2022

- 各社のガス火力見通しでも、通常シナリオでは2050年まで伸長、持続可能シナリオ・ネットゼロシナリオでも2030年までは現状維持、その後減少していく見通しとなっている。

【図表6-4 世界の発電用天然ガス需要の推移及び見通し】

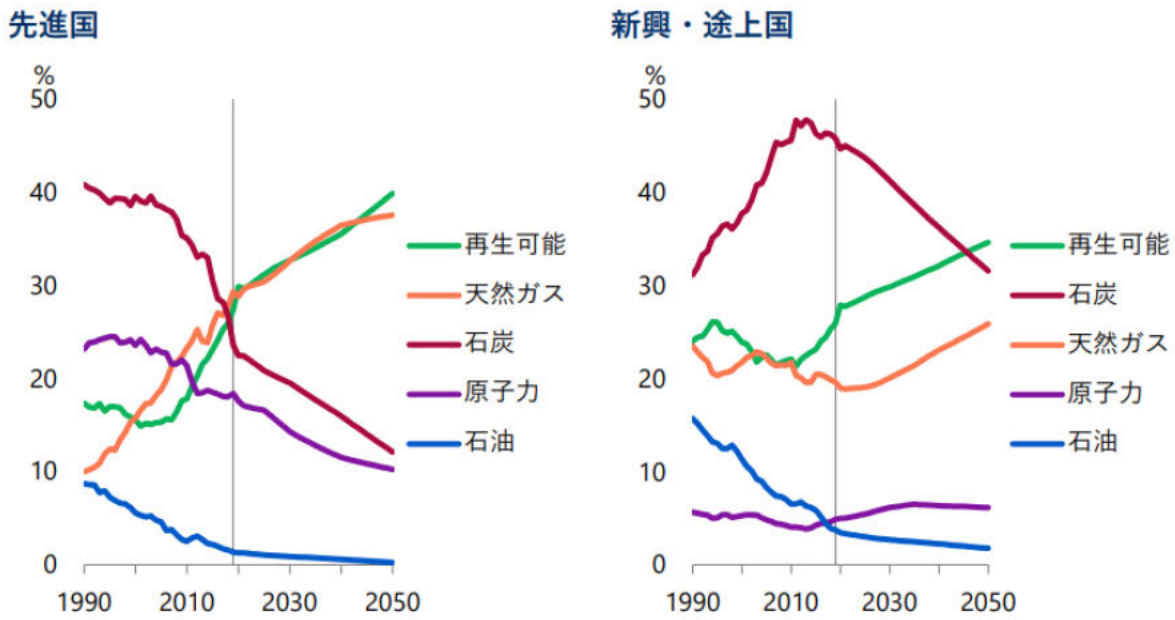


IEEJ © 2022

6-4　世界のガス火力の見通し（先進国・新興・途上国別）

- 先進国では、発電量全体に占める再生可能エネルギーのシェアが2030年には3割、2050年には4割となり、天然ガスを追い抜き最大の電源となる。一方で天然ガスも増加傾向は続く。
- 新興・途上国においても再生可能エネルギーは風力を中心に増加傾向が続き、2050年には石炭と入れ替わり最大の電源となる。石炭火力比率も低下しつつも、2050年時点でも第二位のシェアを持つ電源となる。一方、天然ガスは先進国同様、増加傾向が続く。

【図表6-5 先進国、新興・途上国の電源構成の見通し】



（出所）IEEJ Outlook 2022, レファレンスシナリオ

IEEJ © 2022

6-5　日本のガス火力の見通し

- 2021年策定の2030年見通し前提ではLNG需要量は51%減。
- 一方で、更に石炭火力が全廃されLNGによってカバーする前提では、LNG需要は引き続き現在の水準をほぼ維持する見込み。

【図表6-6 日本のガス火力の見通し】

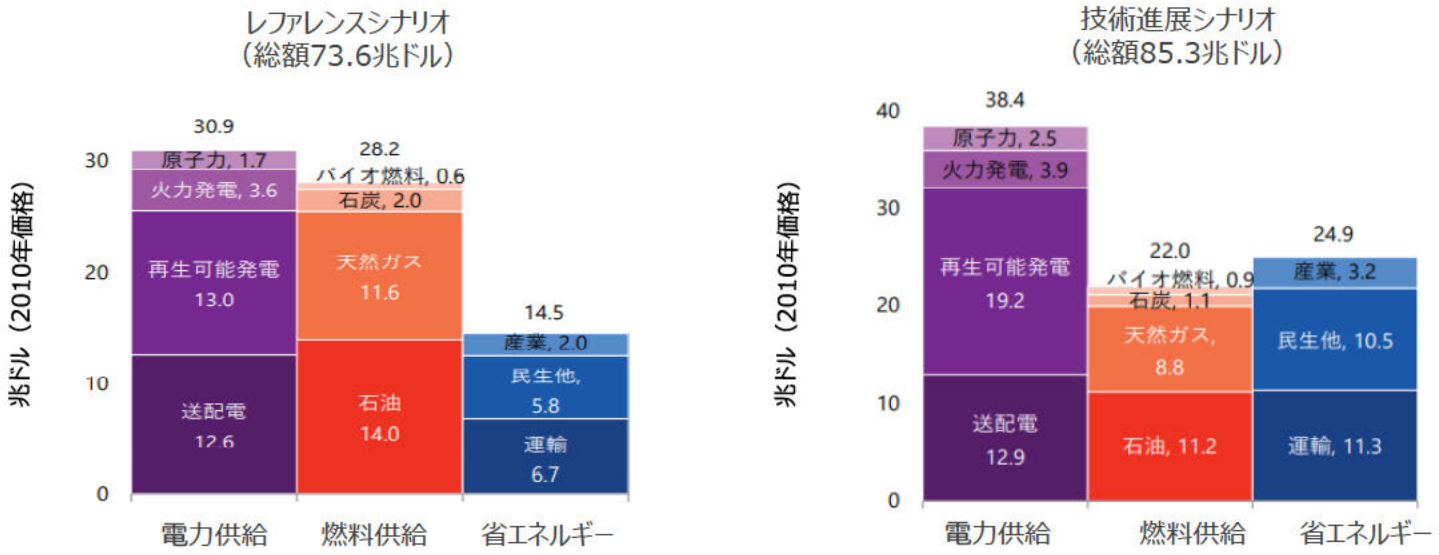
年度	2019（実績）	2030（2021年策定）	2030（石炭全般シナリオ）
発電量（億kWh）	10,247	9,400	9,400
LNG火力比率	37.1%	20%	39%
LNG発電量（億kWh）	3,802	1,880	3,666
LNG需要量		-51%	-4%
参考）電源構成			
LNG	37.1%	20%	20%
石炭	31.8%	19%	19%
石油等	6.8%	2%	2%
新エネ等	10.3%	36~38%	36~38%
水力	7.8%		
原子力	6.2%	20~22%	20~22%

（出所）「第6次エネルギー基本計画」「2019年度エネルギー需給実績」

IEEJ © 2022

- IEEJ Outlookレファレンスシナリオでは、2021年から2050年までの30年間に世界全体で73.6兆ドルのエネルギー関連投資が必要となる。この約4割にあたる28.2兆ドルが燃料供給への投資であり、更にその約4割にあたる11.6兆ドルが天然ガスへの投資である。
- IEEJ Outlook技術進展シナリオでは、同期間で世界全体で85.3兆ドルのエネルギー投資が必要となる。この場合は再生可能エネルギーに対する投資が主流となるが、約25%にあたる22.0兆ドルは燃料供給への投資であり、その4割にあたる8.8兆ドルが天然ガスへの投資である。

【図表6-7 2050年までのエネルギー関連投資額の見通し】



（出所）IEEJ Outlook 2022

IEEJ © 2022

6-7　日本企業のLNGビジネスSWOT分析

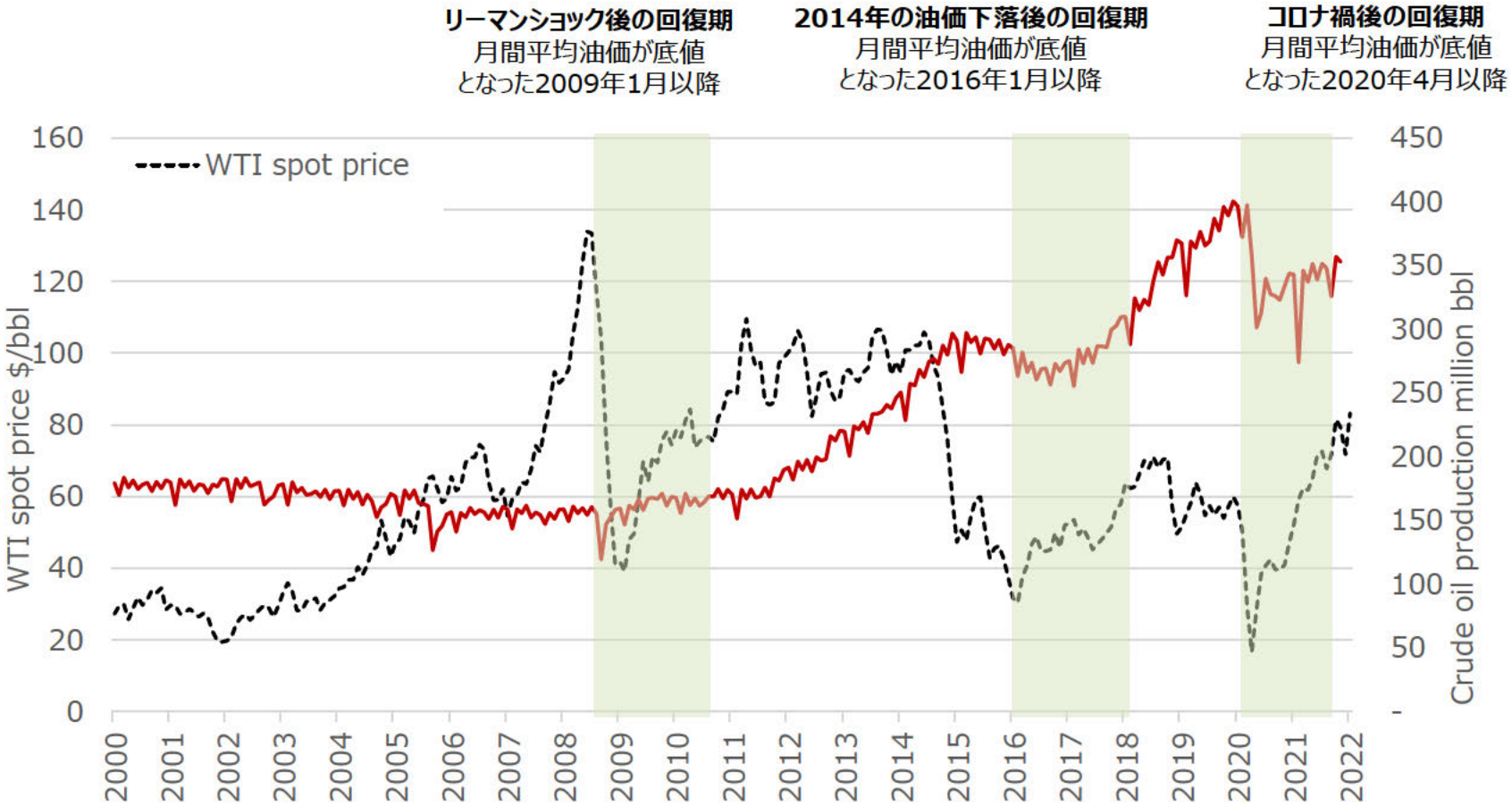
- 強みは実績に基づく信頼性・ネットワーク、課題は脱炭素対応、中国等他アジア勢の台頭に伴うものが多い。

分野	強み・可能性	課題・問題意識
上流開発	• 安定操業の実績に基づく信頼性（有能な人材確保と更なる安定操業化につながる） • 緻密な予実管理とトラブル対応	• 世界各地にLNG権益を保有するメジャーは起用するコントラクターとの契約においても交渉力あり（コストや工事進捗の面で契約打ち切りを示唆する形でプレッシャーをかけられる） • 脱炭素対策を通じた若年層含めた雇用確保（特に豪州） • 実績が無ければ、人材確保も難しい分野
液化	• 納入実績（契約大型化に伴い実績・信頼に対する高ニーズ） • 定額ランプサム契約（日本企業独自のアプローチ） • 日本の「LNG購買力」「ファイナンス力」との連携	• 定額ランプサム契約に対するリスク増（プラント大型化やフロンティアにおけるカントリーリスクの高まり） • 受注金額に占める日本企業裨益の低下（コスト面からの機器調達や設計の海外企業へのアウトソース） • 日本のLNG購入量減に伴う「日本企業」としての存在感低下
LNG輸送	• 長期傭船契約の実績に基づくネットワーク（今後も主流は新規LNG事業における長期傭船契約） • 既存のLNG輸送ビジネスを活用する形でのLNG燃料化ビジネス展開（例：LNG燃料化の上で必要となる船上の安全管理要員の融通など）但し、LNG価格の高騰傾向は懸念。	• 欧州勢を中心に残価リスクをとった競争力ある傭船料に基づく短期契約を拡大中（まだ全体としては長期傭船が主流だが） • サイバー攻撃対応 • 脱炭素潮流の中でのLNG需要見通しが、新造船投資・発注の上でも重要（投資回収踏まえると20年先の需給が重要） • LNG船はBOGがあるため、常に貸し続けることがリスクヘッジ
LNG販売	• メジャーや国営石油企業との長年にわたるネットワーク • 発電事業といった幅広い事業を活用したLNG確保 • 世界中にLNG権益を保有し、スポット市場を活用した需給調整機能を発揮	• 日本の顧客が長期でコミットしにくい状況あり（分散型電源増、原子力再稼働の不透明性、自由化による競争） • 中国・韓国顧客の長期コミット（インドは価格感応度高い） • 資源国からの権益付与に対する販売ハードルの高まり（出資することの意味の再考）
LNG購入	• 長年にわたる安定顧客としてのバーゲニングパワー • 契約履行の信頼性 • アジアを中心とするLNG発電ネットワークにより、今後LNG転売も強みになる可能性（北東アジアと東南アジアでは季節による需要パターンも異なる）	• LNGの備蓄の難しさに伴う安定調達に対する課題 • 中国も採算度外視で調達している訳では無いが、LNGローリー、地下貯蔵など多様な国内供給選択肢により長期購入が可能。 • 一方で国営企業の場合、外交の影響を強く受ける制限あり（中国の対豪州やベトナムの対中国）

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向

- 油価が高騰しているが、米国の原油生産量の戻りが過去の油価上昇局面と比較して遅いのではないか？なぜか？
- タイトオイルの生産が本格化した2000年代後半以降の油価上昇局面で比較を試みた。

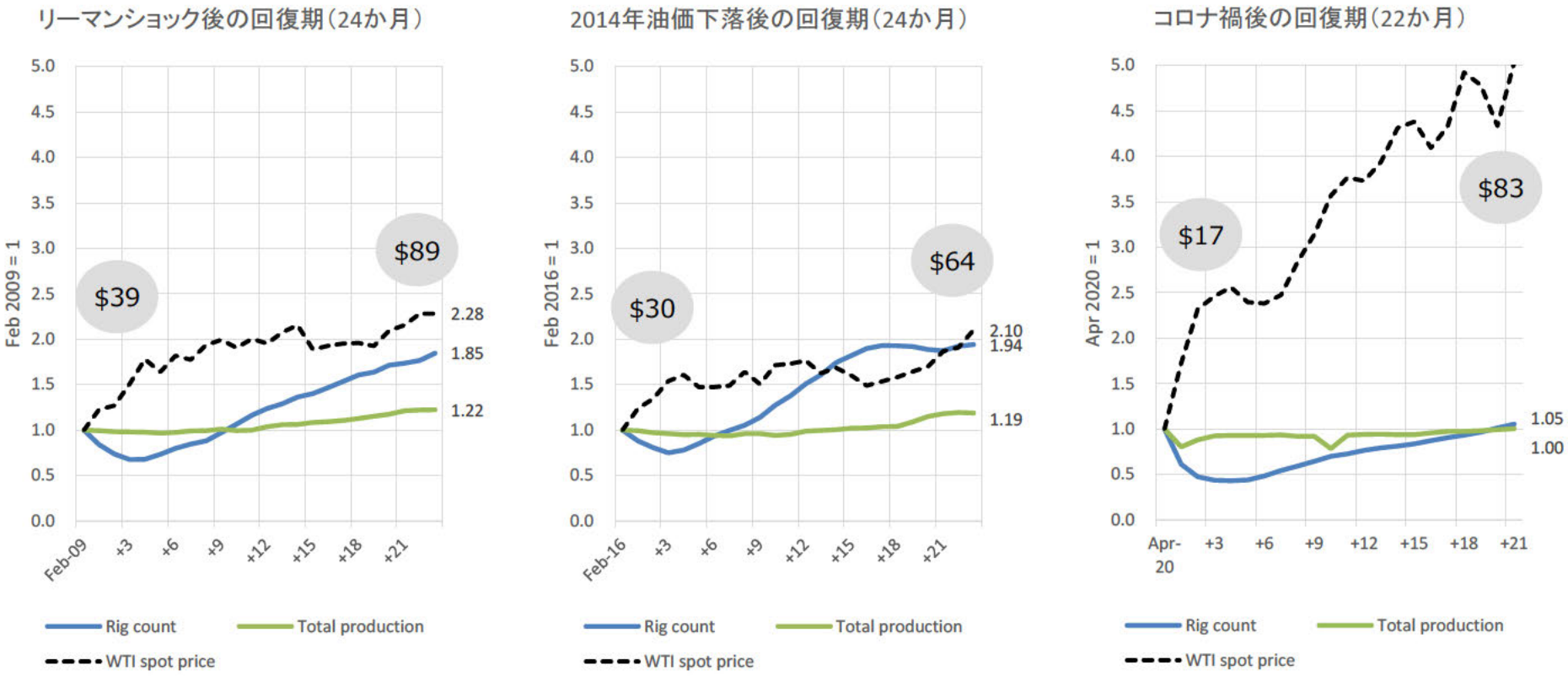


（出所）EIAデータより作成

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向
分析①

- 過去の2例との比較で異なるのは、油価の上昇幅が大きい（直前の谷が深かった）ことと、リグ数の増加が遅いこと。



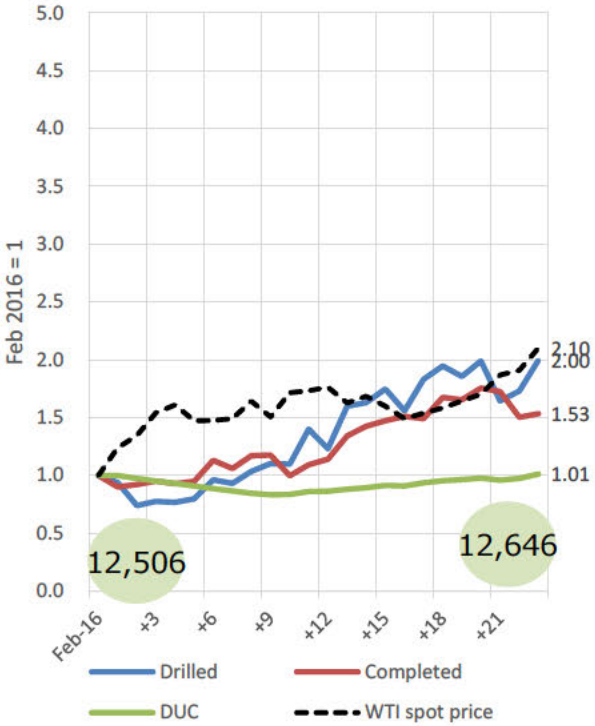
（出所）EIAデータを基に作成。横軸は初月からの経過月数。

IEEJ © 2022

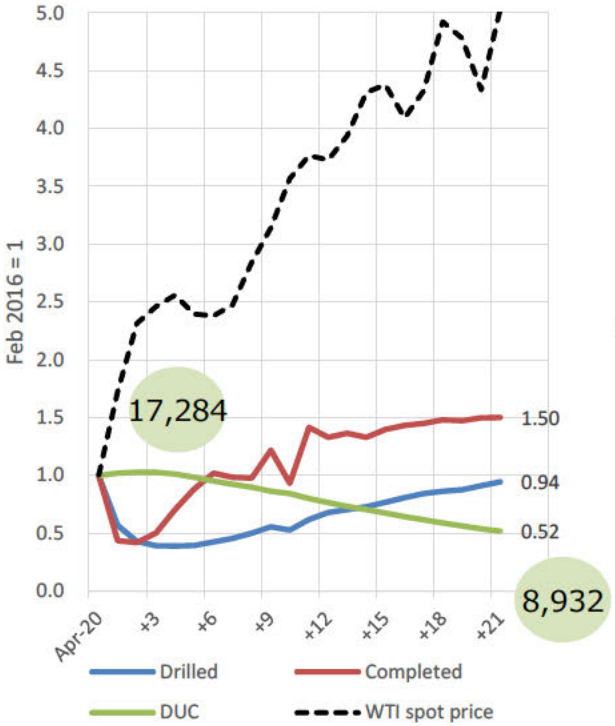
付録　米国の原油生産の動向
分析②

- 過去の例との比較で異なるのは、新規掘削数の戻りが遅いこと、DUC（掘削済みだが未仕上げの坑井）の減少が依然として続いていること。
- コロナ禍による油価下落を通じて上流各社にはDUCが積みあがっていたが、その調整が進んでいる。

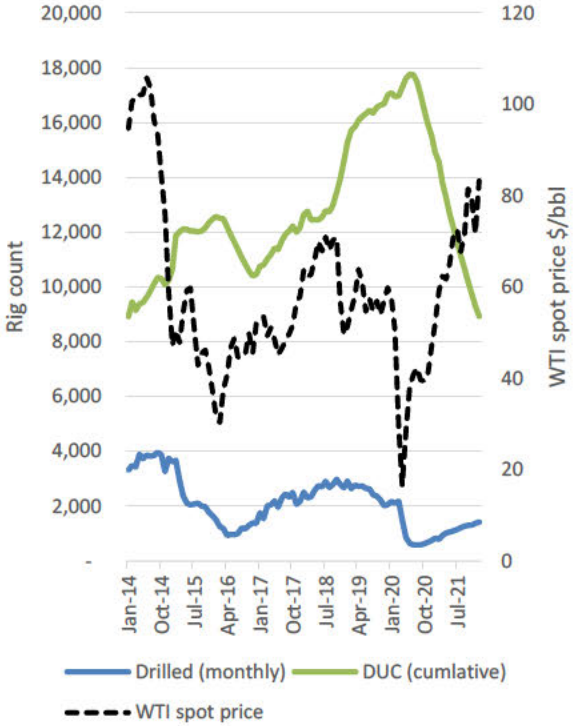
2014年油価下落後の回復期（24か月）



2014年油価下落後の回復期（24か月）



原油価格と掘削数、DUC数

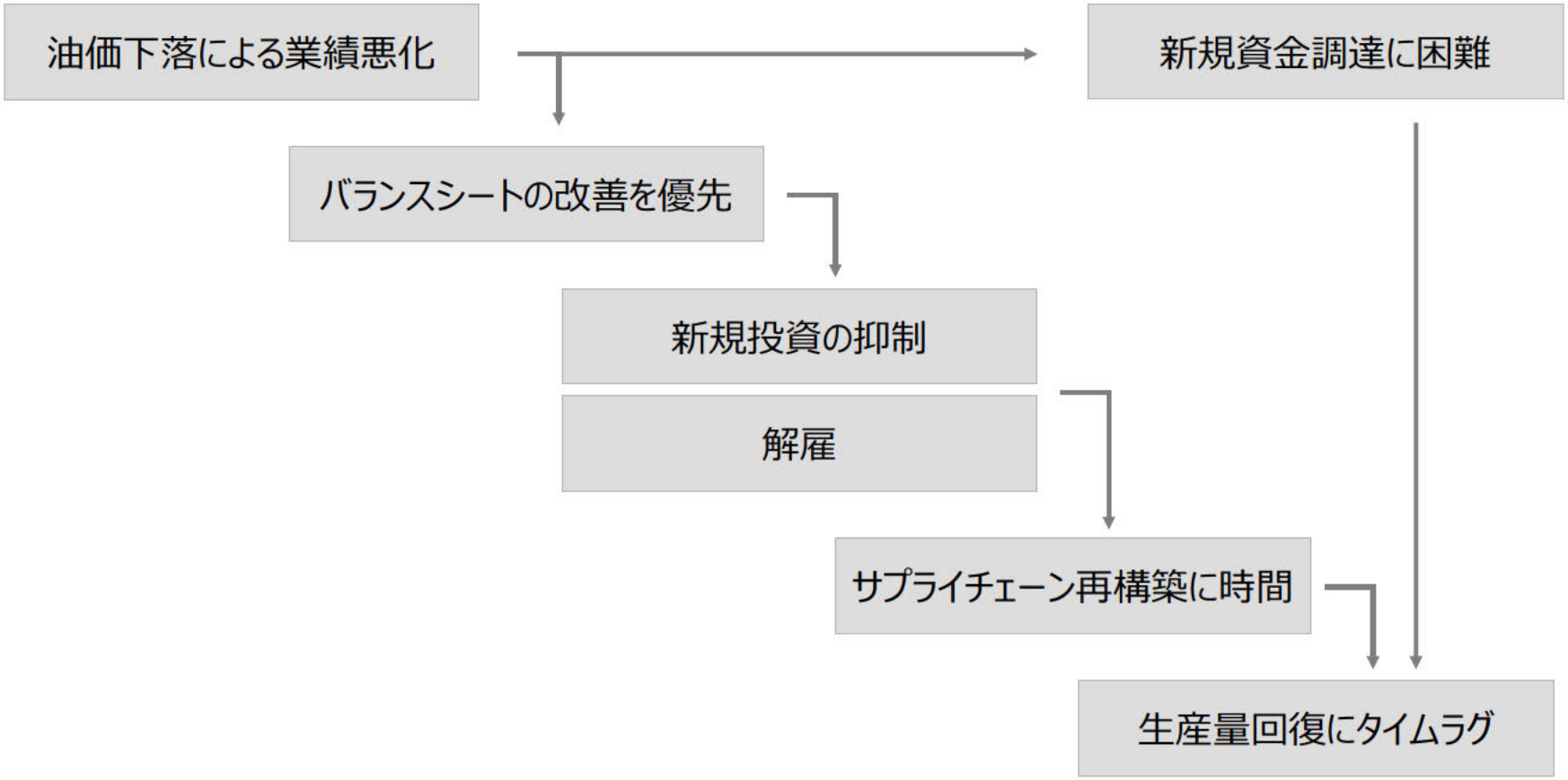


Drilledは毎月の数。CompletedはDrilledの内数で、毎月の数。DUC（Drilled but Uncompleted）は累積。リーマンショック後の回復期のデータはない。　　出所）EIAデータを基に作成。横軸は初月からの経過月数。

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向
指摘されている要因①

- 上流会社は、引き続き経営状態の改善を優先。他にも、労働力を含むサプライチェーン再構築などの課題から、生産量の増加は緩やかなものになるとの指摘。

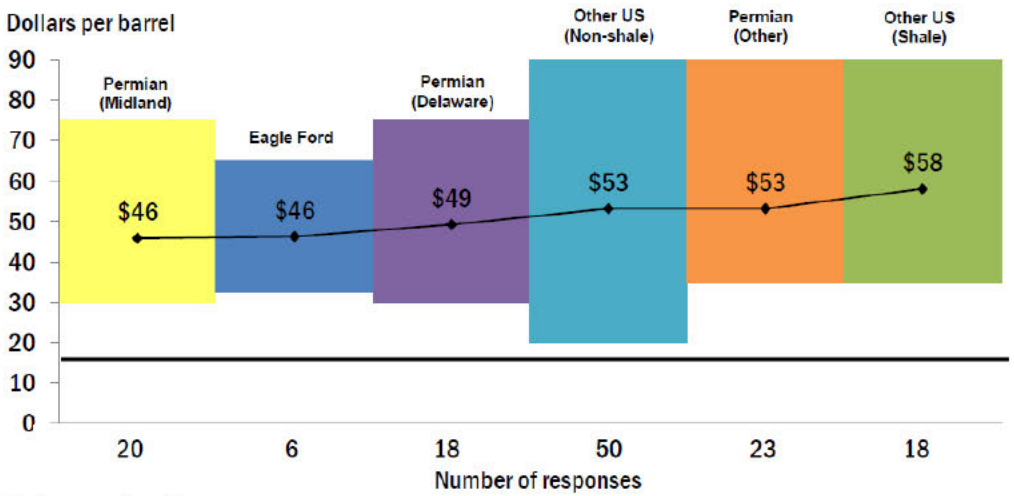


（出所）各種資料を基に作成

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向
指摘されている要因②

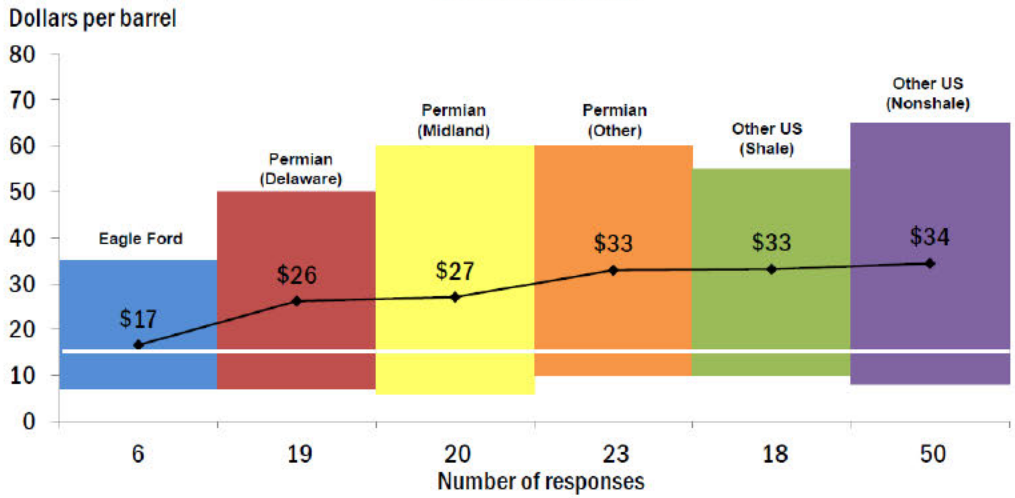
- コロナ禍後の原油価格は、タイトオイル生産の損益分岐点はもとより、運転費の回収すら困難な水準にまで低下。



テキサス州のタイトオイル生産者の損益分岐原油価格（2021年3月調査）

出典：Federal Reserve Bank of Dallas

2020年4月の
平均WTIスポット価格
$16.55/bbl



テキサス州のタイトオイル生産者の運転費回収に必要な原油価格（2021年3月調査）

出典：Federal Reserve Bank of Dallas

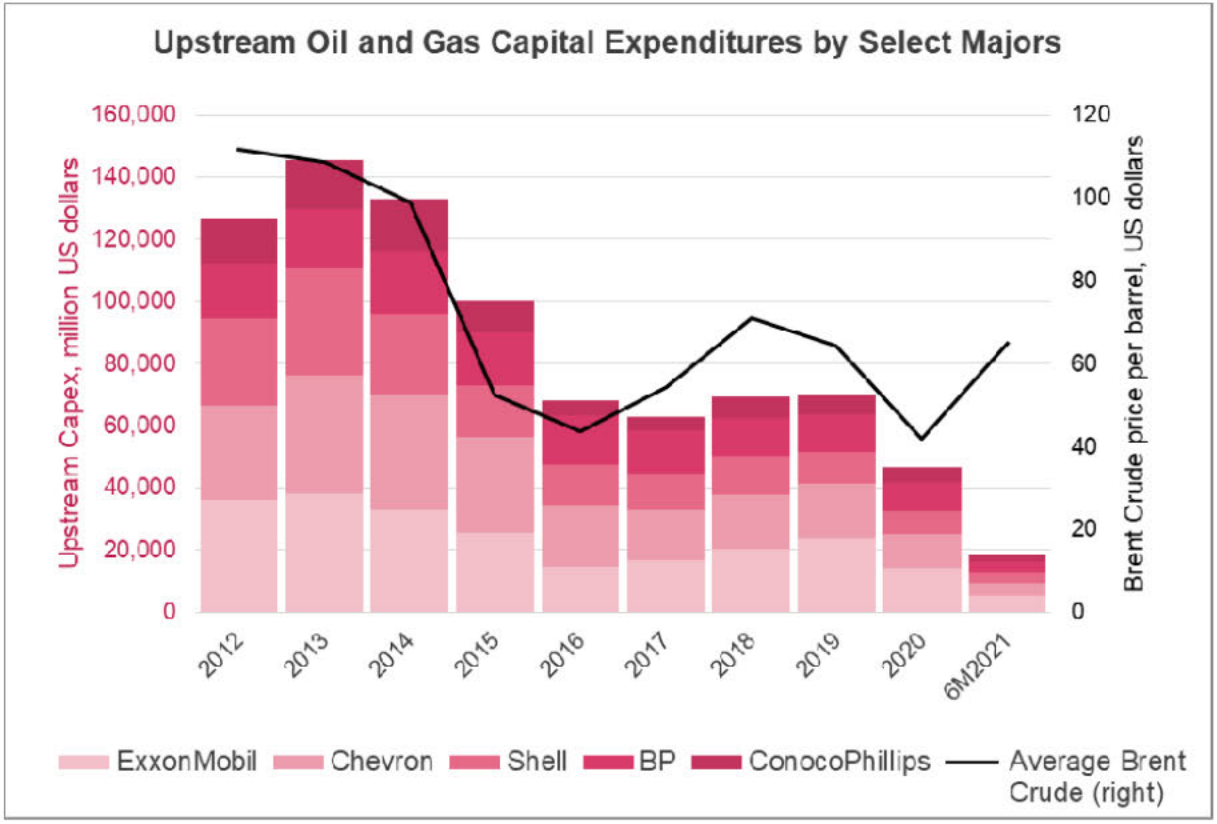
2020年4月の
平均WTIスポット価格
$16.55/bbl

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向
指摘されている要因③

- 原油価格が回復傾向にあるにも関わらず、上流会社による投資は低調。

【主要各社による上流投資額の推移】



Source: Battulga Odgerel, EPRINC; Data: Company SEC filings, EIA historical pricing data

Annual financial reports from some of the major oil and gas companies show that despite growing oil prices, upstream capital expenditures continue to remain low, exacerbating the already tight market and contributing to a prolonged price rally in the coming years.

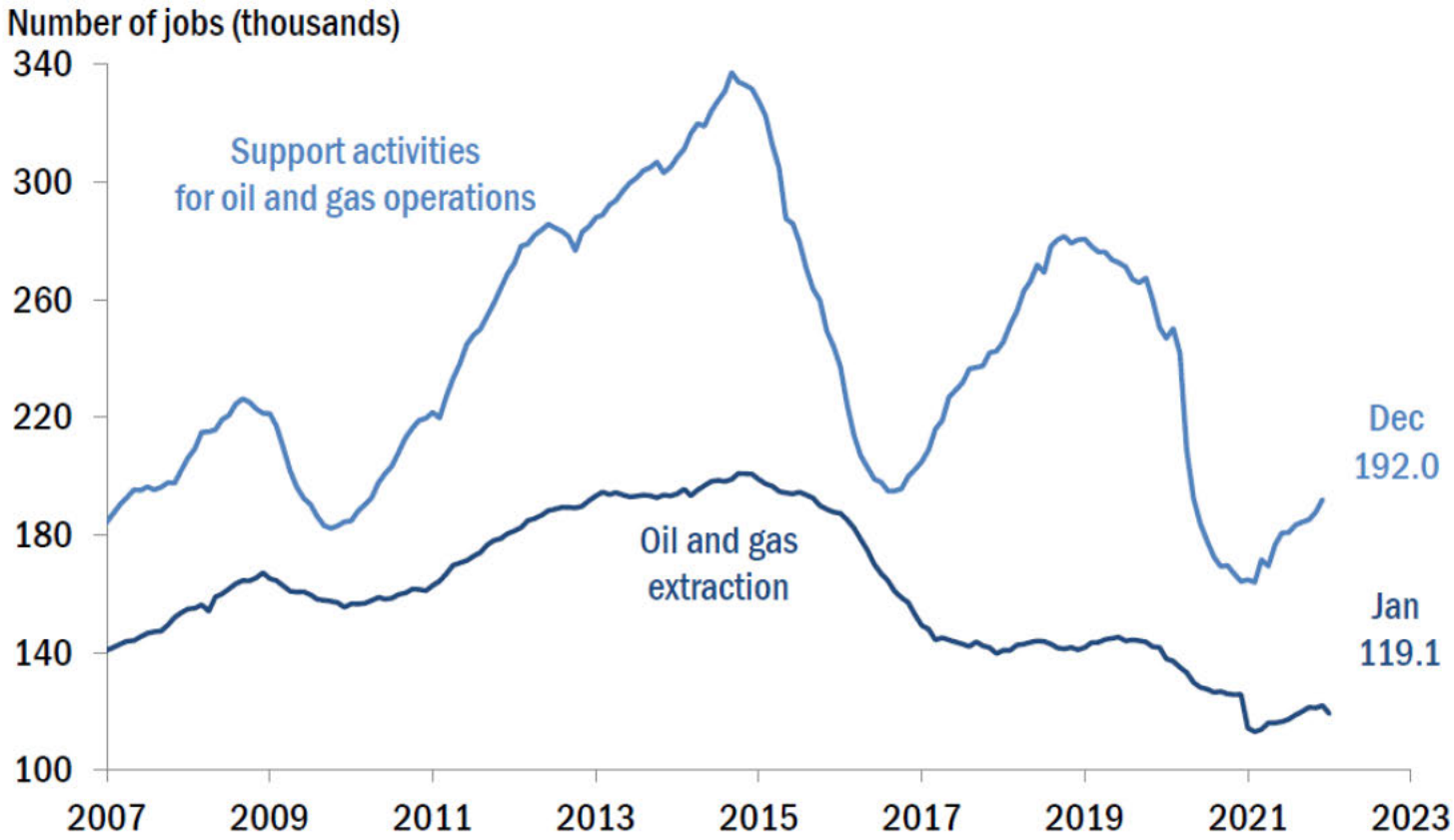
（出所）U.S. House of Representatives Committee on Energy and Commerce

IEEJ © 2022

付録　米国の原油生産の動向
指摘されている要因④

- 大きく減少した関連雇用者数は回復途上。増産に向けたサプライチェーンの再構築が追い付いていない可能性。

【石油・ガス関連雇用者数の推移】



（出所）Federal Reserve Bank of Dallas

IEEJ © 2022