

2019 年度

青山学院大学審査学位論文

指導教員： 内山義英 教授

題目：日本の天然ガス市場の自由化の影響

An Analysis on the Effects of
Liberalization of Natural Gas Market in
Japan

国際政治経済学研究科

国際経済学専攻

高木路子

内容

序章 日本のごス市場の競争化と米国 LNG の登場の意味	6
1 日本のごス資源	8
1-1 気ス資源の特性	10
1-1-1 有限性	10
1-1-2 生産の高度化	11
1-1-3 長距離輸送の難点	13
1-1-4 貯蔵の問題	17
1-2 LNG産業の特徴	18
1-2-1 技術と資金	19
1-2-2 長期の販売契約	21
1-2-3 市場の流動化	23
1-2-4 世界的な需要の増加	26
1-3 下流市場の競争化	28
1-3-1 欧米での気ス自由化	28
1-3-2 日本のごス自由化	34
1-3-3 欧米と異なる日本	38
1-4 競争下における供給	40
1-5 第1章のまとめ	42
2 天然気ス価格の実証分析	44
2-1 先行研究	44
2-1-1 LNG市場の競争化	44
2-1-2 欧米市場	46
2-2 上流市場の共和分分析	47
2-2-1 利用データ	48
2-2-2 ラグ付きの相関係数	51
2-2-3 単位根検定	53
2-2-4 共和分検定 (Cointegration Test)	56
2-2-5 2変数間共和分検定の分析結果	57
2-3 下流市場との競争	68
2-4 第2章のまとめ	70

3 . 逐次市場モデルによる分析	72
3-1 先行研究	72
3-1-1 上下流市場間の関係変化	72
3-1-2 上流と下流の市場間作用	73
3-1-3 逐次 (Successive) モデルの利用	74
3-2 逐次 (Successive) モデルの構築	75
3-2-1 理論分析	75
3-2-2 モデルの定式化	76
3-2-3 右上がりの MC 曲線	77
3-2-4 基本モデル	79
3-2-5 分析結果	81
3-2-6 インプリケーション	84
3-3 応用	85
3-3-1 応用 1. 原油価格連動を考慮した修正	85
3-3-2 応用 2. 下流事業者数 m による寡占モデル	87
3-3-3 応用 3. 上流事業者数 n による寡占モデル	88
3-3-4 応用 2 と応用 3 のインプリケーション	90
3-4 第 3 章のまとめ	92
4 今後の課題とまとめ	93
4-1 上流市場の競争化	93
4-2 競争化と安定供給	97
4-3 本研究のまとめ	100
参考文献	102

図表目次

図 1-1	日本の LNG 輸入量と輸入源 (2017 年度)	8
図 1-2	ガス市場のイメージ	9
図 1-3	IEA による長期ガス供給コストカーブ	12
図 1-4	世界のガス取引量	13
図 1-5	LNG 輸出量の国別比率	14
図 1-6	世界の LNG 輸出量 (2017 年)	15
図 1-7	世界の LNG 輸入量 (2017 年)	15
図 1-8	LNG 事業の生産者別比率(2015 年)	19
図 1-9	非長期契約の比率の推移	23
図 1-10	日本の LNG 契約状況 (左:期間別契約数量、右:価格決定方式)	25
図 1-11	欧州でのガス価格フォーメーション (2005-2017)	33
図 1-12	日本の熱源別発電電力量	34
図 1-13	自由化後の新規小売の割合	37
図 1-14	自由化後の他社へのスイッチング率	37
図 1-15	逐次市場における先進国の権限範囲	40
図 1-16	旧来システム下と競争システム下での供給形態のイメージ	42
図 2-1	6種の価格推移	48
図 2-2	各時系列データの比率	50
図 2-3	タイムラグ付き相関関係	52
図 2-4	対数変換した各価格データ	53
図 2-5	4都市の都市ガス料金 (円/1465.12MJ)	68
図 2-6	東京都 23 区の都市ガスと LNG 輸入価格のタイムラグ	69
図 2-7	輸入 LNG 価格と国内ガス料金(単位:円/1465MJ)	69
図 2-8	輸入 LNG 価格 (-4 か月) に対する都市ガス料金の比率	70
図 3-1	モデルの需要関数と供給関数	77
図 3-2	ケース①のモデル	79
図 3-3	ケース②のモデル	80
図 3-4	ケース③~⑤	81
図 3-5	ケース①から⑤の下流価格 p	82
図 3-6	ケース①から⑤の上流価格 r	82
図 3-7	①から⑤の余剰比較 (b=1 として算定)	84

図 3-8	産業全体の MC 曲線と企業 i の MC 曲線の関係 (企業数 n の場合)	89
図 3-9	下流事業者数 m の増加 (①→④) に伴う q, r, p の変化	91
図 3-10	上流生産者数 n の増加 (①→③) に伴う q, r, p の変化	91
図 4-1	独占システム下と競争システム下との関係変化	98
表 1-1	天然ガスの確認埋蔵量 (2017 年 12 月末)	11
表 1-2	日本までの LNG の輸送コスト	17
表 1-3	LNG 生産事業 (代表的な事業)	20
表 1-4	個別事業の LNG 売買契約 (例示)	22
表 1-5	国際機関 IEA による天然ガス需要見通し	27
表 1-6	石油会社 BP による LNG 貿易の見通し (輸入)	27
表 1-7	石油会社 BP による LNG 貿易の見通し (輸出)	28
表 1-8	米国の自由化政策	30
表 1-9	英国の自由化政策と独占企業の分社化	31
表 1-10	欧州大陸の自由化政策	32
表 1-11	一般ガス事業者の概要 (平成 25 年 3 月末時点)	35
表 1-12	各国の天然ガス利用の位置づけ (2017 年)	39
表 2-1	6 データの相関係数	51
表 2-2	単位根検定	54
表 2-3	2 変数間の共和分検定	59
表 2-4	参考: 3 変数間の共和分検定の結果	63
表 2-5	参考: ガス価格 4 種によるマルチ共和分検定	67
表 3-1	各ケースの q, r, p	83
表 3-2	ケースの上流生産者、下流事業者、消費者余剰	83
表 3-3	上流価格が外生価格の場合の q, p	86
表 3-4	上流価格が外生変数の場合の余剰	86
表 3-5	下流事業者数 m の変化に伴う q, r, p	87
表 3-6	下流事業者数 m の変化に伴う余剰	88
表 3-7	上流生産者数 n の変化に伴う q, r, p	90
表 3-8	上流生産者数 n の変化に伴う余剰	90
表 4-1	企業間協調の形成あるいは維持を容易にする要因	95

天然ガスは、産ガス地で産出された後、海上輸送するために液化され（これを LNG = liquefied natural gas¹、または液化天然ガスと呼ぶ）、専用タンカーに搭載されて消費国に向け出荷される。その後、輸入地で気化された後、発電所に運ばれて電力に変換されたり、あるいは都市ガス²用に成分調整された後、パイプライン等を通じて顧客に供給される。一般的には、生産から輸送までを上流（輸送部門は中流とも呼ばれる）市場、国内（日本の場合）を下流市場と呼ぶ。天然ガスは、生産から消費まで多くの人の手を経ているが、大きくは上流市場と下流市場に分けられる。また、経済学では、このように上流市場と下流市場が垂直的に構成される市場を逐次市場と呼ぶ。

現在、下流市場である国内のガス販売（都市ガス販売）が 2017 年に全面的に自由化されたところである。それと同時に、上流市場においても米国でのシェール革命³を発端に転売市場が活発化しはじめ販売の競争化が進行しつつある。日本を取り巻く天然ガス市場は、かつてない変革期の真ただ中にある。つまり、国内のガス販売において競争原理の導入が進んでいるだけでなく、同時に、調達する上流の国際 LNG 市場においても流動性のある市場に変化しつつある。

このような現在のガス市場について、日本政府による「エネルギー白書 2018 年版」の第 3 部第 1 章第 2 節において以下のように表現している

第 2 節冒頭⁴

「我が国は世界の LNG 需要の約 1/3 を占める世界最大の需要国です。これまでの伝統的

¹ メタンを主成分とする天然ガスを、水分、硫黄化合物、二酸化炭素などの不純物を除去した後、超低温に冷却、液化したもの。LNG と略称する。天然ガスは約 -160 °C で液化するが、液化すると気体の約 600 分の 1 の体積となり、輸送・貯蔵に便利となる。

(JOGMEC より <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termlist/1000297/1000324.html>) プロパン・ブタンを主成分に持つ液化石油ガス (LPG) とは異なる。

² 導管設備 (パイプライン) を通じて工場や各家庭に供給される、LNG (液化天然ガス) を主原料とするガス。

³ 市原路子 (2012)、藤田勉 シティグループ証券副会長他 (2014) を参照。

⁴ 経済産業省 (2018) エネルギー白書、第 3 部第 1 章第 2 節を参照。

<http://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018pdf/>

な LNG 契約では、長期契約がその太宗を占め、また原油価格に連動する価格決定方式が通常であったため、東日本大震災後の原油高の影響等により、その調達価格の高騰が課題となりました。一方で、米国や欧州では、原油価格に連動する価格決定方式ではなく、ガスそのものの需給を反映した価格の影響力が増えています。加えて、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ます。」

長期契約や原油価格連動の価格決定方式については後ほど詳しく述べるが、まずここで示したいのは、日本は世界の供給量の 3 割を輸入する LNG 大国でありながら、「上流市場の市場化」と「国内市場の自由化」が並行して変化する状況下に直面していること⁵である。

本研究でも、この、国内の競争化と同時に上流市場の伝統的な市場形態が崩れつつあることに着目して、経済学的な分析を試みる。その理由は、上流市場の動向が、自由化された日本のガス市場にどのように影響を与えるのか、実際のところあまり関心が払われていないからである。長年、政府は、公的産業の自由化や規制緩和を多くの産業において推し進めてきた。これらは国内市場にどう影響するかにまず着目して、経済学者や研究者たちは定量的な検証や経済学的な議論を行ってきた。しかしながら、エネルギー資源のほとんどは国外に依存している。国内の自由化された市場は、国外の上流の市場に影響を与えたり、あるいは反対に国外の上流の市場における変化が自由化された下流市場に影響を与えたりしないのだろうか。その双方間の関係性やメカニズムに関して、あまり議論が行われていない。

そこで、第 1 章では、まず、天然ガスや LNG 産業の特徴を概説する。そして最近の上流市場ではその動向から将来の競争の可能性を示し、他方の下流市場では、欧米と同様に日本も自由化策を追求しつつも、調達面で欧米諸国と事情が異なる点を示す。

第 2 章では、日本にとっての上流市場は、どこまで競争状態なのかを伝統的な手法を使って最新データで検証を試みる。また上流市場の価格と国内の下流市場のガス価格との関係についても簡単に分析する。

第 3 章では、上流市場と下流市場を逐次市場として理論モデルを構築し、日本を念頭に想定シナリオを提示してそれぞれ比較を行い、逐次市場の競争化の問題を考える。そして最後の第 4 章では、ガス市場の競争は、他方で、参入障壁や安定供給といった新たな課題にも直面することに言及し、本論文の結びとする。

⁵ そのほか、International Energy Agency (2019) を参照。

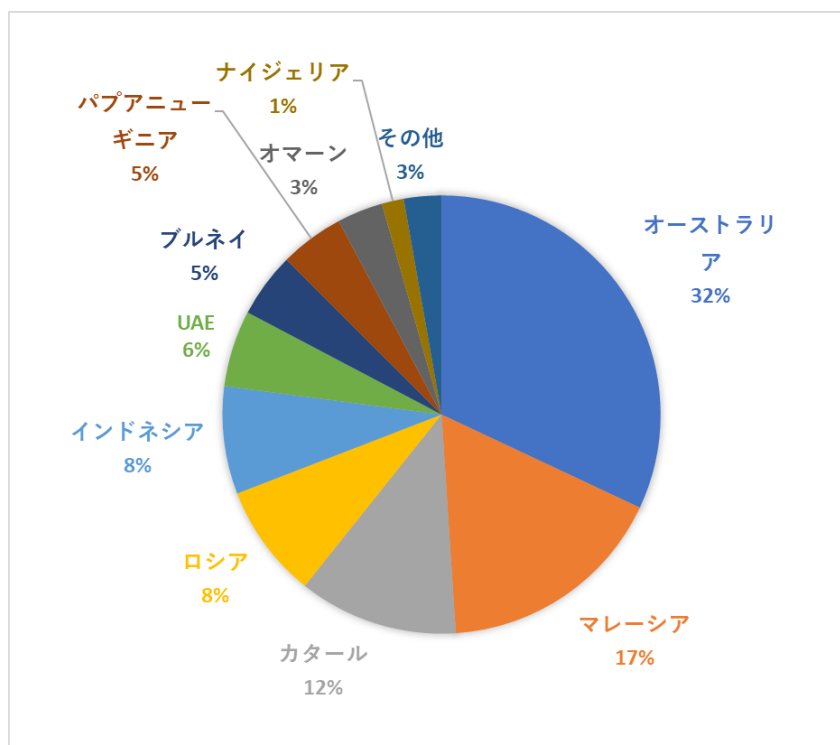
1 日本のガス資源

天然ガスは経済活動に不可欠なエネルギーである。少なくとも現在では、安定した供給が各国の経済活動や人々の社会生活に必須のエネルギーである。日本では、天然ガスは発電燃料と都市ガス（民生用の熱源）に広く利用され、世界的にも、同様に、熱源利用のほか発電燃料の中心を担っている。また天然ガスは、温暖化効果ガスの排出抑制や大気汚染のリスク低減を担う有効な資源としても注目され、大気汚染が喫緊課題であるアジアの新興国において需要増加が予想されている。

日本は、国産の資源がほとんどないため国外にエネルギーの大半を依存していることは承知の通りである。天然ガスに関しては、国内生産量は約 28 億 m³(LNG 換算 206 万トン、新潟、千葉など)で消費量の 2.4%⁶ほどしかなく、必要量の 97.6%を豪州、東南アジアや中東から輸入している（図 1-1）。

図 1-1 日本の LNG 輸入量と輸入源（2017 年度）

2017 年度 日本輸入量 8300 万トン



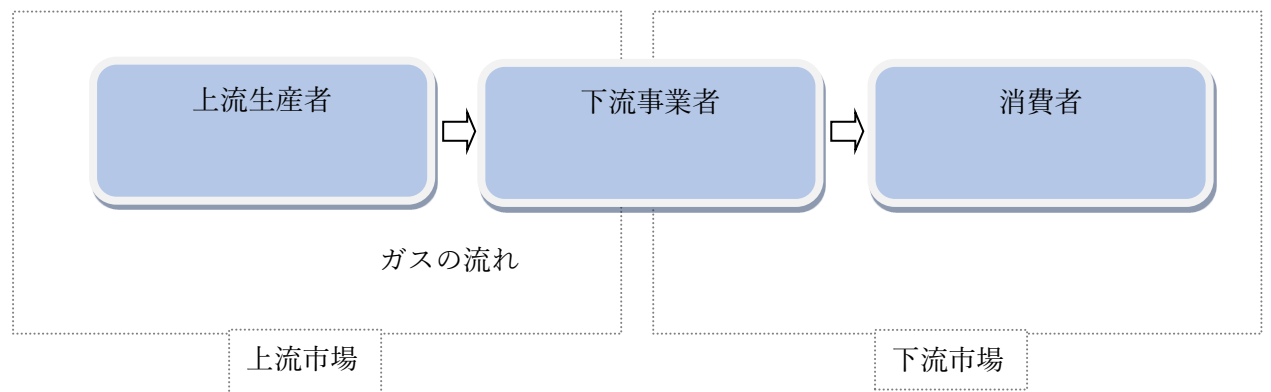
出所：日本ガス協会 <https://www.gas.or.jp/> のデータを基に作成

⁶ 経済産業省（2019）、p.8。

天然ガスは、産ガス地で生産された後、液化され（これを LNG=liquefied natural gas と呼ぶ）⁷、専用タンカーに搭載されて日本に輸入されている。その後、輸入地で気化された後、発電所に運ばれて電力に変換されたり、あるいは都市ガス用に成分調整した後にパイプライン等を通じて顧客に供給されたりする。

一般的には、ガス生産から液化・輸送までを上流（輸送部門や卸売り市場は中流とも呼ぶことがある）市場、消費地での市場は下流市場と呼ぶ（図 1-2）。日本の場合、ほとんどが国外で生産されるため上流市場は国外であり、下流市場は国内となる。国外のガス生産者である上流生産者がガスを、下流事業者へ供給し、その下流事業者がまた国内において消費者に供給する仕組みである。天然ガスの市場構造は、生産から消費まで多くの人の手を経ているが、大きくはこの上流市場と下流市場に分けられる。

図 1-2 ガス市場のイメージ



第 1 章では、エネルギー資源である天然ガスおよび LNG 産業の特徴について説明する。特に、本論文の主題である日本にとっての上流市場を理解する上で必須となる観点に絞って、次の 3 点を解説する。第 1 節は、資源の特性である。天然ガスは地下に眠るガス体であることに起因する特性を有する。第 2 節は、LNG 産業の特徴である。天然ガスを輸送する LNG 事業の立ち上げには巨額資金が必要であり、それを実現するための特徴がある。第 3 節は、下流市場のガス自由化について欧米および日本の経緯を説明した上で、上流市場との

⁷ メタンを主成分とする天然ガスを、水分、硫黄化合物、二酸化炭素などの不純物を除去した後、超低温に冷却、液化したもの。LNG と略称する。天然ガスは約 -160 °C で液化するが、液化すると気体の約 600 分の 1 の体積となり、輸送・貯蔵に便利となる。

(JOGMEC より <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/termlist/1000297/1000324.html>) プロパン・ブタンを主成分に持つ液化石油ガス (LPG) とは異なる。

関係において日本が欧米諸国と異なる事情であることに触れる。

1-1 ガス資源の特性

天然ガスは石炭や石油とならぶ地下に埋蔵しているエネルギー資源の一つである。これらの化石燃料は、18世紀の英国での産業革命後の石炭の利用に始まり、20世紀初頭の軍事利用、その後の近代経済の礎となる自動車産業や石油化学産業での石油の利用、そして21世紀を迎えて化石燃料の中でも地球環境面に対する負荷が少ない天然ガスの利用が増えている。天然ガスは、埋蔵量が豊富な上に、環境面においても大気汚染物質であるNO_xやSO_x、また地球温暖化問題の遠因ともされる二酸化炭素(CO₂)の排出を抑制することができるエネルギーとして期待されている。

天然ガスは、いくつかの点で財としての特異性を有する。まずは地下資源であることから、1) 有限性と、2) 生産の高度化についてである。さらに気体であるために、3) 長距離輸送の難点と、4) 長期貯蔵(ストック)の問題が挙げられる。

1-1-1 有限性

まずは有限性である。天然ガス(主にメタン成分 CH₄)は、石油、石炭と同様に地下資源の一つであり、無尽蔵に存在しているわけではなく有限性⁸の高い財である。天然ガス確認埋蔵量⁹は、英国の石油メジャーであるBPが毎年発表している埋蔵量統計によれば、世界全体で6,832兆 cubic feet¹⁰、つまり約194兆 cubic meterである(2017年12月末時)。

⁸ Pindyck(1978)では、化石エネルギーは、探鉱によって新たな資源が見つかるためポテンシャル埋蔵量は無限であり、枯渇する資源とは言えないが、一旦消費されれば再生できない資源であることから「非再生資源」と呼ぶほうが適切ではないかと指摘。したがって、Pindyckは発見済みのガス埋蔵量は有限でありながらも残存の埋蔵量に応じて価格が変化(上昇)し、新しい資源を探し出す努力(探鉱活動)に対する投資インセンティブが上昇し、新たな資源が発見される仕組みをモデルに取り入れて分析した。

⁹ 確認埋蔵量とは「地質的・工学的データに基づき、現在の経済条件及び操業条件の下で、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量」。国際石油開発帝石用語集を参照。

¹⁰ 天然ガス(気体)の単位。米国ではcubic feet(cf)、欧州ではcubic meter(cm)がよく利用される。なお、TCM=兆cm, BCM=10億cm。日本では主にLNG(液体)換算として表記され、t(ton)、MT(metric ton)が用いられる。双方の換算値に関しては次を参照。

その統計によれば、ロシア、イラン、カタール、トルクメニスタン、米国などの地下にガス田が多く、天然ガスの埋蔵量が豊富である（表 1-1）。しかし、埋蔵量が確認されていたとしても実際に生産されるかどうかは、それぞれのガス田の生産コストが大きく関係する。また、今後の探査活動を通じて新たに天然ガスが発見される可能性もあることから、有限ではあるものの不変であるわけではない。

表 1-1 天然ガスの確認埋蔵量（2017年12月末）

	単位: TCF (兆Cubic Feet)	天然ガス埋蔵量
1	Russian Federation	1234.9
2	Iran	1173.0
3	Qatar	879.9
4	Turkmenistan	688.1
5	US	308.5
6	Saudi Arabia	283.8
7	Venezuela	225.0
8	United Arab Emirates	209.7
9	China	193.5
10	Nigeria	183.7
11	Algeria	153.1
12	Australia	128.3
13	Iraq	123.9
14	Indonesia	102.9
15	Malaysia	96.6
16	Canada	66.5
17	Egypt	62.8
18	Norway	60.6
19	Kuwait	59.9
20	Libya	50.5
21	Azerbaijan	46.6
22	India	43.8
23	Uzbekistan	42.7
24	Myanmar	41.3
25	Kazakhstan	40.4
26	Other Africa	37.8
27	Ukraine	37.1
28	Oman	23.5
29	Netherlands	23.1
30	Vietnam	22.8

データ出所：BP（2018）Statistical Review of World Energy、p26

1-1-2 生産の高度化

有限性に加えて化石燃料の特徴であるのは、生産の高度化である。

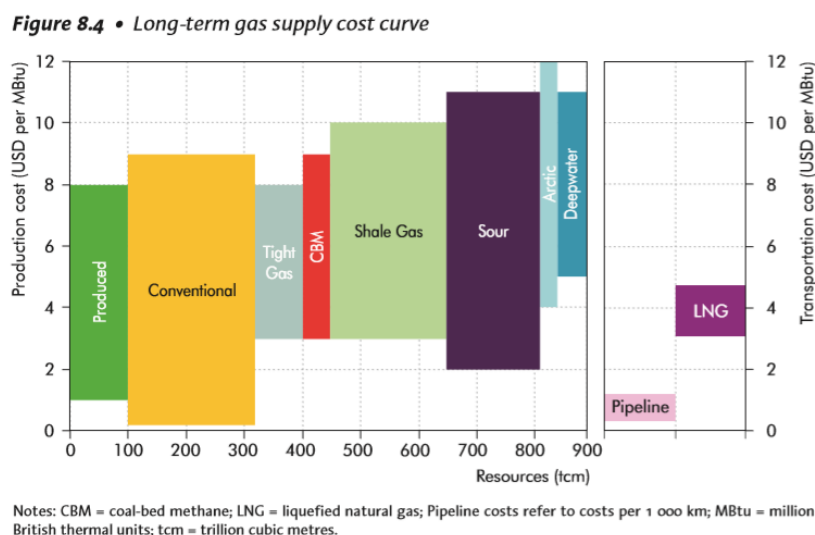
世界における天然ガス生産の歴史は浅く、米国で19世紀半ばに機械によるガス掘削及び採取が始まり、今日まで150年たらずである。しかし、その間に世界の天然ガス消費量は年々増加し、全世界で必要な天然ガス量は増大している。そのため、地下の中から次々に地

<https://www.dgoweb.com/contents/library/calculation.html>

上に取り出され、これまでに人類はおよそ 2200 兆 C F (cubic feet)¹¹のガス資源を生産し、大気放散したり、エネルギー消費等に利用したりしてきたといわれる。それに伴い、容易に地下から取り出せるような陸上部や深度の浅い海底の下に存在していたガス田は採り尽くされ、徐々に深海底や北極圏の地下、あるいは深度の深い地層、さらには内陸地や遠隔地などアクセスしにくい場所や地域に存在するガス田に生産地が移行している。さらに、米国では、従来から生産されている在来型のガス田ではなく、現在、盛んに掘削されているシェール（頁岩）と呼ばれる非在来型の天然ガス資源などは技術的に難易度の高い（取り出しにくい）地下資源であり、次第にそちらに対象が移行している。累計の生産の資源が増えれば増えるほど、高度な生産手法を用いたガス田の生産が必要となる。膨大な世界の需要量を満たすために、生産者は追加的な技術を使って地下のガスを取り出している。

採取が難しい天然ガス資源は、生産に関わるコストが高い。たとえば、深海底の掘削には、半潜水式（Semisubmersibles）リグあるいは掘削用船舶（Drill Ship）をリグ会社からリースして掘削する。そのリース代金は、浅海域向けの掘削船（ジャッキアップリグ）と比較し、時期にも依るものの 1 日あたり 2 倍～6 倍の費用がかかる¹²。

図 1-3 IEA による長期ガス供給コストカーブ



出所：International Energy Agency（2013）、p231

¹¹ 石油鉱業連盟、<http://sekkoren.jp/> を参照。

¹² エネルギーコンサルタント IHS Energy のデータによれば、2016 年～2018 年の間、ジャッキアップリグ（東南アジア）のリース料は約 5 万ドル/日前後だったのに対し、深海底のドリルシップや半潜水型リグは同 10～30 万ドル/日であった。

一般論でいえば、ガスの生産及び LNG 開発は、地下のガスの賦存状況やその立地によっておおむね生産コストが決まる。ガスの生産者は容易に生産できる資源から順に取りだし、生産コストの高いガス田の生産に産出先を移行することで、生産活動を続けている¹³。

ちなみに、国際機関 International Energy Agency (IEA) において天然ガスの供給コスト曲線が提示されている。天然ガスの賦存状況に応じて必要な技術が異なり、生産に関わるコストが異なる (図 1-3)。

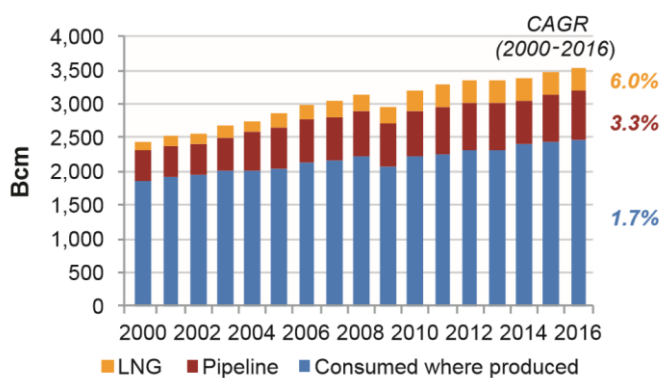
1-1-3 長距離輸送の難点

天然ガスは、気体のまま輸送するにはパイプラインの敷設が必要であり、歴史的には、パイプラインを通じた供給で利用範囲を広げてきた。しかしながら、日本のような産ガス地との間にパイプラインを敷設できる距離ではない国に対しては、天然ガスを液化して (LNG 化) 海上船舶で運ぶ技術が開発された。この輸送方法は 1960 年代に商業化された。

2016 年現在、世界で生産される天然ガス 31,646 億 cm (cubic meters) のうち 7 割はそのまま国内で消費され、残りの 3 割がパイプラインや LNG で他国に輸出されるが、LNG 市場は、世界の天然ガス全体の 1 割強の 3,934 億 cm ほどの規模である (図 1-4)。

図 1-4 世界のガス取引量

Figure 3.9: Global Gas Trade, 2000–2016



Note: CAGR = Compound Annual Growth Rate
Sources: IHS Markit, BP Statistical Review of World Energy

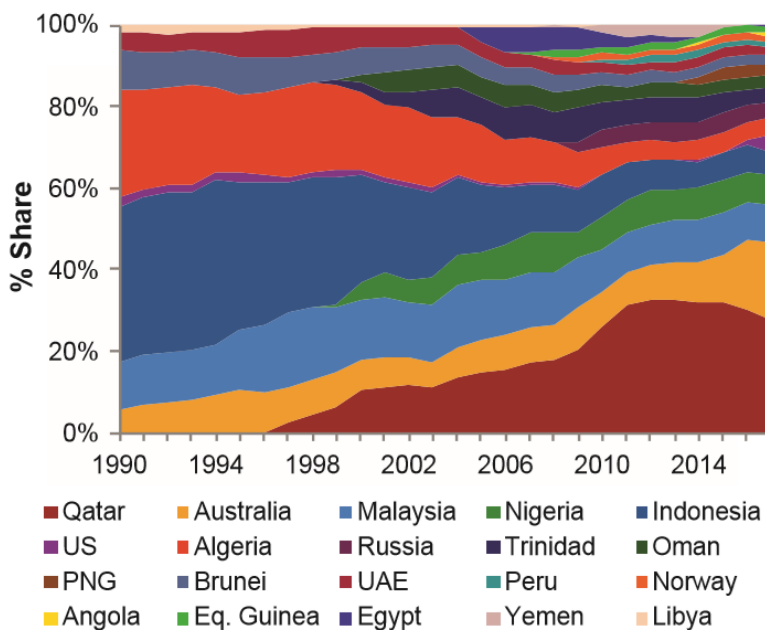
出所：IGU：World Gas LNG Report – 2018 Edition、p.12

¹³ 実際には、立地条件や賦存状態だけで生産移行するかどうかを判断するわけではない。すでに発見されている埋蔵量の中にも生産に係るコストは安い、政治リスクや治安リスクの高すぎる国・地域 (ベネズエラ、ナイジェリアなど) や政治的に国外企業による掘削活動を制限している国・地域 (イラン、サウジアラビアなど) がある。また、産ガス国政府の取り分が大きすぎて民間企業側にとっては採算性が見合わない埋蔵量などもあり、様々な要素を総合的に判断し、生産投資の可否が決定される。

主な LNG の輸出国（生産国）は、1990 年代はマレーシア、インドネシア及びアルジェリア、豪州の 4 か国で 8 割を超え（図 1-5）、その多くが東アジア（日本、韓国、台湾）に輸出されてきた。その後は 2017 年までに、カタールと豪州が大生産者として生産量を増やしており、その他数多くの小規模生産国が加わった（図 1-6）。最古参のインドネシアは国内消費が増加し、LNG 輸出量を大幅に減らしている。

図 1-5 LNG 輸出量の国別比率

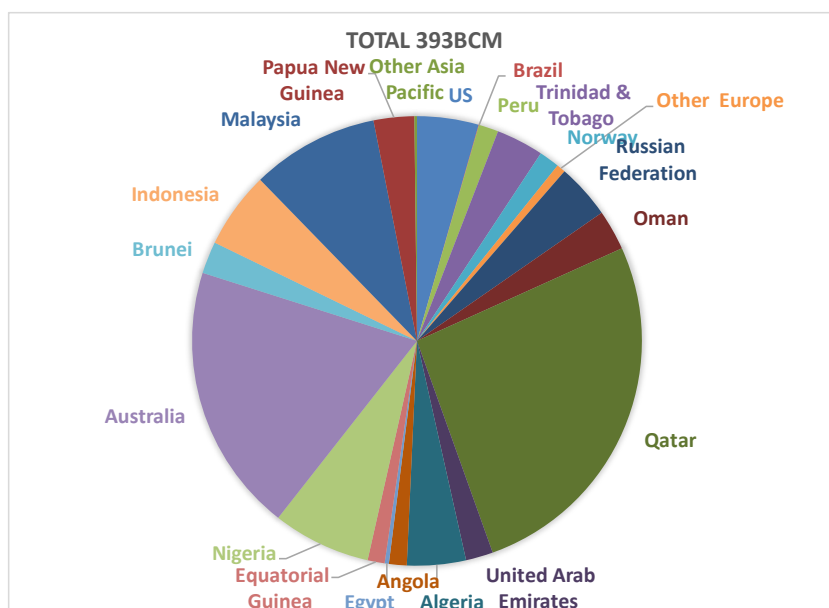
Figure 3.4 Share of Global LNG Exports by Country, 1990–2017



Source: IHS Markit, IGU

出所：IGU 2018 World Gas LNG Report 2018、p.10

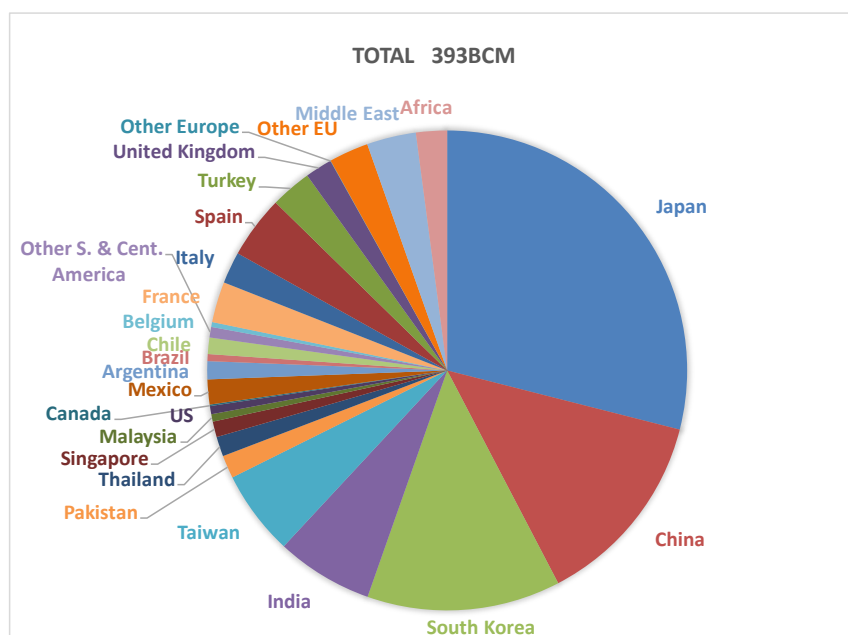
図 1-6 世界の LNG 輸出量 (2017 年)



出所：BP Statistical Review of World Energy June 2018、p34 データを基に作成

輸入国も、中国、インドが大規模な輸入者として加わり、2017 年現在、欧州、南米、中東、東南・南アジアなど世界各国で輸入されている。(図 1-7)。

図 1-7 世界の LNG 輸入量 (2017 年)



出所：BP Statistical Review of World Energy June 2018、p34 のデータを基に作成

2017年現在の輸出国は約20か国、輸入国も年々増加し35か国を越えている。

また一つの特徴として、LNGを輸送するにはコストが発生する¹⁴。LNGを専用のタンカーに搭載して輸送することから、LNG販売にとって輸送コストは重要な要素となる¹⁵。LNG輸送の専用船は、原油タンカーやコンテナ船の構造に比べて複雑で積載できる容量は少ない。International Energy Agency (IEA) のレポート¹⁶によれば、一般的なLNG船の新造船の建造費用は2018年上期で平均180百万USドル、これは大型原油タンカーvery large crude carrier (VLCC)の新造船費用の2倍以上であるが、その搭載能力は3分の1に過ぎず、石油に比べて非効率である。また、個別のLNG事業やLNGバイヤーが専有できるようにLNG船は事前に10年間や20年間といった長期にわたるチャーター契約を締結しているケースが多い。これらの結果、LNG船による輸送単価は高くつくのが特徴である。例えば、日本までの輸送コスト(表1-2)は、標準値でみると、中東のカタールから1百万Btu¹⁷あたり1.2ドル、豪州から同0.7ドル、米国のメキシコ湾から同1.9ドル~2.8ドルであり、2019年6月現在の卸売価格(米国ガス価格約2.5ドル/百万Btu)と比較しても無視できる値ではない。

パイプライン敷設においても同様であり、特定のスポンサー(石油会社や政府など)が敷設に関わり大規模な投資を行う必要があり、完成後に数十年にわたって自前の天然ガスを輸送したり、第三者にパイプラインを利用してもらって利用料を徴収したりして建設費や管理費の回収を行う。

¹⁴ Oglend, Kleppe and Psmundsen (2016) を参照。

¹⁵ International Energy Agency (2014)、p.46 を参照。輸送コストの構成要素は、タンカー賃料、燃料費、及び Boil off(蒸発ロス)、タンカー港湾着岸費。Boil off とは搭載されたLNGが時間とともに気化して蒸発することを指す。船舶の性能に応じて蒸発するロス率は異なる。なお、1-1-4の「貯蔵の問題」においても Boil off について触れている。

¹⁶ International Energy Agency (2018)、「Global Gas Security Review」、p.82。

¹⁷ 天然ガスの熱量単位。mmbtu あるいは mbtu と表記されることもある。Btu とは British thermal unit を指す。米国の天然ガス取引で使われる単位。1百万btu=約26m³。

表 1-2 日本までの LNG の輸送コスト

積み地	経由地	距離 (海里 ¹⁸) (片道)	航行日数 (片道)	輸送費 (ドル/百万 btu)		
				低位	標準	高位
米国	パナマ運河	9,300	21 日	1.12	1.85	2.58
	喜望峰	15,900	35 日	1.39	2.64	3.85
	スエズ運河	14,700	33 日	1.67	2.81	3.95
ロシア	北極海航路	5,000	15 日	1.15	1.66	2.17
	ベルギー	13,800	31 日	1.81	2.90	3.99
豪州		3,600	8 日	0.42	0.71	1.00
カタール		6,600	15 日	0.66	1.17	1.67

積み地は、米国はメキシコ湾の Sabine Pass LNG、ロシアは北極海の Yamal LNG、豪州は North West Shelf LNG の各出荷基地を想定。その他の試算前提は、田村 (2018) を参照。出所：田村 (2018) 資料、p.15 を基に作成

1-1-4 貯蔵の問題

実際問題として、需給のバランスをとる上で重要な役割を果たすのが、貯蔵や在庫の存在である。貯蔵の機能は、季節的な需給ギャップの穴埋めだけでなく、急な需要増や急な供給減が発生した際のクッションとして利用することもできる。天然ガスは条件さえ整えば貯蔵することは可能である。たとえば、産ガス国である米国では採取済みの枯渇したガス田を貯蔵施設として利用する。同国では、枯渇ガス田のほかにも岩塩層や帯水層にガスを一時的に貯蔵することで日々の需給ギャップを補っている¹⁹。これは、地下からのガス生産量はあまり増減させずに一定に制御することが効率的であるが、一方の需要量は季節間で落差が激しいため、この需給の不均衡を貯蔵ガスを使ってバランスさせている。つまり、春期から次の冬期までの間にガス田等の貯蔵施設にガスを注入して貯蔵量を増やし、冬場の需要期に市場に貯蔵ガスを放出することでバランスさせている。欧州でも英国やドイツで国内の枯渇油ガス田を利用したガス貯蔵施設を整備している²⁰。しかしながら、日本には、こうした枯渇ガス田の貯蔵能力が僅かしかない²¹ことから、需給間の不均衡を埋めるに十分な貯蔵

¹⁸ 輸送距離の 1 海里は、1 マイル、1.852Km。

¹⁹ 経済産業省 (2016)、p.33。

²⁰ 同上、pp.27-33。

²¹ 天然ガス鉱業会 <http://www.tengas.gr.jp> によると、新潟県内の 5 ヶ所で稼働しており、いずれも枯渇した油ガス田を利用。総合資源エネルギー調査会基本分科会 (平成 28

機能を備えておらず、欧米の市場と異なる。

また、LNG は、液体のまま長期にわたり貯蔵することは物理的に難しい。これは、LNG は液体として貯蔵している間も、徐々に LNG が気化して蒸発してしまうためである。これは Boil off gas(BOG)とも呼ばれる。たとえば、LNG 船舶における輸送中の損失量は、技術的な改良が進んでいるが、1 日あたり積載量の 0.2%以下²²程度ある。海上貯蔵あるいは陸上貯蔵においても同様であり、長期間にわたり保存すると損失量は少なくない。

1-2 LNG 産業の特徴

次に、LNG 生産活動はどう成り立っているのか。油田やガス田、あるいはそれに付随した LNG 生産事業において、少なくとも必要なのは、資源だけでなく、資金、技術、そして需要（引き取り先）であり、これらの要素がそろって初めて生産者は、生産に向けた建設に着手できる。これは、巨額の初期投資を要する、数十年にわたる生産事業であるからである。

そのため、伝統的に LNG における生産者は、長年にわたり決まった契約相手であるガス会社あるいは電力会社に決まった量を販売している。事前にそうした消費国のガス会社や電力会社との長期の供給契約を交わしているのが一般的である。これは、買い手のガス会社及び電力会社が、政府規制の下で独占的に販売を行うことができたため、自社の需要量を見通ししやすく、こうした長期契約が比較的容易に行われてきたとみられる。

このような関係をベースにして、長年にわたり上流のガス生産者と下流のガス消費者であるガス会社及び電力会社はそれぞれの立場を通じて、排他的なガス販売を行ってきた。このシステムを本稿ではガスの「供給の独占システム」と呼ぶ。また、本稿では、上流市場から下流市場へのガス供給に着目するため、国内のガス消費者として「ガス会社」と記して、「電力会社」は省略する。

本節では、前半で、この供給の独占システムを説明し、後半で、そのシステムを残しながらも、LNG の需要者による新たな短期的な購買指向を受けた市場の流動性がみられる点を解説する。最後に、LNG の需要予想について国際機関や石油会社の予想について述べる。

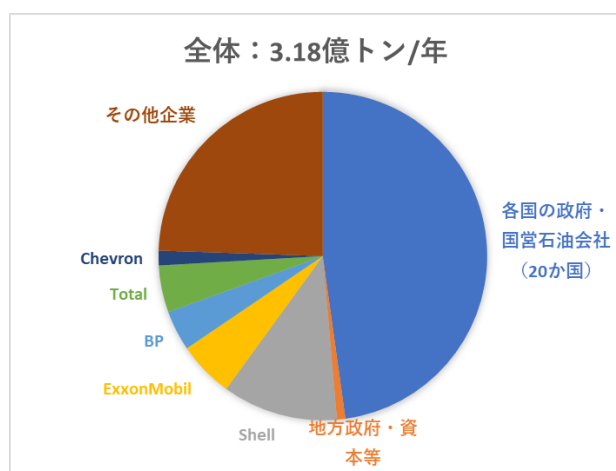
年 3 月 31 日) 資料によれば、5 か所の放出可能な貯蔵量（ワーキングガス）は合計 11.4 億 m³、LNG 換算約 86 万 t 相当である。これは日本の年間 LNG 輸入量の約 1%である。

²² International Energy Agency (2014)、p.48。

1-2-1 技術と資金

従来における供給の独占システムは、限られた生産者と決まった消費者（需要者）の間で巨大大業を立ち上げ、安定して消費者に生産物を届ける仕組みであった。LNG の生産技術や巨額資金を提供できる LNG 生産者は数が限られ、大手欧米メジャー企業の Shell（英・蘭）、ExxonMobil（米）、BP（英）、Total（仏）、Chevron（米）の5社が上流生産者としての立場を占める。この欧米メジャー企業による LNG 生産量の権益保有比率はあわせて全体の 25%を占める（図 1-8）。日本企業が主導する事業も 2010 年以降に複数みられる²³が、生産中の LNG の大半はこれら欧米メジャー企業が産ガス国の国営石油会社と組んで主体的に事業運営（このような企業をオペレーターと呼ぶ）を担っている（表 1-3）。たとえば、カタールでは、国営石油会社の Qatar Petroleum とメジャー企業の ExxonMobil などを中心であった。マレーシアでも国営石油会社の Petronas と欧州メジャーの Shell を中心に、また豪州でも Shell や Chevron などメジャー企業が多く LNG 事業を手掛けている。なお、2010 年代に入ってみられる米国の LNG 事業は、国営企業やメジャー系ではなく国内のベンチャー系企業が手掛けて成功したもので、新しい事業モデルに基づくものである（後述 1-2-3）。

図 1-8 LNG 事業の生産者別比率(2015 年)



データ出所：JOGMEC（2016）天然ガスリファレンス・ブック、pp.122-123

²³ 日本企業は、大手商社やガス会社、石油開発会社が複数の LNG 生産事業において少数権益を有して多数の事業に参画しているが、主体的な生産者（オペレーター）として操業しているのは、2015 年以降に生産が始まった小型のドンギスノロ生産事業（インドネシア、2015 年）とイクシス LNG の生産事業（豪、2018 年）のみ。2020 年代後半の生産開始を目指してアバディ LNG の生産事業が計画されている（インドネシア、計画中）。JOGMEC(2016) 天然ガスリファレンス・ブック III（3）を参照。

表 1-3 LNG 生産事業（代表的な事業）

	権益保有者 (国名)	権益保有 比率(%)	生産能力 (トレイン数)	投資額 (億ドル)
生産国：カタール				
事業名：Qatargas1 1997 年生産開始	Qatar Petroleum	65%	960 万トン (2 トレイン)	N.A
	ExxonMobil (米) *	10%		
	Total(仏)	10%		
	三井物産 (日)	7.5%		
	丸紅 (日)	7.5%		
生産国：オーストラリア				
事業名：Wheatstone 2017 年生産開始	Chevron (米) *	64.136%	890 万トン (2 トレイン)	290
	Woodside (豪)	13%		
	PEW (日)	8%		
	Kufpec (クウェート)	13.4%		
	九州電力 (日)	1.464%		
生産国：米国				
事業名：Freeport LNG 2019 年生産開始	Freeport LNG*	N.A.	1350 万トン (4 トレイン)	170
	Global	N.A.		
	Infrastructure			
	Turbo LNG	N.A.		

*は、オペレーター（権益保有者らを代表して実際に操業を行う企業）を示す。

出所：JOGMEC（2016）天然ガシリファレンス・ブック III（3）世界の LNG 液化基地
概要＜計画中含む＞等を基に作成

1-2-2 長期の販売契約

1 事業あたりの投資規模は、そのロケーション、その規模、また開発手法によって幅があり、おおむね 10 億ドル（1000 億円）から数百万ドル（数兆円）の規模である。2010 年代以降の LNG 開発は、深海底におけるガス田からガスを採取し、ガスを液化する事業であるため巨額化している。

生産事業者らは、その LNG 事業の立ち上げに必要な莫大な液化施設の建設費や船舶の建造費を金融機関等から調達する。そのためには、生産事業のプロジェクト会社は、輸入者であるガス会社との間で投資前に長期間の売買取引を取り決めた LNG 売買契約を締結しているケースがほとんどである（表 1-4）。またこの手の長期売買契約書には、Take-or-Pay 条項²⁴が盛り込まれていることから、LNG 生産者は販売の価格変動のリスクは背負うものの販売の数量リスクは回避でき、収入を確実に得ることができる。さらに、長期の LNG 売買契約では、ガス会社は自前の輸入基地を揚げ地として指定し（仕向け地条項）ていることから、他社に転売しにくい条件を盛り込んだ契約を伝統的に採用してきた²⁵。

この長期契約の締結は、それなりの合理性がある。生産事業者らが金融機関から巨額の資金調達を行うには、事前に将来の売り上げ見込みを確約させる必要があり、そのためにも、長期的な販売をガス会社の消費者側と約束しておくことである程度の収入を長期にわたり保障してくれるが、他方で、産ガス国側にとっても、決まった販売先を持つことは、事業収入の安定と国家収入の安定にとって都合がよい。

この長期契約上の LNG 価格は、伝統的に原油価格（欧州では石油製品価格）に連動した価格が採用されている。これは、LNG 黎明期である 70 年代—80 年代において、消費国では石油がエネルギーの太宗をしめていたことから、天然ガスの利用に代替していくよう原油価格に連動した価格方式を採用し、現在も踏襲されている²⁶。

²⁴ Take-or-Pay 条項とは、LNG 購入者の引き取り数量が LNG 契約書中に規定する数量に購入者固有の理由で不足した場合、購入者は実際に引き取らないもののその分の代金を金銭にて支払わなければならないとする規定（JOGMEC 用語辞典）。

²⁵ 詳細については公正取引委員会（2017）の報告書、第 3 章を参照。日本のガス会社や電力会社が締結している基本的な売買契約の概要及び販売先の自由度について実態調査の結果が記載されている。

²⁶ 公正取引委員会（2017）の報告書、p.146、表 33 を参照。同報告書によれば、日本の LNG 売上の 10 年以上の期間契約のうち 98%が LNG 売買価格は原油価格に連動した価格決定方式。1 年～4 年未満の短期的な売買契約においても 84%が原油価格連動を採用、5%が他地域のガス価格に連動した価格付け、残りがその組み合わせ（2016 年 4 月時点）。

表 1-4 個別事業の LNG 売買契約（例示）

ア) Qatargas1(カタール)の LNG 供給契約

契約相手	契約数量 (万トン/年)	契約期間	主要揚げ地
JERA ²⁷	400	1997-2021	知多、川越、四日市
東京ガス	35	1997-2021	扇島、袖ヶ浦
大阪ガス	35	1998-2021	泉北、姫路
東北電力	52	1999-2021	新潟
関西電力	29	1999-2021	姫路
JERA	20	1998-2021	袖ヶ浦、富津
中国電力	12	1999-2021	柳井
東邦ガス	17	1999-2021	知多
JERA	100	2012-2021	袖ヶ浦、富津
JERA、静岡ガス	20	2016-2021	上越、川越、四日市、袖師
Gas Natural Fenosa	75	2005-2025	Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto (スペイン)
Gas Natural Fenosa	75	2006-2025	N.A.(欧州)

イ) Wheatstone(豪州)の LNG 供給契約

契約相手	契約数量 (万トン/年)	契約期間	主要揚げ地
JERA	310	2017-2037	東扇島、富津
九州電力	70	2017-2037	戸畑、大分
JERA	100	2017-2037	知多、川越、四日市
東北電力	92	2017-2037	N.A.
九州電力	13	2017-2037	戸畑、大分
JERA	40	2017-2037	東扇島、富津
JERA	70	2017-2037	東扇島、富津

出所：JOGMEC（2016）ガスリファレンス・ブックⅢ（2）世界の LNG プロジェクト・契約を基に作成

²⁷ 東京電力と中部電力の合併会社。震災後の原発事故を受け、2015年設立。2019年4月までに両社の燃料部門、国内の火力発電所部門、海外の火力発電事業を継承。

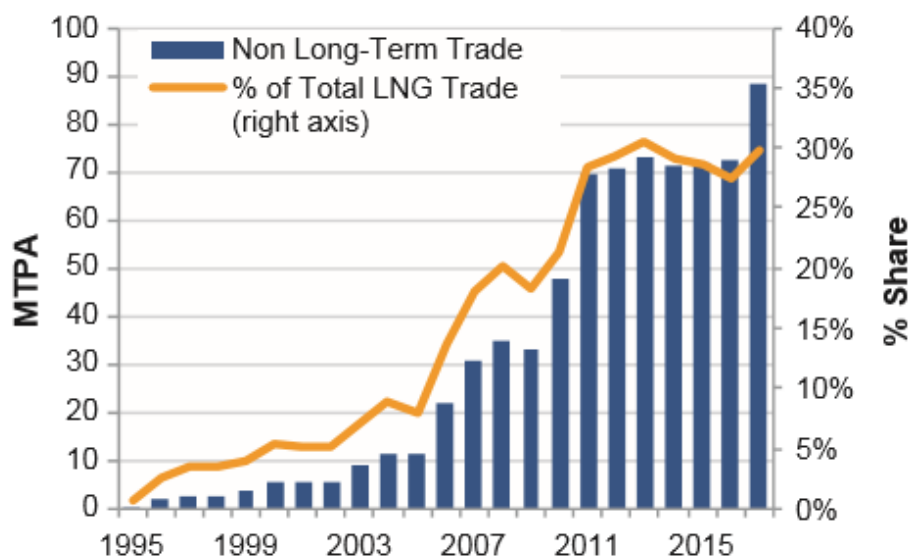
1-2-3 市場の流動化

一方で、LNG 貿易において短期契約に基づく LNG 取引は 2005 年ごろから増えてきており、2010 年以降に短期的契約量は全体の 30% 近くを占めた (図 1-9)。それでもアジア向け LNG は長期的な契約に基づく LNG 貿易が多いものの、アジア新興国では目先の需要増大への対応や安価な LNG 調達を追求し、短中期の取引を好む傾向がみられる。

さらに、2010 年代後半に入ると、この需給者間における仕向け先が縛られた LNG とは異なり、新たな供給方式が登場した。これが、シェールガス革命によって米国で生産を開始した LNG 事業である。米国の事業は、これまでの LNG 生産事業とはいくつかの点で異なる。一つが、比較的転売が自由なこと、二つ目に、米国国内のガス価格に連動した価格で販売されること、三つ目は、ガスの生産者と液化事業者が異なる事業主体者である点である。

図 1-9 非長期契約²⁸の比率の推移

Figure 3.13: Non Long-Term Volumes, 1995–2017



Sources: IHS Markit, IGU

出所：IGU：World Gas LNG Report – 2018、p.16

最近では、世界的な需要成長や短期・スポット取引の増加を背景に、エネルギートレーダ

²⁸ ここでの非長期契約 (Non Long-Term) とは「5年未満」の契約を指し、短中期あるいはスポットの売買契約を指し示す。

一らによる LNG 取引への新規参入²⁹がみられる。大手トレーダーらは、LNG のスポット販売に一時的に参画するだけでなく、長期販売者として利ザヤが得られる市場として長期的に事業を展開していく動きである。IEA によれば、米国産の LNG の流入によって、LNG 市場は、中期的な見通しにおいて転売自由な LNG や原油価格以外に連動する LNG（例：米国ガス価格）が増えると予想している³⁰。

こうした背景によって、日本向け LNG 輸入は、2018 年時点、長期契約ベースが輸入量の 8 割、中期及び短期の契約ベースが同 1 割であり、スポット契約ベースが同 1 割の比率である³¹。加えて、具体的に契約内容の変化（連動する価格、仕向け地条項等）がみられる。たとえば、長期契約の中でも 2014 年ごろまで原油価格（JCC 価格、BRENT 価格やインドネシア ICP³²）に連動した LNG 輸入がほぼ 100%であったが、以降、徐々に米国の指標ガス価格である Henry Hub 価格（HH 価格）あるいはこれらを混合した価格に連動した輸入が増えていく予定である（図 1-10）。日本の公正取引委員会では、LNG の取引において仕向け地条項等の付与が再販売を妨げ、独占禁止法に違反するのではないかとの見地から実態調査を行い、2017 年 6 月にその調査結果を公表³³した。その趣旨は、原発問題におけるガス需要の増加やガス販売の自由化の一方で、世界の LNG 需要増大や米国産 LNG などの供給増大を背景に、仕向け地条項等が国内外に再販売することを妨げ、競争化を阻害している可能性を懸念している点である。国の公正な立場からも、仕向け地条項が競争障害の一因となっている可能性を指摘し、競争化を後押ししている。

²⁹ Financial Times(2018/12/06)、同(2018/12/20)、同(2019/4/1)。

³⁰ International Energy Agency (2018)、“Market report: Gas 2018”、p.3 を参照。

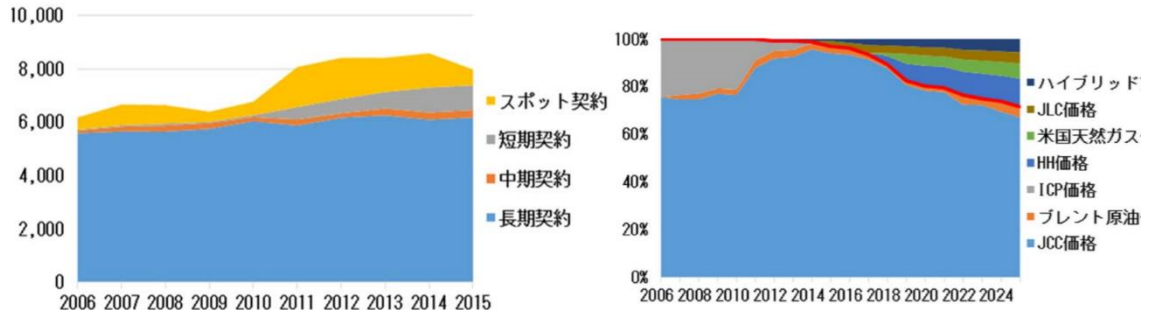
³¹ 田村康昌(2018)、p.39 を参照。

³² JCC 価格は Japan Crude Cocktail の略で日本の原油輸入の平均価格、BRENT 価格は英国の BRENT 原油の取引価格、ICP は Indonesia Crude Price の略で、インドネシア産油種別の取引価格に基づく政府公式価格。

³³ 公正取引委員会(2017) 報告書発表時の報道向け発表文、p.1 を参照。

図 1-10 日本の LNG 契約状況（左：期間別契約数量、右：価格決定方式）

（単位：万トン/年）



※カーゴ単位（契約締結後、短期間で一定または複数のカーゴを引き渡す）もしくは、1年未満の契約をスポット契約。1年以上4年未満の契約を短期契約4年以上10年未満の契約を中期契約、10年以上の契約を長期契約と定義

※赤線は、石油価格連動方式の長期契約の契約数量の割合の合計。「ICP 価格」(Indonesia Crude Oil Price) はインドネシアの原油価格

なお、JLC 価格は Japan LNG Cocktail 価格の略、日本に輸入される LNG の平均価格。ハイブリッドとはこれらの価格を複数組み合わせ合わせて算出される価格。

グラフ出所：公正取引員会（2017）報告書、図 58 及び図 87。

本文では、政府が価格規制の撤廃や市場開放を行うことを「自由化」と呼び、また、その制度変更によって市場の価格取引が活発に行われ、競争的に価格が決定される市場に変化することを「競争化」と呼ぶこととする。それまで独占販売が認められ新規参入が禁止されてきた市場が、政府の政策転換によって価格規制や参入規制が緩和・撤廃されることで新規参入が可能となり、実際に供給者間での価格の競争やサービスの競争が次第にみられる状態が競争化である。経済学では、独占状態から新規参入によって競争化が進展し、販売価格は独占価格から競争的な価格、つまり限界コスト（MC）に近付き、完全に限界コストに一致する水準まで価格が下がると競争状態³⁴と呼ぶ。

³⁴ 植草（2002）、 pp.6-7 の純粹型の競争的市場機構の要件は以下の4点。

a) 希薄化されない私的所有権（「排他性」「移動可能性」「特定性」「強制性」）を基礎に、すべての財・サービスは市場を経由して取引される。

b) 生産技術において分割不可能性や規模の経済性が存在しない。

c) いずれの市場も完全競争の下にある。

d) 情報の完全性の下で不確実性が存在しない。

このような理論的に純化した市場状態が存在するとき、経済の中に調整機能を果たす主体（例えば公的機関）が存在しなくても、価格が需要と供給を調整するパラメーター機能を果たして経済資源の配分を効率的な状態にする。

さらに c) が示す「完全競争市場」とは、植草、井出他（2004）の p.24 によれば、

1-2-4 世界的な需要の増加

次は、LNG 生産を立ち上げる条件の一つでもある LNG の需要についてである。需要が順調に伸びてきた日本は、政府発表の 2030 年の一次エネルギー供給見通しでは全体 490 百万 KL のうちの 18% を天然ガスが占める見通しが示され、今後は人口減や省エネの影響で現行水準よりも微減の方向性³⁵が示された。なお、経済産業省の統計によれば、日本の一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率は 23% (2017 年度)³⁶である。

世界全体では、IEA の見通しによれば、中国やインド等が経済成長や大気汚染対策として石炭からガスへの燃料転換を国家政策として進めているため、天然ガスの需要は今後も大きく伸びると予想されている(表 1-5)。2040 年までに、世界全体で年率 1.6% の増加、アジア太平洋地域のみでは年率 3.0%、さらにインドだけで年率 5.2%、中国でも年率 4.6% の増加の見通しである。インドや中国などの大消費国では、国内でのガス生産投資の状況や近隣のガス田生産やパイプライン敷設の状況によって今後の LNG 輸入量は異なるとみられる。英国メジャー企業 BP の発表によれば、LNG 貿易は、大気汚染対策として利用を増やしている中国、および生産が頭打ちになった欧州において当分の間、輸入の増大が見込まれる。一方、輸出においては北米からの輸出が急増することが予想されている(表 1-6、表 1-7)。

-
- 1) すべての市場参加者の供給規模や需要規模は市場全体に比べて著しく小さいこと。
 - 2) 生産物が同質であること。
 - 3) 供給者も需要者も現在の価格についてよく知っていること。
 - 4) 参入と退出が自由であること。

³⁵ 経済産業省(2015)、「長期エネルギー需給見通し平成 27 年発表」、p.5。天然ガス以外として、石油 30%程度、石炭 26%、原子力 10-11%、再生エネルギー13%-14%。

³⁶ 経済産業省(2019)、「エネルギー白書 2019」、p.108。第 2 部エネルギー動向より。

表 1-5 国際機関 IEA による天然ガス需要見通し

単位：bcm ³⁷	2000年	2016年	2025年	2040年	2016-2040年 伸び率(%)
北米	800	961	1,045	1,143	0.7%
中南米	97	166	183	271	2.1%
欧州	606	590	604	631	0.3%
アフリカ	57	134	177	306	3.5%
中東	174	477	568	795	2.2%
ユーラシア	471	575	583	636	0.4%
アジア太平洋	314	732	998	1,472	3.0%
日本	82	123	95	107	-0.6%
中国	28	210	397	610	4.6%
東南アジア	88	170	195	269	1.9%
インド	28	55	97	183	5.2%
バンカリング	0	0	16	51	-
世界全体	2,518	3,635	4,174	5,304	1.6%

バンカリングの需要とは天然ガス及び LNG を船舶用燃料として利用。

データ出所：International Energy Agency “World Energy Outlook 2017”、p.339 より作成

表 1-6 石油会社 BP による LNG 貿易の見通し（輸入）

	輸入量（単位：bcm）				年成長率		
	2017	2020	2030	2040	2017- 2020	2020- 2030	2030- 2040
世界	390	497	666	871	8.5%	3.0%	2.7%
日本と韓国	165	159	156	161	-1.3%	-0.2%	0.4%
中国	53	96	118	138	22.1%	2.1%	1.6%
インド	26	33	57	112	8.3%	5.8%	6.9%
欧州	62	99	126	135	16.7%	2.4%	0.7%

データ出所：BP (2019)Energy Outlook、チャートデータより作成

³⁷ Billion cubic metres、10 億 m³。欧州の天然ガスデータでよく使われる単位。

表 1-7 石油会社 BP による LNG 貿易の見通し（輸出）

		輸出量（単位：bcm）				年成長率		
		2017	2020	2030	2040	2017-2020	2020-2030	2030-2040
世界		390	497	66	871	8.5%	3.0%	2.7%
	北米	17	69	163	207	58.7%	8.9%	2.4%
	中東	122	122	160	227	-0.1%	2.7%	3.6%
	豪州	76	107	109	126	12.0%	0.2%	1.5%
	ロシア	16	37	61	77	33.5%	5.1%	2.4%

データ出所：BP (2019)Energy Outlook、チャートデータより作成

1-3 下流市場の競争化

次に、消費国でみられる独占販売の廃止と自由化について解説していく。ガス販売の自由化については、欧米において先行して導入されていることから、先に、米国、英国、そして欧州大陸での動きをみていくことにする。その後、日本の政策と日本のガス自由化の経過について説明する。最後に、欧米と対照的な、日本の天然ガスの調達事情を踏まえ、日本の政府あるいは人々にとっての上流市場の意味あいについて触れる。

1-3-1 欧米でのガス自由化

下流市場では、公共事業の独占体制への批判から、70-80年代に米英で公共事業の民営化及び競争原理の導入が潮流となった。米国では、70年代に価格規制の下でガスの生産不足が発生しており、LNG 輸入の開始やガスの価格規制の段階的な撤廃による国内生産量の拡大を図り、同時に下流（中流）市場でも順次、自由化の政策を展開して卸売り市場の取引を活発化させた。英国でも 1970 年代末から 1990 年代にかけて、国営のガス企業の民営化と分社化、さらにガス市場の自由化を段階的に実施した。1990 年代後半には、EU 加盟国におけるガス取引の自由化が欧州委員会（EC）主導で実施され、2010 年頃から長期の売買契約が石油価格の連動からガス市場価格連動に改定された。

まずは、米国の競争システムへの動きとしては、1970 年代にさかのぼる。国内における独占体制への批判からガス取引における競争原理の導入が行われた。米国では、歴史的に

も個人事業者（Independent E&P company）による油田・ガス開発への新規参入は盛ん³⁸であったが、当時、井戸元ガス価格（上流の販売価格）は政府規制によって低く抑えられていたため生産が伸び悩み、ガス不足が発生していた。1970年代に段階的に井戸元の価格を引き上げられたことで、反対に生産が急増し、最終的に価格規制が撤廃された。それと連動して1980年代から1990年代初頭にかけて、連邦政府はパイプライン会社所有によるガス独占販売のシステムを見直し、パイプライン会社からガスの販売機能を強制的に切り離し、幹線パイプラインを有しない会社でもパイプラインを自由に利用し（オープンアクセス）、ガスを売買できるシステムに変更した(表 1-8)。この規制改革を経て、生産者はマーケティング会社や地方ガス会社に、政府管理下にあるパイプラインシステムを通じて直接ガスを売買できるように仕組みが変更され、多くの新規マーケティング会社の参入が促された。また、需要者の安価志向が誘発され、インフラ間（貯蔵施設との間のパイプライン敷設）の接続が競争を促進させ、同時に、第1節の貯蔵の項で触れたように、貯蔵施設を使った、生産者と需要者との季節間の需給アンバランスを調整する事業も発展した。

³⁸ 米国では連邦政府が国内全土を対象にした鉱業権（石油、天然ガスの地下に存在する鉱物を探鉱・開発・生産し、生産物を取得・処分する権利）の権原を定めていない。そのため地下資源の所有権が土地所有者に認められていることから土地所有者の裁量で石油会社等との間でリース契約を結んで資源開発を行うことができる。

表 1-8 米国の自由化政策

<p>1970年代以前</p> <p>1938年の天然ガス法（Natural Gas Act）により、天然ガス産業は自然独占性を持つとの前提に立ち、井戸元での価格規制が長年にわたり施行された。</p>
<p>1970年代－1980年代</p> <ul style="list-style-type: none"> ・安価な井戸元ガス価格規制により生産活動が低迷、ガス不足が発生した。 ・段階的に価格規制が撤廃された(1978年、Natural Gas Policy Actの成立)。 ・それに伴いパイプライン会社の卸売価格、および末端のガス価格が上昇。 ・他方で、規制緩和によりガス生産バブルが発生し、過剰生産の状態が起きる。 ・スポット取引量も増大し、ガスのスポット販売価格が下落。
<p>1980年代－1990年初</p> <ul style="list-style-type: none"> ・スポット価格の急落によって、輸送と販売を行うパイプライン会社は、ガス長期売買契約におけるTake-or-Pay条項に基づく債務に直面する企業が表れた。 ・連邦政府は1984年のOrder No. 380で、パイプライン会社とLDC（Local Distribution Company（地域配給会社））との最低料金条項を廃止。それによって一部のパイプライン会社の債務がさらに増大した。 ・そのため、連邦政府は、債務に苦しむパイプライン会社に対しTake-or-Pay債務の買取りやTak-or-Pay条項の改訂に関わる費用を下流販売価格に転嫁することを認め、パイプライン会社とガス生産者間の債務問題の解消を図った。 ・連邦政府は、パイプライン会社に対して、債務問題の解決策を提供する一方で、1985年のOrder No.436および1987年のOrder No.500を発令し、ガス所有者に対する非差別的なパイプライン利用の提供（オープンアクセス）を義務付けた。 ・国内の州境取引を伴う長期のガス取引が減少し、スポット取引が増加した。 ・連邦政府は、1992年のOrder No. 636で輸送と販売の完全分離を義務づけた（これを、アンバンドリングと呼ぶ）。

植草益・横倉尚（1994）、経済産業省（2012）、Stern（2014）を参考に作成

2007年時点には、数多くのマーケティング会社及びガス貯蔵会社が存在³⁹し、活発な卸売

³⁹ 米国天然ガス協会 <http://naturalgas.org/business/industry/#overview> を参照。米国の事業者数（2007年時点）は、ガス生産者 6300 社以上、パイプライン会社 160 社（30 万マイル以上保有する事業者）、貯蔵事業者約 123 社、マーケティング会社（マーケッター）260

り取引と先物取引が展開されている。その一方で、ガスの小売り事業の自由化権限は州政府が保有しており、州内制度は各州によって異なる。現時点においても、家庭用を含めて完全に自由化している州はニューヨーク州、カリフォルニア州などごく一部の州にとどまる。

表 1-9 英国の自由化政策と独占企業の分社化

英国	独占事業者British Gas (BG)
1972年 British Gas (BG) が排他的・独占的な任務を行う。ガスの生産活動（上流）は、国内の複数の企業によって行われていたが、輸送・配送（下流）はBGが独占していた。	1982年 BGの民営化
1986年、大口需要者の参入規制及び料金規制が撤廃される。	1994年 BGを再編し、傘下に、輸送と貯蔵のBG Transcoを設立。
1995年 ライセンス制が導入される	1995年 BGは分社化を開始。
1998年 家庭用市場の完全自由化（なお、家庭用料金に対してプライスキューブ制を維持したが、2002年に廃止される。）	1997年 BGから小売部門のCentricaを完全に分離。 1997年 BG傘下のBG Transcoを輸送と貯蔵に分割、その貯蔵部門をBG Storageとして分離。 1999年 さらにBGはBG Transco（のちのLattice Group ⁴⁰ ）とBritish Energy（のちのBG Group）に分割。

植草益編（2004）、経済産業省（2012）を参考にして作成

欧州では、英国が先行して1980年代にガスの自由化に着手した。国営だった独占会社British Gas (BG)を民営化し、その後、分割した。まず、政府は、BGから小売り部門(Centrica)を切り離し、その後、輸送部門と貯蔵部門をそれぞれ分離させた。また、同時に家庭用を含

社以上、地方ガス会社 1200 社以上。

⁴⁰ 2002年にNational Gridに買収されて子会社National Grid Transcoに改称、さらに2005年、National Grid Gasに名称を変更された。

めてガス販売の自由化を実施（表 1-9）した。主要事業の分離後のBGは、残った地元ガス田の生産事業を軸に再出発し、2000年代に世界各地でガス生産に乗り出し大きく成長した⁴¹。

表 1-10 欧州大陸の自由化政策

<p>ロシアやアルジェリアからのガス供給が中心。</p> <p>EU域内の多国間のパイプラインネットワークが存在。</p> <p>15年～30年間の長期契約に基づくTake-or-Pay条項（引き取り義務）及び仕向け地条項を含む、石油製品価格に連動型の契約が中心の供給体制。</p>
<p>1990年代後半～2000年代後半</p> <p>1) 自由化政策を推進するEUガス指令が発令された。</p> <p>第1次パッケージ 1996年、1998年</p> <p>加盟国に対して、非競争的なパイプライン網と、競争部門であるガス販売との会計上の分離（アンバンドリング）を要請、また第三者が、規制あるいは交渉を通じてパイプライン網にアクセスできるようにすること等を要請した。</p> <p>第2次パッケージ 2003年</p> <p>加盟国に対し、パイプライン網の機能上の分離や第三者アクセスを認める規制導入を要請。</p> <p>第3次パッケージ 2009年</p> <p>加盟国に対し、パイプライン所有者の独立を要請する。</p> <p>2) 欧州委員会（EC）は、EU競争法に照らし仕向け地条項を含むことを違憲と宣言。</p>
<p>2008年-2013年</p> <p>1) 新規参入者（売主）によるガス間競争が発生し、競争化に拍車がかかった。原油高により、石油価格連動の長期契約に基づく売買価格が上昇、他方でスポット価格は景気後退等で急落。</p> <p>2) 各国のガス会社は排他性と再販売禁止条項を使った顧客確保の維持あるいは高値販売の維持がもはやできず、Take or Pay条項付きの長期契約を守れない状況に陥る。</p> <p>2013年初までにオランダ、ノルウェーの長期契約の多くがハブ価格（市場価格）に変更される。</p> <p>ロシアはハブ価格の導入に反対してきたが、EUのガス会社は長期契約の支払いが困難な状態のために再交渉、Take or Pay条項付き取引量の引き下げと価格の引き下げを要求し、ロシア側もハイブリッド型（ハブ価格が混在した価格方式）を容認する。</p>

Stern, Jonathan(2014)、ANA STANIČ 紺野 博靖（記者）(2019)を参考に作成

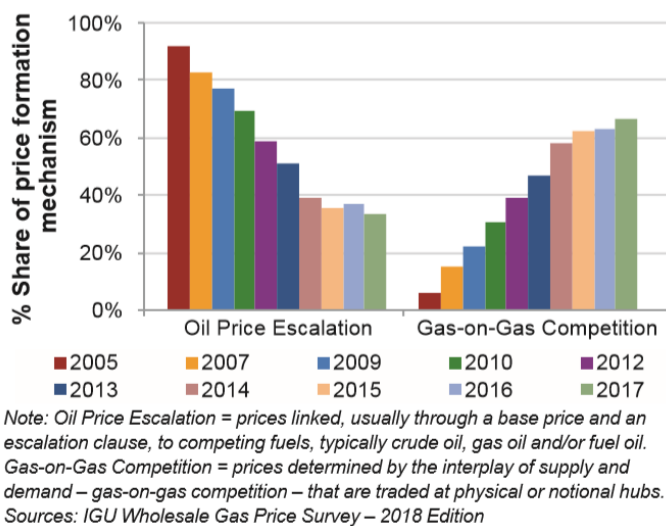
⁴¹ BG社は2016年にRoyal Dutch Shellに買収された。

EU 市場圏では、1998 年に、欧州委員会が加盟国に対して自由化に関する最初の EU ガス指令⁴²を要請し、2003 年に第 2 次ガス指令、さらに 2009 年に第 3 次ガス指令を発効して段階を踏んで競争システムの導入および制度の徹底を図った。同時に、EU 加盟各国では小売り販売の完全自由化が実施され⁴³、他の加盟国の下流事業者らの参入やトレーダーらの参入などがみられた（表 1-10）。

欧州大陸では 2010 年にかけて自由化政策はようやく円熟期を迎え、長期の売買契約の取引環境が劇的に変化した。その背景には、欧州委員会（EC）による強力な自由化政策の推進とともに、2010 年前後のガスの供給過剰が拍車をかけた。米国で 2000 年代後半からガスの生産が増加（いわゆるシェールガス革命）し、米国内の代替燃料の石炭や新たに立ち上がった LNG が行き場を失ったことで、欧州の天然ガス供給は飽和状態になった。同時期に金融危機とその後の欧州危機の発生で域内のガス需要が低迷したことでガス供給はさらに過剰状態となり、下流市場における販売価格に引き下げ圧力がかかった。他方で、下流市場のガス販売会社にとっては原油価格（当時原油価格は高騰）に連動したガス引き取りでは経営的に厳しい状況に直面した。その結果、欧州では、石油製品価格に連動した価格体系から需給バランスで決まる市場価格（ハブ価格）に取引価格方式が次々に変更された（図 1-11）。

図 1-11 欧州でのガス価格フォーメーション（2005-2017）

Figure 3.16: European Import Price Formation, 2005 to 2017



出所：IGU（2018）World Gas LNG Report 2018、p.17。

⁴²トマ・ヴェラン/エマニュエル・グラン/山田 光/エアクレーレン（2014）『ヨーロッパの電力・ガス市場』、p.111 を参照。

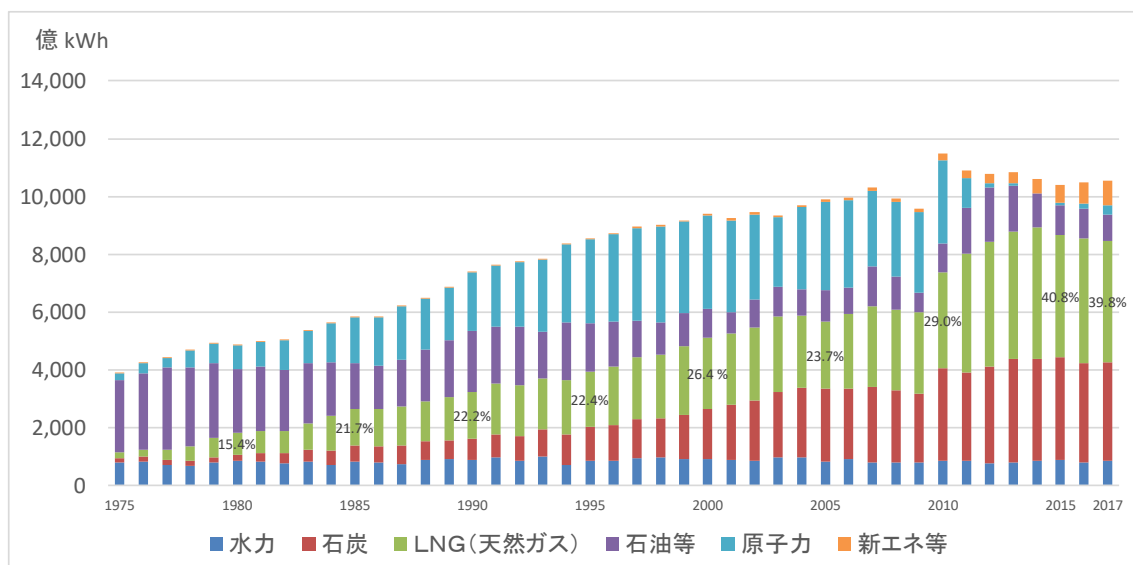
⁴³ ドイツは 1998 年に完全自由化、スペイン、イタリアおよびフランスは段階的に自由化対象者を広げ、それぞれ 2003 年、2003 年、2007 年に完全自由化を実施。

1-3-2 日本のガス自由化

次に日本のガス自由化についてである。

現在、日本での天然ガスの用途は、供給量（一次エネルギー供給）の7割が発電向けで、残りの3割が首都圏や関西圏ほかの都市部に普及した都市ガス供給や工場などでの産業用の利用である。従前、1970年代ごろまでは、電力発電は、石油を燃料とした火力発電が主流であったが、1990年以降、次第に低環境負荷やエネルギー分散化の観点から、石炭火力、原子力及びLNG（天然ガス）火力の発電が増していった。また、それと同時に、都市部のパイプラインの敷設によって、産業用および家庭用の都市ガスの利用が普及した。2011年の東日本大地震に伴う原発事故と、その後の原発停止をきっかけにして、発電はLNG（天然ガス）火力発電への依存を一段と高めた、発電量に占める天然ガス発電の割合は、震災前の約3割から震災以降は4割に上昇した（図 1-12）。

図 1-12 日本の熱源別発電電力量



出所：経済産業省「エネルギー白書 2019」のデータを基に作成。

日本の都市ガス事業は、電力事業ほどではないにしても必要な財を提供する産業として、生産の規模の経済性、ネットワーク経済性、複数の需要分野（工場、家庭、業務等）に提供する範囲の経済性、垂直統合の経済性などの観点から一定程度の自然独占性⁴⁴を有するため、

⁴⁴ 植草（2002）、第2章第4節。これによれば、規制の根拠は自然独占性としめされている。特定の産業が独占的構造になるような経済的あるいは産業構造的に存在するかで政策

長年のあいだ供給について地域独占が容認されてきた⁴⁵。

したがって、完全自由化する 2017 年 4 月以前でみると、東京ガス、大阪ガス、東邦ガス、西部ガス、京葉ガス、仙台ガスなど導管を通じてガス供給を行っていたガス事業者 209 社が「一般ガス事業者」として、特定地域における独占的な供給権が「ガス事業法」によって認められてきた（表 1-11）。その中でも、東京ガス、大阪ガス、および東邦ガスは、直接 LNG を上流ガス生産者から購入して自前の受け入れ基地で輸入して気化し、地方の一般ガス事業者に販売したり、あるいは直接自前の導管を通じた管轄地域における小売り販売を行ったりしていた。

表 1-11 一般ガス事業者の概要（平成 25 年 3 月末時点）

	一般ガス事業者
事業者数	209 事業者
需要家数	約 2,923 万件
ガス販売量	約 363 億 m ³ /年

出所：経済産業省により作成

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/gas/summary/

日本は、2011 年の東日本大震災に見舞われ、それを端を発して原子力発電が停止したため、代替として火力発電用のガス（LNG）がスポット輸入され、消費者向けの電力および都市ガスの価格が値上がりした。こうしたエネルギー価格の上昇を受けて、日本政府は、電力・都市ガスの地域独占による供給体制を問題視し、末端消費者にも選択権を与える、市場の完全自由化に方針を転換した。2016 年 4 月に電力の全面自由化を実施した後、2017 年 4 月に、ガス供給も全面自由化に移行した。

政府が掲げる、電力・ガスシステム改革の大目的⁴⁶は、①天然ガスの安定供給の確保、②

的な規制の根拠となる。自然独占性とは、資源の希少性やネットワークシステムの存在を基礎とした配送の段階における規模の経済性、及び生産段階における規模の経済性、範囲の経済性、固定費用の埋没性（固定投資額が巨額で償却に時間がかかると同時に他の用途に転用するのが難しい）を基本的理由とする。それ以外の根拠として財・サービスの必需性、サービスの公共性、破滅的競争の防止、二重投資の回避、技術的統一性の確保としてあげる人もいるが、植草はあくまでも自然独占性が最も重要な規制の根拠とすべきと指摘する。

⁴⁵ 植草、横倉（1994）、p.4。

⁴⁶ 経済産業省、以下の関連ページを参照。

ガス料金の最大限抑制、③利用メニュー の多様化と事業機会拡大、④天然ガス利用方法の拡大の4つである。安定した供給を最優先に掲げながらも、販売料金の自由化、販売方法の多様化など、消費者の選択肢の幅を広げることを狙いにする。

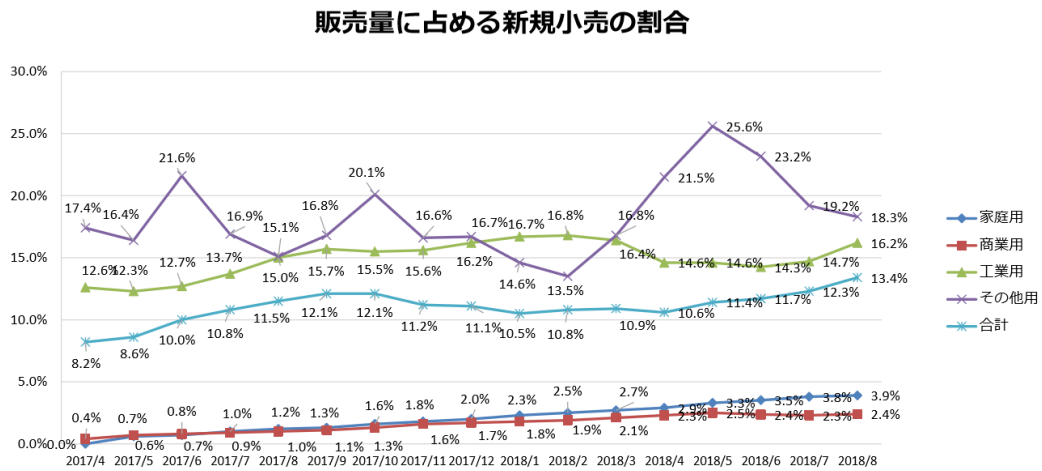
これに沿って、ガス事業法の改定が行われ、一般家庭などの小口のガス需要家向け販売においても、第三者の参入が認められるようになった。現在、電力事業者や他地域のガス会社は、既存パイプラインを使った託送サービスを利用して、小売り販売に参入することが可能である。また、政府は、ガスの垂直的な統合産業を、導管事業、製造事業、および販売事業の3事業に、機能的に分離し、市場のセグメント化を行うよう、ガス事業法を改定した。特に、顧客数の多い大手ガス会社の3社（東京ガス、大阪ガス、東邦ガス）に対しては、2022年までに、保有するガス導管（幹線パイプライン）事業を、製造及び販売事業から法的に分離することを義務づけている。今後も、政府は導管事業を規制対象に位置づけ、第三者が利用しやすいよう公平で透明性のある運営を目指すとしている。その一方で、製造事業（LNG基地）および販売事業（小売）は新規参入を促し、競争化をそれぞれ図っていく方針である。こうした取り組みを通して、政府としても、第三者の参入と共に欧米でみられるような卸売り市場の形成を促す考えである。

2018年8月時点、国内市場の新規参入は、全体で販売量に対して10%程度であるが、家庭用については約4%程度にとどまる。新たな供給会社に変更した、スイッチングの申し込み件数の割合（2018年11月末時）は、近畿地方で契約件数の10%超、中部・北陸で同9%と比較的高いものの、関東地方では同5%弱で、全国では契約件数の6.4%にとどまる（図1-13、図1-14）⁴⁷。

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/energy_system_reform/

⁴⁷ 経済産業省（2018）、ガス自由化状況、2018年12月報告を参照

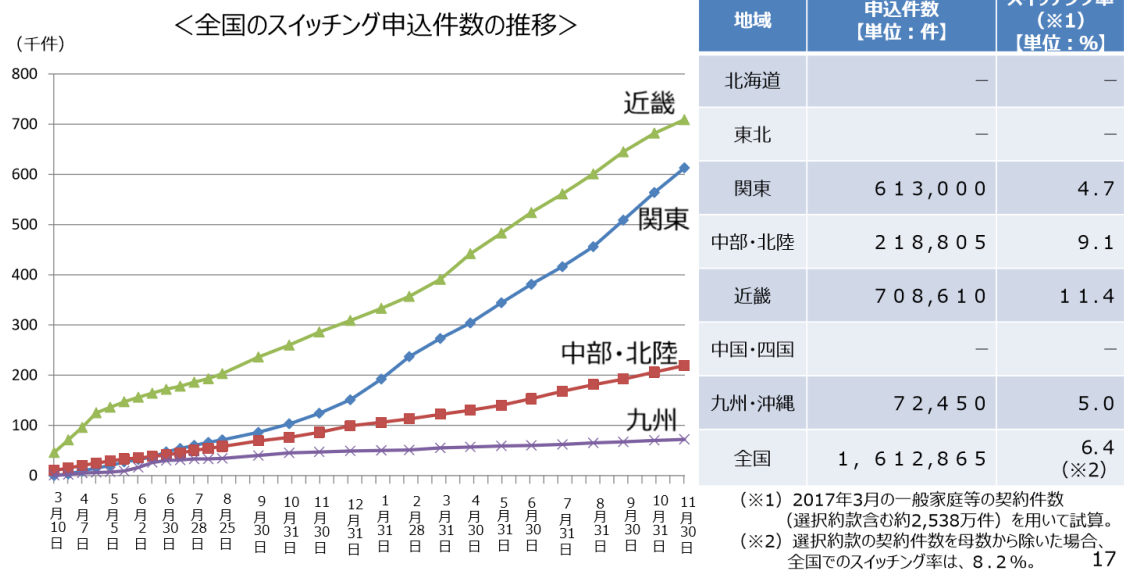
図 1-13 自由化後の新規小売の割合



※ 1 その他用とは、商業用、工業用に当たらない官公庁、学校、大使館、試験研究機関、病院等向けに販売した量を指す。
 ※ 2 新規小売には越境参入したみなし小売を含む。(出所) 電力・ガス取引監視等委員会「ガス取引報(2017年4月～2018年8月)」より作成

出所：経済産業省（2018年12月）、ガス自由化状況

図 1-14 自由化後の他社へのスイッチング率



出所：経済産業省（2018年12月）、ガス自由化状況

参入規制の緩和に伴って、クリームスキミング⁴⁸や既存企業の排他的行為⁴⁹の問題など競争を妨げる行為も否定できない。監視委員会及び政府監督局は、監督・運営に努めるとともに、綿密な制度設計づくりを行っている⁵⁰。

1-3-3 欧米と異なる日本

日本の置かれた市場環境は、欧米と対比するといくつかの点で異なる。それは、大きく二つの観点に分けられる。一つは、日本は欧米にくらべてガスの国外依存が高い点で、上流の生産部門が国内にほとんど存在しないために、生産活動は大半が国外の生産者によって行われている点である。もう一つが、資源を国外に依存しているが、その輸入方法がLNGのみである点である。つまり、東アジアの先進諸国は、LNGの海上輸送に100%を依存している点である（表 1-12）。

⁴⁸ 植草（2002）、pp.210～211。これは、超過利潤が発生しているサービス分野や地域に新規企業が参入すること。クリームスキミングとは牛乳を温めたときの上部のおいしいところだけを食べることに由来。既存企業は、収益性の低いところも供給義務を課せられているとすれば、規制当局に対して新規企業が収益性の高い分野にだけ参入するのを制限するよう、要請することになる。他方で、収益性の高いところだけ新規参入が進んだ場合、それ以外のところは価格が上昇し、新たな参入がみられ、全体のプライス・リバランスが図られる。

⁴⁹ 植草（2002）、pp.213～214。規制緩和後すぐは、既存企業が市場を独占していて、それ以外の企業は Competitive fringe firms である。多くの産業では、サービス分野を垂直的・多角的に統合している「統合企業」であるのに対して、新規参入企業はサービスの一部分に参入した「独立企業」である。既存企業は、各サービスの市場支配力を発揮できる上に、複数サービスを垂直的・統合的に支配できる。よって、既存企業が新規参入企業を排除しようと「排他的行為」や「吸収・合併」を行う。排他的行為としては、具体的には、価格差別（一時的な価格値下げ）による排他的行為であったり、あるいは、既存企業が一部原料供給等を拒否したり、高い価格で販売したりして競争上不利な状態に陥れる（価格スクイズ）こと。あるいは一層水平統合（地理的地域拡大）及び垂直的統合を強力に進めることで、かえって独占的地位をより強固に、あるいは既得分野での収益確保によって収益の安定化を狙うことである。支配企業がこのような排他的行為を行わないように独禁法の立場から監視する必要がある。

⁵⁰ 経済産業省（2018）「競争的な電力・ガス市場研究会 中間論点整理」を参照。

表 1-12 各国の天然ガス利用の位置づけ (2017 年)

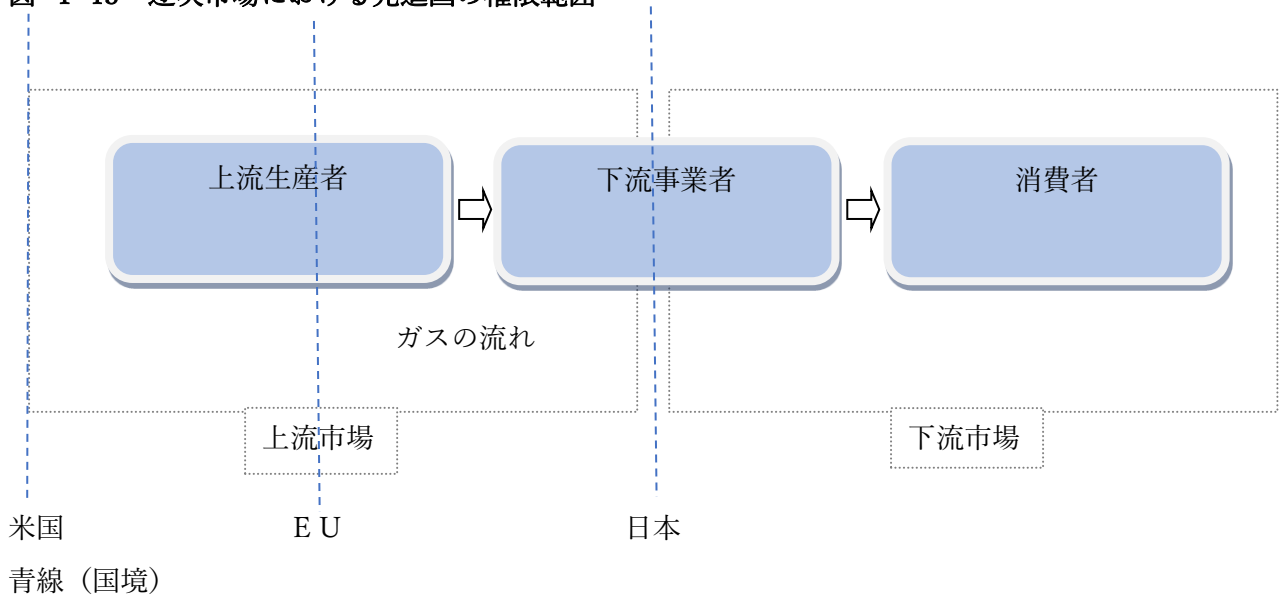
	日本	韓国	台湾	中国	米国	英国
一次エネルギー供給に占めるガス比率 (%)	22%	14%	17%	6.6%	28%	35%
ガス消費量(単位:百万トン)	101	42	19	207	636	68
ガス生産量(単位:百万トン)	—	—	—	128	632	36
(単位: bcm)						
LNG 輸入	113.9	51.3	22.5	52.6	2.2	7.2
パイプライン輸入	—	—	—	39.4	80.7	39.4
LNG 輸出	—	0.1	—	—	17.4	0.3
パイプライン輸出	—	—	—	—	66.1	10.8

データ出所: BP (2018) Statistical Review of World Energy、Primary Energy: Consumption by fuel、Natural Gas: Consumption、Natural Gas: Trade movements 2017 by pipeline, and LNG の各国データより算出。なお、データ出所が異なるため、1-2-4 の日本の一次エネルギー供給に占めるガス比率と異なる。

たとえば、米国では、連邦政府や州政府の行政下において多数の上流生産者が存在して生産活動を行っているが、国外の上流生産者も一部で活動しているものの、ほとんどは自国の企業である。さらに、一部で隣国からのパイプライン輸入を行っているが、LNG の輸出事業がいくつも稼働を開始しつつあり、天然ガスの純輸出国である。

欧州は、北海 (英国、オランダ、ノルウェー) に数多くのガス田が存在し、ガス生産が行われ、パイプラインを通じて域内で消費されている。域内の需要が伸びていることから、次第に国外への依存を高めているが、その主要な輸入ルートは隣国からのパイプライン輸入である。大陸全域にわたる域内のパイプライン網と、ロシア、中央アジア諸国、および北アフリカ諸国の間を結ぶ長距離のパイプライン網でつながっていることから、輸入に占めるパイプライン経由の割合は高い。LNG は、従来から南部のイタリアやスペインでは LNG 輸入も行われてきたが、2000 年代後半以降、域内産ガスの減少と輸入ルートの多角化の一環で英国、フランス、ベルギーなどでも輸入基地が建設され、LNG 輸入を始めている。欧州には、BP (英)、Shell (オランダ、英国)、さらに Total(仏)、Eni(伊)といった世界的に LNG や天然ガスを生産する大手の伝統的な上流生産者が複数存在している点も日本と異なる (図 1-15)。

図 1-15 逐次市場における先進国の権限範囲



なお、中国は、国内での生産が豊富なため、消費量の過半を国産で賄うことができる。さらにトルクメニスタン、カザフスタンやミャンマーなどの周辺国から、パイプラインを通じて天然ガスを輸入し、それでも足りない分を LNG で輸入している。そのため、日本に比べて多様な供給手段を有している。

これらの諸国と比較して、日本は、全面 LNG 輸入で賄われている。LNG の場合は、パイプラインと異なり、海上輸送のために、物理的には多くの供給先 (国) から受け入れることができ、また短期間のみの取引も可能である。したがって、日本の立場は、LNG の輸入先を LNG 輸出可能国から選ぶことができ、相手先の選択が自由であるが、日本政府にとっては、上流市場における生産面での規制権限や監督権限はなく、また、日本の上流生産者としての関与も一部に限られる。どちらかといえば、日本は、上流市場においては圧倒的に、消費者 (買い手) としての立場が強い。こうした観点から日本にとっての上流市場は、欧米諸国にとってのそれとの位置づけが大きく異なる。この視点は、第 3 章のモデル分析において重要となる。

1-4 競争下における供給

供給の独占システムが解体される中で、競争システムに移行することで、新たな関心がもたらされる。それは、競争下での供給の安定性である。

旧来の独占システムは、上流市場の特定の生産者が下流市場の消費者まで、ある意味、排

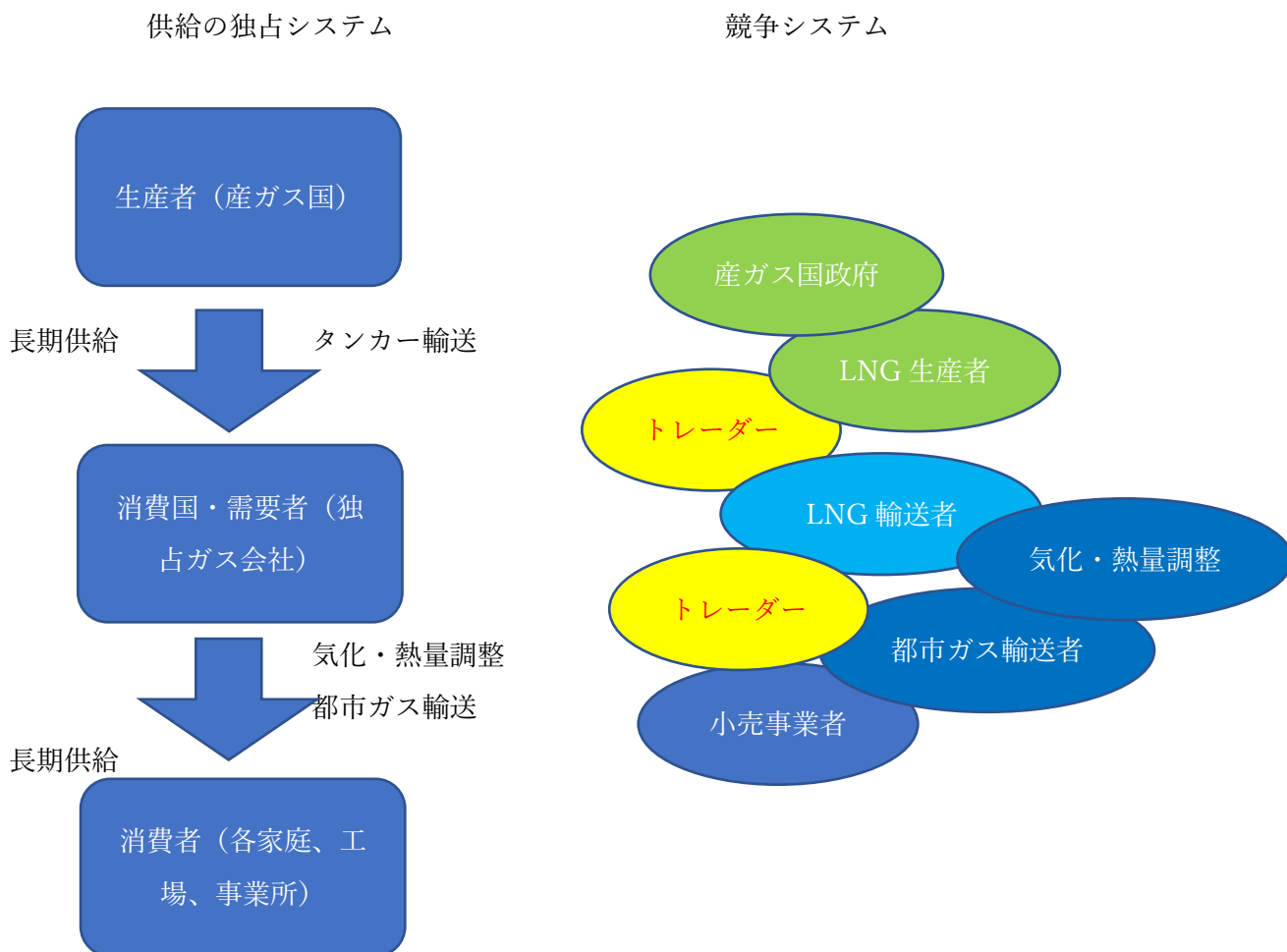
他的な供給を行ってきた。これは、別の捉え方をすると、買い手と売り手の間の長期的な取引関係を前提にして、地下のガスを生産者が、国内ガス会社を通じて消費者まで供給する、一連の供給チェーンであり、安定した供給を行う仕組みであった。

しかし、それに代わる競争システムは、市場（価格、量、時期など）を通じた、買い手と売り手の間で行われる、随時の売買関係に基づく調達である。上流にしても下流にしても、短期的な売買関係に、すべて置き換わるわけではないものの、競争システムに多少なりとも移行することは、確実な供給を前提にしてきた旧来の仕組みをみずから手放し、市場を通じた短期及び長期の混在した売買取引によって供給を保証する仕組みに、乗り変えていくことを意味する。

上流市場だけでいえば、これまでは買い手のガス会社は、売り手の生産者との間で20年や25年の長期契約に基づき専属タンカーにLNGを搭載して、長い期間にわたり輸送することで、安定した供給が確保されてきた。しかし、競争システムでは、生産する人、仲介する人、輸送する人、あるいは受け入れる人、これらの役割がそれぞれの事業者によって分業化される。そして、それぞれが利益追求しながら、市場ベースで取引を成立させて顧客にガスを順々に届けていく。つまり、独占システムでは生産、輸出、輸送、輸入といった一連のガスチェーンによる財の流れが、競争システムでは、生産、転売、海上輸送、国内供給がそれぞれの役目を専門的に担う利益追求者によって構成される市場取引の連続に変わる（図1-16）。

供給の独占システムから競争システムへの転換はこうした供給の確実性の面においても新たな制度設計およびマネジメントが求められる。

図 1-16 旧来システム下と競争システム下での供給形態のイメージ



1-5 第1章のまとめ

天然ガスは世界各地で電力や熱源として広く利用されている。その特性は、気体であるために石油や石炭に比べて難点も多く、液化（出来たガスを LNG と呼ぶ）してから輸送したり、また長期の貯蔵が困難であったり、その取り扱いが難しい。

この LNG に加工する事業は 1960 年代後半に商業化されたが、生産開始までの初期投資が大きいため、投資前に販売先との間で長期の LNG 販売契約を締結して販売リスクを回避する仕組みを長年採ってきた。また、日本では買い手であるガス会社が独占的にそのまま一般消費者に販売できる仕組みであったことから、この長期売買契約は LNG を円滑に立ち上げるとともに安定的に調達を行う基盤であった。

しかしながら、原油高騰が深刻化していた 2005 年ごろから、多様化する需要者側のニーズにあわせて、短期的な購入やスポット購入によって安価の購入を好む新興国の新規バイヤーが増えた。また、2010 年代後半に入って、転売しやすい米国 LNG が登場し、市場に流動性が増している。こうした上流市場の動きは、下流市場の自由化政策と並行して、既存の独占システムを大きく転換させる可能性を秘め、日本にとって無視できない動きである。上流市場の変化がどのように競争化する下流市場に影響を及ぼすのかについてあまり議論されていない。重要な点は、日本はほぼ 100%を国外の上流市場に依存しており、欧米とは異なる事情を有していることから、同じガス市場であっても日本の特有の調達事情を踏まえた分析が不可欠ではなかろうか。

2 天然ガス価格の実証分析

第1章では、ガス市場は上流市場と下流市場から成り立ち、日本の場合には、消費されるガスのほとんどを国外の上流市場から LNG として輸入して家庭に供給されていることを述べた。日本だけでなく、韓国や台湾といった他の東アジア諸国でも同様である。また、既述のように、その国外の上流市場は、国内の下流市場だけでなく、今、競争性を持った市場に変貌しようとしている。

過去の研究においては、LNG に依存する東アジア諸国特有の事情を踏まえたガス市場の研究は数少ない。そこで、第2章や第3章では、日本や東アジア特有の視点に立った分析および議論を行っていく。

まず、第2章では、日本を取り巻く天然ガス市場はどの程度まで競争的か、最新のデータを用いて実証分析を行う。第1節では、まず、先行論文をサーベイする。アジア市場においては、上流市場のLNG市場の競争化がホットな研究の対象となっているが、米国では、国内の上流市場及び下流市場一体としたガス市場全体の競争化が分析対象であり、欧州でも、欧州委員会(EC)による自由化政策及び欧州市場のガス競争化に注目した研究が進んでいる。

第2節および第3節では、日本のLNG輸入価格および国内家庭用都市ガス価格がどの程度で他市場のガス価格との競争性を有しているのかを検証する。ここでは、他市場のガス価格と日本のLNG輸入価格の間で長期的な関係がみられるのか共積分検定を使って行う。また、上流価格（LNG輸入価格）と下流価格（家庭用の都市ガス価格）との関係は、実際のところ、まだ自由化して間もないため両者の比率のみの分析に止めることにする。

2-1 先行研究

ガス競争化の先行研究は、欧米でのガス自由化政策の成果を問うものと、LNG 市場の競争化の進展を問うものとに大別される。まず、後者の LNG 市場の競争化から見ていくこととする。

2-1-1 LNG市場の競争化

日本において、産業界及び研究者らは、下流市場の制度変更に伴う競争化に関心を寄せるが、世界的には、LNG 市場の取引短期化及び流動化に研究者らの関心が集まっている。先行文献では、上流市場（LNG 市場）において独占的な市場から競争に近づいているかどうか

かを検証する論文が散見され、従来の手法である共和分検定や時間的な収束性を検証する分析手法等を使って、市場競争化の研究が行われている。

世界的に LNG 取引が増加してきたことで、Siliverstovs et al.(2005)は、日本も含めたガス市場の統合化の検証を初めて試みている。この実証分析では、共和分検定 (Johansen Cointegration test) を使って欧州と日本の価格の連動性が示されたが、北米は独立しているとの結果であった。この分析は、米欧日のガス輸入価格データ (LNG とパイプライン別) 及び英国の原油価格データを利用して、米国、日本及び英国、欧州大陸の 4 地域のガス価格の関係性を 2 変数間及び 3 変数間による共和分検定を実施した検証であった。Maxwell and Zhu (2011) は、Granger Causality Test を使って、米国、欧州および日本とのそれぞれのガス輸入価格ギャップが輸入量 (当時) の増減に影響を与えていることを証明した。

また、この 10 年 (2009 年以降) では、共和分の分析にとどまらず、時間とともに価格間関係性が変化しているかを検証する論文がみられる。それらは、主に次の 3 つの流れがみられる。

一つ目は、各地域のガス価格間関係性が刻々と変化しているかどうかを調査している論文である。Newmann (2009) 及び Li, Joyeux and Ripple(2014)は、Kalman Filter 法を用いて地域間の天然ガス市場が統合しつつあると述べて、天然ガス市場の国際化を検証した。Newmann (2009) は大西洋両岸における市場の統合化について、一方の Li, Joyeux and Ripple (2014)は欧州・アジアは依然米国からは独立しているが、徐々に市場の統合は世界規模で進んでいると結論付けている。さらに Barnes and Bosworth(2015)は、Gravity Model を使って LNG 取引量の増加とともに LNG が国際化していることを証明した。また Mu and Ye(2018)は Phillips-Sul 手法を使った time-varying coefficient 分析を行った。Mu and Ye(2018)は各地域の LNG のスポット価格 (アジア、ヨーロッパなど) が福島原発事故後に顕著に収束しつつあり、しかも英国のガス価格に収束していると結論づけた。

二つ目は、マーケットパワー (原油市場や大生産国) の存在に着目した分析である。例えば、Zhang, Min Shi and Xunpeng Shi(2018)及び新井洋子 (2019) は、需給で決まる米国のガス価格と異なり、日本は原油価格が LNG 価格の決定の要因であることを、VAR モデルを用いて導いた。前者は、日本の LNG 価格は、原油価格リンクが要因となってプレミアム (割高) が発生していることを明らかにした。後者は、原油価格リンクの価格連動の体系を前提においても、さらに価格にプレミアム (割高状態) が発生していることを立証した。一方、Rits(2014) は理論モデルであるが、LNG 輸送等の取引制約が緩和されれば LNG 市場の支配者がカタールから市場に移ると論じている。

最後の三つ目は、LNG 価格が従来の原油価格リンクから乖離し始めたのかに着目した研

究である。Lin and Li(2015), Agerton (2017) 及び Alim, Hartley, and Lan (2017) は、アジア各国の LNG 価格が従来の価格変動と何か変化があるかどうかを検証している。Lin and Li(2015)では、VEC-MGARCH フレームワークを使って、欧州と日本において天然ガス価格は原油価格と共和分の関係にあるが、米国では原油価格から分離されていると分析した。しかしながら、どの地域においても原油市場から天然ガス市場に価格波及 (Price Spillover) しているとの結論を示した。Agerton (2017) は、長期契約で輸入されるアジアの LNG 輸入価格と原油価格の間の変化を検証したが、福島原発事故の前後で大きな変化はみられないと結論づけた。Alim, Hartley, and Lan (2017) は、東アジアのスポット LNG 価格と石炭など他のエネルギー価格との関連を共和分検定によって検証したが、依然として原油価格との関係性が非常に強いと結論づけている。ただし、Alim, Hartley, and Lan (2017) は、日本のガスの代替エネルギーとなる石炭価格や国内の電力価格との関連性を調査しており、国内のエネルギー競合を念頭にした分析である点で特筆される。

2-1-2 欧米市場

次に欧米市場を対象としたガス価格の実証分析である。

米国では、1980 年代に始まったガス取引の自由化政策及びガス取引市場の競争化がどの程度達成できたのかを推し量るために国内価格の共和分検定による分析を行った研究論文は数多い。上流市場及び下流市場を含めて De Vany, Walls and David (1993)、King and Cuc(1996)、Serletis(1997)、Cuddington and Wang(2006)、Arano and Velikova(2009)、Apergis, Bowden and Payne (2015)、Ghodduzi (2016)、Mohammadi(2011)等が検証している。De Vany, Walls and David (1993)、Arano and Velikova (2009)などは、米国内の各地域のガス取引価格が市場の調整作用を受けて共和分の関係にあることを示した。De Vany, Walls and David (1993)は、オープンアクセスの完全義務づけ (アンバンドリング) 以前に、すでにガス価格間に共和分関係がみられ、さらに Arano and Velikova (2009)は、1992 年のアンバンドリング以降も、City-Gate 価格や Residential 価格は多くの州で共和分の関係が認められることを示した。これらは、天然ガス産業における改革及び規制緩和が成功裏に進められたことを示す。近年の研究では、Apergis, Bowden and Payne (2015) は、下流市場内でもある City-Gate 価格と小売価格の間において 50 州内すべてで双方向に作用していることを示した。Mohammadi(2011)は、上流の井戸元価格から下流の小売価格まで基本的に統合されていることを確認した。さらに、Ghodduzi (2016) は、先物ガス価格が井戸元価格、産業用ガス価格、さらに City Gate ガス価格と共に連動していることを示した。このように、米国では、全土において国内の上流から下流まで全体が統合されており、加えて先物

市場も含め統合されていることが示されている。

欧州は, Asche, Osmundsen and Sandsmark (2006)、Panagiotides and Rutledge (2007) が英国を分析対象として国内のガス価格を分析したが、原油価格からの分離 (Decouple) を証明できなかった。また、Asche, Misund and Sikveland(2013)は欧州を分析対象として域内のガス市場の統合化を検証した。これは、欧州の各国ガス価格間の連動性を持っているものの、依然として原油価格 (BRENT 原油) が影響を与えていると結論付けた。これらはいずれも共和分を使って分析した。また Growitsch, Stronzik and Nepal(2013)はドイツとオランダのスポット価格を分析対象 (2007-2011 年月次データ) として共和分分析及び時間的収束性を推計する Time-varying coefficient 分析を使って上流と下流間の取引価格の連動性について検証し、価格の収束が合理的な程度で進んでいることを示した。

すでに述べたように、2010 年前後から、欧州では長期契約上の取引のガス価格とスポット価格との連動が急速に進み、近年の実証分析では、欧州大陸市場の市場価格 (スポット価格や先物価格) 間の連動性や収束性だけでなく、Nick(2016)や Garaffa et al.(2019)にみられるように、価格間の情報効率性 (informational efficiency)、裁定取引 (arbitration)、それに伴う取引コストを推し量ることで、価格間の歪みがどう発生しているのかを検証することに関心が移ってきている。

このように、欧米対象の研究では、すでに自由化政策の導入が済んでから多くの時間が流れていることから実証分析においても一歩二歩、先を進む。次節では、最新のデータ (2001-2018) を用いて、日本の LNG 価格の他市場との競争性を、共和分検定を使って実証分析を行う。

2-2 上流市場の共和分分析

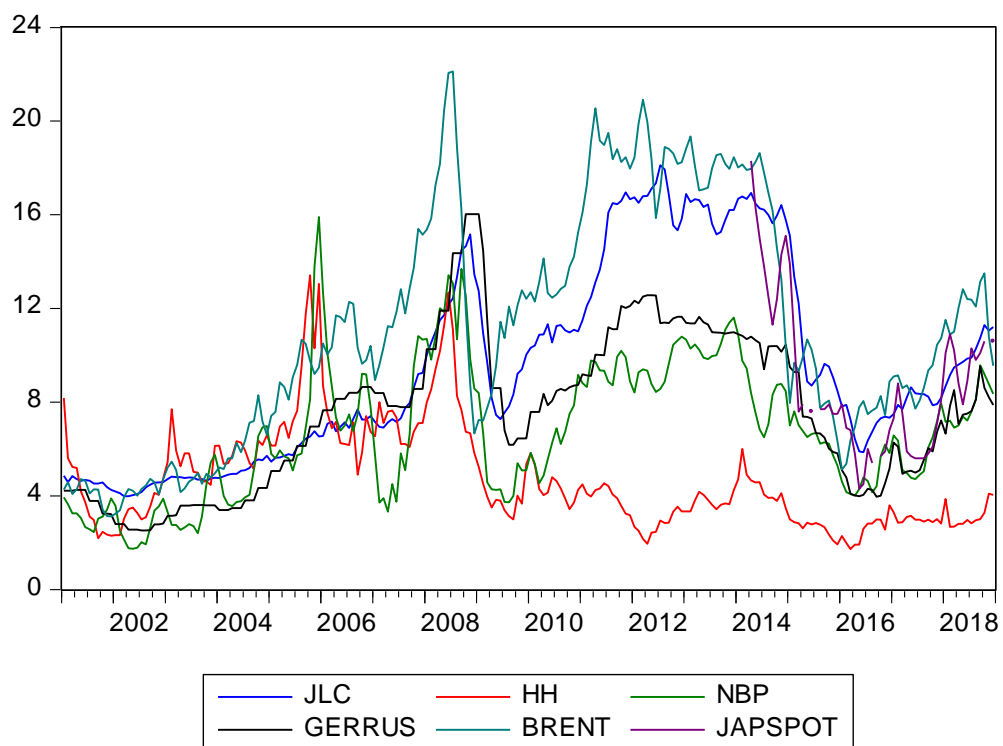
日本の下流市場では、2017 年 4 月まで、家庭用販売は企業による地域独占が認められていたため、その後のデータだけでは計量分析には不十分である。そこで、本研究では、世界の上流価格について 2018 年までの最新のデータを用いて、先行研究でも頻繁に利用されていた共和分分析の手法を使って検証を行うこととした。共和分検定は変数間の長期の線形関係の有無を確かめるテストであり、関係性が認められる場合、それらの変数間は共和分関係にあると呼ばれる。

下流価格との関係については、次節において、日本の LNG 輸入価格と東京都 23 区の都市ガス価格との関係を取り上げる。

2-2-1 利用データ

利用するガス価格は、日本 LNG 輸入価格（日本 LNG 平均輸入価格）、通称 JLC 価格、米国の Henry Hub 価格（米国ガス価格の指標）、通称 HH 価格、英国の National Balancing Point 価格（英国ガス価格の指標）、通称 NBP 価格、それと、ドイツ国境渡し価格（ドイツーロシアの国境ガス価格）の 4 種を利用する。これらは、2001 年 1 月から 2018 年 12 月までのデータを対象期間として利用する。加えて、2014 年 4 月以降、経済産業省による公表が始まった日本のスポット輸入価格（JAPSPOT）を加えて、利用する。また、原油価格としては、英国のベンチマークである BRENT 価格を原油価格の代表値として採用する。6 種の価格のグラフは、図 2-1 である。

図 2-1 6 種の価格推移
(単位：ドル/百万 BTU)



《データ出所詳細と単位統一化》

- ・JLC:日本 LNG 輸入価格。1 トンあたりのドル価格での表示のため、ドル/百万 BTU に換算。1 トン=51.746 百万 BTU⁵¹で換算。データ出所は石油連盟（原典：財務省貿易統計）。
- ・HH:米国ガス価格（Henry Hub 価格、現物価格）。単位はドル/百万 BTU。データ出所は、

⁵¹ ダイヤモンドガスレポート換算表を利用

米国エネルギー省統計局 <https://www.eia.gov/>。

・NBP:英国ガス価格。先物取引所 I C E にて取引される英国 Natural Gas Balancing Point の期近物(取引単位:pense/Therm)。1therm=0.1 百万 BTU。Pense(1ポンド=100pense)をドルに変換。データ入手の観点から先物価格。

・GERRUS:ドイツとロシアの国境のガス価格。IMF では単位をドル/百万 BTU で公表。データ出所は、IMF の <https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices>。

・JAPSPOT:日本 LNG スポット価格の入着価格。単位はドル/百万 BTU。出所は経済産業省で、2014 年 4 月以降の月次発表。

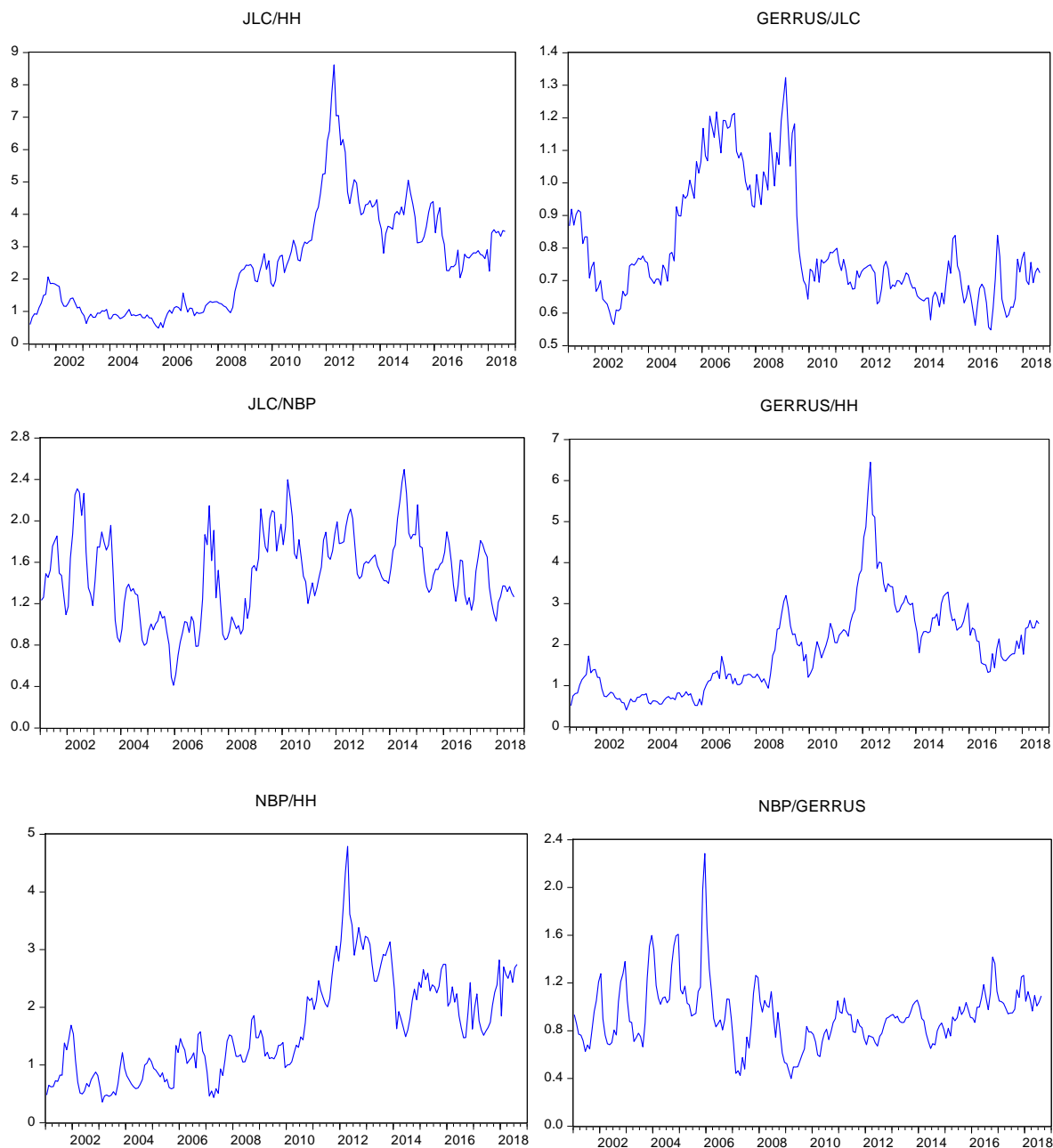
・BRENT:原油スポット価格。1 バレル = (Nearly) 6 百万 BTU として変換。データ出所は米国エネルギー省統計局 <https://www.eia.gov/>。

全期間のガス価格 4 種は、2 変数間の比率としてグラフで示す (図 2-2)。

天然ガス価格の 4 種および BRENT 原油価格については、(1) 2001-2018 年の通年と、全期間を 2010 年で区切った (2) 前期 2001-2010 年、(3) 後期 2011-2018 年の期間で検証を行う。2010 年で分けた理由としては、そのころ、米国ではシェールガスの開発が黄金期を迎えてガス生産が国内で急増し、同国のガス価格が低迷を始めた時期であること、また世界経済において 2008 年のリーマンショック後の体制下にシフトした時期であり、また、欧州においても域内全土に及んだギリシャ危機が始まった頃にあたる。この時期に世界経済やエネルギー市場の環境が大きく変化したと考え、対象期間を前後で分ける。加えて、日本においては東日本大震災 (2011 年 3 月) によって原子力政策の大きな転換点を迎えた。

さらに、後期に関しては (4) 2014 年-2018 の期間を別途分析する。2014 年でさらに分けた理由は、それまでの経済混乱を脱し安定してきたこと、また米国の LNG の輸出計画がほぼ確実になった時期であり、世界の各ガス価格の変動も安定してきていることが伺えるからである。なお、(4) では、2014 年 4 月から日本スポット価格を分析データに加える。

図 2-2 各時系列データの比率



まず、6種データに関し、それぞれの期間における相関係数を調査する（表 2-1）。その結果、米国ガス価格以外の相関係数は 0.65 を上回る高い値となった。米国ガス価格（HH）との相関性は、いずれの価格との間でも前期（2001-2010 年）は比較的低いが、（4）の 2014 年以降に限ると平均して高い正の相関がみられる。

表 2-1 6データの相関係数

(1) 全期間

	JLC	HH	NBP	GERRUS	BRENT
JLC	1	-0.1756593...	0.71696025...	0.86962735...	0.86297784...
HH	-0.1756593...	1	0.29285711...	0.11710485...	0.08439837...
NBP	0.71696025...	0.29285711...	1	0.79371280...	0.78241483...
GERRUS	0.86962735...	0.11710485...	0.79371280...	1	0.81606957...
BRENT	0.86297784...	0.08439837...	0.78241483...	0.81606957...	1

(2) 2001-2010

	JLC	HH	NBP	GERRUS	BRENT
JLC	1	0.27000261...	0.66879660...	0.91214717...	0.79380254...
HH	0.27000261...	1	0.67781099...	0.39939323...	0.51147266...
NBP	0.66879660...	0.67781099...	1	0.72423247...	0.72071700...
GERRUS	0.91214717...	0.39939323...	0.72423247...	1	0.73084039...
BRENT	0.79380254...	0.51147266...	0.72071700...	0.73084039...	1

(3) 2011-2018

	JLC	HH	NBP	GERRUS	BRENT
JLC	1	0.51291428...	0.81984119...	0.96059755...	0.88137717...
HH	0.51291428...	1	0.54817116...	0.46167971...	0.56554893...
NBP	0.81984119...	0.54817116...	1	0.88848845...	0.86318609...
GERRUS	0.96059755...	0.46167971...	0.88848845...	1	0.90794871...
BRENT	0.88137717...	0.56554893...	0.86318609...	0.90794871...	1

(4) 2014-2018

	JLC	HH	NBP	GERRUS	BRENT	JAPSPOT
JLC	1	0.73708909...	0.66625211...	0.92598826...	0.78120860...	0.91252907...
HH	0.73708909...	1	0.57910237...	0.69006771...	0.80724619...	0.72533461...
NBP	0.66625211...	0.57910237...	1	0.84342223...	0.68093484...	0.70307997...
GERRUS	0.92598826...	0.69006771...	0.84342223...	1	0.81210845...	0.89596600...
BRENT	0.78120860...	0.80724619...	0.68093484...	0.81210845...	1	0.77600260...
JAPSPOT	0.91252907...	0.72533461...	0.70307997...	0.89596600...	0.77600260...	1

2-2-2 ラグ付きの相関係数

では、次に日本のLNG輸入価格について他データとの相関関係のタイムラグをみるために、ラグを加味した相関係数を確認したところ、日本のLNG輸入価格は、BRENT価格に4か月程度の遅れがみられ、さらに英国ガス価格のNBP価格に2か月ほどのタイムラグの可能性が示唆された(図 2-3)。

図 2-3 タイムラグ付き相関関係

1) 日本 LNG 輸入価格の BRENT 原油価格との相関係数

BRENT価格が4か月先行。タイムラグ4か月（-）が0.95と最も相関性が高い。

Sample: 2001M01 2018M12

Included observations: 216

Correlations are asymptotically consistent approximations

JLC,BRENT(-i)		JLC,BRENT(+i)		i	lag	lead
	██████████		██████████	0	0.8630	0.8630
	██████████		██████████	1	0.8918	0.8289
	██████████		██████████	2	0.9177	0.7974
	██████████		██████████	3	0.9380	0.7685
	██████████		██████████	4	0.9501	0.7415
	██████████		██████████	5	0.9465	0.7161
	██████████		██████████	6	0.9303	0.6907
	██████████		██████████	7	0.9064	0.6640
	██████████		██████████	8	0.8792	0.6360
	██████████		██████████	9	0.8515	0.6081
	██████████		██████████	10	0.8247	0.5801

2) 日本 LNG 輸入価格と NBP (英国ガス) との相関係数

NBP価格が2か月先行。タイムラグ2か月（-）が0.735と最も相関性が高い。

Sample: 2001M01 2018M12

Included observations: 216

Correlations are asymptotically consistent approximations

JLC,NBP(-i)		JLC,NBP(+i)		i	lag	lead
	██████████		██████████	0	0.7170	0.7170
	██████████		██████████	1	0.7294	0.6931
	██████████		██████████	2	0.7347	0.6645
	██████████		██████████	3	0.7311	0.6323
	██████████		██████████	4	0.7191	0.5983
	██████████		██████████	5	0.7000	0.5645
	██████████		██████████	6	0.6789	0.5322
	██████████		██████████	7	0.6568	0.5040
	██████████		██████████	8	0.6361	0.4754
	██████████		██████████	9	0.6184	0.4465
	██████████		██████████	10	0.5994	0.4193

3) 日本輸入価格とスポット輸入価格のタイムラグ

特にタイムラグに伴った相関性はみられず、同時のタイミングが 0.91 と最も相関性が高い。

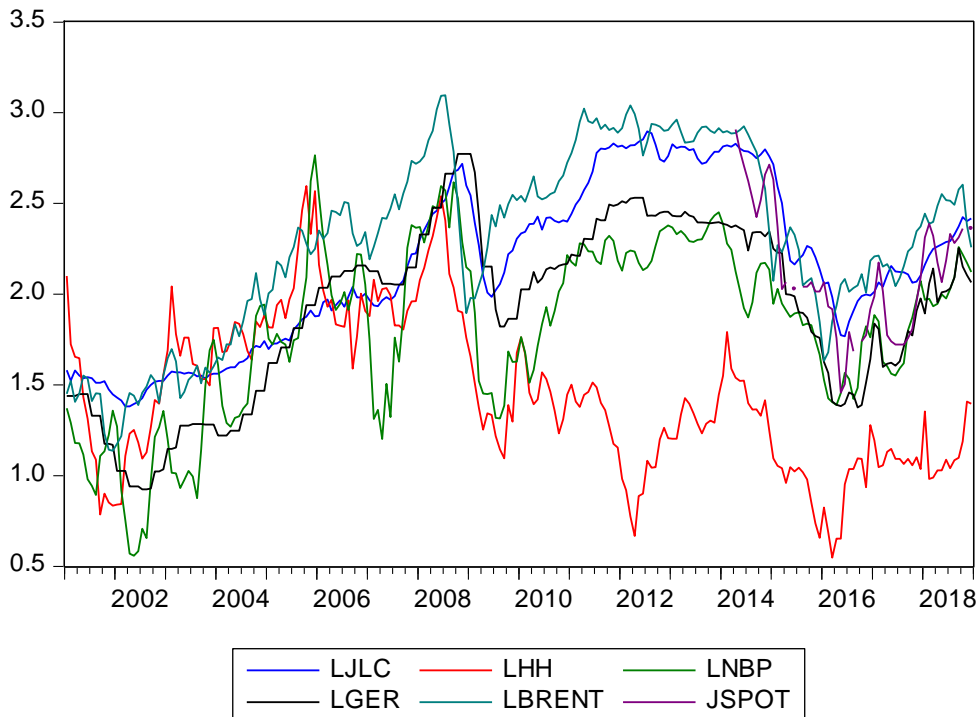
Sample: 2014M04 2018M12

Included observations: 53

Correlations are asymptotically consistent approximations

JLC,JAPSPOT(-i)		JLC,JAPSPOT(+i)		i	lag	lead
	██████████		██████████	0	0.9125	0.9125
	██████████		██████████	1	0.8749	0.7992
	██████████		██████████	2	0.8248	0.6930
	██████████		██████████	3	0.7509	0.5978
	██████████		██████████	4	0.6695	0.5267
	██████████		██████████	5	0.5982	0.4718
	██████████		██████████	6	0.5385	0.4325
	██████████		██████████	7	0.4863	0.3704
	██████████		██████████	8	0.4138	0.2809
	██████████		██████████	9	0.3282	0.1890
	██████████		██████████	10	0.2277	0.1092

図 2-4 対数変換した各価格データ



2-2-3 単位根検定

まず、すべてのデータについて対数変換を行った上で、定常性の有無を確認するため単位根検定を行う。非定常なデータを扱う場合には回帰モデルの推計に問題が生じることが知ら

れている。単位根検定は、ADF (Augmented Dickey-Fuller) 検定、PP(Phillips-Perron)検定ならびに KPSS(Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin)検定を行って実施する⁵²。対数変換後の価格の推移は以下で示す (図 2-4)。

表 2-2 単位根検定

(1) 2001-2018 ADF と PP においては P 値、KPSS は LM 統計量

	ADF I(0)	ADF I(1)	PP I(0)	PP I(1)	KPSS ⁵³ I(0)	KPSS I(1)
LJLC	0.416	0.000***	0.537	0.000***	1.074***	0.117
LHH	0.108	0.000***	0.0610*	0.000***	0.832***	0.0555
LNBP	0.0412**	0.000***	0.225	0.000***	0.717**	0.0305
LGER	0.232	0.0001***	0.444	0.000***	0.717**	0.0983
LBRENT	0.267	0.000***	0.288	0.000***	0.838***	0.154

(2) 2001-2010 ADF と PP においては P 値、KPSS は LM 統計量

	ADF I(0)	ADF I(1)	PP I(0)	PP I(1)	KPSS I(0)	KPSS I(1)
LJLC	0.839	0.000***	0.805	0.000***	1.176***	0.0626
LHH	0.235	0.000***	0.134	0.000***	0.306	0.0789
LNBP	0.177	0.000***	0.346	0.000***	0.741***	0.0469
LGER	0.612	0.0021***	0.710	0.000***	1.020***	0.0916
LBRENT	0.651	0.0000***	0.641	0.000***	1.108***	0.0417

ADF 検定と PP 検定は、帰無仮説 N_0 が単位根あり (非定常)、対立仮説 N_1 が単位根なし。

KPSS 検定は、帰無仮説 N_0 が単位根なし (定常)、対立仮説 N_1 が単位根あり。

なお、***は棄却域 1%、**は棄却域 5%、*は棄却域 10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

⁵² ADF 検定、PP 検定及び KPSS 検定は、いずれも EViews を使って定数項 (Intercept) のみの設定で、Lag Length は Automatic selection を選択して推計した。

⁵³ (参考) KPSS LM 統計量の限界値

Asymptotic critical values:	1% level	0.739
	5% level	0.463
	10% level	0.347

(3) 2011-2018 ADF と PP においては P 値、KPSS は LM 統計量

	ADF I(0)	ADF I(1)	PP I(0)	PP I(1)	KPSS I(0)	KPSS I(1)
LJLC	0.576	0.0002***	0.716	0.0001***	0.869***	0.203
LHH	0.132	0.000***	0.120	0.000***	0.277	0.129
LNBP	0.351	0.000***	0.467	0.000***	0.692***	0.114
LGER	0.753	0.000***	0.714	0.000***	0.793***	0.187
LBRENT	0.587	0.000***	0.692	0.000***	0.856***	0.100

(4) 2014-2018 ADF と PP においては P 値、KPSS は LM 統計量

	ADF I(0)	ADF I(1)	PP I(0)	PP I(1)	KPSS I(0)	KPSS I(1)
LJLC	0.278	0.0118**	0.423	0.0118**	0.461*	0.423*
LHH	0.201	0.000***	0.252	0.000***	0.289	0.307
LNBP	0.218	0.000***	0.192	0.000***	0.268	0.316
LGER	0.521	0.000***	0.495	0.000***	0.333	0.370*
LBRENT	0.218	0.000***	0.334	0.000***	0.272	0.309
LJSPOT ⁺	0.291	0.0003***	0.247	0.0007***	0.335	0.282

ADF 検定と PP 検定は、帰無仮説 N_0 が単位根あり (非定常)、対立仮説 N_1 が単位根なし。KPSS 検定は、帰無仮説 N_0 が単位根なし (定常)、対立仮説 N_1 が単位根あり。なお、*** は棄却域 1%、** は棄却域 5%、* は棄却域 10% でそれぞれ棄却された場合を示す。LJSPOT は 2014 年 4 月～2018 年 12 月。

これらの単位根検定の結果、(4) の 2014-2018 の各データと一部の LHH データを除き、いずれのデータにおいても、ADF 検定と PP 検定において帰無仮説が棄却できず、単位根があることを否定できない上、KPSS 検定においても帰無仮説である単位根なし (定常) が棄却される (表 2-2)。したがって次に、一階の階差をとって同様の検定を行ったところ、ADF 検定及び PP 検定において帰無仮説が棄却されることから、対立仮説である単位根なしが採択され、KPSS 検定においても帰無仮説である単位根なし (定常) が棄却されなかった。そこで、これらは $I(1)$ と判断された。

(4) 2014-2018 のデータと一部の LHH データにおいては、KPSS 検定では帰無仮説である単位根なし (定常) が棄却されないことから、 $I(0)$ の可能性を排除できなかったもの

の、ADF検定及びPP検定においてI(1)が強く示唆されることからI(1)と判断した。

(1)～(4)期間の各時系列データにおいてI(1)であると判断された。

2-2-4 共和分検定 (Cointegration Test)

次に、市場間の統合化 (Market Integration) がみられるかどうかを推定するには、一定の市場構造において価格間の関係性が線形の関係にあるのかどうかである。これは、次の式(2-1)の関係式で示される。

$$P_{i,t} = \beta P_{j,t} \quad \dots \dots \dots (2-1)$$

P_i : i地域のLNG価格(対数)、 P_j はi地域以外のj地域のガス価格 or 石油価格(対数)。
 β は価格間の関係性を示す係数である。 $\beta = 0$ の場合、2変数間の関係性はない。 $\beta = 1$ の場合、2つの価格比は完全に一定の比率をもって推移していることになり、一般的に知られる、一物一価の法則 (law of one price) が成り立っていることを意味する。それ以外の β が0から1の間の場合には、変数間の関係性が一定ではない、あるいは、この場合には変数間にタイムラグが発生している可能性が指摘される。

単位根検定の結果、取り扱うデータは非定常であり、一階階差で定常となるI(1)であった。回帰モデル等による従来の推計法では、非定常のデータの取り扱いが問題であることが指摘され、1980年代に非定常な時系列データを使う際の分析手法の開発が行われた。本実証分析では、1991年にJohansenによって提案された、変数間に線形の関係性があるかどうかを検証する共和分検定を利用することで変数間の関係性を推計する。この手法は、近年の欧米でのガス価格の統合化に関する調査Ghoddusi (2016), Asche (2013), Panagiotidis and Rutledge (2007) 等でも広く採用されている。

本分析では多数のガス価格を扱うものの、個々の検定ではそれぞれの2変数間(変数 P_1 、変数 P_2 の変数数 $N=2$)の共和分検定に絞ることとする。3変数以上の変数間の共和分検定を実施したところ多くの検定で共和分関係が得られたが、これは、エネルギーデータという性質上、経済・景気情勢や原油価格など影響の大きなファクターに共通して支配されている可能性が排除できず、価格データのみの検証では不十分ではないかと判断される⁵⁴。

⁵⁴ 3変数間以上の共和分検定のうち、特に4変数間においてはいずれの期間でも共和分関係がみられた。3変数間の共和分検定の結果(表 2-4)、及びガス価格4種によるマルチ共和分検定の結果(表 2-5)を参考として掲載。

Johansen の推定式（各項はすべて行列）は、

$$P_t = \Phi P_{t-1} + \varepsilon_t \quad \dots \dots \dots (2-2)$$

$$\Delta P_t = \sum_{k=1}^{l-1} \Gamma_k \Delta P_{t-k} + \Pi P_{t-1} + e_t \quad \dots \dots \dots (2-3)$$

変数 P はラグ次数を 1 として式 (2-2) で示す。ここでは変数 P はすべて I (1) であるから、その階差はすべて定常となる。したがって、式 (2-3) の左辺は定常であり、また右辺も第 1 項及び第 3 項が定常となることから、第 2 項の定常性が満たされる必要がある。第 2 項は、パラメーター Π がゼロ行列であれば変数 P は非定常変数となる。また、第 2 項が定常であるには、変数間の線形結合が定常性を満たした場合であり、これは両者が共和分の関係にあると呼ばれる。パラメーター Π は、長期的な関係のパラメーターとも呼ばれ、Π が 0 < r < N のランクを有する時、r 個の共和分ベクトル、すなわち r 個の安定した線形関係にある。この Π を α β' と置きかえると、α は調整係数ベクトルであり、また β は共和分ベクトル (Cointegration Vectors) で、2 変数間の長期均衡の関係の線形係数を示す。

本分析における共和分分析では、個数 N=2 の変数間を検証するため、採りうるランク数 r は 0 ≤ r ≤ 1 の範囲となる。

2-2-5 2 変数間共和分検定の分析結果

本実証研究では、2 変数間の共和分検定を、(1) 2001-2018 年の通年、および (2) 前期 2001-2010 年、(3) 後期 2011-2018 年で、さらに (4) 2014 年以降の 4 期間でそれぞれ検証を実施した⁵⁵。その結果 (表 2-3)、いくつか重要な特徴が得られた。まず、日本

⁵⁵ EViews を使って検定を実施。EViews の Johansen System Cointegration Test では 5 つの推定式を提供しているが、ここでは Intercept (no trend) in CE -no intercept in VAR の定式化モデルを最終的に採用した。採用モデルよりも制約の少ない Intercept(no trend) in CE and test in VAR を推計したところ、2 つ以上のランク (共和分の個数) が有意に得られる結果がいくつかでみられたことから不採用とした。また、No Intercept or trend in CE or test in VAR 及び Intercept and trend in CE, intercept in VAR は極めてまれなケースであることから除外した。詳しくは、松浦、マッケンジー (2012) の第 9 章 4.2 を参考にモデルの定式化を行った。

また、検定におけるラグ期間 (Lag Intervals) は 11 と設定し、1 か月程度のラグまでを含めた共和分の関係性を検証した。変数である価格データの多くは日々取引されており、デイリーに変動の情報が共有化されることから、ラグ 1 か月で十分に情報が反映されると判断した。

LNG 価格は、いずれの期間においても、原油価格との間で強い共和分関係が得られる。また、通年（1）と後半期間（3）において、原油価格に加えて英国ガス価格との共和分関係がみられる。2014 年以降のみのデータでは、日本の LNG 価格は、欧州ガス価格との関係性はなく、米国ガス価格との共和分関係がみられることから、関係性は定まっておらず、今後の新たなデータ取得によるさらなる検証が必要と考えられる。

また、日本 LNG 価格以外では、期間（1）と期間（2）において、英国ガス価格（NBP）が、米国以外のいずれの価格（独ガス価格、原油価格）とも共和分関係にあることがわかったが、期間（3）、期間（4）になると、独ガス価格との関係性はみられたものの、原油価格との関係性がみられなかった。これは、先行研究と異なる結果であり、今後のデータの追加取得によって、英国ガス市場の原油価格からの分離は検証対象となるだろう。

また（4）のみに含まれる日本のスポット価格については、原油価格との間で強い関係性がえられたほか、日本 LNG 輸入価格とドイツのガス価格との間でもそれぞれ 10%、5%の棄却域において共和分関係性が有意に示された。

表 2-3 2変数間の共和分検定

(1) 2001-2018 (上段: Trace Statistics、下段カッコ内: P 値)

		LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGER (ドイツ)	LBRENT (原油)
LJLC						
LHH	Rank =0 Rank < =1	14.506 (0.256) 4.142 (0.391)				
LNBP	Rank =0 Rank < =1	26.814*** (0.0054) 3.845 (0.435)	14.935 (0.230) 5.670 (0.217)			
LGER	Rank =0 Rank < =1	9.899 (0.649) 3.355 (0.516)	21.448** (0.0342) 4.485 (0.344)	41.497*** (0.000) 3.026 (0.575)		
LBRENT	Rank =0 Rank < =1	63.502*** (0.000) 3.786 (0.444)	9.827 (0.656) 4.408 (0.354)	44.872*** (0.000) 4.092 (0.398)	52.032*** (0.000) 3.55 (0.481)	

Rank 0において棄却域（1%、5%、10%）で帰無仮説が棄却され、Rank1において帰無仮説が棄却されない場合、共和分の関係性が否定できない。なお、***は棄却域1%、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

(2) 2001-2010 (上段: Trace Statistics、下段カッコ内: P 値)

		LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGER (ドイツ)	LBRENT (原油)
LJLC						
LHH	Rank =0	12.0279 (0.446)				
	Rank < =1	2.611 (0.655)				
LNBP	Rank =0	15.057 (0.223)	13.579 (0.319)			
	Rank < =1	2.362 (0.705)	4.352 (0.362)			
LGER	Rank =0	8.256 (0.802)	25.732*** (0.0079)	29.0711*** (0.0024)		
	Rank < =1	2.819 (0.614)	3.0652 (0.568)	1.668 (0.842)		
LBRENT	Rank =0	35.504*** (0.0002)	8.0478 (0.820)	28.0203*** (0.0035)	43.246*** (0.000)	
	Rank < =1	2.194 (0.738)	2.756 (0.627)	2.295 (0.718)	2.102 (0.757)	

Rank 0において棄却域 (1%、5%、10%) で帰無仮説が棄却され、Rank1において帰無仮説が棄却されない場合、共和分の関係性が否定できない。なお、***は棄却域1%の、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

(3) 2011-2018 (上段: Trace Statistics、下段カッコ内: P 値)

		LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGER (ドイツ)	LBRENT (原油)
LJLC						
LHH	Rank =0	9.207 (0.716)				
	Rank < =1	2.134 (0.750)				
LNBP	Rank =0	20.143* (0.0519)	11.524 (0.492)			
	Rank < =1	1.766 (0.823)	3.310 (0.524)			
LGER	Rank =0	21.511** (0.0335)	10.130 (0.627)	20.262* (0.0500)		
	Rank < =1	1.263 (0.913)	1.619 (0.851)	1.387 (0.893)		
LBRENT	Rank =0	58.693*** (0.0000)	10.868 (0.554)	17.014 (0.132)	25.416*** (0.0089)	
	Rank < =1	1.849 (0.807)	2.359 (0.705)	2.209 (0.735)	1.925 (0.792)	

Rank= 0において棄却域（1%、5%、10%）で帰無仮説が棄却されるが、Rank=1において帰無仮説が棄却されない場合、共和分の関係性が否定できない。なお、***は棄却域1%の、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

(4) 2014-2018 (上段: Trace Statistics、下段カッコ内: P 値)

LJSPOT との検定は 2014 年 4 月以降のデータを利用

		LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGER (ドイツ)	LBRENT (原油)
LJLC						
LHH	Rank =0	20.451** (0.0471)				
	Rank < =1	7.194 (0.116)				
LNBP	Rank =0	14.466 (0.258)	14.078 (0.284)			
	Rank < =1	3.817 (0.439)	6.292 (0.169)			
LGER	Rank =0	15.252 (0.212)	16.130 (0.168)	19.0884* (0.0719)		
	Rank < =1	3.134 (0.555)	6.0411 (0.187)	2.817 (0.615)		
LBRENT	Rank =0	42.114*** (0.0000)	20.205* (0.0509)	14.672 (0.245)	19.496* (0.0635)	
	Rank < =1	5.0039 (0.283)	5.686 (0.216)	5.523 (0.230)	4.962 (0.287)	
LJSPOT	Rank =0	20.0800* (0.0529)	16.493 (0.152)	14.303 (0.269)	20.468** (0.0468)	25.664*** (0.0081)
	Rank < =1	3.597 (0.475)	5.343 (0.247)	0.5360 (0.993)	1.521 (0.869)	4.672 (0.321)

Rank=0において棄却域(1%、5%、10%)で帰無仮説が棄却されるが、Rank=1において帰無仮説が棄却されない場合、共和分の関係性が否定できない。なお、***は棄却域1%の、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

表 2-4 参考：3変数間の共和分検定の結果

2001-2018	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	41.637***		0.0088
	Rank < =1	14.941		0.229
	Rank < =2	4.252		0.375
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	48.266***		0.0012
	Rank < =1	10.520		0.588
	Rank < =2	3.799		0.442
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	46.671***		0.0019
	Rank < =1	11.914		0.456
	Rank < =2	4.199		0.383
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
Trace Statistics			P値	
Rank =0	59.396***		0.0000	
Rank < =1	17.181		0.125	
Rank < =2	4.560		0.335	

***は棄却域1%、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

2001-2010	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	29.766		0.171
	Rank < =1	12.475		0.407
	Rank < =2	2.616		0.654
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	37.064**		0.0311
	Rank < =1	6.740		0.912
	Rank < =2	2.722		0.633
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	46.891***		0.0018
	Rank < =1	8.080		0.817
	Rank < =2	2.767		0.624
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
Trace Statistics			P値	
Rank =0	47.393***		0.0015	
Rank < =1	18.249*		0.0924	
Rank < =2	2.971		0.586	

***は棄却域 1%、**は棄却域 5%、*は棄却域 10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

2011-2018	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	28.678		0.212
	Rank < =1	8.848		0.750
	Rank < =2	1.721		0.832
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	43.580***		0.0050
	Rank < =1	19.515*		0.0631
	Rank < =2	1.457		0.881
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	29.832		0.168
	Rank < =1	9.225		0.715
	Rank < =2	1.483		0.876
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
Trace Statistics			P値	
Rank =0	36.990**		0.0317	
Rank < =1	11.649		0.480	
Rank < =2	1.705		0.835	

***は棄却域1%、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

2014-2018 ⁵⁶	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	29.821		0.169
	Rank < =1	13.0884		0.356
	Rank < =2	3.394		0.509
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	34.324*		0.0618
	Rank < =1	12.235		0.427
	Rank < =2	3.940		0.421
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
	Trace Statistics			P値
	Rank =0	34.963*		0.0529
	Rank < =1	13.627		0.315
	Rank < =2	2.907		0.598
	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
Trace Statistics			P値	
Rank =0	29.748		0.171	
Rank < =1	14.323		0.267	
Rank < =2	4.979		0.285	

***は棄却域1%、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

⁵⁶ LJSPOT (日本スポット価格) は除く。

表 2-5 参考：ガス価格4種によるマルチ共和分検定

	LJLC (日本)	LHH (米国)	LNBP (英国)	LGGER (ドイツ)
2001-2018	Trace Statistics			P値
	Rank =0	81.190***		0.0000
	Rank < =1	35.0178*		0.0522
	Rank < =2	12.143		0.436
	Rank < =3	4.280		0.371
2001-2010	Trace Statistics			P値
	Rank =0	67.300***		0.0022
	Rank < =1	25.357		0.378
	Rank < =2	7.766		0.842
	Rank < =3	2.709		0.636
2011-2018	Trace Statistics			P値
	Rank =0	63.585***		0.0056
	Rank < =1	28.622		0.214
	Rank < =2	10.390		0.601
	Rank < =3	1.517		0.870
2014-2018 ⁵⁷	Trace Statistics			P値
	Rank =0	66.921***		0.0024
	Rank < =1	27.784		0.251
	Rank < =2	12.435		0.410
	Rank < =3	3.484		0.494

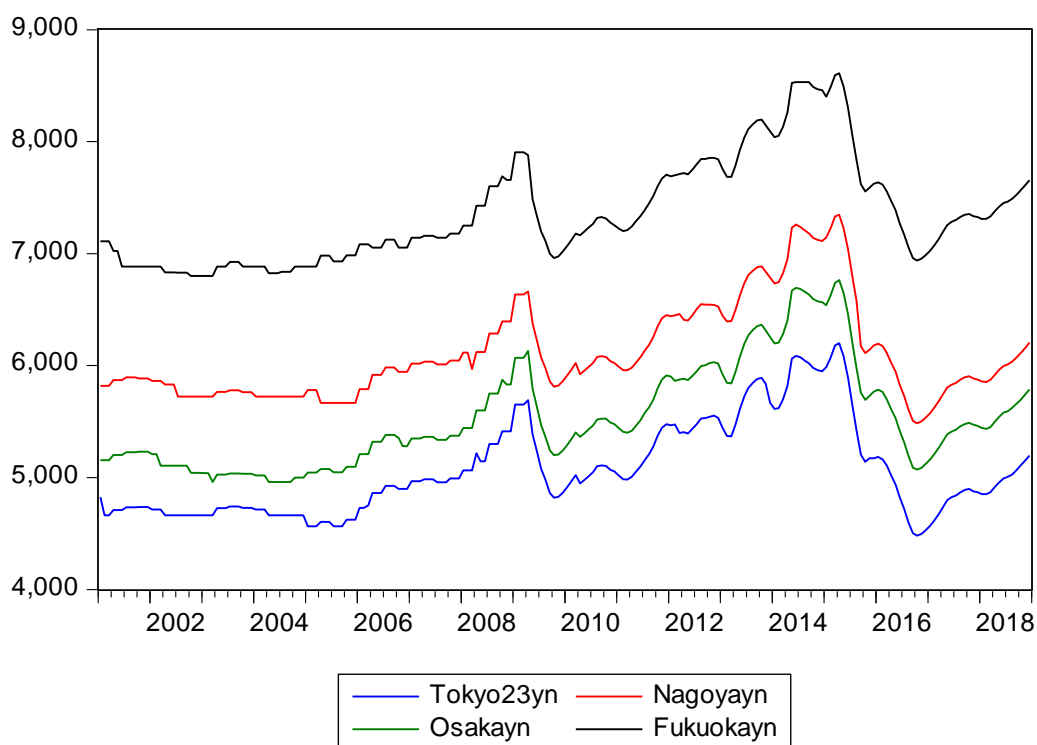
なお、***は棄却域1%の、**は棄却域5%、*は棄却域10%でそれぞれ棄却された場合を示す。

⁵⁷ LJSPOT（日本スポット価格）は除く。

2-3 下流市場との競争

次に日本における都市ガス料金、つまり下流市場の価格を取り上げる。ここでは、総務省統計局発表の小売物価統計調査より、東京 23 区、名古屋、及び大阪、福岡の 4 都市の家庭向けの都市ガス料金を採用する。これらは、ほぼ連動していることがわかる（図 2-5）。これらのうち、東京 23 区が最も安価に提供されており、大阪、名古屋、福岡の順に上昇する。契約者数も多く安価である東京 23 区を日本の代表値として扱うことにする。

図 2-5 4 都市の都市ガス料金 (円/1465.12MJ)



Tokyo23yn=東京 23 区の都市ガス価格, Nagoyayn=名古屋市の都市ガス価格, Osakayn=大阪市の都市ガス価格, Fukuokayn=福岡市の都市ガス価格、

データ出所：総務省統計局 <https://www.stat.go.jp>

上流価格（輸入 LNG）と下流価格（家庭用ガス）の関係性については、輸入価格と実際の東京 23 区の販売価格の間には、4 か月ほどのタイムラグがみられた（図 2-6）。また、上流価格と下流価格の関係性については、2000 年代初期は輸入価格の 6～7 倍の価格で消費者に販売されていたが、その後、徐々に低下傾向を示し、2005 年以降は 2 倍～5 倍の範囲内で販売されている（図 2-7、図 2-8）。

図 2-6 東京都 23 区の都市ガスと LNG 輸入価格のタイムラグ

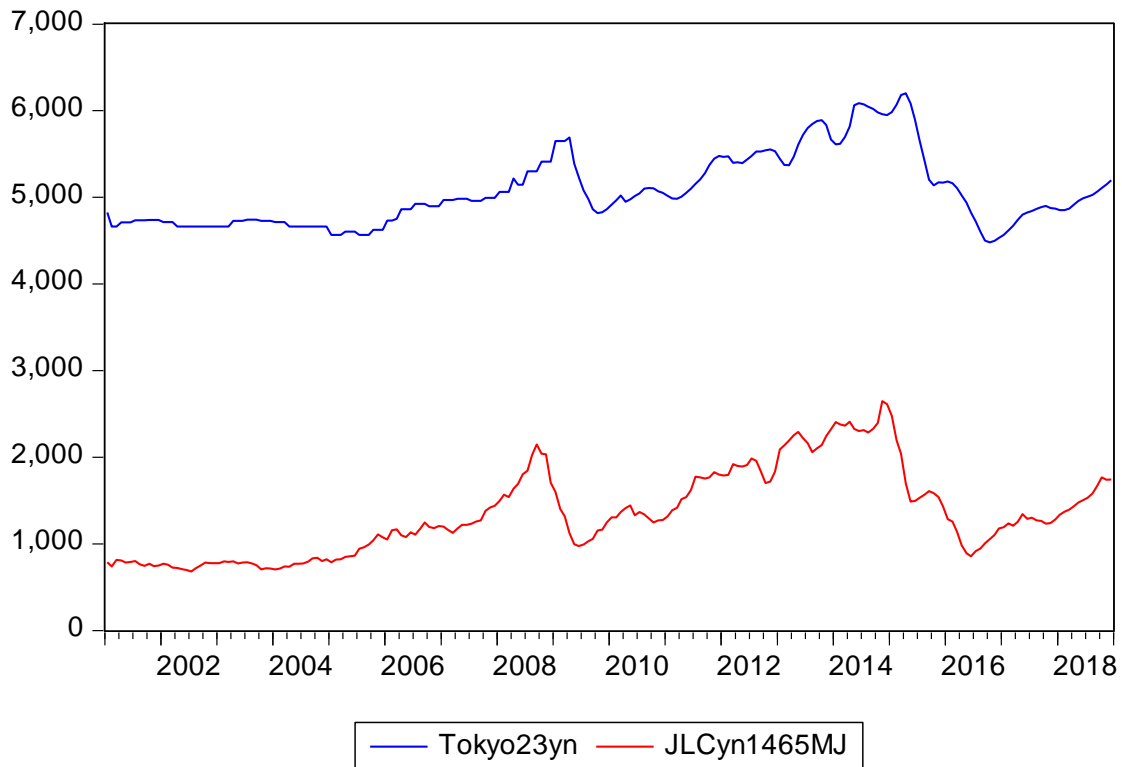
Sample: 2001M01 2018M12

Included observations: 216

Correlations are asymptotically consistent approximations

TOKYO23YN,JLCYN14...	TOKYO23YN,JLCYN14...	i	lag	lead
		0	0.8620	0.8620
		1	0.8955	0.8261
		2	0.9256	0.7942
		3	0.9482	0.7663
		4	0.9598	0.7425
		5	0.9566	0.7184
		6	0.9362	0.6918
		7	0.9062	0.6611
		8	0.8707	0.6270

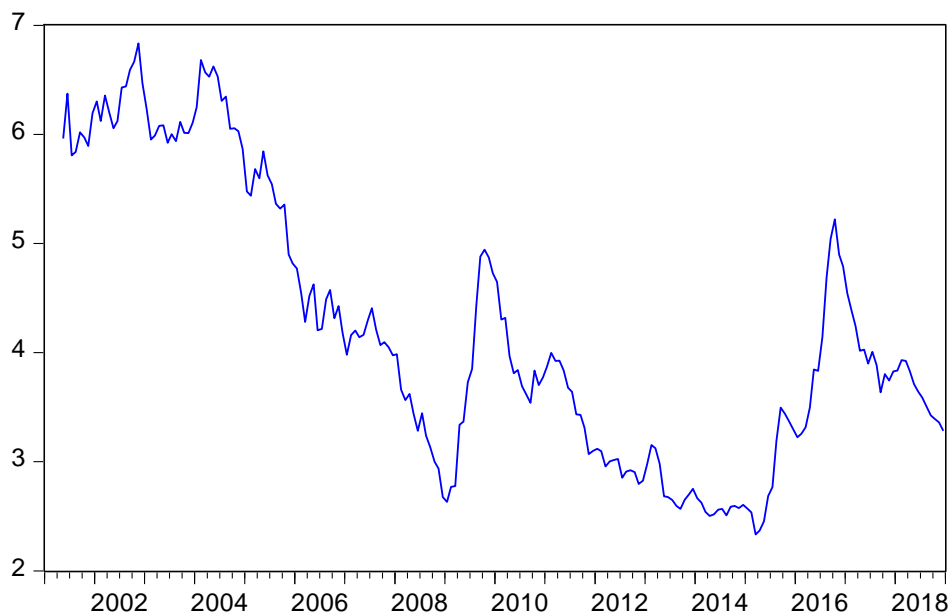
図 2-7 輸入 LNG 価格と国内ガス料金(単位：円/1465MJ)



赤 = 日本 LNG 輸入価格(JLCyn1465MT)、青 = 東京 23 区都市ガス代(Tokyo23yn)

図 2-8 輸入 LNG 価格（- 4 か月）に対する都市ガス料金の比率

RATIOCONIM



2017年4月以前は、家庭用向けガス販売は自由化前であったものの、大口需要家向けの市場開放がすでに始まっていたために、家庭用のガス販売料金にも価格低下の影響が表れていた可能性が示唆される。

2-4 第2章のまとめ

第2章では、上流市場である日本のLNG輸入価格が実際に他市場と競争的かどうかについて、2001年から2018年までの月次データを使って、共和分検定を行って検証した。また、日本の上流価格（輸入価格）に対する下流価格（東京都23区家庭用の都市ガス代）の比率について、経時的な変化が起きているのかを検証した。

共和分検定の結果、日本のLNG輸入価格は原油価格との共和分の関係性が強く示された。また期間によって欧州ガス市場との共和分の関係も確認されたが、問題の米国のガス価格との関係性は2014年から2018年の期間においてのみで確認された。この日本LNG輸入価格と米国のガス価格との関係性が、一時的なものかどうか、今後の調査が必要である。さらに、日本の上流価格と下流価格の関係性については、家庭用市場の開放が行われる以前において、すでに大口需要家向けの市場開放が家庭用ガス価格に影響を与え、上流価格に対する下流価格の比率が低下している傾向がみられた。実際、家庭用ガス市場の開放は2017

年4月に始まったところであり、その価格への効果について検証はまだ少し先になるだろう。

また、本実証分析から、今後の課題がいくつか指摘される。第1に、数多くのガス(LNG)取引が毎日行われ、各地域のガス価格はそれぞれたえず変動していることからもっと短期の価格データを利用した長期的な関係性を検証することが求められる。それによって、もっと多くの情報を含んだ共積分分析ができる可能性がある。第2に、エネルギーデータは主要な経済指標や株式市場との双方間の影響による変化も十分に考えられることから、各地のガス価格間のみでの検証は不十分な面が否めない点である。

いずれにしても、このような実証分析を通じて、地域間での部分的な関係性や上流と下流の市場間の関係性を把握できるものの、それぞれのガス価格間の競争関係の安定性や、市場間の統合度合、さらにその統合への可逆性についていずれもはっきりしない。

そこで、第1章でみたような、近畿や首都圏の都市部での契約スイッチングなどの消費者行動の変化が、どのように上流市場に影響を与え、それが上流の市場価格にどのような影響を及ぼすのか、また反対に、上流市場の競争がどのように下流市場に影響を与えるのか、第3章で議論していく。そこでは、上流市場を包含した理論モデルを構築し上流と下流の双方向の影響を明らかにし、同時に経済的なインパクトを推し量る。

3. 逐次市場モデルによる分析

第1章では、LNG産業の従来の独占構造とその競争化について説明し、第2章では、実際のガス価格を使って、日本の上流および下流の価格間の競争性を分析した。実際には、上流市場も下流市場も価格間の連動性は部分的にみられたが、市場全体の規模に広がってはいなかった。

そこで、第3章では、上流市場を明示的に取り込んだ理論モデルを構築して、日本を念頭に今後のシナリオをいくつか仮定し、国内市場への影響について分析を試みる。具体的には、上流及び下流の逐次市場をモデル化し、それぞれの供給者がプライスメーカーである独占者からプライステーカーに移行した場合を想定し、上流及び下流の価格や日本等のウェルフェアへの影響や効果について、議論する。このモデル分析で注目するのが、逐次モデルによって上流市場の変化が下流市場に及ぼす影響、また逆に国内市場の変化で上流市場に及ぼす影響を、明示的に示すことができる点である。

第1節では、従来の供給の独占システムでは軽視された、上下流間の相互作用に着目し、先行文献を調査する。第2節では、実際に、天然ガス産業について逐次モデルを構築し、日本を念頭に5ケースを取り上げ、価格や余剰を比較する。第3節では、実情にあわせて、上流価格を外生変数にしたり、あるいは上流生産者や下流事業者をそれぞれ寡占モデルに変更したりしてさらに分析を加え、それぞれの変化の影響が余剰変化や価格変化に表れるのかを検証する。

3-1 先行研究

3-1-1 上下流市場間の関係変化

公共事業の自由化の研究は、産業組織論や公共政策の中核である。こうした書籍⁵⁸や論文において、公益事業の一つとしてガス産業が扱われ、国内（下流市場）のガス需給や仕組みに関する説明、あるいは日本と比べた欧米の国内ガス市場の実態について詳述されている。

しかしながら、上流市場の存在や上流市場の構造的な変化を考慮した上で国内市場にどう影響を及ぼすのか、あるいはその逆で電力・ガスの自由化が上流市場にどう影響を与えるかの論述や議論はごく一部⁵⁹であり、これまでの国内の議論においてほとんど展開されてい

⁵⁸植草益、横倉尚編（1994）、植草益（2004）、及び竹中康治編（2009）を参照。

⁵⁹ Platts Special Report（2017）及び経済産業省（2018）「エネルギー白書」で触れられてい

ない。日本の場合、エネルギーの 90%を化石燃料（石油、ガス、石炭）に依存し、そのほとんどは国外で生産され、下流事業者は上流生産者との 20 年間以上にわたる長期供給契約（Take-o-Pay 条項、仕向け地条項）に基づき輸入してきた。つまり、売買双方間は 20 年の間といった長期にわたり、2 者間で合意した数量を取引してきた。そのため、従来の取引体系においては国内市場を議論するにあたって、上流市場との相互の影響を踏まえる必要がなかった面がある。竹中(2009)⁶⁰は、こうした国外の産地から消費地までの供給を「LNG チェーン」と呼んで、生産、輸送、販売をセグメントごとに複数の企業が分業して消費者までガスを届けていると説明する。

しかし、現在進行しているのは、セグメントごとに多数の競合他社が表われて競争的な取引が見られることであり、出現しているのは、垂直的な一連の供給活動ではなく、競争から成る逐次的な市場である。つまり、独占的な供給ではなく、個々の独立した市場を介して生産物が末端の消費者（需要者）に行きわたることである。

3-1-2 上流と下流の市場間作用

先行文献のリサーチでは、この上下流市場間の相互作用について着目して実施する。これらは 2 つのタイプに類型できる。一つは、個別の生産者と消費側との相互の影響、もう一つがマルチの生産者と消費国との相互の影響にフォーカスしたものである。前者のタイプは、特定の生産国が消費市場の自由化に対して、どう対処するのが望ましいのかを研究した論文である。特に、欧州市場はパイプラインでの生産国からの供給が中心のため、相手国を簡単に換えられない取引であることから、こうした 2 者間の問題に焦点が当てられる。後者は、消費国が、国内生産や複数の生産国（ロシア、ノルウェー、アルジェリア、リビア等）からのパイプライン輸入、及び LNG 輸入を受けていることから、最適な均衡を導くことによって自由化の影響を押し量っている。

まず、前者のタイプの論文は、Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1998)、Oostvoorn and Boots(1999)、Westphal(2014)で、欧州のある生産国が下流の自由化に伴ってどう影響を受けるのかに着目している。たとえば、Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1998)は、下流側のガス自由化の導入によって、産ガス国の企業（例：ノルウェー）は、1 社独占よりも複占のほうが利益が増すと結論づけている。この論文は、下流市場のガス規制の緩和が、その国の需要サイドに影響を与えるだけでなく、上流生産側にとっての最適な行動をも変えることを指摘した。また Oostvoorn and Boots(1999)は、下流の自由化による生産者側の行動の

る。

⁶⁰ 竹中康治編（2009）、第 2 章を参照。

変化として、例えば、ロシア企業（上流生産者）等が欧州の下流市場に参画すれば、上流生産者と下流事業者の連携が一層強まることを示唆した。反対に、Westphal(2014)は、自由化の問題の一つとして、内部の Market Order（市場圧力）による競争化は対外的な関係にも影響を及ぼすことを強調した。この論文では、欧州の自由化に伴うドイツとロシアの2国間関係の悪化を取り上げている。具体的に、Westphal(2014)は、以前はドイツとロシアはパイプラインや共同事業を通じ多角的な緊密な関係を構築してきたが、EUのガス自由化政策によって、加盟国のドイツのガス会社はロシア企業に対して、値引き交渉や売買方法の変更を求めざるを得ず、2国間の関係はぎくしゃくしていることを指摘した。

3-1-3 逐次（Successive）モデルの利用

次に、後者の均衡モデルとして挙げるのは、逐次市場における理論的なモデルを構築することで、一つの変化が均衡点にどう影響を及ぼすのかを推し量った論文である。

Boots, Rijkers and Benjamin (2004)は、寡占生産者、トレーダー、消費者の垂直構造を前提に、トレーダーらの増加がもたらす下流価格への影響を評価した。Boots, Rijkers and Benjamin (2004)の論文は、Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1995)が提示した、欧州のガスモデル GASTALE（Gas Market System for Trade Analysis in a Liberalizing Europe）を Successive Oligopoly に改良し、欧州の各国データを使ってシミュレーションを実施したものである。ここでは、上流生産者は寡占（トレーダーに対して Stackelberg リーダー）のケースを想定して、トレーダー（下流事業者）の特徴を完全競争か寡占状態かの2パターンを想定し、各国の上流価格、下流価格、消費量、消費者余剰、生産者余剰等を分析した。

また、Dorigoni (2010) は、逐次モデルと明示していないものの、同様の2階層のモデルを構築して、独占的な生産者と独占的なパイプライン輸入者のみの市場に、LNG という新たな競合生産者やトレーダーが上流市場に加わることで、消費者にどう影響を及ぼすかを推し量った。その結果、上流市場の構造的変化（新たな供給者の参加）は、上流価格および下流（国内の産業用・民生用）の価格を低下させると説明した。

先行する欧州と異なり、日本は国内に主要なガス生産地がなく、また隣国からのパイプラインによるガス輸入もない、ほぼ100%を国外からLNGとして海上輸入している。上流市場と国内市場が、物理的に別空間の市場としてとらえられる。そのため、上流市場は政府の規制（競争化策、制御対応や指揮命令）が直接及ばないが、下流市場は政府規制（統制、命令）の及ぶ対象でもある。こうした日本の事情を考慮すると、Boots et al.(2004)で使われた Greenhut and Ohta(1979)の逐次市場（Successive Markets）モデルの適用は、特に、上流市場と下流市場を明示的に分けられるゆえに、有効であると判断した。

3-2 逐次 (Successive) モデルの構築

3-2-1 理論分析

基本モデルとして、Greenhut and Ohta(1979)で提示されている上下流の逐次独占モデル (Successive Monopoly) を基礎に、独占及び競争を組み合わせて分析する。モデルは、上流生産者が生産物 (LNG) を日本国外で生産し、下流事業者がそれを購入して日本に輸入 (上流市場)、それを消費者に供給する (下流市場) という垂直的な上下関係をもつ2つの市場を想定する。これら市場に参加者する企業は、すべて利益最大化を追求して行動している。

具体的にみると、下流市場では、下流事業者 (ガス会社やトレーダー等) が供給者として、国内の最終消費者である一般家庭や工場に対してガスの販売を行い、上流市場では、上流生産者が国外の油ガス田からのガス採取及び液化 (LNG) の生産を行って、多くの下流事業者販売している。

また、このモデルのケース設定にあたっては、Siliverstovs et al.(2005)、Maxwell and Zhu (2011)、Li et al.(2014)等が扱った価格間の競争に着目する一方で、Gabriel et al(2012)、Egging et al(2009)が指摘した、ガス生産者の結託の可能性を仮定して、独占市場に反転するケースをも取り入れた。そこで、基本モデルでは、上流市場と下流市場の独占および競争の組み合わせについて、以下の5ケースを比較する。

基本モデル5つのケース

上流市場 (国外)	下流市場(国内)
① 販売独占－競争	販売独占－競争
② 競争－買手独占	販売独占－競争
③ 競争－競争	販売独占－競争
④ 販売独占－競争	競争－競争
⑤ 競争－競争	競争－競争

(セラーバイヤー)

基本モデル①から⑤の5ケースについて、それぞれの市場環境を説明する。

まず、ケース①から③は、下流市場において、下流事業者が独占的に消費者に販売している状態である。自由化前の日本のガス会社による独占販売の状態が想定される。一方で、上流市場は次の前提をそれぞれ仮定する。①のケースは、大手メジャー企業が下流事業者に対

して独占供給しているケースである。これは、上流市場において下流事業者が大手メジャー企業から提示される販売価格でしか買うことができない状態と考えられる。

②のケースは、上流市場では、買い手は下流事業者1社のみであって、供給側の上流生産者は無数存在している状態である。あるいは、複数の下流事業者が結託して1社として利益最大化行動を行っているケースも考えられる。

③のケースは、上流市場では売り手も買い手も無数存在し、競争状態のケースである。

次の④～⑤は、下流市場において下流事業者間の販売競争が生じている状態である。たとえば、政府によるガス販売の自由化によって新規参入が進み、多数の下流事業者が消費者に競争価格でガス販売している状態である。一方の上流市場では、④のケースは、大手メジャー企業1社のみがガス供給して、下流事業者はメジャー企業の言い値で買うしかない状態である。⑤のケースは、上流市場、下流市場ともに競争状態である。

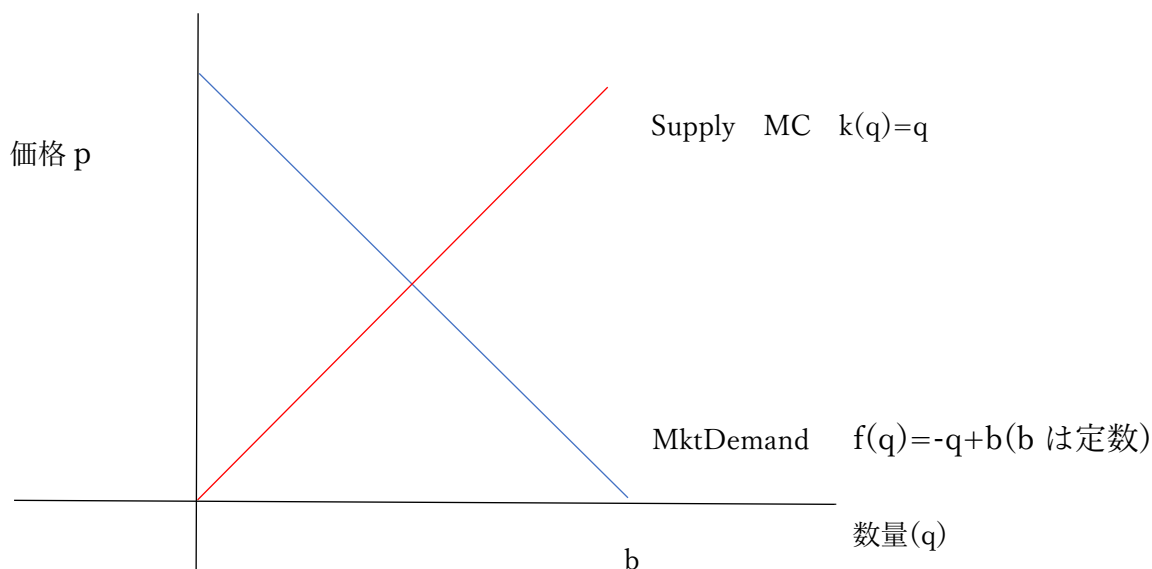
伝統的な日本ガス販売の構造としては、上記の①のケースにどちらかというところ近く、これが自由化によって国内が競争状態となれば④に移行し、さらに上流市場も競争状態になれば⑤に移行する。また国内が従来のような①の独占販売のまま、上流市場だけが競争化すれば③に移行する。②は、もし複数の日本の下流事業者が結託して、上流市場で買い手1社と変わらないような行動を取った場合である。

3-2-2 モデルの定式化

上流市場では、その上流生産者は数量 q の時に総生産コスト $TC(q)$ で生産すると仮定する。ここでは、生産が増えるとともに生産に必要なコストは上昇していくと仮定する。 $TC'(q) > 0, TC''(q) = 1$ 、つまり限界コスト (MC) は右上がりである。数式としては線形関数 $k(q) = q$ で表し、つまり45度の右上がりの直線を想定する。この前提については後段で詳述する。

一方、下流のガス市場 (国内) は、その下流事業者が最終消費者に最終価格 p で販売すると仮定する。消費者の需要関数 $p = f(q)$ は45度右下がりの線形関数 $f(q) = -q + b$ (b は切片、定数) を仮定する (図 3-1)。一般的な需要関数 $f'(q) < 0$ を前提とする。下流事業者は、上流生産者から上流価格 r でガスを購入して気化・輸送コスト c (定数) を乗じて最終消費者に販売している。モデル上ではモデルの簡便化のために $c = 0$ を想定し無視する。

図 3-1 モデルの需要関数と供給関数



3-2-3 右上がりの MC 曲線

Greenhut and Ohta(1979)では MC 曲線はコンスタントと仮定して分析しているものの、本モデルでは、第 1 章でも説明した資源の特性を前提に、右上がりを仮定する。これは、前出の Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1995)でも同様である。Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1995)の説明では、探鉱・開発・生産の活動の結果において、(将来の)追加コスト、いわゆる Hotelling⁶¹レント (リソースレント) が存在し、これは 1) ガス埋蔵量の有限性に起因する将来の生産コストの増加と、2) 将来の難しい (expensive) ガス田を生産することに起因するコスト増の 2つの要素を反映していると記述されている。Golombek, Gjelsvik and Rosendahl (1995)は、実際の MC 曲線の推定において対象の産ガス国の生産量に応じた費用関数 $MC = a_1 + a_2q + a_3 \ln(1 - q/Q)$ (q は生産量、 Q は生産能力の上限、 a_1, a_2, a_3 は各国別の係数) として定式化し、右上がりを想定している。この供給曲線の推定式は、

⁶¹ Hotelling(1931)は有限資源の場合の消費と価格の関係を定式化した。この定理では、競争市場においては、価格 p マイナス限界生産コスト (MC) が、割引率で上昇していくため、これをレントと呼ぶ。また独占市場では、このレントは限界収入 (MR) マイナス MC で表され、同じく割引率で上昇する。Hotelling(1931)をベースに、Pindyck (1978)、Solow and Wan (1976) などは、1970 年代において、埋蔵量の追加、生産量及びその価格、あるいは、需要弾力性への影響や埋蔵量の不透明性などの現実の条件を考慮し、様々な応用モデルを提示している。

Boots, Rijkers and Benjamin (2004)のガス生産者の国別の生産コストの算定にも利用されている。

1970年代の資源問題が勃発した時期の研究においても、生産コストは一定と仮定した従前の議論から脱し、有限な資源（もしくは再生不可能な資源）の品質のばらつきに着目し、生産コストは一定ではないことを前提とした論文が散見されている。たとえば、Slow and Wan(1976)⁶²、Heal(1976)⁶³、Livernois and Uhler(1987)⁶⁴である。

こうした前提は、第1章第1節第2項でも説明した通り、地下資源は、年々消費していくと、容易に取り出せるような地下のガスは採り尽くされ、次第に深海底や北極圏の地下、あるいは深度の深い地層に存在するガスに生産地を移行させていかざるを得ない特性を有することから、生産コストは徐々に上昇することを示しているといえる。

これらの既存の文献や概念をふまえ、本研究の理論モデルで扱う生産曲線は、右上がりのShort-Run Market Supply Curve（短期の市場供給曲線）⁶⁵と仮定する。「短期的」と明示するのは、生産技術の革新によるコストの変化、あるいは大規模なガス発見に伴うコストの変化、さらにその他の投資環境の変化（産ガス国の経済情勢の変化、ガス開発政策の変更、環境対策の変更等）については考慮しないからである。つまり、ガス供給曲線全体の変化を想定していない。実際問題、将来起きる技術革新や市場環境の変化を想定して、生産コストを見積もることは難しく、上流生産者は、最新の技術レベルやその時点の市場環境をベースに、開発対象の絞り込みや生産手法を決定する。

また、第1章で説明した、輸入にかかるLNG輸送コストの問題は考慮しない。

さらに、このモデルでは、企業の数に伴う供給曲線の変化を想定しない。これも、何度も述べるように、ガスの生産及びLNG開発は、地下のガスの賦存状況やその立地条件によって、おおむね生産コストは決まると仮定しているからである。もちろん開発時の投資環境

⁶² Slow and Wan(1976)は高品質（低コスト）な資源を使う期間とその後の低品質（高コスト）な資源を使う2期間モデルを前提に最適な生産・消費を議論。

⁶³ Heal(1976)は、累積の生産量が増えるにしたがって生産コストが増加することを仮定する。つまり、安いコストで生産できる埋蔵量（Deposits）が徐々に減少した後、その後は膨大に存在する高い生産コストの埋蔵量を使い続けることを前提に、最適な価格および消費量のパスを議論した。

⁶⁴ Livernois and Uhler(1987)は、再生不可能な資源（石油）の最適な価格パスについて企業の探鉱努力によって高品質な資源が初期に発見されるというモデルを提示、価格のU字曲線を証明した。

⁶⁵ Hartley and Medlock (2008)では、産油・ガス国の供給についてはShort-Run Market Supply Curve（短期の市場供給曲線）を想定。

(原油価格、鉄鋼価格や資機材価格、サービス産業のコスト等)は刻々と変化し、それらによって大きくコストは変化するが、ここでは考慮しない。ここでの供給曲線は、短期的な視野において、その生産者らが生産する生産量と価格の関係式を45°の右上がり曲線とおき、また生産者の数が増えたとしてもその関係式は変化しないと仮定する。

3-2-4 基本モデル

①～⑤の逐次モデルについて順次図表にて説明する。

ケース①

まずは①として下流市場も上流市場も販売独占である逐次独占のケースを説明する。上流では、上流生産者 B が独占供給し、下流では下流事業者 A が独占供給すると想定する。下流事業者 A の利益最大化の条件は下流事業者 A の限界収入 MR_A と A の限界費用 MC_A と一致する q である。便宜的に、下流事業者 A の限界収入 MR を $MR_A = g(q) = f'(q)q + f(q)$ と置く。下流事業者 A の限界費用 MC_A は上流生産者からの購入価格 r であるから $MC_A = r$ 。したがってこれらから、 $r = g(q)$ の条件が導かれる。次に、上流生産者 B にとっても供給独占であるため、その条件は $MR_B = MC_B$ 。この上流生産者 B の収入 R_B は $R = r * q$ であるから、 r の条件を代入すると $R = g(q)q$ が導かれる。ここで $h(q)$ を $g'(q)q + g(q)$ と置くと、上流生産者 B の限界収入 $MR_B = h(q)$ が導かれる。 $h(q) = MC_B$ の条件を満たすような生産量 q が決まり、 r, p も導出される (図 3-2)。

図 3-2 ケース①のモデル

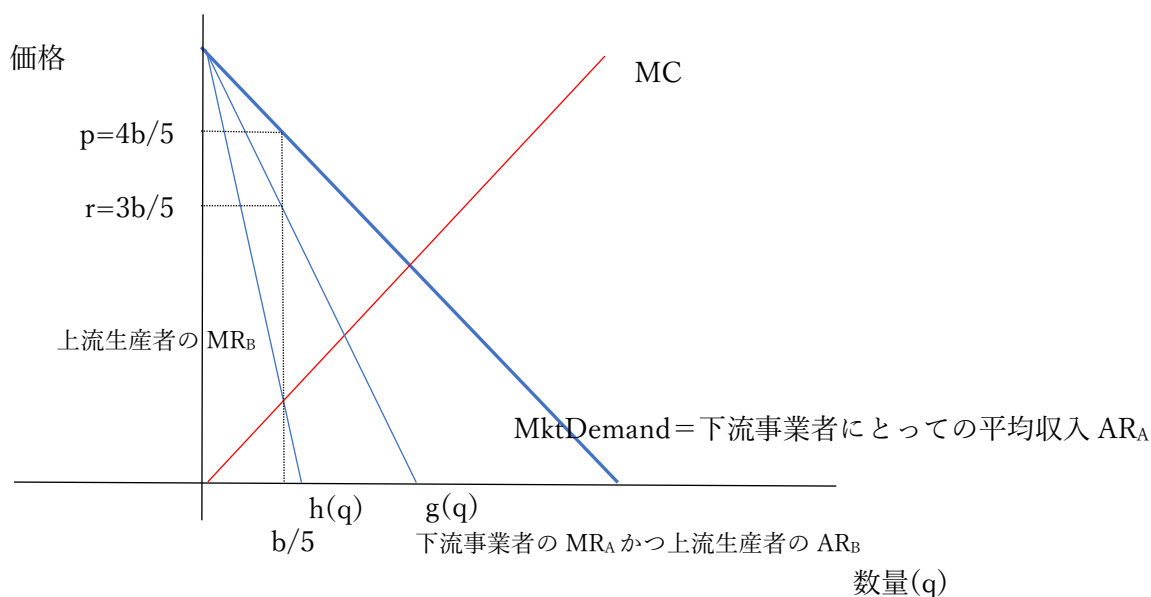
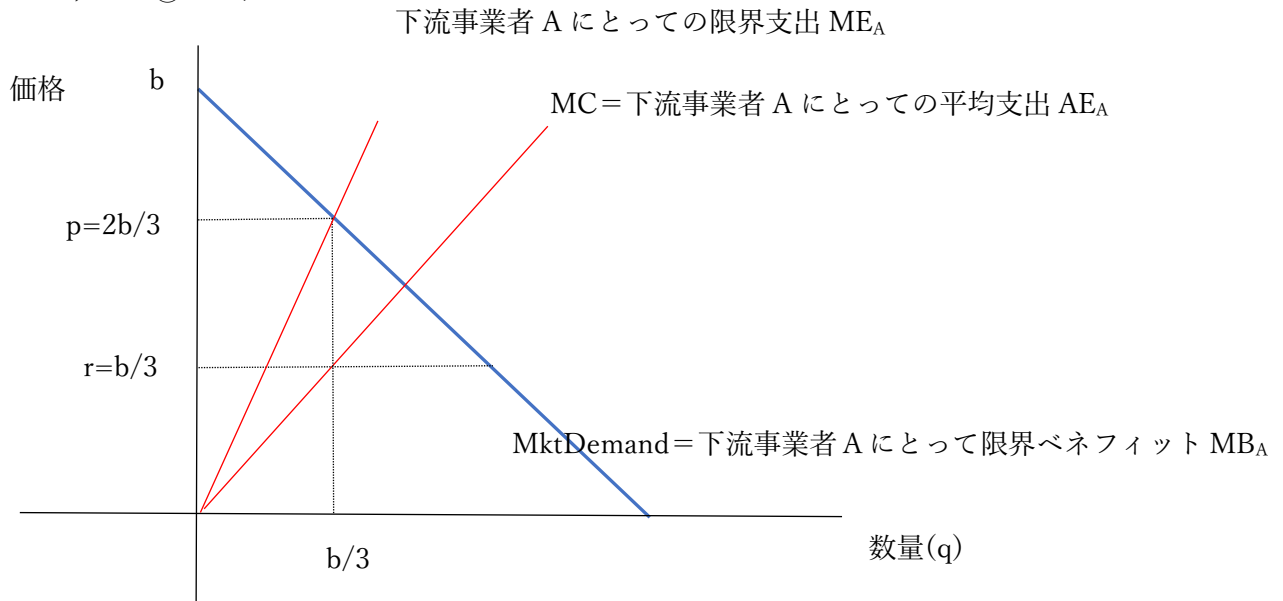


図 3-3 ケース②のモデル



ケース②

次に、このケースは、下流事業者 A が上流市場のモノプソニストとして生産物を購入しているケースである。独占バイヤーである下流事業者 A からみれば、供給曲線 MC は平均支出曲線 AE_A に相当する。したがって、下流事業者は、最も高い利益をもたらすような r と q の組み合わせを AE_A 上から選択する。また、この q は、下流事業者のベネフィット B_A から支出 E_A を引いた純利益の最大化条件である、限界ベネフィット MB_A と限界支出 ME_A が一致する条件を満たす (図 3-3)。

ケース③

次のケースは、下流事業者が上流生産者から競争価格で購入しながら、国内では独占販売している状態である。まず、下流事業者 A が直面する条件は、 $MR_A = MC_A$ 。それぞれ $MR_A = g(q)$ 、 $MC_A = r$ であるので、よって $r = g(q)$ の条件を満たす q と p になる。上流生産者が直面する条件は、競争的なので、販売価格 r は上流の限界費用 MC 上となる。

なお、ケース②とケース③は同じ結果となる。つまり、上流市場において供給者が多数存在し供給競争の状態であった場合、たとえモノプソニスト (独占購入者) であったとしても競争的バイヤーと同等にすぎず、バーゲニングパワーが生かされない。

ケース④

次のケースは、独占の上流生産者 B が下流事業者らに販売し、下流市場の消費者に競争

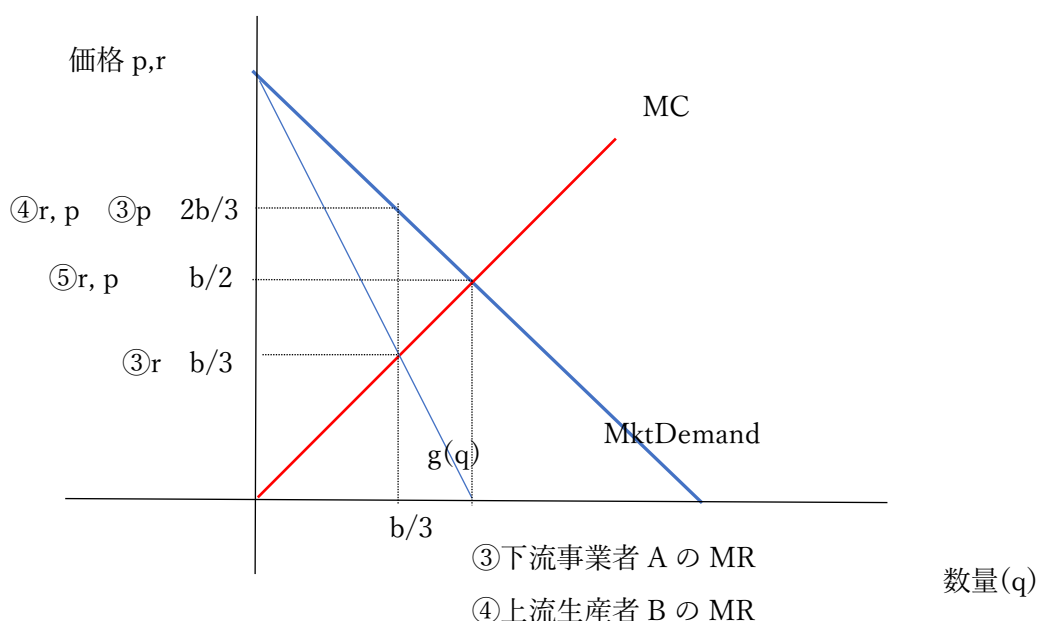
市場で販売している場合である。下流事業者は、競争下にいるので販売価格 $p=MC_{DN}$ の条件を満たす。ここでは、下流事業者が直面する MC を便宜的に MC_{DN} と示す。 $MC_{DN}=r$ でもあるから、したがって、 $p=r$ が条件となる。また、上流生産者 B は、下流事業者に対して独占販売するので、B の利益 π は、 $\pi_B=rq-TC(q)=(f(q))q-TC(q)$ となり、上流生産者 B の限界収入 MR_B である $g(q)$ について、最大化条件は $g(q)=MC$ となる。

ケース⑤

この⑤のケースは、下流市場および上流市場が共に競争状態のシンプルなケースである。下流市場では $p=MC_{DN}$ の条件を満たす。上流市場でも、競争状態であるために上流企業の MC が上流価格 r と一致する。このケースでは下流市場 MC_{DN} は上流市場 MC と一致することから $r=p$ となる。

これら③～⑤のケースの各価格および数量は以下の図で示す(図 3-4)。

図 3-4 ケース③～⑤



3-2-5 分析結果

上記5ケースを想定したモデルの利益最大化の一階条件から、上流価格 r および下流価格 p を求め、さらに線形関数から得られる面積より余剰を導いた。上流価格 r 、下流価格 p 及び数量 q は、図 3-5、図 3-6、また表 3-1 にまとめた。余剰は表 3-2 に示した。

図 3-5 ケース①から⑤の下流価格 p

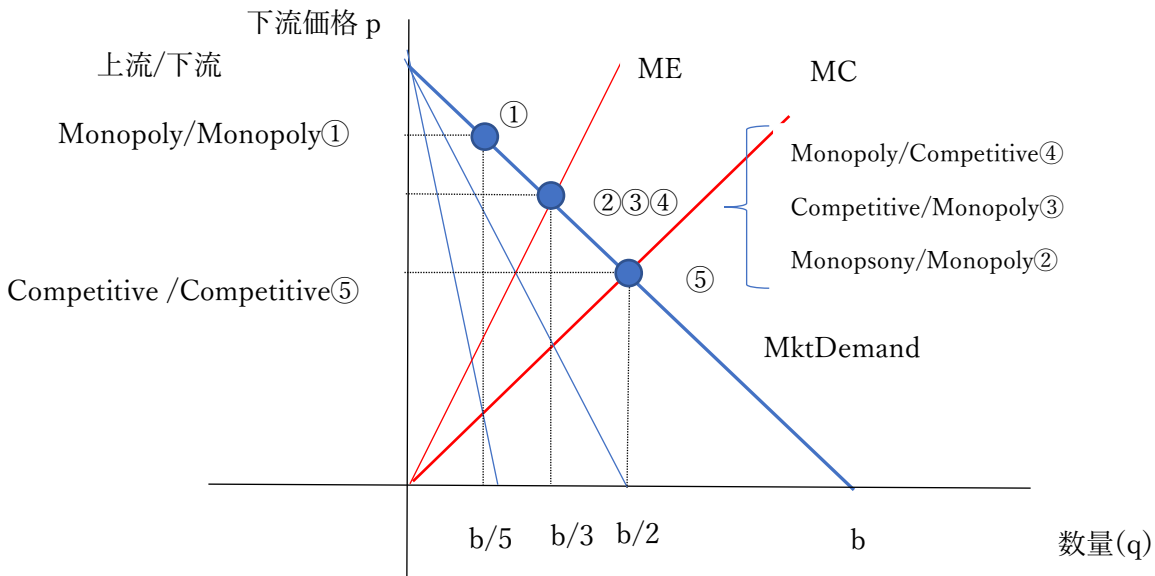


図 3-6 ケース①から⑤の上流価格 r

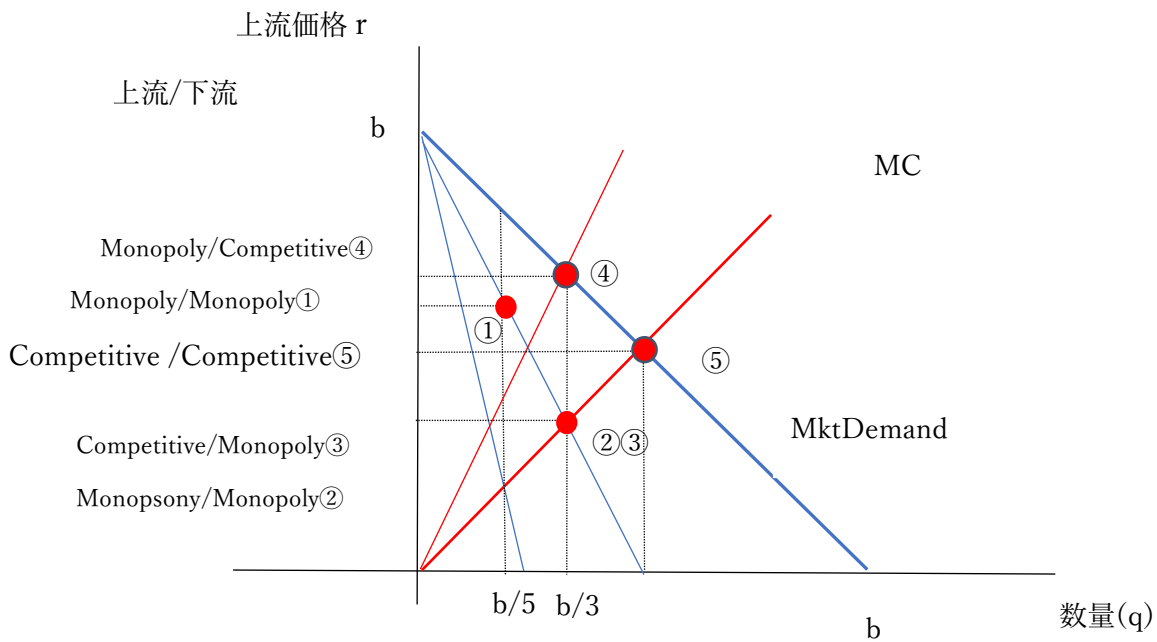


表 3-1 各ケースの q, r, p

	生産量 q	上流価格 r	下流価格 p
① Monopoly/Monopoly	$\frac{1}{5}b$	$\frac{3}{5}b$	$\frac{4}{5}b$
② Monopsony/Monopoly	$\frac{1}{3}b$	$\frac{1}{3}b$	$\frac{2}{3}b$
③ Competitive/Monopoly	$\frac{1}{3}b$	$\frac{1}{3}b$	$\frac{2}{3}b$
④ Monopoly/Competitive	$\frac{1}{3}b$	$\frac{2}{3}b$	$\frac{2}{3}b$
⑤ Competitive/Competitive	$\frac{1}{2}b$	$\frac{1}{2}b$	$\frac{1}{2}b$

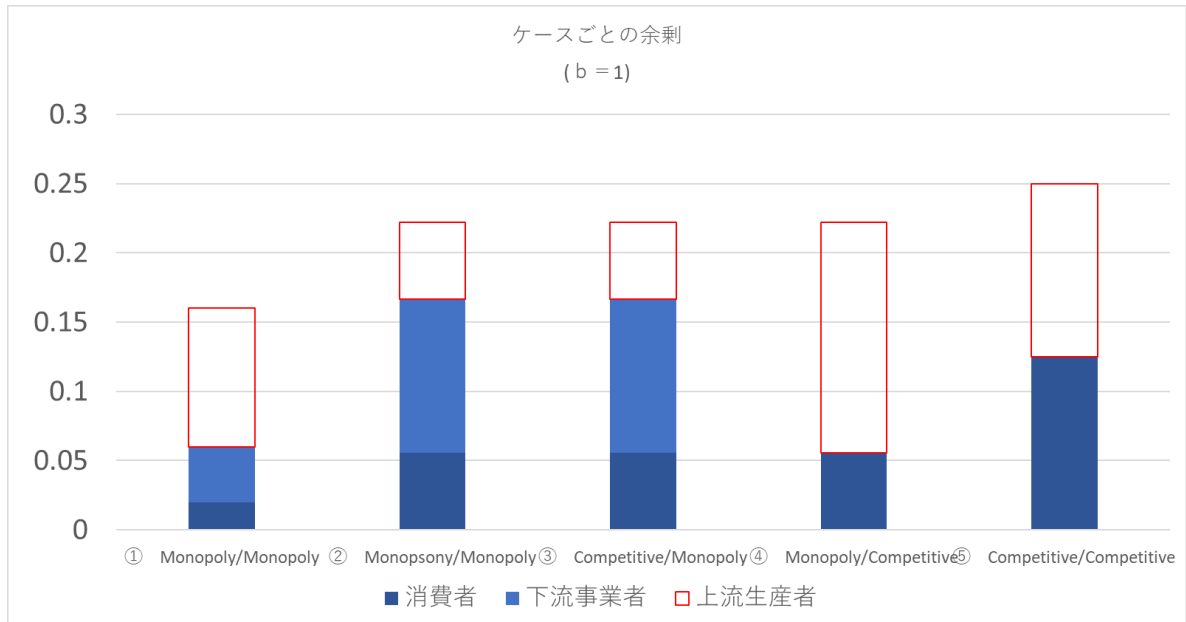
表 3-2 ケースの上流生産者、下流事業者、消費者余剰

	総余剰	国外	国内 (下流事業者 + 消費者)		
		上流生産者	合計	下流事業者	消費者
① Monopoly/Monopoly	$\frac{4}{25}b^2$	$\frac{1}{10}b^2$	$\frac{3}{50}b^2$	$\frac{1}{25}b^2$	$\frac{1}{50}b^2$
② Monopsony/Monopoly	$\frac{2}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$	$\frac{3}{18}b^2$	$\frac{1}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$
③ Competitive/Monopoly	$\frac{2}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$	$\frac{3}{18}b^2$	$\frac{1}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$
④ Monopoly/Competitive	$\frac{2}{9}b^2$	$\frac{3}{18}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$	0	$\frac{1}{18}b^2$
⑤ Competitive/Competitive	$\frac{1}{4}b^2$	$\frac{1}{8}b^2$	$\frac{1}{8}b^2$	0	$\frac{1}{8}b^2$

下流価格 p が最も高いのは①の上流も下流も独占の状態、つまり上流生産者も下流事業者も独占供給を行っている場合であり、最も低かったのは、⑤の上流も下流も競争市場、つまり上流生産者と下流事業者がそれぞれ競争プレイヤーの場合であった。②③④はその中間であった。また、上流価格 r が最も高いケースは、④の上流生産者が独占供給するが、下流事業者は競争販売を行っているケースで、一方、r が最も低いのは②か③のケースで、下流事業者が消費者に独占供給しながら、上流からの調達では独占購入をしているか、あるいは競争的な調達である。

また余剰については、全体の余剰が最も大きいのは⑤のいずれも競争状態のケースであるが、日本国内の余剰が最も大きいのは②と③であった。また、下流事業者が競争状態におかれる④ないし⑤のケースは、下流事業者の余剰がゼロとなった (図 3-7)。

図 3-7 ①から⑤の余剰比較 (b=1 として算定)



3-2-6 インプリケーション

1) 下流市場が競争下においては、独占時と比較して、消費量は多く、下流価格も下がるが、上流価格（輸入価格） r は上昇する。これは、競争下の下流事業者にとっては独占時ほど上流市場に影響力を発揮できず、ガス会社が上流市場で購入する価格は高くなる可能性があるからである。また、日本国内の余剰（ここでは下流事業者と消費者の総和）は、競争状態よりも独占状態のままのほうが大きく、反対に上流生産者の余剰は、下流市場が競争状態であるほうが大きいとの結果であった。要するに、第1に、国内市場の規制変更であっても上流の価格や余剰に影響を与えること、そして第2に、国内の自由化政策によって国内の競争化が進んだとしても、国内の余剰は増えず、上流生産者の余剰が増える可能性がある（例：ケース①→ケース④）⁶⁶。これは、日本の上流生産者が国外において大きく生産活動を高めることでも、同様の効果をもたらされるだろう。

⁶⁶ $MC=0$ を想定したケースでも、 MC 右上がりの結果と概ね傾向は変わらない。しかし、次の点で異なる。まず上下流の双方が独占状態のケース①から下流市場が競争の状態のケース④に変化した場合では、 MC 右上がりのモデルと異なり、上流価格 r は上昇せずに一定となる。さらに、ケース②および③からケース⑤に変化した場合、上流価格 r は上昇せずに一定のままとなる。

- 2) 上流生産者が独占供給を行っている場合には、下流市場がどのような状態でも輸入価格 r は高くなりやすい。つまり、下流事業者に対して上流生産者は独占力を発揮できることから、総じて高く販売し、よって輸入国にとって輸入価格は高くなる。
- 3) もう一つこのモデルの結果において特筆すべき点は、上流市場の競争が、日本国内に大きな便益をもたらすことが示唆された点である。上流市場での供給競争のほうが国内の余剰は独占供給時より倍以上に大きくなる。
- 4) 上流市場を考慮に入れた今回のモデルによれば、国内の余剰が最も大きいのは②か③のケース、つまり上流市場が競争あるいは買い手独占で、下流市場（国内）が従前の供給独占の状態である。下流事業者の競争でもって、日本国内の余剰が最も高くなることは必ずしも言い切れない。全てのケースでみれば、⑤の上流市場及び下流市場ともに競争状態の場合が余剰最大である⁶⁷。

3-3 応用

第3節では、現実には即した仮定を導入して基本モデルを修正する。まず、応用1では、上流価格は、実際のところ多くの輸入において原油価格に連動していることから、外生変数として取り扱うことにする。

次に、実際には下流事業者も上流事業者も独占状態から寡占状態、さらに競争状態になることから、既存モデルの①の独占/独占モデルを、応用2では下流事業者のみを m 社として扱うことに変更し、応用3では、反対に、既存モデル①の上流事業者を n 社として扱うよう変更を行う。

上流事業者及び下流事業者を同時に寡占モデルに変更した Greenhut and Ohta(1979)のように、現実には、上流市場も下流市場もプレイヤーの数は増えているだろうが、応用2及び応用3では、こうした企業数を上流生産者と下流生産者と個別に分析することを通じて、個々の変化が他のプレイヤーや市場価格にどう影響を与えうるのかを識別する。

3-3-1 応用1. 原油価格連動を考慮した修正

応用1では、基本モデルで内生変数として扱った上流価格 r を外生変数 r_0 に変更する。

⁶⁷ $MC = 0$ を想定したケースでは、上流市場が競争・独占購入のケース②、ケース③およびケース⑤は、いずれも生産者余剰はゼロであるため、余剰はすべて国内余剰（下流事業者余剰と消費者余剰）となる。よって国内余剰最大のケースは⑤となり、MC 右上がり条件と結果は異なる。

これは、現行の長期売買スキームでは日本の輸入価格 r はほとんどが外部の市場価格に連動している、つまりほとんど原油価格に連動しているためである。

修正の仕方は、基本モデルの①（下流の独占状態）と同④（下流の競争）の2ケースを①'と④'として、上流価格を外生変数 r_0 に置き換え改めて最適な p と q 、及び各余剰を導出した（表 3-3、表 3-4）。

表 3-3 上流価格が外生価格の場合の q 、 p

	生産量 q	上流価格 r	下流価格 p
①' 外生価格 r_0 /Monopoly	$r_0 \geq b/3$ の時 $\frac{1}{2}(b - r_0)$	r_0	$r_0 \geq b/3$ の時 $\frac{1}{2}(b + r_0)$
	$r_0 < b/3$ の時 r_0		$r_0 < b/3$ の時 $b - r_0$
④' 外生価格 r_0 /Competitive	$r_0 \geq b/2$ の時 $b - r_0$	r_0	$r_0 \geq b/2$ の時 r_0
	$r_0 < b/2$ の時 r_0		$r_0 < b/2$ の時 $b - r_0$

表 3-4 上流価格が外生変数の場合の余剰

上流/下流		総余剰	国外	国内	
			上流生産者	下流事業者	消費者
①' 外生価格 r_0 /Monopoly	$r_0 \geq b/3$	$\frac{1}{4}(b - r_0)(b + r_0)$	$\frac{1}{8}(b - r_0)(5r_0 - b)$ $r_0 = 3b/5$ 時最大	$\frac{1}{4}(b - r_0)^2$	$\frac{1}{8}(b - r_0)^2$
	$r_0 < b/3$	$r_0(b - r_0)$	$\frac{1}{2}(r_0)^2$	$r_0(-2r_0 + b)$ $r_0 = b/4$ 時最大	$\frac{1}{2}(r_0)^2$
④' 外生価格 r_0 /Competitive	$r_0 \geq b/2$	$r_0(b - r_0)$	$\frac{1}{2}(b - r_0)(3r_0 - b)$ $r_0 = 2b/3$ 時最大	0	$\frac{1}{2}(b - r_0)^2$
	$r_0 < b/2$	$r_0(b - r_0)$	$\frac{1}{2}(r_0)^2$	$r_0(-2r_0 + b)$ $r_0 = b/4$ 時最大	$\frac{1}{2}(r_0)^2$

その結果、得られた点は、第1に、下流が競争でも独占でもどちらのケースでも、 r は高すぎても低すぎても、下流価格 p は高くなる傾向がある。これは、上流価格 r_0 が高けれ

ば、需要曲線上で下流の価格が決まるが、反対に、 r_0 が低い場合は、上流生産者の MC 上で生産量 q が決まり、その需要量の下流価格 p が高くなるためである。第 2 に、独占時と競争時を比較した場合、競争時のほうが当然であるが生産量 q は大きく、下流価格 p は低い。余剰を比較すると、競争時のほうが消費者の余剰は大幅に増えるが、他方で下流事業者の余剰ゼロのリスクに直面する。特に r_0 が高い状態では、下流事業者の余剰はゼロになる。また、基本モデルでもみられるように、下流市場が競争の場合、上流生産者の余剰は高くなる。

3-3-2 応用 2. 下流事業者数 m による寡占モデル

応用 2 では、下流市場の競争化がどういう過程を経ていくのか分析する。ここでは、下流市場で下流事業者数 m が販売活動を行っているという前提に仮定を修正し、寡占モデルを構築した。ただし、上流市場は、独占状態のままで変化しないと仮定した。このモデルにおいて企業数 m を増やすことで、基本モデル①から基本モデル④に移行する過程を観察することができる。つまり、 $m = 1$ の時が基本モデル①、 $m = \infty$ が基本モデル④に相当する。

数式による導出は、まずは需要関数 $p=f(q)=-q+b$ 、 $q=\sum_{i=1}^m(q_i)$ 、 $i=1,2,3 \dots m$ であり、下流事業者の利益は $\pi_i=pq_i-rq_i$ である。企業 i の利益 π_i の利益最大化の一階条件は、 π_i を q_i で微分してイコールゼロとしたものである。この結果、 $r=f'(q)q_i+f(q)$ が導かれる。これを条件 A と置く。一方の上流企業（独占）の利益 π_B は $\pi_B=rq-TC$ 、 r に下流事業者の条件 A を代入して、同様に利益最大化の一階条件を求め、 $q_i=-q(\frac{1+3m}{m})+b$ が導出される。さらに、 $r=f'(q)q_i+f(q)=(\frac{1+2m}{m})q$ が導かれ、 q_i に $mq_i=q$ を代入し q について整理、 r, p を導出した。結果は表 3-5 と表 3-6 である。

表 3-5 下流事業者数 m の変化に伴う q 、 r 、 p

上流/下流	生産量 q	上流価格 r	下流価格 p
Monopoly/Oligopoly	$(\frac{m}{2+3m})b$	$(\frac{1+2m}{2+3m})b$	$(\frac{2+2m}{2+3m})b$

$m = 1$ の時、基本モデル①と同じ、 $m = \infty$ の時、基本モデル④と同じ

表 3-6 下流事業者数mの変化に伴う余剰

上流/下流	国外		国内	
	総余剰	上流生産者	下流事業者	消費者
Monopoly/Oligopoly	$\frac{2m + 2m^2}{(2 + 3m)^2} b^2$	$\frac{1}{2} \left(\frac{m}{2 + 3m}\right) b^2$	$\frac{1}{m} \left(\frac{m}{2 + 3m}\right)^2 b^2$	$\frac{1}{2} \left(\frac{m}{2 + 3m}\right)^2 b^2$

結果、得られた結論は、下流の事業者数mの増加とともに、下流価格pは徐々に低下するが、上流価格rは下がらない点である。しかも、余剰は下流事業者数mが増えるとともに、下流事業者の全体余剰はゼロに向かい、また、国内全体の余剰（消費者+下流事業者）も一向に増えない。その一方で、上流生産者（国外）の余剰は一方的に増加することが明らかになった。

3-3-3 応用3. 上流事業者数nによる寡占モデル

次に、上流生産者がn社存在することを仮定して、上流市場の寡占化を行う。上流生産者n社が、それぞれ q_i ずつ生産して販売していると仮定する。つまり $q = \sum_{i=1}^n (q_i)$ 、 $i=1,2,3 \dots$

n。ここでは同質の企業と仮定するので、 $q_i = q/n$ でもある。

上流生産者全体のMC曲線は、これまでと同様に $k(q) = q$ のままとして、n企業のうち上流生産者iの限界費用 MC_i はいずれも nq_i である。産業全体のMC曲線 $k(q) = q$ は、既に説明した通り、1社で生産しようが、n社で生産しようが産業全体の限界費用は変わらないことを意味している。補足すると、例えば、100のガス田の開発が予定されていた場合、1社のみで100すべてを生産しようが、n社でそれぞれ分担して生産しようが、全体の限界費用に変化しないと仮定する。

たとえば、図3-8では $n=3$ の場合として MC_1 、 MC_2 と MC_3 はそれぞれ $3q_i$ で示されるが、各社の限界費用の和である産業全体のMCは右上がり45度線の $k(q) = q$ である。

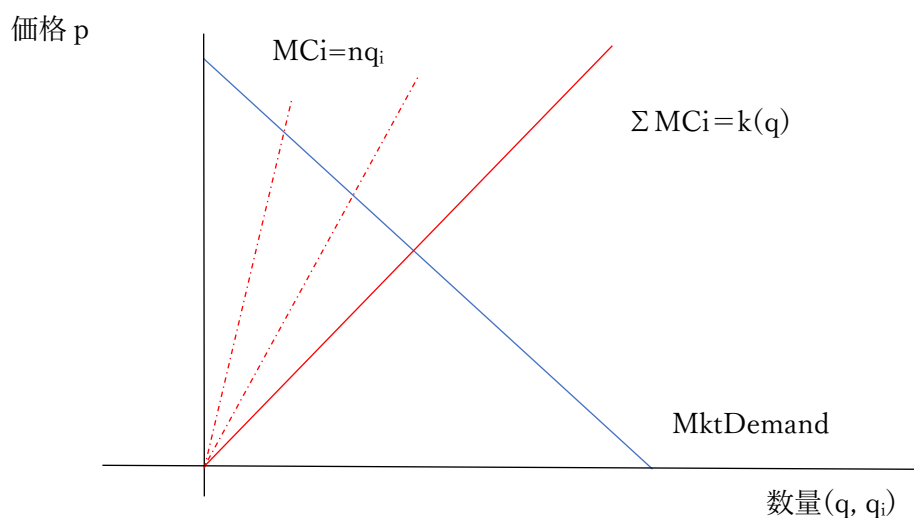
一般のミクロ経済学では、1社の生産工場を想定してMC曲線を想定した場合、同様のMC曲線を有した2社目が参画してきたとすると、産業全体のMCカーブはそれぞれのMC曲線の並行和として表現されるが、ここではその考え方が異なる。

これらの条件を前提に、下流事業者及び上流生産者らの利益最大化の条件を導く。まず、下流事業者(独占事業者)Aの利益最大化 π_A は、需要曲線が与えられていることから、Aの限界収入 MR_A の $g(q)$ であり、 $r = g(q)$ となる。また、販売価格pは、下流市場の需要曲線上である $p = f(q) = -q + b$ を満たす。

この A の限界収入曲線 $g(q)$ は、上流市場にとっての需要曲線にも相当する。次の上流事業者 i の利益最大化条件は、 $\pi_i = g(q)q_i - TC_i$ ($TC_i = i$ 社の総生産コスト) となり、 π_i について q_i で偏微分し、一階条件の最適化を行うと、 $g(q) + g'(q) \frac{dg(q)}{dq_i} q_i - MC_i = 0$ となる。これに、 $g'(q) = -2$ 、また $dq/dq_i = 1^{68}$ 、 $MC_i = nq_i$ 、 $nq_i = q$ を使って整理すると、 $q = \left(\frac{n}{2+3n}\right)b$ が導かれ、最終的に、表 3-7 および表 3-8 のようになる。

分析の結果、上流生産者数 n の増加とともに、下流価格および上流価格とともに低下する。また、企業数 n の増加とともに、上流生産者の余剰は減少する一方であるが、下流市場の下流事業者及び消費者の余剰は、反対にそれぞれ増加していく。これらから、上流生産者の競争化は、消費国側にとって便益をもたらす可能性が示唆された。その理由は、生産する企業の数が増えることで、上流市場で企業間競争するため、下流の独占企業は立場が相対的に高まり、安い価格で購入して国内で高く販売できるからである。また、消費者は、上流価格の低下によって販売価格が下がることで余剰が高まる。

図 3-8 産業全体の MC 曲線と企業 i の MC 曲線の関係 (企業数 n の場合)



⁶⁸ クールノー均衡において企業が 1 単位生産を増やした場合、全体も 1 単位増えること。

表 3-7 上流生産者数 n の変化に伴う q 、 r 、 p

上流/下流	生産量 q	上流価格 r	下流価格 p
Oligopoly / Monopoly	$(\frac{n}{2+3n})b$	$(\frac{2+n}{2+3n})b$	$(\frac{2+2n}{2+3n})b$
$n=1$ の場合(基本モデル①) Monopoly/Monopoly	$\frac{1}{5}b$	$\frac{3}{5}b$	$\frac{4}{5}b$
$n=2$ の場合 Duopoly/Monopoly	$\frac{1}{4}b$	$\frac{1}{2}b$	$\frac{3}{4}b$
$n=$ 無限大の場合(基本モデル③) Competitive/Monopoly	$\frac{1}{3}b$	$\frac{1}{3}b$	$\frac{2}{3}b$

表 3-8 上流生産者数 n の変化に伴う余剰

上流/下流	総余剰	国外	国内	
		上流生産者	下流事業者	消費者
Oligopoly / Monopoly	$\frac{2n+2n^2}{(2+3n)^2}b^2$	$\frac{1}{2}(\frac{n(n+4)}{(2+3n)^2})b^2$	$(\frac{n}{2+3n})^2b^2$	$\frac{1}{2}(\frac{n}{2+3n})^2b^2$
$n=1$ の場合 (基本モデル①) Monopoly/Monopoly	$\frac{4}{25}b^2$	$\frac{1}{10}b^2$	$\frac{1}{25}b^2$	$\frac{1}{50}b^2$
$n=$ 無限大の場合 (基本モデル③) Competitive/Monopoly	$\frac{2}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$	$\frac{1}{9}b^2$	$\frac{1}{18}b^2$

3-3-4 応用2と応用3のインプリケーション

下流事業者数 m の増加と、上流生産者数 n の増加を対比したところ、企業数の増加に伴う下流価格 p の価格変化は一致する。一方の上流価格 r は、他方の市場環境が変化しない前提において、下流事業者の数が増えれば徐々に上昇し、上流生産者の数が増えれば大きく低下する (図 3-9、図 3-10)。

図 3-9 下流事業者数 m の増加 (①→④) に伴う q, r, p の変化

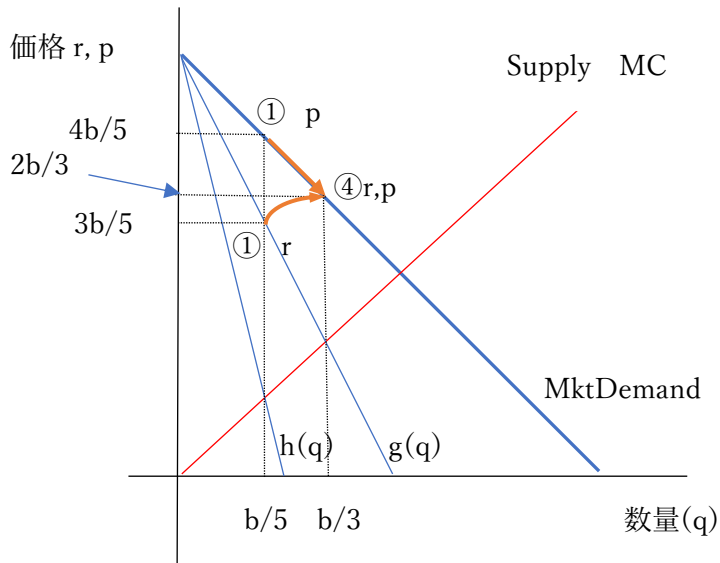
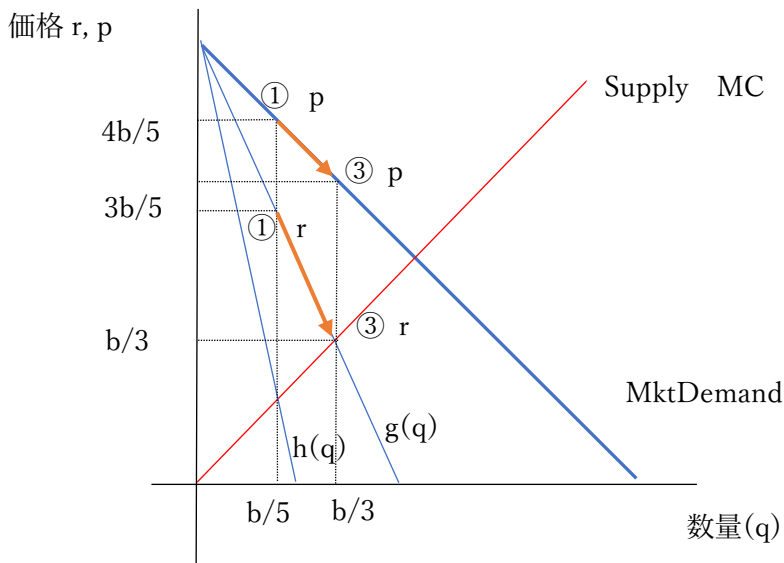


図 3-10 上流生産者数 n の増加 (①→③) に伴う q, r, p の変化



また、企業数を一つずつ増やすことで競争状態に徐々に近付くが、1つ増やすにしても企業の多寡に応じて、その効果は異なる。企業数1から企業数2に増えるのが最も効果が大きく、それ以上に企業数を一つ増やすほどにその効果は低下していく。初期の新規参入は、価格を競争価格に大きく近づけると同時に、余剰の大幅な増加にもつながることが分かった。

第 1 章で述べたように、日本にとって上流市場は国外にあたるが、下流市場は行政権が及ぶ国内である。今回のモデル分析でわかったことは、国外市場の環境が変化しない時に、政府が新規参入を促して下流事業者を競合化させても、逆に輸入価格は上昇するかもしれない。また、他方で、米国産の LNG 流入などの国外の動きであっても新規の生産者が増えることで、日本の LNG 輸入価格に下落の影響を与え、また、余剰も増やすという、いくつかのメリットがえられるかもしれない。

3-4 第 3 章のまとめ

下流市場の自由化政策、および、それに伴う競争促進を議論するにあたり、国外市場である上流市場を内生化させ、逐次市場モデルを構築した。そこで明らかになったことは、下流市場の競争によって、大手の LNG 生産者は、買い手に対して市場支配力を増強させる余地が生まれることである。その場合、日本の LNG 輸入価格は下がらず、国内市場の競争化によって、消費者価格は下がり、消費者余剰は多少上昇するものの、逆に上流生産者の余剰が大幅に増えることがわかった。他方、下流市場が独占状態の場合、上流生産者に対する下流事業者の市場支配力が発揮され、日本国内の余剰は競争時に比べて増える。

国内市場の構造変化は、上流市場の生産者の行動あるいは輸入する価格に少なからず影響を与え、それによって国内における便益が増減することが判明した。国内が競争化されれば、一見、LNG の調達コストが下がるのではないかと期待するが、本分析に基づけば、上流である LNG 市場が競争化することで、初めて日本の調達コストは下がることが判明した。また、国内の競争化によってかえって得をするのは、国外の上流生産者の可能性があることにも気づかされた。

政策当局は、下流市場で競合事業者を増やすことだけを指向するのではなく、消費者への影響が同じであるならば、上流市場の生産者が増えることへの効果や便益にも注目すべきであろう。加えて、寡占モデルの分析で分かったように、企業数が少ない独占的な市場ほど、1 企業が増えることに伴う価格や余剰への効果は大きい。つまり、米国のような大増産国が別にまた現われたとしても、同様のインパクトにはならないということである。また、下流事業者を追加的にいくつも参入させたとしても、その効果は徐々に薄れていく。

4 今後の課題とまとめ

本研究では、第 1 章では、ガス資源についての上流市場と下流市場の競争化の背景を説明した。第 2 章では、実際の価格データを使って市場間の競争について計量分析を行った。さらに、第 3 章では、逐次モデルを利用して、独占時と競争時を対比した理論分析を行った。理論分析では、上流市場の変化は、下流市場にも影響を与えること、また、その逆もありうることが明らかになった。都市ガス供給の議論や市場の自由化の議論において、国内市場である下流市場のみに注目するのではなく、上流市場を含めた視点に立つことで、国内市場への影響や政策評価が異なることが判明した。これは、市場関係者の行動や政府の制度設計にも、新たな示唆を与えるだろう。

そこで、最終章となる第 4 章では、このような。上流市場の競争化を踏まえた議論を行う際に、新たに浮上する課題を最後に提示し、本研究の結びとする。第 3 章では独占と競争といった極端な前提を置いて分析を進めてきたが、第 4 章では、実際のところ、競争状態にすんなり移行するののかについて、産業組織の理論を用いて議論する。特に、ここでの議論では、上流市場の競争化にフォーカスする。結論としては、上流市場の競争化はすんなり進むとは考えにくい。その結果、中途半端な競争状態になれば、以前の供給の独占システムに比べて、供給の安定性が確保できるのかどうかといった疑問が生じる。

前章では、国内自由化や競争化の議論において、上流市場の視点を取り込むことの重要性を説いたが、第 4 章では、同時に、競争化障壁や安定供給といった、新たな課題にも直面することを付け加える。

4-1 上流市場の競争化

第 3 章までは、上流市場および下流市場において、新規参入や流動性が増して市場が競争に向かっているとの見解に立って、分析を進めてきた。特に、第 3 章では、上流市場と下流市場の逐次構造を踏まえた評価も重要で、上流市場が競争すると、日本にとっても利点が多いとの示唆を得た。

まずは、上流市場の競争化の把握を行うこと、つまり、第 2 章のような計量分析でなくても、単に供給側に相当する LNG 生産件数、プレイヤー数や輸出国数の動向などを調査するだけでも、国内市場への影響の良し悪しを評価する際の一つの材料となりうるだろう。

加えて、産業組織の理論を用いると、さらに踏み込んだ分析や知見を与えてくれる。これ

を使ってLNG産業を読み解くと、小田切（2001）では、参入障壁が高い要件⁶⁹として、供給側による、絶対的費用優位性（何らかの理由により既存企業が絶対的に低い費用で生産可能なこと、例として原材料、技術特許や機密情報、熟練労働者、資金獲得上の優位性などの有形・無形の資産、および法的・行政上の許認可など）と、サンク・コスト（固定費用、長期的な回収費用）である。

LNG産業に照らしてみると、絶対的な費用優位性については、発見資源の排他的な所有、技術ノウハウ、技術特許、資金獲得上の優位性などが参入障壁として考えられる。また天然ガス生産及び液化事業（LNG事業）は、どのプロジェクトにおいても、サンクコストは極めて高い上に、それら費用を回収するには数十年がかかる事業である。もちろんガス資源を見つけることにも、多大なサンクコストを支払っている。

他方、産業利潤率や需要成長率が高ければ高いほど、参入が誘発されるとも指摘される⁷⁰。LNG事業（Integrated Gas部門）は、精製事業や石油開発（Upstream部門）より、その利益幅は大きい⁷¹。需要量についても、第1章で述べた通り、アジア新興国を中心に足元で高い需要増加が続いている。

さらに産業組織の理論では、競争化において、それを阻害するような既存生産者の対抗措置が生まれやすいことを指摘する。植草(1982)⁷²は、その一つの対抗措置として、企業間の協調行動を挙げており、それを容易にする要素として、1) 企業数が僅少、2) 各社の市場シェアが均等、3) 費用条件が企業間（事業間）で同水準、4) 製品の均質性がみられ、さらに5) 需要の価格弾力性が低い、6) 高い成長性、7) 新技術の開発・導入の困難性が認められる場合を挙げる。これらの条件が全部備わるほど、企業間の対立要因は減少し、協調は容易となる。特に最初の3つの条件が重要と説明する。

これまでも述べてきたように、LNG産業は、これら1)～7)の企業間協調が起きやすい要件にいずれもよく当てはまり、したがって生産者間の協調行動が形成されやすい事業

⁶⁹ 小田切（2001）、第5章第3節、p.77。また植草（1982）、pp.101-102によれば、参入障壁を形成する要因として、1. 規模の経済性の障壁（小規模では対抗できない）、2. 必要な資本量の障壁（最低限必要な生産及び販売に投下する資本量が大きい）、3. 製品差別障壁（既存企業の製品に対する買い手の強い選好）、そして4. 絶対的費用障壁の4つを挙げる。

⁷⁰ 植草（1982）、p.102、また小田切（2001）、第5章第4節を参照。

⁷¹ 例として、2018年のRoyal Dutch Shellの財務内容では、Integrated Gas部門（ガス販売およびLNG部門）の利益額11百万ドルは、Downstream部門（精製や石油化学）の同7.6百万ドルやUpstream部門（探鉱・開発のみ）の同6.8百万ドルを上回った。

⁷² 植草（1982）、p.157。

ではなかろうか(表 4-1)。

表 4-1 企業間協調の形成あるいは維持を容易にする要因⁷³

指標	説明	LNG 供給の特徴 (筆者作成)
企業数	企業数は少ないほうが起きやすい。企業数が増えれば、それぞれのタイムラグが発生、また、それぞれの需要見通しも異なり協調は困難となる。	その国の国営ガス会社が最大の権益保有者であるが、実際の生産操業は大手企業による事業が大半を占める。
市場シェア	企業同士で市場シェア格差が大きいと企業間協調は難しい	大手メジャー間は無角。
費用条件	費用条件が異なる時、協業間協調は成立しにくい。	コストは埋蔵量の立地と開発手法でほぼ決まるため企業間格差は発生しにくい。
製品の異質性	同質のほうが、協調しやすい。	品質はほぼ同質。
需要の価格弾力性	需要の価格弾力性が高いほど、価格引き下げによる市場シェア拡大が容易のため協調は困難になる。	需要サイドの価格弾力性は短期的には低い。
需要の成長性・変動制	成長性が大きいほど、将来見通しや弾力性が異なり協調は困難となる。	環境利点が高く、新興アジア諸国を中心に需要成長は高い。
新技術の開発・導入の機会	その機会が大きいほど、企業間協調が困難。	新規開発手法(巨大プラント化、海上浮遊式 LNG 等)はみられるが、頻繁ではない。

出所：植草 (1982)、pp.157-159。ただし、「LNG 供給の特徴」欄は筆者加筆。

さらに、同様の競争を阻害するような供給者の行動として、寡占産業による暗黙の相互

⁷³ 植草 (1982)、P.157。

諒解によるカルテル効果が得られるプライスリーダーシップが挙げられる。個々の説明は繰り返しになるため避けるが、このプライスリーダーシップが起きやすい要因⁷⁴にも LNG 産業はよく当てはまるようにみられる。

天然ガス産業は、特に上流市場で言えば、参入障壁が高く、生産者間による協調などが起きやすい産業でありながらも、今回のような米国の LNG 生産事業⁷⁵のように風穴が一つあけば、それが徐々に大きくなり、市場構造を刷新させるかもしれない。新たな供給者の参入だけでなく、利益取得を目論んだトレーダーやマーケッターが数多く参画すれば、LNG 市場の競争化ははかられるかもしれない。2者間取引が主流のパイプラインよりも、LNG 輸入は輸入先を代替できるから売り手や買い手も参入しやすい点もある。また、市場の流動性や契約の柔軟性が高まり、多様な売り手や買い手が参加して、市場の透明性が図られれば、裁定取引が活発化しやすくなり、市場の流動性がさらに高まる可能性がある。

こうしたいくつかの理論や先行研究を踏まえると、上流市場における動きは、生産者数だけでなく、LNG 売買の契約形態の変化、LNG 開発の投資形態や開発モデル（新技術の登場や新たな投資家の登場）の変化、上流市場の参加者の多様化あるいは世界的な需要の成長など、市場の流動性を増すような多様化が起きているのかどうか、その変化をとらえていくことで、競争システムに移行していく変化やその前兆をとらえることができる。LNG プレイヤーの減少、既生産国の増産や生産企業同士の買収・合併の動き、あるいは需要成長の鈍化などといった動きであれば、逆に独占状態に逆戻りの兆候かもしれない。上流市場の微細な

⁷⁴ 植草（1982）、pp.225-226。以下の条件のときに成立しやすい。

- （1） 企業数がよりすくないこと。
- （2） 各企業の市場占拠率が均等化している 各企業が選好する価格が一致しやすい
- （3） 各企業の費用がより同一化
- （4） 情報交換がより活発
- （5） 参入が厳しく制限されている
- （6） 製品が同質化されている
- （7） 需要が価格に非弾力的
- （8） 長期的には、技術進歩率、需要の成長率

⁷⁵ 米国 LNG 生産事業では、次の方法でサンクコストの負担を軽減させた。まず、事業者は既存港湾施設に LNG 施設を増設することで投資を抑え、さらに建設した液化施設を使って LNG 化するサービスを長期にわたり提供することで、商業化を実現。また、LNG 引き取り者には仕向け地の縛りが弱い LNG 売買契約を提示し、トレーダーにとっても魅力的。

動きを集約した上で、逐次市場の一部として国内自由化を議論すれば、国内への影響や評価が変わってくるかもしれない。

4-2 競争化と安定供給

前節でみてきたように、もしも、上流市場の競争化が難しいのであるならば、付随して安定した供給をどう維持するのかといった課題に直面する。

経済理論上では、完全競争にあつて純粋な競争的な市場機構⁷⁶であれば、だれかが供給を止めたとしても他の供給者によって供給ショートは起きないと仮定される。しかし、実際問題として、LNG 産業は十分な競争的な環境を実現するのは、極めてハードルの高い産業かもしれない。

第1章で触れたように、従来型の供給の独占システムでは、下流のガス会社は、特定の生産者との間で長期の売買関係を結び、下流市場で消費者に独占して供給するため、これは、供給の不安定化を回避しやすい仕組みであった。それに代わって、競争導入というのは、市場（価格、量、時期など）を通じた買い手を売り手の多様な売買関係に基づく、安定した調達方式に切り変えることになる。完全な競争が実現されれば、理論的には供給の安定性は守られるだろうが、果たしてそういくだろうか。

では、市場ベースのガス供給の仕組みに変更すると、一体、何がどう変わるのだろうか。Westphal(2014)はこのように表現している。“システムの変更で、多層にわたり、複雑で、しかも、多様な市場参加者を交えた市場構造となる。競争化の進展で独占構造が崩壊し、網の目（メッシュ）のような市場構造に変わる。極度に分断され、あるいはセグメント化された市場に変わる。それは、本来備わっていた機能を失い、責任分担がばらばらになる。利益を追求する市場参加者は、それぞれの状況を最適化するために、セグメント内での効率化を追求する。そして、市場全体が持っていたフレキシビリティや柔軟性が失われる。利益追求者は、危機において国民経済や消費者を犠牲にして利益を得る。その市場は、適切なレベルのレジリエンス（耐性）を、必ずしも備えていないかもしれない。” 中抜け “不透明な需要の先行き、短期取引ベース、そればかりか小規模な民間企業（利益追求者）、これらが構造的な障害になる可能性がある⁷⁷”。

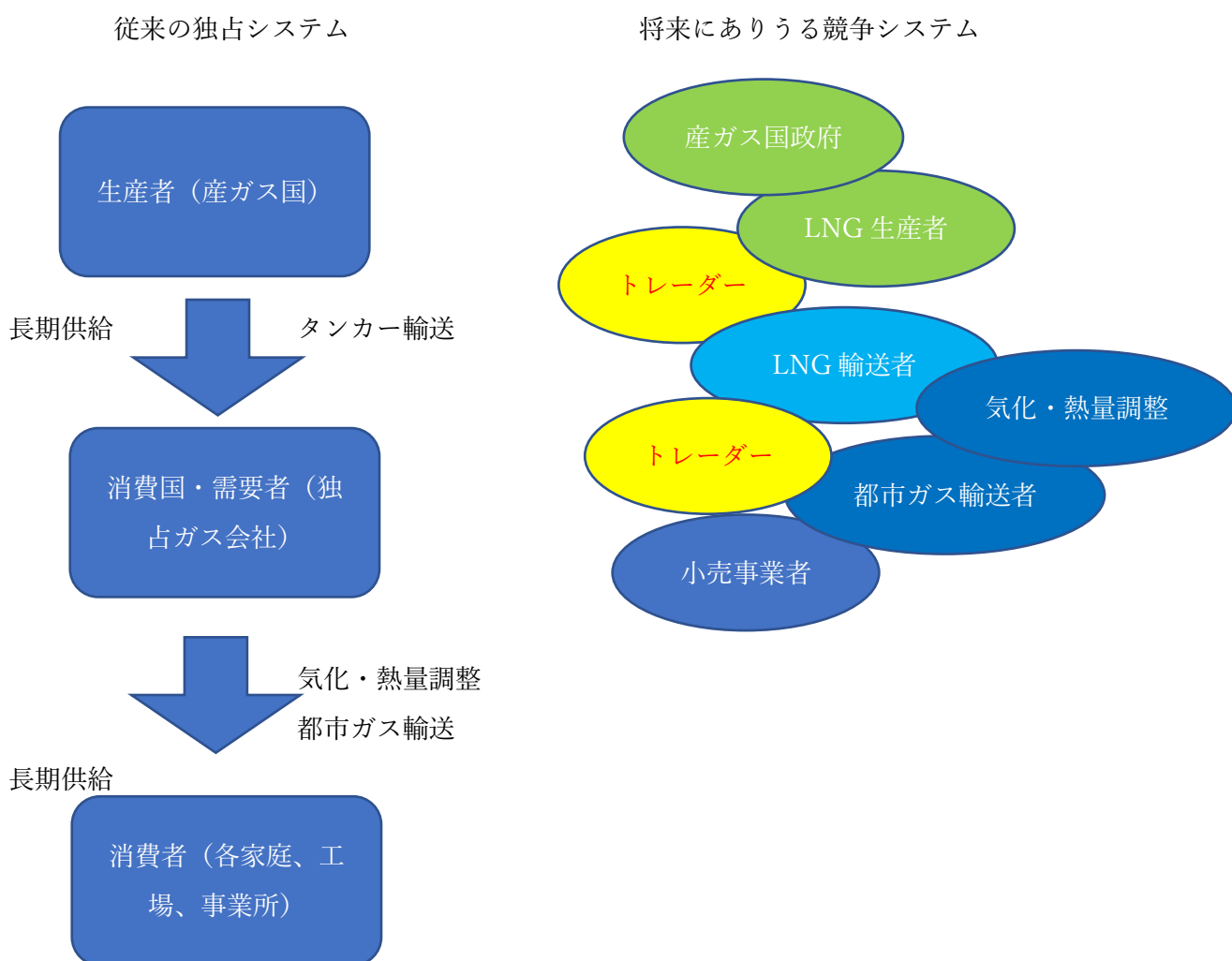
言い換えてみよう。上流市場の競争システムは、生産する人（石油ガス会社）、仲介する人（トレーダー）、輸送する人（船舶業界）、受け入れる人（需要者側）、これらの役割がそ

⁷⁶ 純粋型の競争的な市場機構の要件は、第1章第2節3項の脚注を参照。

⁷⁷ Westphal(2014)、p.39、3-3を参照。

それぞれの専門家プレイヤーに分担され、それぞれが利益追求しながら、市場ベースで取引を成約させて顧客にガスを届ける仕組みである(図 4-1)。競争下で活動する企業というのは、先行きが見通せないために利益追求を優先して最適化を急ぎ、それによってそれぞれのセグメント内でも効率化が進む。その結果、市場全体ないし産業全体が持っていた柔軟性が失われてしまうかもしれない。

図 4-1 独占システム下と競争システム下との関係変化



では、完全でない競争状態において、どう安定した供給を維持するのか。これは、日本にとってはこれまでとは異なる課題と予想される。政府も、国内の自由化や中東での地政学リスクの高まりを背景に安定した供給確保に関する調査を実施⁷⁸し、安定供給体制の新たな構築を目指している。

⁷⁸ 経済産業省（2019）を参照。

もちろん、天然ガス市場が十分に競争的であれば、市場が本来備わっている調整機能が生かされるだろう。たとえ何らかの供給途絶によって、瞬間的に市場が混乱する状態に陥ったとしても、多くの市場参加者や多彩な契約形態、多様な輸送方法が十分に活用されれば、市場取引や裁定取引を通じて価格調整や数量調整が行われ、すみやかに新たな供給が行われ、安定した供給を保つよう市場の自律的な調整機能が働くであろう。

市場がたとえ十分に競争的でなくても、このような市場の調整機能が最大限に生かされるには、柔軟な市場構造を維持・増強しておくこと、また、供給途絶の事態に備えておくことが重要だとも指摘されている。たとえば、国際エネルギー機関（IEA）によれば、エネルギーセキュリティの定義として、1）長期的には投資が十分に行われ十分な供給能力を持っているのか、2）短期的には供給ショックが起きた際に十分に対処するような備えを持っているのか⁷⁹である。また、Gasmi and Oviedo(2010)、Chaton et al. (2012)では、市場の柔軟性を強化するような、パイプラインネットワークの充実や貯蔵施設の増強などに、十分な投資が不可欠であると指摘する。他にも、IEAは、スポット LNG やフレキシブルな LNG というのは、ネットワーク、輸送能力、貯蔵能力、また、発電部門での燃料スイッチング能力、需要レスポンスといった下流市場と同様に、ガス供給不足の緩和ツールの一部として考えるべきだ⁸⁰として、市場機能の活用の考え方を提示する。

政府や関係者らは、そうした供給能力の充実を図りながらも、一体どこまで市場が有する調整能力（見えざる手）に任せるのがよいのか。また、他方でどの部分は、関係者間や政府間等との連携や事前の対策が必要なのだろうか。これまでの独占体制下と異なる、競争的市場における安定供給の在り方が問われることになる。日本は、第1章第1節で触れたように、貯蔵する能力がきわめて脆弱である。先行する欧米諸国の教訓を生かしつつ独自のスキーム作りが求められる。

⁷⁹ 原文 *The IEA defines energy security as the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price. Energy security has many aspects: long-term energy security mainly deals with timely investments to supply energy in line with economic developments and environmental needs. On the other hand, short-term energy security focuses on the ability of the energy system to react promptly to sudden changes in the supply-demand balance.*

⁸⁰ International Energy Agency (2018) “Global gas security review 2018”、第2章および第3章を参照。

4-3 本研究のまとめ

最後に本研究についてまとめ、結びとする。

日本で利用されている天然ガスは、LNGとしてほぼ全量が輸入され、電力消費や都市ガスに利用されている。そのLNGの国際市場では、2010年以降、米国でのシェール革命に端を発したLNG市場の流動化で、日本の伝統的なLNG輸入方式から競争に向かっている。その一方で、国内のガス市場においても、1990年代からの自由化政策によって、徐々に競争原理が導入され、2017年には家庭用を含め天然ガスの完全自由化に至った。2019年現在において、上流市場及び下流市場の競争化は、同時進行で起きている状況である。

そこで、本研究では、この国内の競争化と国外での伝統的なLNG市場の形態が崩れつつあることに着目して、経済学的な分析を試みた。その理由は、国内の自由化政策及びその論拠は、長年議論が尽くされてきたものの、上流市場の流動化が、国内のガス市場にどう影響するのか、その反対に国内の自由化が、上流市場を通じてどう影響が波及するのかについて、実際のところあまり関心が払われていないからである。

本論の第1章では、天然ガスの財やLNG産業の特性を解説した上で、ガス市場の競争化の現状について述べた。第2章では、実際のガス価格のデータを使って日本のLNG価格の他のガス価格との競争性を、共和分分析を用いて検証した。その結果、日本のLNG輸入価格は原油価格との関係性が強く、一部で英国ガス価格との間で共和分の関係がみられた。また、日本のLNG輸入価格は、ごく最近のデータのみ米国ガス価格との間で共和分の関係がみられたが、今のところ、部分的な競争のみでグローバルでのLNG（ガス）価格の競争性とまでは判断されなかった。

そこで、第3章では、逐次モデルを構築し、日本を念頭に、上流市場と下流市場のそれぞれの構造変化を踏まえたシナリオを想定し、それらの比較検討を行った。その結果、上流市場及び下流市場がともに独占供給だった市場構造から、下流市場のみが競争となった場合、大手のLNG生産者は、買い手（日本のガス会社）に対して市場支配力を強める可能性があり、その場合には、日本のLNG輸入価格は下がらない上に、日本国内の余剰は増えずに上流生産者の余剰が大幅に増える可能性があることが分かった。いずれにしても、国内市場の構造変化が、上流のガス生産者の行動あるいは輸入する価格に少なからず影響し、あるいは、その逆の上流市場の構造変化が国内に影響を与え、それによって国内における便益が影響を受けることが判明した。

これらから、下流市場の自由化を議論しようとするれば、下流市場の状況だけでなく、上流

市場がどの程度競争に移行しているのか、上流市場の流動性を増すような多様化が起きているのかどうか重要となる。そうした変化や前兆をとらえることで、今後は国内政策の評価にも役立つのであろう。

最後に、日本は、エネルギーの国外依存度が世界最高レベルにある上、原発という基幹エネルギーの一つが先行きの読めない状況下において、もう一つの基幹エネルギーである国内の都市ガス事業及び電力事業の自由化に踏み切った。足元では、政府は独自の安定したインフラ網の構築と競争的な市場の形成を急ぐが、同時に、日本市場は、徐々に世界のガス市場に飲み込まれ、統合されていく最中なのかもしれない。この、供給の独占システムから競争システムへと移行することは、バイヤーとセラー間の長年の緊密な関係でなく、短期の市場取引に供給をゆだねることになる。こうした制度改革の中で、各企業が効率化に向かえば、いざというときの産業全体の柔軟性が失われてしまうかもしれない。政府や監督機関は市場の調整機能が働くよう、これまで以上にその監督的な役割が増す一方で、生産能力や輸送能力の充実、市場の柔軟性の維持や緊急時の連携体制の構築を、いかに取り組んでいくのか喫緊の課題である。

米国は、70年代末から改革を始めて、上流市場と卸売市場を含めて競争市場が形成された。2000年代には、国内のガス生産が減退して、市場機能（価格上昇）が働いたことで国内でのシェールの新たな生産につながった。市場機能を通じた価格作用が、時間をかけて働いたことで長期の供給能力が劇的に改善した。しかし、依然として、連邦政府の天然ガス法において、ガスの輸出は認可制を敷いて、緊急事態には国内供給を優先させる法体系を堅持し、さらに多くの州では、家庭用ガスに対して自由化を見送り、供給の安定に努めている。市場競争化に伴う産業の活性化、国民の余剰増大、そして供給の安定化、これらをどう両立させるのか。競争システムの上において、これらをどのようにバランスさせるのかは、それぞれの国・地域によって形は異なるのだろう。

参考文献

- Agerton, Mark(2017), "Global LNG Pricing Terms and Revisions: An Empirical Analysis," *The Energy Journal*, Vol. 38, No.1, 133-165.
- Alim, Abdullahi, Peter R. Hartley, and Yihui Lan (2017) , "Asian Spot Prices for LNG and other Energy Commodities," *The Energy Journal*, Vol. 39, No.1, 123-141.
- Apergis, Nicholas, Nicholas Bowden, and James E. Payne (2015), "Downstream integration of natural gas prices across U.S. states: Evidence from deregulation regime shifts," *Energy Economics*, Vol. 49, 82-92.
- Arano, Kathleen, Marieta Velikova (2009), "Price Convergence in Natural Gas Markets: City-Gate and Residential Prices," *The Energy Journal*, Vol.30, No.3, 129-154.
- Asche, Frank, Petter Osmundsen, and Maria Sandsmark (2006), "The UK Market for Natural gas, Oil and Electricity: Are the Price Decoupled?" *The Energy Journal*, Vol.27, No.2, 27-40.
- Asche, Frank, Bard Misund, and Marius Sikveland (2013), "The relationship between spot and contract gas prices in Europe," *Energy Economics*, Vol. 38, 212-217.
- Barnes, Ryan, Ryan Bosworth (2015) "LNG is Linking Regional Natural Gas Markets: Evidence from the Gravity Model," *Energy Economics*, Vol. 47, 11-17.
- Boots, Maroeska G., Fieke A.M. Rijkers, and Hobbs Benjamin (2004), "Trading in the Downstream European Gas Market: A Successive Oligopoly Approach," *The Energy Journal*, Vol.25, No.3, 73-102.
- Chaton, Corinne, Farid Gasmi, Marie-Laure Guillerminet, and Juan-Daniel Oviedo (2012), "Gas release and transport capacity investment as instruments to foster competition in gas markets," *Energy Economics*, Vol. 34, 1251-1258.
- Cuddington, John, Zhongmin Wang (2006), "Assessing the degree of spot market integration for U.S. natural gas: evidence from daily price data," *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 29, 195-210.
- De Vany, Athur Walls, W. David (1993) "Pipeline access and market integration in the natural gas industry: Evidence from cointegration," *The Energy Journal*, Vol.14, No.4, 1-19.
- Dorigoni, Susanna, Clara Graziano, and Federico Pontoni (2010) "Can LNG increase competitiveness in the natural gas market?" *Energy Policy*, Vol.38, 7653-7664.
- Egging, Rudolf G., Steven A. Gabriel (2005) "Examining market power in the European

natural gas market,” *Energy Policy*, Vol. 34, 2762-2778.

Egging, Ruud, Franziska Holz, Christian von Hirschhausen and Steven A. Gabriel (2009), “Representing GASPEC with the world gas model,” *The Energy Journal*, Vol.30. Special Issue, 97-118.

Gabriel, S. A., K. E. Rosendahl, Ruud Egging, H. G. Avetisyan, and S. Siddiqui (2012), “Cartelization in gas markets: Studying the potential for a “Gas OPEC””, *Energy Economics*, Vol. 34, 137-152.

Garaffa, Rafael, Alexandre Szklo, André F. P. Lucena, and José Gustavo Féres (2019), “Price Adjustments and Transaction Costs in the European Natural Gas Market,” *The Energy Journal*, Vol. 40, No.1, 171-188.

Gasmi, Farid, Juan Daniel Oviedo (2010), “Investment in transport infrastructure, regulation, and gas–gas competition,” *Energy Economics*, Vol.32, 726 –736.

Ghoddusi, Hamed(2016), “Integration of physical and futures prices in the US natural gas market,” *Energy Economics*, Vol.56, 229-238.

Golombek, Rolf, Eystein Gjelsvik and Knut Einar Rosendahl (1995), “Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe,” *The Energy Journal*, Vol.16, No.1, 85-112.

Golombek, Rolf, Eystein Gjelsvik and Knut Einar Rosendahl (1998), “Increased competition on the supply side of the Western European natural gas market,” *The Energy Journal*, Vol.19, No.3, 1-18.

Greenhut, M.L., H. Ohta (1976), “Related market conditions and interindustrial Mergers,” *American Economic Review*, Vol. 66, 257-277.

Greenhut, M.L., H. Ohta (1979), “Vertical integration of successive oligopolist,” *American Economic Review*, Vol.69, 137 – 141.

Growitsch, Christian, Marcus Stronzik, and Rabindra Nepal (2013), “Price Convergence and Information Efficiency in German Natural Gas Market,” *German Economics Review*, Vol.16, 87-103.

Haase, N. (2009), “European Gas Market Liberalization Competition versus security of supply?” *Energy Delta Institute/Castel International Publishers Groningen, the Netherlands*.

Hartley, Peter, Kenneth B. Medlock (2008) , “A model of the operation and development of a National Oil Company,” *Energy Economics*, Vol.30, 2459-2485.

Heal, Geoffrey (1976), “The relationship between price and extraction cost for resource with a backstop technology,” *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, 371-378.

Hotelling, Harold (1931), "The Economics of Exhaustible Resources," *The Journal of Political Economy*, Vol. 39, 137-175.

Joskow, Paul (2005), "Supply Security in Competitive Electricity and Natural Gas Markets," Massachusetts Institute of Technology, December 29, 2005, <https://economics.mit.edu/files/1183>.

King, Martin, Milan Cuc (1996), "Price Convergence in North American natural gas spot markets," *The Energy Journal*, Vol.17, No.2, 17-43.

Li, Raymond, Roselyne Joyeux, and Donald D.Ripple (2014), "International natural gas market integration," *The Energy Journal*, Vol.35, No.4, 159-179.

Lin, Boqiang, Jianglong Li (2015), "The spillover effects across natural gas and oil markets: Based on the VEC-MGARCH framework," *Applied Energy*, Vol. 155, 229-241.

Livernois, John, Russell S Uhler (1995), "Extraction Costs and the Economics of Non-Renewable Resources," *Journal of Political Economy*, Vol.95, 195-203.

Neumann, Anne (2009) "Linking natural gas markets: Is LNG doing its job?" *The Energy Journal*, Vol.30, Special Issue, 187-199.

Nick, Sebastian (2016), "The Informational Efficiency of European Natural Gas Hubs: Price Formation and Intertemporal Arbitrage," *The Energy Journal*, Vol. 37, No.2, 1-30.

Maxwell, Don, Zhen Zhu (2011), "Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports," *Energy Economics*, Vol.33, 217-226.

Mohammadi, Hassan (2011), "Market integration and price transmission in the U.S. natural gas market: From the wellhead to end use markets," *Energy Economics*, Vol.33, 227-235

Mu, Xiaoyi, Haichun Ye (2018), "Towards an Integrated Spot LNG Market: An Interim Assessment," *The Energy Journal*, Vol. 39, No.1, 211-233.

Oglend, Atle, Tore Selland Kleppe, and Petter Osmundsen(2016), "Trade with endogenous transportation costs :The case of liquefied natural gas," *Energy Economics*, Vol.59,138-148.

Oostvoorn, F. van, M.G. Boots (1999), "Impact of market liberalization on the gas industry" October 1999, Prepared for the European Commission Directorate General for Energy.

Panagiotidis, Theodore, Emilie Rutledge (2007), "Oil and gas market in the UK: Evidence from a cointegrating approach," *Energy Economics*, Vol.29, 329-347.

Pindyck, Robert (1978) , "The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources," *Journal of Political Economy*, Vol.86, 841-861.

- Rits, Robert A. (2014) “Price discrimination and limits to arbitrage: An analysis of global LNG markets,” *Energy Economics*, Vol.45, 324-332.
- Savacool, Benjamin K. (2011) , “Evaluating energy security in the Asia Pacific: Towards a more comprehensive approach,” *Energy Policy*, Vol.39, 7472-7479.
- Serletis, Apostolos (1997), “Is there an East-West split in North American natural gas?” *The Energy Journal*, Vol.18, No.1, 47-63.
- Silverstovs, B., Guillaume L’Hegaret, Anne Neumann, and Christian von Hirschhausen (2005), “International market integration for natural gas? A Cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan,” *Energy Economics*, Vol.27, 603-615.
- Solow, Robert, Frederic Wan (1976), “Extraction costs in the theory of exhaustible resources,” *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, 359-370.
- Stern, Jonathan (2014), “International gas pricing in Europe and Asia: A Crisis of fundamentals,” *Energy Policy*, Vol.64, 43-48.
- Vivoda, Vlado (2010), “Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: A novel methodological approach,” *Energy Policy*, Vol.38, 5258-5263.
- Vivoda, Vlado (2019), “LNG import diversification and energy security in Asia,” *Energy Policy*, Vol.129, 967-974.
- Zhang, Dayong, Min Shi and Xunpeng Shi (2018), “Oil indexation, market fundamentals, and natural gas prices: An investigation of the Asian premium in natural gas trade,” *Energy Economics*, Vol.69, 33-41.
- Westphal, Kirsten (2014), “Institutional change in European natural gas markets and implications for energy security: Lessons from the German case,” *Energy Policy*, Vol.74, 35-43.
- Wright, Philip (2005), “Liberalisation and the security of gas supply in the UK,” *Energy Policy*, Vol. 33, 2272-2290.

英文著書

- Adalman, Morris Albert (1972), “World Petroleum Market,” Johns Hopkins University Press.
- Pindyck, Robert S., Daniel L. Rubinfeld (2012) , “Microeconomics,” 8th edition, Pearson.

英文メディア

- Financial Times (2018/12/06) , “Energy commodity trader Vitol and Tellurian sign 15-year

MoU Vitol poised to increase presence in the liquefied natural gas market.”
Financial Times (2018/12/20), “Commodity traders sharply increase LNG presence growing supply from new gas projects in US and Australia fuels EM buyer demand.”
Financial Times (2019/2/18), “A Qatar-US partnership on gas makes sense.”
Financial Times (2019/4/1), “Looser restrictions prompt surge in LNG liquidity.”
Platts Special Report (2017), “Japanese market liberalization to impact LNG trade”, April 2017.

国際機関, 国外企業等のウェブページより入手可
BP(2018), “Statistical Review of World Energy 2018.”
BP (2019), “Energy Outlook 2019.”
IGU (2017), “Wholesale Gas Price Survey 2017.”
IGU (2018), “World Gas LNG Report 2018.”
International Energy Agency (2013), “Resources to Resources 2013.”
International Energy Agency (2014), “The Asian Quest for LNG in a Globalising Market.”
International Energy Agency (2017), “World Energy Outlook 2017.”
International Energy Agency (2018), “Market report: Gas 2018.”
International Energy Agency (2018), “Global Gas Security Review 2018.”
International Energy Agency (2019), “LNG Market Trends and Their Implications.”
Royal Dutch Shell (2019), <https://www.shell.com/>

日本語サイト

経済産業省(2012), ガス委員会報告書「平成23年度広域ガスパイプライン等整備実態調査 (天然ガス取引市場の導入可能性調査) 報告書」.

経済産業省(2015)「長期エネルギー需給見通し」平成27年発表.

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf

経済産業省 (2016), 「平成27年度天然ガス高度利用基盤調査 天然ガスパイプライン整備方針の検討に向けた調査」.

https://www.meti.go.jp/medi_lib/report/2016fy/000284.pdf

経済産業省 (2016), 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会ガスシステム改革小委員会

資料「天然ガス地下貯蔵の現状と課題について」.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/gas_system/030.html

経済産業省(2018),「エネルギー白書」 2018年版.

<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2018pdf/>

経済産業省(2018), 2018年12月 ガス自由化状況.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/

経済産業省 (2018),「競争的な電力・ガス市場研究会 中間論点整理」平成30年.

https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_studygroup/pdf/180809_report.pdf

経済産業省 (2019),「天然ガスの安定供給確保に関する調査 報告書」平成31年.

https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000716.pdf

経済産業省 電力・ガス基本政策小委員会.

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/

公正取引委員会 (2017),「液化天然ガスの取引実態に関する調査について」平成29年.

https://www.jftc.go.jp/houdou/pressrelease/h29/jun/170628_1.html

国際石油開発帝石 (株) ウェブページ

石油鉱業連盟 ウェブページ.

総務省統計局 ウェブページ.

田村康昌 (2018),「天然ガス・LNGの最新動向 (2017年取引実績及び今後の需給動向)」
発表資料, 石油天然ガス資源情報ウェブサイト, 2018年5月25日付け.

日本ガス協会 ウェブページ.

日本語論文・雑誌

新井洋子 (2019),「原油価格や天然ガス価格に連動するLNG価格形成の再考 日本LNG
市場における価格指標の観点から」, 公益事業研究, 第70巻, 第2号, pp1-10.

ANA STANIĆ, 紺野 博靖 (訳者) (2019),「LNG and gas price reviews in the EU : Lessons
for Japan 欧州におけるLNGおよびガス価格見直し : 日本への教訓」, 石油天然ガスレビュー,
Vol.53, No.2, pp1-29.

市原路子 (2012),「シェール層開発で復活する石油天然ガス開発大国の米国」, 石油天然
ガスレビュー, Vol.46, No.1, pp39-57.

田村康昌 (2019),「日本の天然ガス・LNGシフトとガスセキュリティー」, 石油天然ガス
レビュー, Vol.53, No.2, pp31-48.

日本語著書

- 植草益 (1982), 『産業組織論』, 筑摩書房.
- 植草益, 米倉尚編 (1994), 『講座・公的規制と産業②都市ガス』, NTT 出版.
- 植草益 (2002), 『公的規制の経済学』, 筑摩書房
- 植草益 (2004), 『日本の産業システム1 エネルギー産業の変革』, NTT 出版.
- 植草益, 井出秀樹, 竹中康治, 堀江明子, 菅久修一 (2004), 『現代産業組織論』, NTT 出版
- 小田切宏之 (2001), 『新しい産業組織論』, 有斐閣.
- JOGMEC (2016), 『天然ガシリファレンス・ブック』, 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構調査部.
- 竹中康治編 (2009), 『都市ガス産業の総合分析』, NTT 出版.
- トマ・ヴェラン/エマニュエル・グラン/山田 光/エアクレーレン (2014), 『ヨーロッパの電力・ガス市場』, 日本評論者.
- 日本エネルギー経済研究所 (2017), 『エネルギー・経済データの読み方入門計量分析ユニット』, 省エネルギーセンター.
- 松浦克己/コリン・マッケンジー (2012), 『EViews による計量経済分析』, 東洋経済新報社.
- 藤田勉シティグループ証券副会長他 (2014), 『シェール革命—経済動向から開発・生産・石油化学』, エヌティーエス.