

2014 年度 卒業論文

天然ガス市場の経済分析

慶應義塾大学 経済学部
石橋孝次研究会 第 15 期生

吉田 祐一

はしがき

経済学を学ぶからには、現実世界で起きている経済現象を自ら分析・説明できるような能力を身につけたいという思いを持っていた。石橋教授の指導やゼミ生のプレゼンテーションのおかげで、産業組織論を通じて人々の生活に資する知識やものの考え方的一端に触れることができたのではないかと考えている。僭越ながら、その知識や考え方をを用いて現在我が国の抱える問題へと切り込んでいけないかと思い、卒業論文に取り組んだ。

目次

序章	1
第1章 現状分析	2
1.1 天然ガス市場の概観	2
1.2 液化天然ガス(LNG)市場の現状	5
1.3 天然ガスについて日本が抱える問題	6
1.4 アジア天然ガス市場の動向と展望	8
第2章 天然ガス市場のモデリングとシミュレーション分析	10
2.1 先行研究紹介	10
2.2 天然ガス市場のシミュレーション分析	15
第3章 天然ガス市場における下流企業の行動に関する分析	26
3.1 中間財市場における交渉力に関する先行研究	26
3.2 天然ガス市場へのモデルの応用	31
3.3 中間財の価格に関する実証研究	34
3.4 電力会社の LNG 調達に関する実証分析	37
第4章 結論	42
参考文献	43

序章

本稿では、「アジア・日本市場での LNG の価格が欧米に比べて高いのはなぜなのか。」「今後その価格はどのように変動してゆくのだろうか。」「LNG 価格低減のために LNG の主なバイヤーである電力会社のとっている共同調達などの企業行動に効果はあるだろうか。」という疑問から、天然ガス市場を分析していく。

現在の日本では原子力発電停止による火力発電への依存率の高まり、それにとともなう化石燃料費の増大が問題視されている。経済産業省エネルギー基本計画(2014)によると“原子力を代替するために石油、天然ガスの海外からの輸入が拡大することとなり、電源として化石燃料に依存する割合は震災前の6割から9割に急増した。日本の貿易収支は、(略)過去最大となる約11.5兆円の貿易赤字を記録した。貿易収支の悪化によって、経常収支も大きな影響を受けており、化石燃料の輸入額の増大は、エネルギー分野に留まらず、マクロ経済上の問題となっている。”と記された。高騰する燃料価格に対処すべく電力・ガス会社が燃料調達の改革に乗り出している。日本経済新聞2014年1月15日朝刊によれば「東京電力が燃料調達の改革を本格化させる。2014年度中に他の電力・ガス会社と業務提携し、天然ガスの共同調達を開始。割安なシェールガスも増やして調達単価を引き下げる。」「提携先と共同で天然ガスを調達することで、購買力を東電単独の使用量の約2倍に高める。」同新聞2014年10月8日朝刊にも「東京電力と中部電力は7日、火力発電用の燃料を共同で調達する共同出資会社を2014年度中に設立すると正式発表した。液化天然ガス(LNG)の調達規模は合計で年4000万トンと世界最大級になる。燃料の共同調達により産ガス国との交渉力を強め、電気料金の抑制を目指す。」とあり、化石燃料調達におけるコストを削減する方法のひとつとしてアライアンスによる調達が考えられている。

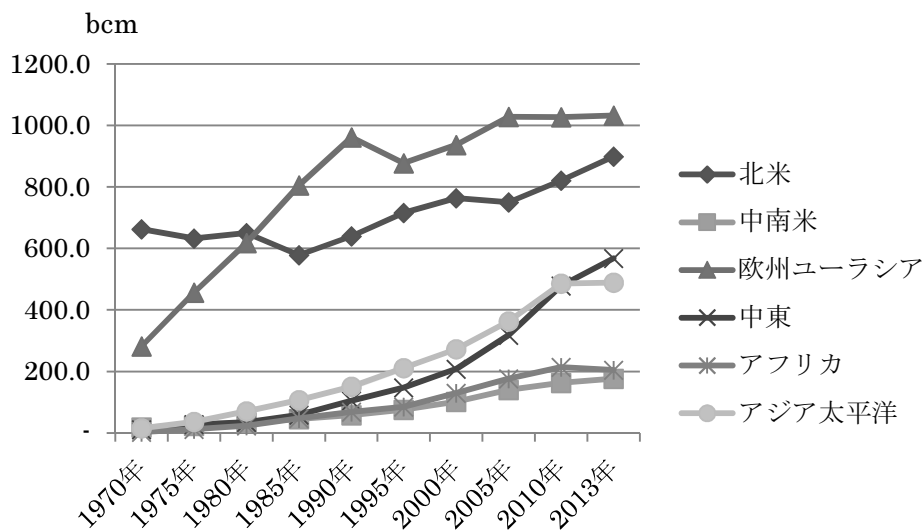
第 1 章 現状分析

第 1 章では天然ガス市場の概観、近年の潮流を説明し、天然ガスに関連した日本の抱える問題を提示する。その後、第 2 章で分析の対象となる天然ガス生産国の生産能力や第 3 章で分析の対象となる電力会社の動きについて簡単に提示する。

1.1 天然ガス市場の概観

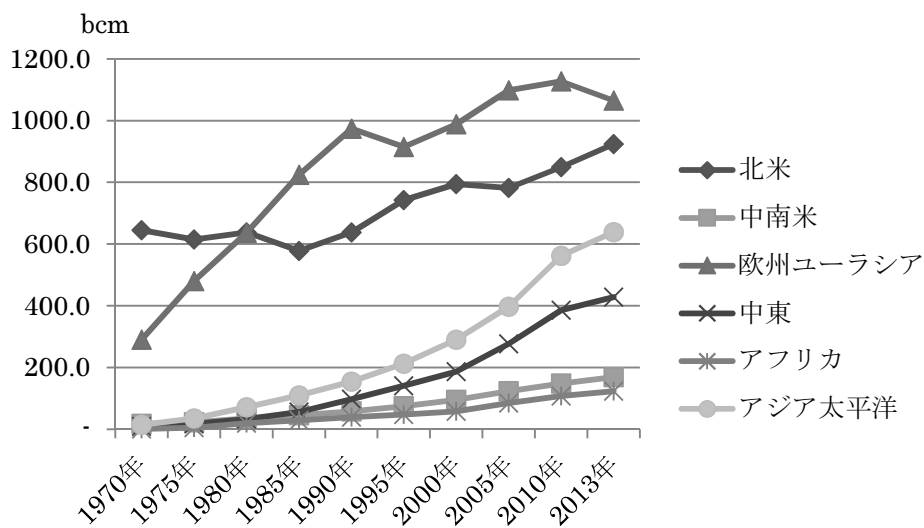
現代の我々が消費している一次エネルギーは主に石油、石炭、天然ガスの 3 種類から構成されている。18 世紀イギリスから始めた産業革命を推し進めたのは石炭であった。石油は当初照明用の灯油として利用されていたが、電気が照明の役割を担うようになると、19 世紀末から動力機関の燃料原料としての利用が活発となる。20 世紀になると石油を原料とする石油化学工業も発達した。石炭に比べ、液体であり、熱効率が優れるという利点から交通機関の動力用燃料としての利用が活発化した。1960 年代にはその消費量は石炭を抜くが、1970 年代の 2 度の石油危機を招く。石油脱却の潮流、液化天然ガス(LNG)の海上輸送の本格的な始まり、環境への関心の高まりから、1970 年代以降天然ガスの利用は増大している。図 1-1、図 1-2 に地域ごとの天然ガス生産・消費量を示した。森島 (2004) によると、1kg あたりの発熱量は石炭が 5000kcal~ 8000kcal、石油が 8000~1 万 1000kcal に対して、天然ガスは 1 万 3000kcal であり、熱効率では天然ガスが一番優れているといえる。環境性能については炭酸ガスの排出量で評価されており、炭酸ガスの排出量は炭素の含有率に比例する。炭素対水素の比率は、石炭 1:1、石油 1:2、天然ガス 1:4 であるから環境性能の面からも天然ガスは優れたエネルギーと言える。

図 1-1 地域ごとの天然ガス生産量の推移



出所：BP (2014)

図 1-2 地域ごとの天然ガス消費量の推移



出所：BP (2014)

IEA (2014) によると、2013年の天然ガス需要は前年と比較して1.2%成長し、3500bcm¹に達した。石油需要は2013年に1.3%成長しているが、天然ガス需要の成

¹10億立方メートル(billion cubic meters)。

長率が、石油需要の成長率を下回することは近年では珍しい。天然ガス需要の成長を牽引しているのは中国であり、中国の2013年における天然ガス需要の成長率は13.3%であった。中国の天然ガス需要の増分は、全世界の天然ガス需要の増分の半分を占めている。その他の地域でも天然ガス需要は緩やかに成長しているが、アジアの一部の国とソビエト連邦にかつて含まれていた地域では需要が低下している。ラテンアメリカでは干ばつのために、火力発電に頼らざるを得ず天然ガスの需要が増大し、LNG輸入量も増大した。

経済成長、相対燃料価格、輸送や輸入に関わるインフラなどに加え、供給と取引も天然ガス需要を左右する要因である。2013年の全世界の天然ガス供給は1.1%成長し、3480bcmに達した。FSU(ソビエト連邦に含まれていた諸国)の天然ガス生産は一時低下していたが、輸出量が伸長して回復した。一方、OECDアメリカ(アメリカ合衆国、カナダ、チリ、メキシコ)の成長は鈍化した。アフリカでは4%生産量が低下した。特にエジプトの生産力の低下は大きい。中国の生産量は9%増加した。中国の生産量の増分は、全世界の生産量の増分の半分を占める。多くの国は、国内の天然ガス生産を増やすことができず、供給不足に面している。生産技術が成熟していなかったり、現存するガス田の貯蔵が減っていたり、天然ガス価格よりも新たなガス田を開発する費用の方が大きかったりするためだ。政治的出来事もガス生産に影響を及ぼす。アルジェリア人質事件や、シリア戦争も天然ガスの需給に影響を及ぼしたが、前に述べた状況ほど影響は大きくなかった。

天然ガスの国際取引はLNGの海上輸送、パイプラインによる輸送によって行われる。ヨーロッパ、中国がパイプラインによって輸入する取引量の増大に比べれば、LNGの取引量は安定的であった。2012年に供給量が2%落ち込んだことは、ここ20年急激に成長したこの産業では劇的であったが、2013年にはLNG輸出国はアジア向けの輸出に力点を置いてきている。アジアのLNG輸入量は全世界のLNG輸入量の4分の3に近い量を占めている。2013年には、アジア価格とアメリカスポット価格の差は僅かに縮まったが、依然その差は大きい。アジア平均輸入価格は1MBtu²あたり16米ドルであった。この価格はヨーロッパで見られる価格よりもかなり高くヨーロッパにLNGが需要に比べてあまり供給されず、ヨーロッパが全世界のLNG輸入量の14%ほどしか占めていないことの原因のひとつである。

²100万ブリティッシュサーマルユニット(million British thermal units)。およそ25立法メートルに相当する。

1.2 液化天然ガス(LNG)市場の現状

LNG 市場は 1970 年代の取引開始から成長を続けている。IEA (2014) によると今後もその取引量は成長を続けると予測している。2013 年のデータを 2012 年と比較しながら紹介していく。

BP (2014) によると、2013 年のパイプラインによる国際取引量は 710.6bcm で LNG 取引量は 325.3bcm であった。2011 年の 329.8bcm が最大の取引量であったが、2012 年に 324.2bcm と一度取引量が低下するが、2013 年には 2011 年の取引量には及ばなかったが、再び増加した。供給側の出来事として、中東とアジア太平洋地域からの輸出は増加したが、ナイジェリア、エジプトの生産が落ち込み、中東とアジア太平洋地域の増分を相殺した。そのため、2012 年から 2013 年にかけての LNG 取引量の成長は僅かであった。2013 年の最大の LNG 輸出国はカタールで、最大の LNG 輸入国は日本であった。カタールの全世界の LNG 輸出量の 32.5%を担い、日本は全世界の LNG 輸入量の 36.6%を担っていた。

LNG の取引は主として長期契約により履行されているが、長期契約によらないスポット取引も成長している。IGU (2014) によると、2012 年に LNG スポット市場で 73.5 MT³が取引され、2013 年には 77.3MT が取引された。これは LNG 国際取引量の 33% に相当する。カタールとナイジェリアが大きな輸出シェアを占めており、両国を合わせて 44%のシェアを占める。またブルネイの輸出量が一番大きな成長を示した。スポット市場で取引された LNG のうち 74%はアジアで消費された。スポット市場において、特に中国は急激な需要成長を示した。

価格について、2013 年のアメリカの価格指標であるヘンリーハブは 1MBtu 当たり 4 米ドルであった。ドイツ関税価格は 1MBtu あたり 11.5~12 米ドルであり、2012 年の価格と変わらなかったが、2012 年よりもブレント原油価格との相関は弱くなっている。2013 年の日本 LNG 価格は平均して 1MBtu あたり 15.3 米ドルであった。この価格は世界で最も高い価格である。

LNG 生産には天然ガス液化施設が必要である。2013 年現在の液化施設の液化能力の総計は 2012 年の 1 年あたりの 282.6MT から 1 年あたり 290.7MT に成長した。2013 年には、アンゴラで一年あたり 5.2MT、アルジェリアで 1 年あたり 4.5MT の液化能力を持つ施設が稼働を始めた。2014 年の液化能力の拡大は緩やかであるが、2015 年~2018 年の間に合計で 100MT を超える液化能力を持つ施設の建設が予定されている。

³100 万トン(million tonnes)

2018年までにオーストラリアは一年あたりの液化能力を62MT拡張する予定で、最大のLNG輸出国になる見込みである。

米国メキシコ湾岸地帯、カナダ西部、アフリカ東部、FLNG⁴、ロシア⁵、イスラエスでの天然ガス開発が提案されている。これらのプロジェクトは、現在主流である原油価格を参照する値決めを組み込んだ契約の代替先になりうると期待されている。このような生産プロジェクトが実現した場合には、天然ガス市場は大きく変革を迎える。

2013年、再ガス化施設の1年あたりの再ガス化能力は全世界合計で688MTに達した。新たに再ガス化施設の建設した国も、既に再ガス化施設を有していてもさらに施設を増設した国もある。特にエネルギー需要が伸長しているアジアがその需要に対応して再ガス化施設を設置するケースが多い。2013年に新たに再ガス化施設を設置した国は、シンガポール、マレーシア、イスラエルである。そのため、再ガス化施設を有する国は全世界で29か国となっている。2013年の最大の拡張は中国におけるものだった。4施設を新たに設置し、合わせて1年あたり12.2MTにあたる再ガス化能力を付け加えた。

LNG輸送船について、2013年に16隻のLNG輸送船が操業を開始した。その結果2013年現在では357隻、計54mcm⁶の容量の艦隊がLNG輸送を担っている。

以上が2012年から2013年にかけてのLNG市場に関連した動きであった。取引量の増大、スポット市場の成長、液化施設・再ガス化施設の増設、LNG輸送船の増加が見てとれる。また、新たな地域での生産プロジェクトも予定されており、今後もLNG市場は成長を続けていくだろう。

1.3 天然ガスについて日本が抱える問題

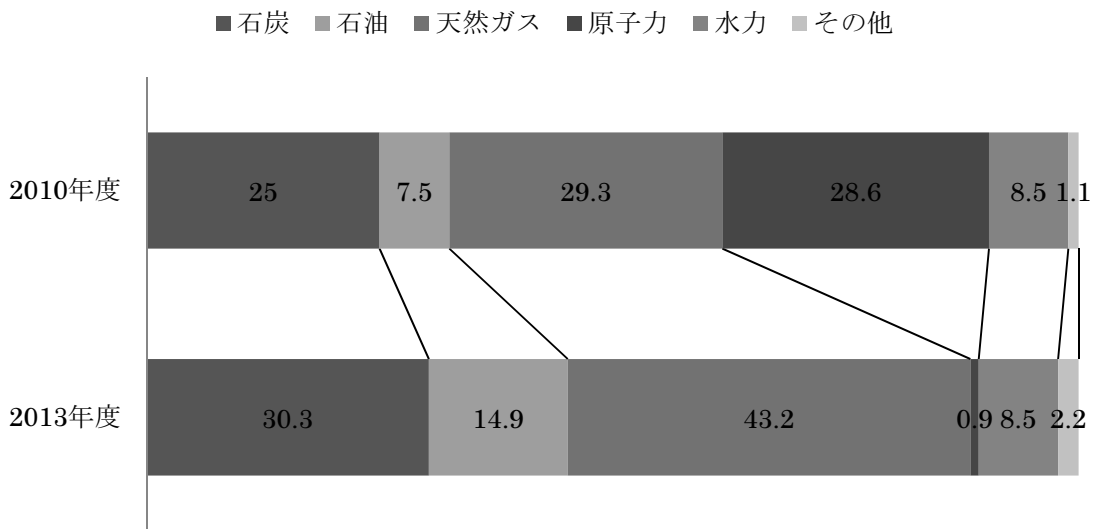
日本は世界最大のLNG輸入国である。福島第一原子力発電所事故後原子力発電は停止された。電力のおよそ30%を賄っていた原子力発電という電源を失い、図1-3に示すように電源構成は大きく変貌した。

⁴ 洋上のLNGの液化施設、再ガス化施設(floating liquefied natural gas)。

⁵ ロシアからのLNG輸出はガスプロム社が独占しているが、自由化が推進されている。

⁶ 百万立方メートル(million cubic meters)。

図 1-3 電源構成の推移



出所：資源エネルギー庁（2014）

原子力発電停止に伴う電力不足分をガス火力発電によって補ったために、2011年から2012年かけての天然ガス需要は急増した。2010年から2012年のLNG輸入量は24%増加している。資源エネルギー庁（2014）によると、一次エネルギー供給における原子力の割合が、震災直前の2010年度の11.3%から2012年度には0.7%に低下し、一次エネルギー供給における天然ガスの割合は、2010年度の19.2%から2011年度には5.3ポイント増加し24.5%となった。2010年度から2011年度の一次エネルギー供給構造に占める割合の増加率は天然ガスが最も高かった。海外から輸入した化石燃料の依存率は2010年度の81.8%から2012年度には10.4ポイント上昇し92.2%となった。これは、第一次石油危機時の89.7%を上回っている。海外から輸入した化石燃料の依存率の増加は経済上の問題ともなっている。原子力発電停止分を火力発電の焼き増しにより代替していると仮定すると、海外に流失する燃料費は2013年度で約3.6兆円と試算されている。化石燃料の輸入額は震災前の2010年に比べ約10兆円増加し薬27兆円となった。6割の増加である。その影響のため、2011年に日本の貿易収支は31年ぶりに赤字に転落した。2012年には赤字幅を拡大、2013年には過去最大である約11.5兆円の赤字額を記録した。震災前の2010年と比較して、貿易収支は約18.1兆円悪化している。

1.4 アジア天然ガス市場の動向と展望

2013年のアジア、アメリカ間の天然ガス価格差は1Mbtu当たり12米ドルであった。アジアの天然ガス需要は250bcm増加した。これは全世界の需要増分の半分を占める。そのうち約100bcmはLNG輸入で賄われた。それに対応し、再ガス化施設も建造されている。もちろん、天然ガス需要の増加は、天然ガスそれ自体の価格に依存するし、発電では石炭と代替できることを考えると、不安定なものである。

既述した通り31年間見られなかった貿易収支赤字を2011年に日本は記録した。その原因は、日本の天然ガスの買い手の多くが、天然ガス生産者と原油価格と連動した天然ガスの価格付けを取り決めた契約を結んでいたからとも言われる。天然ガスの買い手は、原油価格と連動した天然ガスの価格付けメカニズムから脱却しようとしている。より安いアメリカヘンリーハブ価格と連動した価格付けを条件とした契約は、買い手にとって特に魅力的である。また、アジア諸国では天然ガス生産国からよりよい条件を引き出すために、買い手間のコーディネーションを組成しようとする動きもある。実際に2012年7月31日に大阪ガスと中部電力が2017年より、アメリカからLNGを共同調達すると発表した。この値決めは、原油価格と連動しておらず、調達コストが3~4割程度安くなると報道された。2012年11月19日には、関西電力が2017年よりBP子会社より北米価格指標ヘンリーハブに連動した価格決めでLNG輸入を開始することを発表した。

しかし、新規プロジェクトを立ち上げるための費用は増大しており、生産者が収入を確保するために、天然ガスの値決めを原油価格と連動させる長期契約を前提とする天然ガス生産プロジェクトも多い。IEA(2014)によれば、2014年5月現在、1年間あたり約150bcmの生産に相当する天然ガス液化施設が建設中である。その半分はオーストラリアにて建設中であるが、その費用は記録的な高さとなっている。上流での費用、LNGそのものの費用を合わせると、1トンのLNGあたりに約4000ドルの費用がかかるという。LNGの世界取引量は2013年の322bcmから2019年は450bcmまで成長と予測されている。LNGの取引量の増分は、同期間に予測されているパイプラインによる取引量の増分よりもはるかに大きいとされる。2020年の需要をカバーできるような供給サイドのインフラを整えるのには2014,15年には施設の建設を開始しなければならないが、計画中のプロジェクトは多数あっても、2012年中期から現在まで、最終的に投資の決定が下されたプロジェクトはほとんどない。天然ガス生産プロジェクトにかかる初期費用が高騰しているのに加え、アメリカによるLNG輸出開始

計画のために、将来の市況を見通せないことも原因である。アメリカからの LNG 輸出計画が進むにつれ、自国の LNG 輸出シェアが縮小することを恐れて、ロシア政府はガスプロム(Gazprom)による輸出制限を撤廃する法案を採択した。それに続いて、ノヴァテック(NOVATEK)が手掛けるヤマル(Yamal)LNG プロジェクトに対して最終的な投資決定が下された。

アメリカにおいては LNG プロジェクトの立ち上げにとって、エネルギー省(Department of Energy)の認可は大きな障害のひとつである。認可が下りたからといって最終的にプロジェクトに対して投資が決定されるというわけではない。2014年5月において、アメリカにおいて LNG プラントはただひとつしか建設されていないが、IEA (2014) では 2019 年までにアメリカが全世界における LNG 取引量の 5%のシェアを握ると予測している。

アジア向け LNG 輸出市場では主に北米、オーストラリア、ロシア、東アフリカの 4 つの地域による競争が展開されている。それぞれが 100bcm を超える天然ガス液化能力を有している。従来 LNG の取引においては、価格は原油価格と連動するオイルインデックス、転売が禁じられた仕向地条項を特徴とする長期契約が結ばれてきた。ところが、近年アメリカは輸入国に対して、価格を原油価格とは連動させず、アメリカ国内の天然ガス価格指標であるヘンリーハブに連動にさせ、そして仕向地条項を盛り込まないという長期契約を提案するようになってきた。LNG 生産関連施設のために、いまだに長期契約は前提となっているが、より公平な価格をアジア市場に将来もたらすことが期待されている。ただし、北米以外の生産地域ではこのような傾向はまだ見られない。買い手が望んでいるのは当然より安価な天然ガスであるが、価格は供給側の収益性を決定する第一の要因である。既に履行されている長期契約の内容について交渉しなおす場面や、新たな LNG プロジェクトを立ち上げる際の交渉時において、以下のような選択肢に、天然ガス産業のプレイヤーは直面している。(i)原油価格に連動した値決めを続けるが、原油価格下落時には緩やかにガス価格を下げ、原油価格高騰時には緩やかにガス価格を上げるという S 字カーブを描く値決めにする。(ii)ヘンリーハブのような既に存在している天然ガス価格指標を用いる。(iii)将来登場するかもしれないアジアの価格指標が作られれば、それを価格決定に用いる。いずれにせよ、売り手にとっては莫大な投資金額を回収できる見込みがあり、買い手にとっては買い手の事業が成立するような価格決定の合意が形成されない限り LNG プロジェクトは立ち上がらない。

第2章 天然ガス市場のモデリングとシミュレーション分析

第2章では、天然ガス市場のモデリングを行った先行研究を紹介し、第1章で触れたように天然ガス生産国の生産能力の増大によって天然ガス価格がどのように変化するかシミュレーションを行う。

2.1 先行研究紹介

ガス市場のモデルとして、Holz *et al.* (2008) のヨーロッパ天然ガス市場のモデル (GASMOD)がある。

2.1.1 ヨーロッパ天然ガス市場モデル

従来、西ヨーロッパ天然ガス産業は政府の規制や管理下に置かれていた。イタリアでは政府系企業である ENI が大部分の天然ガスを調達、輸送、分配を担っていた。また ENI は国内の天然ガスを独占的に生産していた。フランスでは、政府系企業の Gaz de France が独占的に天然ガスを輸入、輸送していた。またオランダでは、政府系企業の Gasunie が天然ガス取引、輸送を行う唯一の企業であった。

独占的な市場構造を有していた西ヨーロッパ天然ガス市場において、競争を促す動きも生じた。1989年、ドイツの Wintershall はノルウェーからヨーロッパ中央部にかけてパイプラインを敷設する計画を発表、1990年にはソ連の Gazprom とソ連産の天然ガスをドイツ東部で販売する契約を合意し、ヨーロッパにおいて Wintershall は主要なプレイヤーへと成長した。イギリスでは、1986年にイリギルガス公社(British Gas Corporation)が民営化され、ガス供給を独占していたが、競争当局から競争を阻害していると指摘された。より競争的な市場を実現するために、抜本的な新規制が望まれていた。(後に、1995年のガス法が施行され、輸送部門を切り離すという企業分割が行われた。) このような背景のもと、Golombek *et al.* (1994) は、数理モデルを用い西ヨーロッパガス市場の自由化を検証した。Golombek *et al.* (1995) では、天然ガス生産国の限界費用曲線を提示し、そのアイデアは天然ガス市場の分析という分野において広く使われている。ヨーロッパ天然ガス市場は、ヨーロッパ連合(EU)による地域統合にともなう市場の自由化、天然ガス需要の増大、EU域外からの輸入増加などの要因から、変革し続けている。EU域内の天然ガス市場の構造だけでなく、天然ガス生産国との関係を踏まえ、ヨーロッパの需給構造を明らかにしようとする試みが

Golombek *et al.* (1994) 以降も引き続きなされている。

Holz *et al.* (2008) は、インフラストラクチャーの能力を制約条件として、ヨーロッパ天然ガス市場構造をモデル化した。それは、ヨーロッパ天然ガス市場を 2 段階ゲーム、完全情報、非協力ゲーム、寡占という特徴をもった市場として捉えている。2 段階ゲームについて、第 1 段階目のゲームは、「ヨーロッパ以外の天然ガス生産国がヨーロッパへ輸出する天然ガスの輸出量を決定する。それと同時に、ドイツ、イタリア、オーストリアなどのヨーロッパの国が天然ガスの生産量を決定する。」というものであり、第 2 段階目のゲームは「天然ガストレーダーが天然ガスを輸入し自国を含めヨーロッパ各国に販売する。」というものである。完全情報を前提にした場合、第 1 段階目のゲームにおける天然ガス生産者は第 2 段階目のゲームにおける需要に関して完全な情報をもっていると考える。天然ガス生産者は下流市場の需要をもとに生産量を決定する。また、各プレイヤーは非協力的に自身の利得を最大化するように行動する。そして、第 1 段階目ゲームの天然ガス生産者も第 2 段階目のゲームの天然ガストレーダーも寡占状態にあり、クールノー競争を行う。クールノー競争では、同質財の寡占、複占市場における生産者が生産量を選択し、価格を操作することで、自らの利潤を最大化する。

2.1.1.1 第 1 段階ゲームにおける天然ガス生産者の行動

上流市場の天然ガス生産者は需要と生産量の制限を所与として利得の最大化をはかる。天然ガス生産者 f には生産能力に限界があり、 cap_{fexp} を超える生産量を選択することはできない。また、トレーダー r にも輸入できる数量の制限が存在し、トレーダー r は $cap_{f,rtrade}$ をこえる数量の天然ガスを天然ガス生産者 f から購入することはできない。 $x_{f,r}$ を天然ガス生産者 f がトレーダー r に販売する天然ガスの数量とする。 $p_r(X_r)$ をトレーダー r の逆需要関数とする。 x_r^{dom} をトレーダー r が属する国 r 自身の天然ガス生産量として、 $p_r(X_r)$ は $p_r(X_r) = \sum_{f \in F} x_{f,r} + x_r^{dom}$ というように表せる。 $c_f(x_{f,r})$ を生産費用とし、 $tc_{f,r}(x_{f,r})$ を輸送費用とする。天然ガス生産者 f は以下の最大化問題のもと生産量 $x_{f,r}$ を決定する。

$$\begin{aligned} \max_{x_{f,r}} \Pi(x_{f,r}, p_r) &= x_{f,r} \left(p_r(X_r) - c_f(x_{f,r}) - tc_{f,r}(x_{f,r}) \right) \\ \text{s. t } \sum_{r \in R} x_{f,r} &\leq cap_{fexp} \end{aligned}$$

$$x_{f,r} \leq \text{cap}_{f,r}^{\text{trade}}$$

$$x_{f,r} \geq 0$$

この最大化問題のクーンタッカー条件は以下のようになる。

$$0 \leq p_r(X_r) - \frac{\partial c_f(x_{f,r})}{\partial x_{f,r}} - \frac{\partial tc_{f,r}(x_{f,r})}{\partial x_{f,r}} + \frac{\partial p_r(X_r)}{\partial x_{f,r}} \cdot x_{f,r} - \lambda_f^{\text{exp}} - \lambda_{f,r}^{\text{trade}} \perp x_{f,r} \geq 0 \quad (2.1)$$

$$0 \leq \text{cap}_f^{\text{exp}} - \sum_{r \in R} x_{f,r} \perp \lambda_f^{\text{exp}} \geq 0$$

$$0 \leq \text{cap}_{f,r}^{\text{trade}} - x_{f,r} \perp \lambda_{f,r}^{\text{trade}} \geq 0$$

クールノー・ナッシュ均衡では、どのプレイヤーも均衡を逸脱して行動するインセンティブを持たないので、

$$\frac{\partial X_r}{\partial x_{f,r}} = \alpha = 1 \quad (2.2)$$

完全競争においては、

$$\frac{\partial(\sum_{f \in F} x_{f,r})}{\partial x_{f,r}} = \frac{\partial X_r}{\partial x_{f,r}} = \alpha = 0$$

であり、 α は市場の競争を設定するパラメーターである。市場 r における価格弾力性を σ_r 、天然ガス生産者 f の市場 r におけるシェアは $\theta_{f,r}$ とすると、

$$\sigma_r = \frac{\partial X_r}{\partial p_r} \cdot \frac{p_r}{X_r} \quad (2.3)$$

$$\theta_{f,r} = \frac{x_{f,r}}{X_r} \quad (2.4)$$

と表せる。限界生産費用、限界輸送費用を

$$\frac{\partial c_f(x_{f,r})}{\partial x_{f,r}} = mc_f \quad (2.5)$$

$$\frac{\partial tc_f(x_{f,r})}{\partial x_{f,r}} = t_{f,r} \quad (2.6)$$

とする。(2.2),(2.3),(2.5),(2.6)を用いて、(2.1)を変形すると

$$mc_f + t_{f,r} \leq p_r(X_r) \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{\theta_{f,r}}{\sigma_r}\right) - \lambda_f^{\text{exp}} - \lambda_{f,r}^{\text{trade}} \perp x_{f,r} \geq 0 \quad (2.7)$$

r 国内の天然ガス生産者は以下の最大化問題のもと生産量を決定する。

$$\begin{aligned} \max_{x_r^{dom}} \Pi(x_r^{dom}, p_r) &= x_r^{dom} (p_r(X_r) - c_r^{dom}(x_r^{dom})) \\ \text{s. t. } \sum_{r \in R} x_r^{dom} &\leq cap_{r,exp} \\ x_r^{dom} &\geq 0 \end{aligned}$$

限界生産費用は

$$\frac{\partial c_r^{dom}(x_r^{dom})}{\partial x_r^{dom}} = mc_r^{dom} \quad (2.8)$$

(2.2),(2.3),(2.4),(2.8)を使うと r 国内の天然ガス生産者の最大化問題のクーンタッカー条件は以下のようにになる。

$$mc_r^{dom} \leq p_r(X_r) \cdot \left(1 + \alpha \cdot \frac{\theta_r^{dom}}{\sigma_r}\right) - \lambda_r^{dom} \perp x_r^{dom} \geq 0 \quad (2.9)$$

$$0 \leq cap_r^{dom} - \sum_{r \in R} x_r^{dom} \perp \lambda_r^{dom} \geq 0 \quad (2.10)$$

2.1.1.2 第2段階ゲームにおけるトレーダーの行動

トレーダー r はローカル市場 m への輸送費 $t_{r,m}^{EU}$ を負担し天然ガスを $y_{r,m}$ だけ供給する。 $y_{r,m}$ は以下の最大化問題より決定される。

$$\begin{aligned} \max_{y_{r,m}} \Pi(y_{r,m}, p_m) &= y_{r,m} (p_m(Y_m) - p_r(X_r) - t_{r,m}^{EU}) \\ \text{s. t. } 0 &\leq cap_{r,m}^{EU} - y_{r,m} \\ y_{r,m} &\geq 0 \end{aligned}$$

$Y_m = \sum_{m \in M} y_{r,m}$ で $p_m(Y_m)$ はローカル市場 m の天然ガス価格である。

$$Y_m = Y_m^0 \left[\frac{p_m(Y_m)}{p_m^0} \right]^{\sigma_m}$$

Y_m^0, p_m^0 は参照点であり、実際に観察された取引数量と価格を用いる。 σ_m はローカル市場 m における需要の価格弾力性である。 σ_r, σ_m は西欧には -0.7 、東欧には -0.6 を用いる。トレーダー r の最大化問題のクーンタッカー条件は限界輸送費用を $t_{r,m}^{EU}$ として(2.2), (2.3),(2.4)を使うと

$$p_r \leq p_m(Y_m) \left(1 + \alpha \cdot \frac{\theta_{r,m}}{\sigma_m}\right) - t_{r,m}^{EU} - \lambda_{r,m}^{EU} \perp y_{r,m} \geq 0$$

$$\Leftrightarrow p_r \leq p_m^0 \left(\frac{Y_m}{Y_m^0} \right)^{\frac{1}{\sigma_m}} \left(1 + \alpha \frac{\theta_{r,m}}{\sigma_m} \right) - t_{r,m}^{EU} - \lambda_{r,m}^{EU} \perp y_m \geq 0 \quad (2.11)$$

$$0 \leq cap_{r,m}^{EU} - y_{r,m} \perp \lambda_{r,m}^{EU} \geq 0$$

市場均衡は(2.12)で与えられる。

$$\sum_m y_{r,m} = \sum_f x_{f,r} + x_r^{dom} \quad \forall r \in R \quad (2.12)$$

まずトレーダー r の最大化問題の制限式(2.11)から解き、天然ガス生産者 f の最大化問題の制限式(2.7)を解き、均衡解を導く。

2.1.1.3 シミュレーション結果

前述した設定のもとシミュレーションを行った。クールノー競争では $\alpha = 1$ とし、完全競争では $\alpha = 0$ として、シミュレーションを行う。結果を以下の表 2-1 にまとめた。

表 2-1 シミュレーション結果 - ヨーロッパへの輸出量

	クールノー競争		完全競争		実際の値(2003年)	
	輸出量 (bcm/年)	シェア	輸出量 (bcm/年)	シェア	輸出量 (bcm/年)	シェア
アルジェ リア	14.7	4.4%	66.0	14.6%	57.0	17.6%
リビヤ	4.8	1.4%	14.5	3.2%	0.8	0.2%
エジプト	5.0	1.5%	11.9	2.6%	0	0%
イラン	0	0%	10.0	2.2%	3.5	1.1%
中東	13.3	4.0%	26.6	5.9%	2.4	0.7%
ロシア	58.8	17.7%	196.0	43.3%	131.8	40.1%
ノルウェ ー	86.0	25.8%	86.0	19.0%	68.4	20.8%
オランダ	66.6	20.0%	0	0%	42.2	12.8%
イギリス	59.4	17.8%	0	0%	11.5	3.5%
ナイジェ リア	12.6	3.8%	22.7	5.0%	10.4	3.2%
トリニダ ード	12.0	3.6%	18.7	4.1%	0	0%
合計	333.1	100%	452.4	100%	328.7	100%

出所: Holz *et al.* (2008)

シミュレーション結果より、Holz *et al.* (2008) はヨーロッパへの天然ガス輸出市場はクールノー競争を仮定すれば、よく表現できると結論付けている。

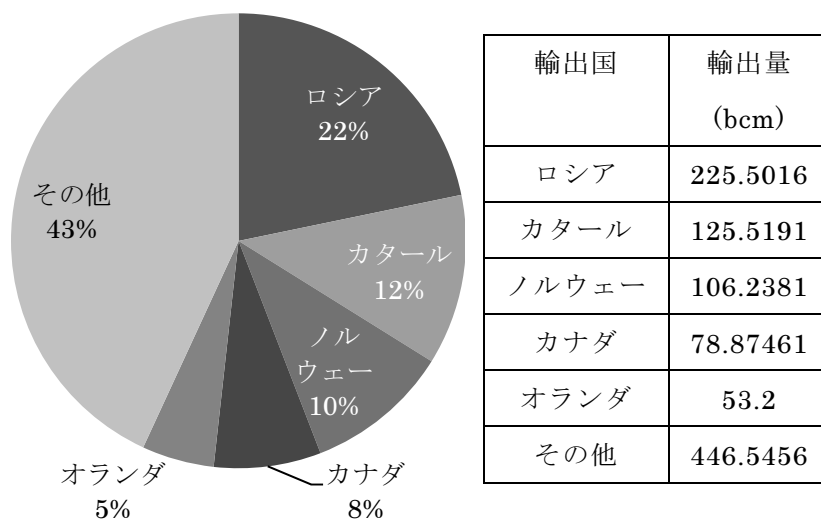
2.2 天然ガス市場のシミュレーション分析

Holz *et al.* (2008) のモデルを参考にしてアジア液化天然ガス市場を分析する。高値が付くといわれるアジア LNG 貿易市場において天然ガス生産国がどれほど市場支配力を発揮しているか検証していく。また、比較のためにアジア市場における価格のみではなく、北米市場、欧州市場の価格も同じモデルを用いて同時に算出する。

2.2.1 天然ガス貿易市場の経済

先行研究では天然ガス生産者間のクールノー競争を仮定した場合、天然ガス市場の現状をよく表現できるとしている。クールノー競争では、同質財を寡占、複占状態にある生産者が生産量を選択し、価格を操作することで、自らの利潤を最大化する。現実に生産者に関して、ロシア(Gazprom)、カタール(Qatargas)、ノルウェー(Statoli)などの限られたプレイヤーが全輸出力の大部分を握っている。図 2-1 に世界全体の天然ガスの輸出国と輸出力を示した。図 2-1 の輸出力はパイプラインによる輸出力、LNG 船による輸出力を合わせている。

図 2-1 天然ガス輸出国と輸出力 (2013 年)

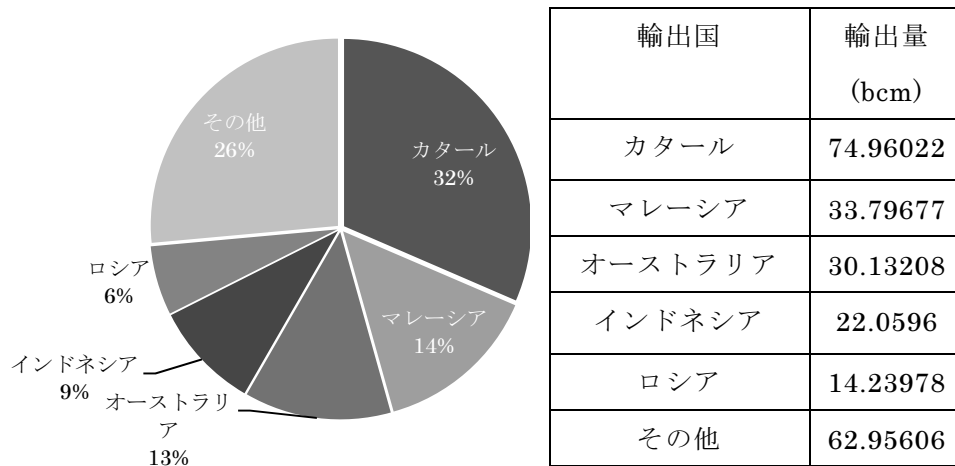


出所：BP (2014)

図 2-1 から見てとれるように本稿において天然ガス国際市場は寡占市場と捉えることにする。

2013 年のアジア市場向けの LNG 輸出力(bcm;百万立方メートル)を図 2-2 にまとめた。図 2-1 ではパイプラインによる輸送、LNG タンカーによる輸送量を合わせてまとめたが、図 2-2 は LNG タンカーによる輸送のみをまとめた。アジア市場へのパイプライン輸送はトルクメニスタンから中国への輸送と、マレー半島のパイプラインによる輸送があるが、それほど大きな数字ではないので考慮しない。

図 2-2 対アジア LNG 輸出国と輸出量(2013 年)



出所：BP (2014) より作成

図 2-2 を参考に生産者をカタール、マレーシア、オーストラリア、インドネシア、ロシア、北米(アメリカ・カナダ・メキシコ)とする。表にない北米を生産者としてモデルに加える理由としては、北米市場で取引される天然ガスは北米産のものが大部分を占め、北米市場価格を算出するにあたり北米を生産者としてモデルに組み込む必要だからである。

2.2.2 シミュレーションに用いるモデル

モデルに使用する集合、外生変数、内生変数について表 2-2 に示す。

表 2-2 モデルに用いる集合、外生変数、内生変数一覧

集合	
$n \in N$	市場($n = 1,2,3$ をそれぞれ北米、ヨーロッパ、アジアとする)
$i \in I$	生産者($n = 1,2,3,4,5,6$ をそれぞれロシア、カタール、オーストラリア、インドネシア、マレーシア、北米とする)
外生変数	
$PROCAP_i$	生産者 <i>i</i> の生産能力(単位;bcm)
$ARCCOST_{i,n}$	生産者 <i>i</i> が市場 <i>n</i> に 1bcm の LNG を輸出するときにかかる限界費用 (単位;US\$)
INT_n	市場 <i>n</i> の需要曲線の切片
SLP_n	市場 <i>n</i> の需要曲線の傾き
A_i, B_i, C_i	生産者 <i>i</i> の費用関数の係数
$MP_{i,n}$	生産者 <i>i</i> の市場 <i>n</i> に対する市場支配力
内生変数	
$q_{i,n}$	生産者 <i>i</i> の市場 <i>n</i> への輸出量(bcm)
λ_i	生産者 <i>i</i> の利潤最大化問題のラグランジュ乗数
p_n	市場 <i>n</i> における LNG 価格(US\$/bcm)
z_i	生産者 <i>i</i> の利潤

2.2.2.1 生産者に関する仮定

生産者*i*は市場*n*の逆需要関数を把握しており、自身の利潤 z_i を最大化するように分断された市場*n*にそれぞれ $q_{i,n}$ だけ供給する。また、生産者*i*は生産者*j*が z_j を最大化するように $q_{j,n}$ を選択することを知っている。生産者*j*についても同様である。

生産者*i*の限界費用 MC_i は Golombek and Gjelsvik (1995) に従って

$$MC_i = A_i + B_i q_i + C_i \log\left(1 - \frac{q_i}{PROCAP_i}\right)$$

を用いる。天然ガス生産において、生産者は複数のガス田を掘削し、より安価に生産できるガス田から生産をはじめ、徐々に生産にかかる費用が大きくなるガス田へと移っていくと仮定している。Chyong and Hobbs (2011) を参考に、 $A_i = 6510$, $B_i = 131.7$, $C_i = -6100$ とする。 $A_i > 0, B_i \geq 0, C_i \leq 0$ であり、生産量が生産能力の上限に近づくほど MC_i は大きくなる。費用関数は凸の増加関数である。生産能力 $PROCAP_i$ は表 2-3 に記

した BP (2014) から取得したものをを用いる。北米以外は LNG 輸出量を生産能力とみなし、北米は天然ガス生産量を生産能力とみなしている。

生産者*i*は市場*n*に LNG を輸出するとき、1bcm あたり $ARCCOST_{i,n}$ の輸送費用を負担する。Bothe and Lochner (2009) と SeaRates.com を参考にして、表 2-4 に各生産者と各市場間 $ARCCOST_{i,n}$ を示した。

以上より、生産者*i*の利潤関数 z_i は(2.13)のようになる。

$$z_i = \sum_{n \in N} [(p_n - ARCCOST_{i,n})q_{i,n}] - (A_i - C_i) \sum_{n \in N} q_{i,n} - \frac{1}{2} B_i \sum_{n \in N} q_{i,n} \sum_{n \in N} q_{i,n} - C_i \left(PROCAP_i - \sum_{n \in N} q_{i,n} \right) * \log \left(1 - \frac{\sum_{n \in N} q_{i,n}}{PROCAP_i} \right) \quad (2.13)$$

(2.13)を最大化するためのクーンタッカー条件は(2.14)~(2.15)となる。

$$-p_n - MP_{i,n} SLP_n q_{i,n} + A_i + B_i q_{i,n} + C_i \log \left(1 - \left(\frac{q_{i,n}}{PROCAP_i} \right) \right) + ARCCOST_{i,n} \quad (2.14)$$

$$+ \lambda_i \geq 0 \perp q_{i,n} \geq 0$$

$$PROCAP_i \geq \sum_{n \in N} q_{i,n} \perp \lambda_i \geq 0 \quad (2.15)$$

表 2-3 生産者の生産能力

	ロシア	カタール	オーストラリア	インドネシア	マレーシア	北米 ⁷
$PROCAP_i$	14.2	105.6	30.2	22.4	33.8	899.1

単位;bcm

出所：BP (2014)

⁷ BP (2014) によれば、北米間での天然ガスの取引はあるが、北米から他へと天然ガスが輸出されていないで、ここでは北米は北米以外の地域へと天然ガスを輸出しないとする。ただし、後に行うシミュレーションでは北米に天然ガス液化施設が建設され、天然ガス液化施設の生産能力分だけ北米から他の地域への天然ガス輸出が可能となる状況を想定する。

表 2-4 LNG の限界輸送費

$ARCCOST_{i,n}$	ロシア	カタール	オーストラリア	インドネシア	マレーシア	北米
北米	90.286	189.600	261.829	261.829	252.800	0
ヨーロッパ	45.143	153.486	234.743	225.714	207.657	118.535
アジア	297.943	153.486	722.29	63.200	54.171	212.475

単位:US\$/kcm

出所 : Bothe and Lochner (2009) , SeaRates.com を参考に算出

2.2.2.2 市場 n の需要に関する仮定

逆需要関数 p_n を(2.16)のように設定する。

$$p_n = INT_n + SLP_n \sum_{i \in I} q_{i,n} \quad (2.16)$$

INT_n と SLP_n に関しては、Egging *et al.* (2010) に従って、市場 n の需要の価格弾力性を ϵ_i として(2.17),(2.18)のように設定する。

$$INT_n = -\frac{p_n^0}{\epsilon_i \sum_{i \in I} q_{i,n}^0} \quad (2.17)$$

$$SLP_n = p_n^0 \left(1 + \frac{1}{\epsilon_i}\right) \quad (2.18)$$

$p_n^0, \sum_{i \in I} q_{i,n}^0$ は参照点である。 ϵ_i は Chyong and Hobbs (2011) に従い、 $p_n^0, \sum_{i \in I} q_{i,n}^0$ は 2013 年に実際に取引された数量を設定する。データは BP (2014) から取得した。(2.16)を(2.13)に組み込み(2.13)~(2.15)を数値計算ソフトで解いた結果、表 2-5 の均衡価格が得られる。

表 2-5 シミュレーション結果

価格(US\$/kcm)	北米	欧州	アジア
完全競争	127.33	406.550	403.98
実際の価格(2013年)	148.2916	428.9714	646.7755
クールノー競争	213.040	497.830	671.440

図 2-3 競争の設定による価格の違い

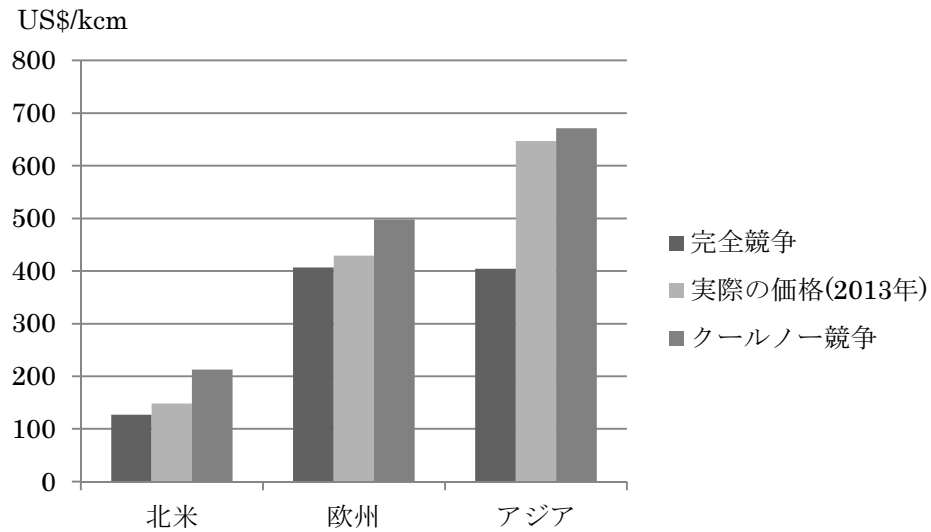
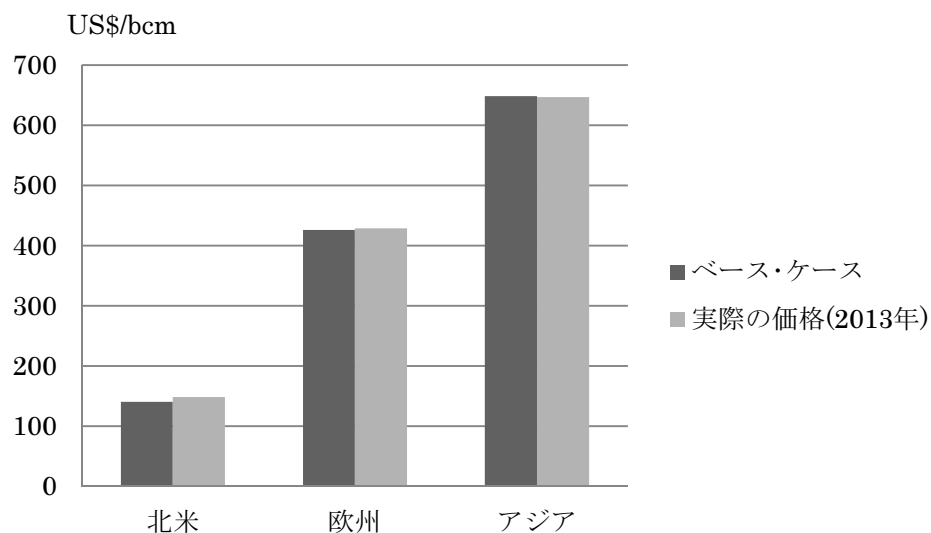


表 2-5, 図 2-3 からアジア LNG 市場において、天然ガス生産国は北米、欧州よりも市場支配力を発揮していると判断できる。

2.2.3 生産能力の増大が価格に与える影響

次に、天然ガス生産国の生産能力の増加が価格に与える影響をシミュレーションする。ベースとなるモデルの設定を行う。北米市場の価格弾力性を -0.7 , 欧州市場の価格弾力性を -0.7 , アジア市場の価格弾力性を -0.4 とする。これは Egging *et al.* (2010) が価格弾力性を $-0.25 \sim -0.75$ の間に設定していることを参考している。完全競争を想定したときの価格、クールノー競争を想定した時の価格、そして実際に観察された価格の違いを参考にしながら、 $MP_{i,1} = 0.1$, $MP_{i,2} = 0.6$, $MP_{i,3} = 1$ とする。すなわち、北米市場では完全競争に近い競争が、アジア市場ではクールノー競争に近い競争が展開され、欧州市場ではその中間程度の競争が展開されているとする。このとき、図 2-2 のように実際に観測された価格に近いシミュレーション結果が得られる。これをベースケースとし、天然ガス生産国の生産能力の変化によって天然ガス価格にどれほどの変化をもたらされるかシミュレーションを行う。

図 2-4 ベースケースの価格と実際の価格



将来の天然ガス生産国の生産能力の変化については IGU (2014) に掲載されている建設中の天然ガス液化施設の情報に従う。表 2-3 に示した天然ガス生産能力の値に、操業開始予定年から、その施設が所在する生産国の生産能力を天然ガス液化施設の液化能力だけ増加させる。例えば、2019 年時点ではベース・ケースに比べ、一年あたりの生産能力をロシアは 22.4bcm、オーストラリアは 84.3bcm、インドネシアは 2.7bcm、マレーシア 8.6bcm、北米は 24.5bcm 拡大させていると仮定している。建設中の天然ガス液化施設については表 2-6 に示した。

表 2-6 建設中の天然ガス液化施設

生産国	プロジェクト名	操業予定年	生産能力(bcm/年)
オーストラリア	Queensland Curtis LNG T1	2014	5.848
オーストラリア	Queensland Curtis LNG T2	2015	5.848
インドネシア	Donggi-Senoro LNG	2015	2.72
マレーシア	PETRONAS LNG 9	2015	4.896
オーストラリア	Australia Pacific LNG T1	2015	6.12
オーストラリア	Australia Pacific LNG T2	2015	6.12
オーストラリア	Gladstone LNG T1	2015	5.304
マレーシア	PETRONAS FLNG	2015	1.632
アメリカ	Sabine Pass T1	2015	6.12
オーストラリア	Gorgon LNG T1	2015	7.072
オーストラリア	Gorgon LNG T2	2015	7.072
オーストラリア	Gorgon LNG T3	2016	7.072
オーストラリア	Gladstone LNG T2	2016	5.304
オーストラリア	Wheatstone LNG T1	2016	6.12
アメリカ	Sabine Pass T2	2016	6.12
アメリカ	Sabine Pass T3	2016	6.12
オーストラリア	Prelude LNG	2016	4.896
オーストラリア	Ichthys LNG T1	2016	5.712
アメリカ	Sabine Pass T4	2017	6.12
オーストラリア	Wheatstone LNG T2	2017	6.12
オーストラリア	Ichthys LNG T2	2017	5.712
ロシア	Yamal LNG T1	2017	7.48
ロシア	Yamal LNG T2	2018	7.48
マレーシア	Rotan FLNG	2018	2.04
ロシア	Yamal LNG	2019	7.48

出所：IGU（2014）

表 2-3 の値を表 2-6 に対応させながら、(2.16)を(2.13)に組み込み(2.13)~(2.15)を数値

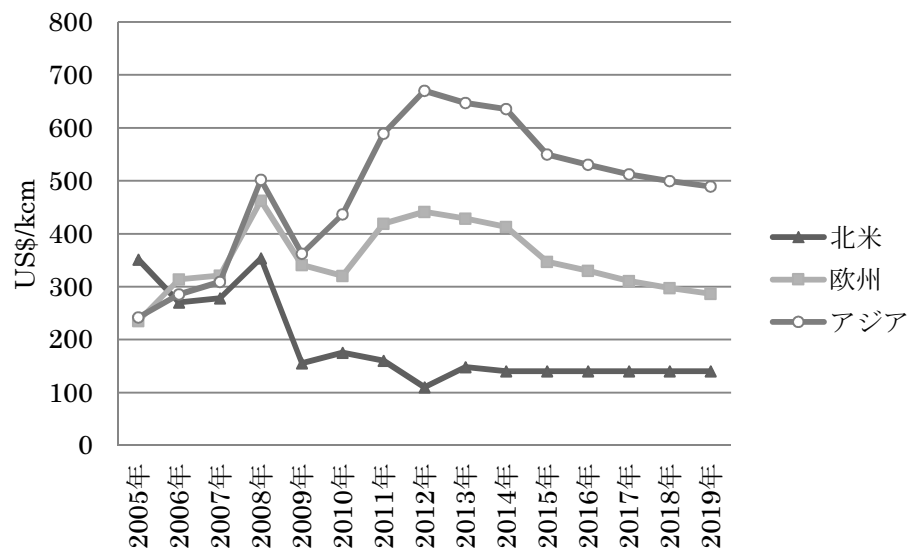
計算ソフトで解いた結果、表 2-7 の均衡価格が得られる。

表 2-7 シミュレーション結果

	北米	欧州	アジア
2014 年	140.63	413.16	635.58
2015 年	140.63	346.87	549.58
2016 年	140.63	330.28	530.3
2017 年	140.63	310.88	512.07
2018 年	140.63	297.33	499.39
2019 年	140.63	286.68	489.47

※単位は US\$/kcm

図 2-5 2005~13 年の価格推移と 2014~19 年の価格予測



シミュレーションを行った結果を表 2-7、図 2-5 に示した。2014 年以降、生産国の LNG 生産能力の増加とともに欧州、アジアにおける LNG 価格が下がることが予測される。特に 2014 年から 2015 年にかけてアジア市場の価格が大きく低下している。2015 年にはオーストラリアの液化能力が 1 年あたり 37.5bcm 伸びることに起因している。2019 年時点の欧州における LNG 価格は 1kcm あたり 286.68 米ドルであり、2005 年~2006 年欧州市場における価格に近い。2019 年時点のアジアにおける LNG

価格は1kcmあたり489.47米ドルであり、2008年の501.93米ドルや2010年の436.38米ドルに近い価格であり、2011年の589.17ドルをおよそ100ドル下回る。北米に関しては、ベースケースでの価格とシミュレーションの結果得られた価格はほぼ変わらなかった。ベースケースでの北米域内の価格が十分に低くうえ、液化施設の生産能力が天然ガスそれ自体の生産能力の2.65%と低く北米の生産者が輸出できる天然ガスに厳しい制限がかかっている。その結果、欧州、アジアの支払意欲が高くとも、競争の激しい北米域内でしか販売できないというモデル設定のために、こういったシミュレーション結果に至った。

第3章 天然ガス市場における下流企業の行動に関する分析

第2章から、アジア市場における LNG 価格は生産国の LNG 生産能力の増大とともに現在の価格よりも低くなることが予測された。しかしながら、アジア市場においては、北米市場や欧州市場に比べ、LNG サプライヤーがより強い市場支配力を発揮していることも見てとれる。序章や第1章で述べたように、LNG の買い手である電力会社やガス会社は共同調達を行ったり、調達先を多様化させたりして、燃料費の低減に努めている。そこで、市場支配力を持つサプライヤーに対して、下流企業がどのように向き合えば、下流企業は有利な取引を行えるかを本章では分析してゆく。まず、上流企業(サプライヤー)と下流企業(バイヤー)との取引において、両者の交渉力(bargaining power)に関する二つの先行研究を紹介する。次に合併や共同調達の効果を、シャープレイ値を求めることで検証する。最後に、電力会社の燃料調達に関するデータを基に回帰分析を行い理論との整合性を確かめる。

3.1 中間財市場における交渉力に関する先行研究

上流企業(サプライヤー)と下流企業(バイヤー)との取引において、両者の交渉力(bargaining power)に関する二つの先行研究を紹介する

3.1.1 Chipty and Snyder (1999) のモデル

1 社の上流企業が 1 種類の同質財を n 社の下流企業に販売する。下流企業 i は q_i 単位の財を購入した場合、 $v_i(q_i)$ の余剰を獲得する。ここでは、 $v_i(q_i) = p q_i$ とする

一方で上流企業は、合計で Q 単位の財を生産する。すなわち $Q = \sum_{i=1}^n q_i$ である。このとき、生産から得られる余剰を $V(Q)$ とおく。上流企業は、同時に、かつ、別々にそれぞれの下流企業と取引数量 q_i と支払総額 T_i について交渉する。交渉結果は、上流企業と下流企業の余剰の和が最大となるようなナッシュ交渉解によって与えられる。すなわち、以下の最大化問題で下流企業 i の取引数量 q_i^* が決定される。

$$q_i^* = \arg \max_x \{V(Q_{[i]}^* + x) + v_i(x)\}$$

ここでは $Q_{[i]}^* = \sum_{j \neq i} q_j^*$ である。

上流企業と下流企業 i の交渉が決裂し取引が行われない時、上流企業は $V(Q_{[i]}^*) + \sum_{j \neq i} T_j^*$ の余剰を獲得する。下流企業 i が獲得する余剰は 0 である。

上流企業と下流企業 i の交渉が成功したとき、上流企業は $V(Q^*) + \sum_{i=1}^n T_i^*$ の余剰を獲

得し、下流企業*i*は $v_i(q_i^*) - T_i^*$ を獲得する。ここでは、 $Q^* = \sum_{i=1}^n q_i^*$ である。

ナッシュ交渉解では取引から得られる余剰が上流企業と下流企業*i*との間で平等に分けられるため、 T_i^* は以下の等式を満たす。

$$V(Q^*) + \sum_{i=1}^n T_i^* - \left[V(Q_{[i]}^*) + \sum_{j \neq i} T_j^* \right] = v_i(q_i^*) - T_i^*$$

T_i^* について等式を解くと

$$T_i^* = \frac{1}{2} [v_i(q_i^*) + V(Q_{[i]}^*) - V(Q^*)]$$

これより、上流企業は以下の余剰を獲得する。

$$V(Q^*) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n [V(Q^*) - V(Q_{[i]}^*)] + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n v_i(q_i^*)$$

また、下流企業*i*は

$$\frac{1}{2} [v_i(q_i^*) + V(Q^*) - V(Q_{[i]}^*)]$$

の余剰を獲得する。

下流企業 1,2 が合併した場合の分析をする。下流企業 1,2 が合併した場合の均衡を均衡*m*とし、下流企業 1,2 が個々に存在している場合の均衡を均衡*s*とする。均衡*m*においては、 $n-1$ の下流企業が存在し、 $q^m = (q_{1+2}^m, q_3^m, \dots, q_n^m)$ という数量の財を購入する。すなわち、

$$q_{1+2}^m = \arg \max_x \{V(Q_{[1+2]}^m + x) + v_{1+2}(x)\}$$

$$q_i^m = \arg \max_x \{V(Q_{[i]}^m + x) + v_i(x)\} \quad i = 3, \dots, n$$

という購入量が下流企業の総余剰を最大化する。

下流企業 1,2 は均衡*s*においてよりも均衡*m*における余剰が大きくなる場合、合併する。すなわち、

$$v_{1+2}^m + V(Q^m) - V(Q_{[1+2]}^m) - V(Q_{[1+2]}^s) > v_1^s + V(Q^s) - V(Q_{[1]}^s) + v_2^s + V(Q^s) - V(Q_{[2]}^s)$$

であれば、合併する。

下流企業の合併理由として、3つ考えられる。下流セクターの効率性(downstream efficiency)、上流セクターの効率性(upstream efficiency)、そして交渉の立場(bargaining position)である。

bargaining position を以下のように考える。

$$BP \equiv [V(Q_{[2]}^s) - V(Q_{[1,2]}^s)] - [V(Q^s) - V(Q_{[1]}^s)]$$

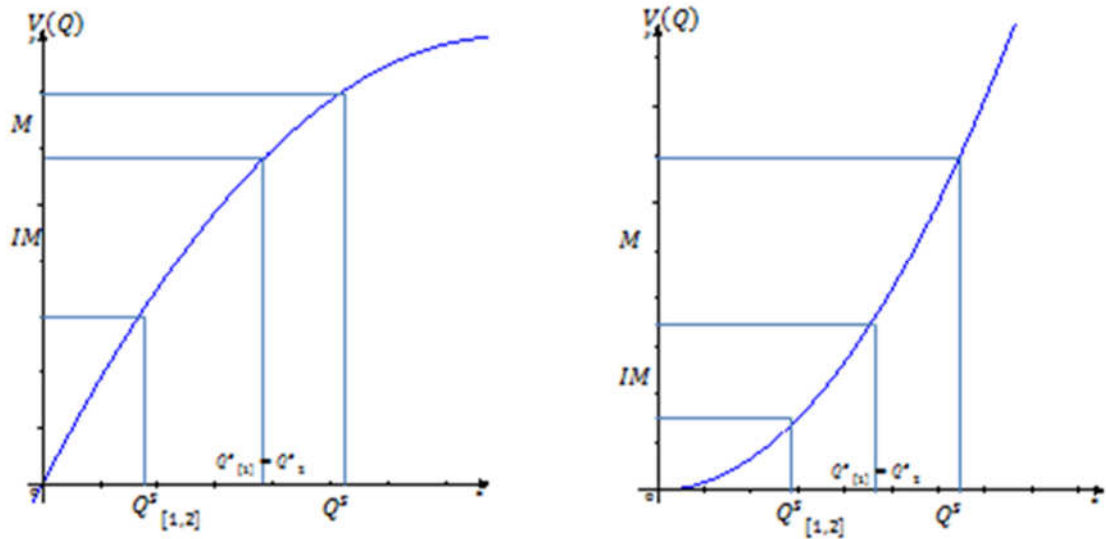
$$= \int_0^{q_1^s} \int_0^{q_2^s} V'''(Q_{[1,2]}^s + q_1 + q_2) dq_1 dq_2$$

$V''(Q) < 0$ すなわち、 $V(Q)$ が凹関数ならば $BP > 0$

$V''(Q) > 0$ すなわち、 $V(Q)$ が凸関数ならば $BP < 0$

$V''(Q) = 0$ すなわち、 $V(Q)$ が線形ならば $BP = 0$

図 3-1 余剰関数の形状と M, IM の大小関係



出所：Chipty and Snyder (1999)

$V(Q)$ が凹関数の場合(図 3-1 の左図参照)、 $BP > 0$ となり下流企業 1,2 は合併を選択すると予想される。この場合、下流企業 2 が単独で上流企業と交渉したとすると上流企業の総余剰への貢献は左図の M として表される。一方で、下流企業 1,2 が合併した場合の上流企業の総余剰への貢献は $M + IM$ として表される。このとき、 $M + IM > M + M$ であり、下流企業 1,2 が別々に上流企業と交渉するよりも、下流企業 1,2 が合併し、ひとつの企業として交渉に臨む方が、上流企業の総余剰への貢献が大きくなる。ナッシュ交渉解において、総余剰は平等に分配されるため、下流企業 1,2 の獲得する余剰は合併した場合のほうがより大きくなる。

$V(Q)$ が凸関数の場合(図 3-1 の右図参照)、 $BP < 0$ となり下流企業 1,2 は合併を選択しないと予想される。この場合、下流企業 2 が単独で上流企業と交渉したとすると上流企業の総余剰への貢献は右図の M として表される。一方で、下流企業 1,2 が合併し

た場合の上流企業の総余剰への貢献は $M + IM$ として表される。このとき、 $M + IM < M + M$ であり、下流企業 1,2 が別々に上流企業と交渉するよりも、下流企業 1,2 が合併し、ひとつの企業として交渉に臨む方が、上流企業の総余剰への貢献が小さくなる。ナッシュ交渉解において、総余剰は平等に分配されるため、下流企業 1,2 の獲得する余剰は合併した場合のほうがより小さくなる。

3.1.2 Inderst and Wey (2003) のモデル

上流、下流セクターともに寡占という市場について、上流企業と下流企業の交渉について Inderst and Wey (2003) のモデルを紹介する。

投入財が 2 社の上流企業によって生産される。2 社の上流企業は $s \in S^0 = \{A, B\}$ と表す。A, B は 2 社の下流企業に財を売る。下流企業は $r \in R^0 = \{a, b\}$ と表す。上流企業の総費用関数を $C_s(\cdot)$ とする。下流企業はそれぞれ異なった地域で独立して生産している。下流企業 r における s 財間接需要関数を

$$p_{sr}(x_{sr}, x_{s'r'}) \quad s \neq s'$$

n 社の上流企業と m 社の下流企業が存在する市場の構造を $w = (n, m)$ と表す。

交渉は以下のように特徴づけられる。

- (1) 上流企業、下流企業の代表者が同時に双方向的に交渉する。
- (2) どの交渉も上流下流をあわせた総余剰を最大化するようにそれぞれの供給量を決定し、総余剰は公平に分配される。
- (3) 契約はすべての起こりうる事象を想定している。

Chifty and Snyder (1999) のモデルはどの下流企業も効率的な数量を購入することを仮定しているが、本節のモデルの場合は、すべての起こりうる結果について企業は契約する。そのため、 $w = (1, 2)$ という市場構造において、上流企業はひとつの下流企業に対して、他方の下流企業との交渉が成功した場合、他方の下流企業との交渉が決裂した場合の両方について契約する。

3 つの仮定から、すべての交渉が決裂した場合から、すべての交渉が成立した場合まで考慮できる。

産業の総利潤は以下と等しくなる。

$$W(\{q_{sr}\}_{sr \in S^0 \times R^0}) = \sum_{r \in R^0} [p_{Ar}(q_{Ar}, q_{Br})q_{Ar} + p_{Br}(q_{Br}, q_{Ar})q_{Br}] - \sum_{s \in S^0} C_s(q_{sa} + q_{sb})$$

企業の集合を $\Omega = \{A, B, a, b\}$ と表す。 W_Ω を産業の最大の利潤とする。 $s = A$ が市場に

参加しないときの集合を $\Omega \setminus \{A\}$ と表す。このとき、 $x_{Aa} = x_{Ab} = 0$ という制約の下、産業の総余剰最大化したものを $W_{\Omega \setminus \{A\}}$ と表す。すべての部分集合 $\Omega' \subseteq \Omega$ について $W_{\Omega'}$ を求める。上流企業をひとつも含まない集合あるいは下流企業をひとつも含まない集合については $W = 0$ である。 W は準凹関数で端点解は含まない。

上流企業 A と下流企業 a との間の交渉が成立した場合のペイオフを上流企業 A と下流企業 a それぞれについて U_A, U_a とする。上流企業 A と下流企業 a との間の交渉が決裂した場合のペイオフは上流企業 A と下流企業 a それぞれ \tilde{U}_A, \tilde{U}_a とする。上流企業と下流企業は余剰を公平に分配するので $U_A - U_a = \tilde{U}_A - \tilde{U}_a$ となる。

以上の仮定を踏まえると交渉の解はシャープレイ値で与えられる。

$$\sum_{w \in \tilde{\Omega}, \tilde{\Omega} \in \Omega} \frac{(|\tilde{\Omega}| - 1)! (|\Omega| - |\tilde{\Omega}|)!}{|\Omega|!} [W_{\tilde{\Omega}} - W_{\tilde{\Omega} \setminus \{w\}}]$$

$|\tilde{\Omega}|$ と $|\Omega|$ はそれぞれの集合での要素の数を表す。シャープレイ値はすべての部分集合 $\tilde{\Omega}$ に対するプレイヤー w の貢献を表す。

表 3-1 市場構造と下流企業のペイオフ

市場構造	下流企業のペイオフ
$w = (1,1)$	$\frac{1}{2} W_{\Omega}$ (合併した下流企業のペイオフ)
$w = (1,2)$	$\frac{1}{3} [W_{\Omega} - W_{\Omega \setminus \{r\}} + \frac{1}{2} W_{\Omega \setminus \{r'\}}]$ (下流企業 r のペイオフ $r \neq r'$)
$w = (2,1)$	$\frac{1}{3} [W_{\Omega} + \frac{1}{2} W_{\Omega \setminus \{s\}} + \frac{1}{2} W_{\Omega \setminus \{s'\}}]$ (合併した下流企業のペイオフ)
$w = (2,2)$	$\frac{1}{4} W_{\Omega} + \frac{1}{12} [W_{\Omega \setminus \{s,r\}} + W_{\Omega \setminus \{s',r'\}} - W_{\Omega \setminus \{s,r'\}} - W_{\Omega \setminus \{s',r\}}]$ $+ \frac{1}{12} [W_{\Omega \setminus \{s\}} + W_{\Omega \setminus \{s'\}} + W_{\Omega \setminus \{r\}} - 3W_{\Omega \setminus \{r'\}}]$ (下流企業 r のペイオフ $r \neq r'$)

出所 : Inderst and Wey (2003)

3.2 天然ガス市場へのモデルの応用

前述したモデルを天然ガス市場へと応用していく。

3.2.1 ヨーロッパガス市場へのモデルの応用

Cabrera (2009) は前節で紹介したモデルをヨーロッパガス市場へと応用している。下流企業として EON Ruhrgas, Eni, GDF Suez の 3 社を想定し、 $\Omega = \{A, B, a, b, c\}$ として前節のモデルを応用している。

下流企業 3 社がそれぞれ独立して市場に参加するときの、下流企業 a のペイオフ U_a は

$$\begin{aligned} U_a^s = & \frac{1}{5} W_\Omega + \frac{1}{20} [W_{\Omega \setminus \{A\}} + W_{\Omega \setminus \{B\}} + W_{\Omega \setminus \{b\}} + W_{\Omega \setminus \{c\}} - 4W_{\Omega \setminus \{a\}}] \\ & - \frac{1}{20} [W_{\Omega \setminus \{A,a\}} + W_{\Omega \setminus \{B,a\}} + W_{\Omega \setminus \{a,b\}} + W_{\Omega \setminus \{a,c\}}] + \frac{1}{30} W_{\Omega \setminus \{b,c\}} \\ & + \frac{1}{30} [W_{\Omega \setminus \{A,b\}} + W_{\Omega \setminus \{A,c\}} + W_{\Omega \setminus \{B,b\}} + W_{\Omega \setminus \{B,c\}}] \\ & - \frac{1}{30} [W_{\Omega \setminus \{A,a,b\}} + W_{\Omega \setminus \{A,a,c\}} + W_{\Omega \setminus \{B,a,b\}} + W_{\Omega \setminus \{B,a,c\}}] + \frac{1}{20} [W_{\Omega \setminus \{A,b,c\}} \\ & + W_{\Omega \setminus \{B,b,c\}}] \end{aligned}$$

企業がそれぞれ対称だとすると、以下のように単純化できる。

$$U_r^s = \frac{1}{5} W_\Omega + \frac{1}{10} W_{\Omega \setminus \{s\}} - \frac{1}{10} W_{\Omega \setminus \{r\}} + \frac{1}{30} W_{\Omega \setminus \{s,r\}} - \frac{1}{15} W_{\Omega \setminus \{2r\}} - \frac{1}{30} W_{\Omega \setminus \{s,2r\}}$$

下流企業が合併、すなわち市場構造が $w = (2,3)$ から $w = (2,1)$ へと変わった時の下流企業のペイオフ U_r^m は $U_r^m = \frac{1}{3} W_\Omega + \frac{1}{3} W_{\Omega \setminus \{s\}}$ であり、

$$U_r^m > 3U_r^s$$

であれば、下流企業は合併により、交渉における立場が向上する。

線形需要関数 ($p_{sr}(q_{sr}) = 1 - bq_{sr}$) と凸関数の費用関数 ($C(Q) = \frac{c}{2} Q^2$) を用いると $U_r^m > 3U_r^s$ は以下のように書き換えられる

$$\frac{3}{4b+3c} < \frac{9}{8} \left[\frac{1}{2b+c} \right] + \frac{1}{8} \left[\frac{3}{2(2b+3c)} \right] - \frac{3}{8} \left[\frac{1}{2(b+c)} \right] + \frac{3}{4} \left[\frac{1}{4b+c} \right] + \frac{3}{8} \left[\frac{1}{2(2b+c)} \right]$$

$$0 < 45c^4 + 206bc^3 + 244b^2c^2 + 80b^3c$$

$$b, c > 0 \text{ より } U_r^m > 3U_r^s$$

よって、下流企業は合併によって獲得する余剰を増加させることができる。

3.2.2 日本 LNG 市場への応用

Inderst and Wey (2003) のモデルを日本 LNG 市場へのあてはめ電力会社 3 社による燃料の共同調達、あるいは電力 3 社による合併の効果を検証する。上流企業と下流企業との取引において共同調達も合併も、サプライヤーに対して代表者が一度きりの交渉を行うという点で同じである。取引が行われる環境を設定していく。表 3-2 は日本が輸入している LNG の輸入元のシェアを示している。

表 3-2 2012 年度輸入シェア

輸出国	シェア
オーストラリア	21%
カタール	18%
マレーシア	17%
ロシア	10%
インドネシア	7%
UAE	6%
ブルネイ	6%
オマーン	6%
その他	9%

出所：貿易統計

これらの国のうち日本と取引量が多い数国を Cigerli (2013) を参考に Australasia と Mideast という 2 つの組に分ける。内訳は、以下の通りである。

Australasia : オーストラリア マレーシア インドネシア ブルネイ

Mideast : カタール UAE オマーン

電力事業者内の LNG 輸入シェアについて、東京電力、中部電力、関西電力の 3 社でおおよそ 8 割の輸入シェアを占めている。前節のモデルに上流企業を **Australasia** と **Mideast** の 2 社、下流企業を東京電力、中部電力、関西電力の 3 社としてあてはめる。

各プレイヤーの LNG 取引数量を表 3-3 に示す。

表 3-3 輸入元別電力会社 LNG 購入量(万 t)

	オーストラリア	マレーシア	ブルネイ	インドネシア	合計
東京電力	230	480	203	0	913
中部電力	110	54	0	120	284
関西電力	290	42	0	86	418
					1615

出所：ガス年鑑(2013 年度版)

$p_{sr}(q_{sr})$ は貿易統計から Australasia, Mideast それぞれに含まれる国の取引で観察された価格の加重平均から Cigerli (2013) で使われていた Australasia, Mideast から東アジアへの限界輸入費用を引いたものを使う。費用関数は $C(Q) = \frac{c}{2} Q^2$ を用いる。

Australasia については $c = 83068.45$, Mideast については $c = 135359.1$ を用いる。

すなわち、余剰関数は以下のようなになる。

$$v(S) = \{499851571(q_T + q_C + q_K) - 83068.45(q_T + q_C + q_K)^2\} + \{419517343.2(q_T + q_C + q_K) - 135359.1(q_T + q_C + q_K)^2\}$$

余剰関数をもとに各プレイヤーのシャープレイ値を計算した結果を表 3-4, 3-5 に示す。

表 3-4 W=(2,3)の時の各プレイヤーのシャープレイ値

Australasia	MidEast	東京電力	中部電力	関西電力	電力 3 社合計
3100 億	1850 億	2284 億	946 億	859 億	4087 億

表 3-5 W=(2,1)の場合の各プレイヤーのシャープレイ値

Australasia	MidEast	電力 3 社の合併企業
2953 億	1569 億	4522 億

表 3-4, 3-5 からわかるように W=(2,3)と W=(2,1)を比較した場合、W=(2,1)という市場構造下で得られる下流企業のシャープレイ値の方が大きい。すなわち、共同調達あるいは合併によって下流企業の獲得する余剰は増加する。ただし、合併後の下流企業の余剰を合併前の 3 社で 3 等分するならば、東京電力に関しては獲得する余剰は合併前の方が大きい。

この結果は、前節でみたように費用関数の特定化によって左右される。今回は、

$C(Q) = \frac{c}{2} Q^2$ という凸な費用関数を想定した。天然ガスの生産者は採掘が容易で製品化しやすいガス田から手をつけ、徐々に深く、徐々に沖へとガス田を広げていく。その過程で限界費用は高まっていくと言われている。Golombek (1995) は天然ガス生産の限界費用を $a + bq + c \ln(1 - q/Q)$ とした。以降、天然資源市場の研究では、費用関数が凸になるような限界費用の仮定がよくなされるようになる。

3.3 中間財の価格に関する実証分析

本章では、Ellison and Snyder (2010) による医薬品卸売市場を対象とした実証分析を紹介し、産ガス国を上流、日本の電力会社を下流とする LNG 市場についての実証分析を行う。

3.3.1 卸売価格と投入財の代替可能性、下流企業のサイズとの関係

Ellison and Snyder (2010) は、製薬会社(上流)と医療機関(下流)との間での医薬品の取引を対象に投入財市場における上流企業と下流企業の力関係を分析した。特に、下流企業間でのサイズの大きさ、投入財を代替できる機会がある度合いなどに着目している。上流企業に関しては扱う医薬品によって競争の度合いが異なるが、企業を特徴毎に分類はしない。一方、下流企業は医薬品の代替の機会の差によって、病院、健康維持機関(health maintenance; HMO)というグループとドラッグストアというグループに大きく分類される。さらに、ドラッグストアはさらにチェーン系、独立系に分類される。これは企業のサイズによる差を探るための分類である。

表 3-6 プレイヤー、薬種によってことなる中間財代替の機会

カテゴリー	病院,HMO	ドラッグストア
1. 特許が有効,ブランド薬		
a.特異な治療薬	乏しい	乏しい
b.特異でない治療薬	並み	乏しい
2. 特許が切れた,ブランド薬		
a. ジェネリックに処方箋がいる州	豊富	乏しい
b. 処方箋が不要な州	豊富	並み
3. ジェネリック		
a. 一社のみが製造		
i 処方箋がいる州	豊富	乏しい
ii 処方箋がいない州	豊富	並み
b. 複数の企業が製造	豊富	豊富

出所 : Ellison and Snyder (2010)

表 3-7 記述統計

	観測値	平均	標準偏差	最小値	最大値
<i>BRANDED</i> ブランド薬ダミー	160621	0.27	0.45	0	1
<i>ONPAT</i> 特許有効ダミー	160621	0.10	0.30	0	1
<i>NUMGEN</i> 製造者の数	144719	16.8	9.7	0	39
<i>ONEGEN</i> 1社のみが製造(ダミー)	144719	0.06	0.24	0	1
<i>Price</i>					
<i>HMOs(O)</i>	73576	54	103	0.04	1294
<i>Hospitals(H)</i>	124358	55	107	0.22	2291
<i>Drugstores(D)</i>	139767	55	109	0.16	2190
<i>Chains(C)</i>	112966	51	101	0.13	1916
<i>Independents(I)</i>	133150	55	109	0.25	2900

出所：Ellison and Snyder (2010)

3.3.2 回帰分析

$$\Delta_{i,j,m,t}^{CI} = \ln(PRICE_{i,j,m,t}^C) - \ln(PRICE_{i,j,m,t}^I) + ONPAT + OFFPAT \times BRANDED + OFFPAT \times GNERIC \times ONEGEN + OFFPAT \times GENERIC \times MULTGEN$$

$PRICE_{i,j,m,t}^C$ はチェーンドラッグストア(C)が表示(j)の医薬品(i)を製薬会社(m)からt月に買った時の価格であり、 $PRICE_{i,j,m,t}^I$ は独立系ドラッグストアのそれである。

表 3-8 回帰結果(ダミー変数による最小二乗法)

	Δ^{CI}	Δ^{HD}
<i>ONPAT</i> (特許が有効)	0.002 (-0.001)	-0.077** (0.017)
<i>OFFPAT</i> × <i>BRANDED</i> (特許が失効しているがブランド薬)	-0.003** (0.002)	-0.328** (0.059)
<i>OFFPAT</i> × <i>GNERIC</i> × <i>ONEGEN</i> (特許が失効, ジェネリック, 製造者 1 社)	-0.017* (0.01)	-0.151*** (0.057)
<i>OFFPAT</i> × <i>GENERIC</i> × <i>MULTGEN</i> (特許が失効, ジェネリック, 製造者多数)	-0.0003 (0.002)	-0.145*** (0.020)
決定係数	0.0003	0.0355

(※)***は 1%水準有意、**は 5%水準有意、*は 10%水準有意

出所：Ellison and Snyder (2010)

Δ^{CI} のコラムは企業規模の大きいチェーンドラッグストアと企業規模の小さい独立系ドラッグストアの比較である。*ONPAT*の係数をみると、チェーンドラッグストアは、独立系ドラッグストアに比べて割引を得ているとは言えない。

OFFPAT×*BRANDED*と*OFFPAT*×*GNERIC*×*ONEGEN*の係数を見るとチェーンドラッグストアは独立系ドラッグストアに比べてわずかながら割引を得ていることがわかる。特許が有効な医薬品に比べて代替の幅が少し広まると規模の大きな企業は割引を引き出せる。*OFFPAT*×*GENERIC*×*MULTGEN*の係数を見るとチェーンドラッグストアと独立系ドラッグストアとの間に有意な差はなかった。供給者が完全に競争な環境におかれていることが考えられる。 Δ^{HD} のコラムは病院とドラッグストアとの比較である。病院はドラッグストアに比べて、自らがより有利な上流企業の医薬品へと代替する機会が豊富にあると考えられる。どの係数をみても、病院はドラッグストアに比べて上流企業から割引を引き出せていると言える。

3.4 電力会社の LNG 調達に関する実証分析

前節では、上流企業から調達する財を他の上流企業が生産する財に代替できることで購入価格を引き下げることができることが示された。また、場合によっては購入量が多いときも割引を引き出せることもあるようだ。昨今、高騰する燃料価格に対して、

共同調達や上流権益獲得などの手段を講じて価格を低減させようとする動きが活発だと報じられることが多い日本の電力会社の LNG 調達について、前節でみたような事例が当てはまるか検証していく。

3.4.1 データセット

調達価格に調達数量の与える影響と調達先の代替可能性が与える影響を検証したい。そのために、必要となるのは各社の 1 単位あたりの LNG 調達価格、LNG 受入量、そして調達先に関するデータである。LNG 受入量は経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計」より取得した。1 単位あたりの LNG 調達価格は LNG 受入量をもとに eol から取得した各社有価証券報告書をもとに計算した。調達先に関するデータは『ガス年鑑』中の各社が参加する LNG プロジェクトリストより取得した。それぞれ 2009 年度から 2013 年度のものを使用する。回帰分析に表 3-9 中の変数を使う。調達先として調達量が多い国から 4 国オーストラリア、カタール、マレーシア、ロシアを選んだ。

表 3-9 回帰分析に用いる変数と期待される符号

被説明変数		
price	LNG 価格(円/t)	
説明変数	内容	期待される符号
amount	LNG 受入量(万 t)	—
malaysia	長期契約によるマレーシアからの受入量(万 t)	—
northwestshelf	長期契約によるオーストラリアからの受入量(万 t)	—
qatar	長期契約によるカタールからの受入量(万 t)	—
sakhalin2	長期契約によるサハリンからの受入量(万 t)	—
oil	原油価格	+
dum**	20**年を表すダミー変数	

表 3-10 記述統計

変数	観測値	平均	標準偏差	最小値	最大値
price	30	58548.7	12101.83	33157.6	79889.22
amount	30	8075.362	7136.805	1687.819	24738.16
malaysia	30	109.8667	172.4508	0	480
northwestshelf	30	96.83333	37.15957	30	143
qatar	30	95.22222	151.0001	0	500
sakhalin2	30	51.46667	70.9209	0	200

3.4.2 回帰結果

固定変量回帰分析を行った結果を以下の表 3-11 に示す。

表 3-11 回帰結果

説明変数		係数と括弧内は t 値を表す
amount		-0.2358219* (-2.05)
調 達 先	malaysia	-0.010943** (-2.55)
	northwestshelf	-0.0088754*** (-3.42)
	qatar	-0.0009154 (-1.52)
	sakhalin2	0.0111373** (2.49)
oil		0.0098699*** (4.53)
dum10		-0.7287636*** (-11.23)
dum11		-0.680166*** (-7.58)
dum12		-0.2021186*** (-5.03)
定数項		13.86883*** (18.39)
R ²		0.9607

(注)***は 1%水準有意、**は 5%水準有意、*は 10%水準有意を表す。

3.2.4 考察

購入数量が単位価格を引き下げる効果は 5%水準有意ではなかったものの、符号は負となった。これは、昨今電力会社・ガス会社が天然ガスの共同調達に乗り出しているのが、共同調達には燃料 1 単位あたりの価格を低減させている効果がある可能性を示唆している。調達先とそこからの調達数量を表す変数については qatar を除いて 5%水準有意となった。malaysia, northwestshelf の係数は負であった。

これからの調達先を表す変数は長期契約を結んでいることを同時に示している。長期契約期間中には最低引き受け量、最大引き受け量など規定されているが、範囲内であれば調達量の調整や価格フォーミュラに関しての変更などできるらしい。その結果、**malaysia, northwestshelf**に関しては、長期契約期間中の調達量に幅をもたせることで、下流企業は長期契約した上流企業を魅力的な調達先やスポット市場との競争に巻き込むことができているのかもしれない。

第4章 結論

本稿では、「アジア・日本市場でのLNGの価格が欧米に比べて高いのはなぜなのか。」「今後その価格はどう変動してゆくのだろうか。」「LNG価格低減のためにLNGの主なバイヤーである電力会社のとっている企業行動の効果はあるのか。」という疑問から、天然ガス市場を分析してきた。

第1章では、天然ガス市場の現状をとらえ、アジア市場では欧米市場に比してLNGが高価であること、また今後の天然ガス生産国が新たに生産能力を伸長させる計画があることを確認した。

第2章では、天然ガス市場のモデリングを行った。その結果、天然ガス生産国がアジア市場では、欧米市場に比べより強い市場支配力を発揮していることが考えられた。また、天然ガス生産国が計画しているLNGプロジェクトが開始された場合、アジア、欧州市場の天然ガス価格は低下していくというシミュレーション結果を得た。

第3章では、電力会社やガス会社が高騰する燃料価格に対して講じた手段として共同調達という企業行動を分析した。その結果、共同調達による購入量の増加によってサプライヤーから割引が引き出せる可能性が示唆された。

参考文献

- 筒井美樹・遠藤操 (2014), 「LNG 取引における価格交渉力強化の要因と先物市場の形成」『電力中央研究所調査報告』 No.Y12006
- 森島広(2004),「天然ガスのすべて —21 世紀の主役エネルギーの最新知識—」『石油・天然ガスレビュー』 2004 年 1 月号,pp.114-169
- BP, (2014), *Statistical Review of World Energy*, BP.
- IEA, (2012), *Natural Gas Information 2012*, OECD/International Energy Agency.
- IEA, (2014), *Natural Gas Information 2014*, OECD/International Energy Agency.
- IEA, (2009), *World Energy Outlook 2009*, OECD/International Energy Agency.
- IGU, (2014), *World LNG Report - 2014 Edition*, International Gas Union
- Cabrera, M.C., (2009), "Buyer Power in the European Gas Market," *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual*, 8, 5-35.
- Chae, S. and P. Heidhues, (2004), "Buyers' Alliances for Bargaining Power," *Journal of Economics & Management Strategy*, 13(4), 731-754.
- Chipty, T. and C. M. Snyder, (1999), "The Role of Firm Size in Bilateral Bargaining: A Study of the Cable Television," *Review of Economics and Statistics*, 81(2), 326-340.
- Chyong, C. and B. F. Hobbs, (2011), "Strategic Eurasian Natural Gas Model for Energy Security and Policy Analysis," EPRG Working Paper, No. 1115, University of Cambridge.
- Egging, R., F.Holz, and S.A.Gabriel, (2010) "The World Gas Model: A Multi-period Mixed Complementarity Model for the Global Natural Gas Market," *Energy*, 35, 4016-4029.
- Ellison, S. F. and C. M. Snyder, (2010), "Countervailing Power in Wholesale Pharmaceuticals," *Journal of Industrial Economics*, 58(1), 32-53.
- Inderst, R. and C. Wey, (2003), "Bargaining, mergers and technology choice in bilaterally oligopolistic industries". *RAND Journal of Economics*, 34(1), 1-19.
- Inderst, R. and T. Valletti, (2009), "Price Discrimination in Input Markets," *RAND Journal of Economics*, 40(1), 1-19.
- Golombek, R. , E. Gjelsvik and K. E. Rosendahl, (1995), "Effects of Liberalizing the

Natural Gas Markets in Western Europe,” *Energy Journal*, 16(1), 85-111.

Holz, F., C. von Hirschhausen, and C. Kemfert, (2008), “A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD),” *Energy Economics*, 30, 766-788.

Normann, H, B. J. Ruffle and C. M. Snyder, (2007), “Do Buyer-Size Discounts Depend on the Curvature of the Surplus Function? Experimental Tests of Bargaining Models,” *RAND Journal of Economics*, 38(3), 747-767.

eol ホームページ <http://eoldb.jp/EolDb/>

ISH/CERA ホームページ <http://www.ihc.com/info/cera/ihcindexes/index.aspx>

財務省 ホームページ <http://www.mof.go.jp/>

資源エネルギー庁 ホームページ <http://www.enecho.meti.go.jp/>

SeaRates.com ホームページ <http://www.searates.com/>

あとがき

本稿の執筆を通して、2年間のゼミでの学習はもちろん、大学4年間の学習を振り返ることができて嬉しく思う。ただ、ソフトウェアの制約上、モデルをダウンサイズしなければならなかったことは残念で心残りな点である。ミクロ経済学、産業組織論が扱う範疇から本稿のテーマ設定をしたが、結果的にはシミュレーションやシャープレイ値の算出のために、日吉時代の線形代数や経済数学のテキストを読み返すなど過去の学習を振り返ることもあった。日吉時代には経済学とのつながりを感じることができなかった数学的操作を自分自身の卒業論文で用いることができたのはある種の成長ではないかと思う。数か月すれば社会人としての生活が幕を開ける。今の気持ちを忘れずに、向学心を持って、学んだことを社会へと還元できるような人間へとになりたいと願っている。

最後になりましたが、石橋先生の熱心なご指導、卒論作成にあたりアドバイスをくれた先輩方、励ましてくれた同期、4年間東京で学ぶチャンスくれた家族に大変感謝しております。