

拡大する世界の天然ガス消費

小島 直

第1章 世界の1次エネルギー消費と天然ガス消費の変遷

第1節 再認識される天然ガス消費の相対的重要性

1. 天然ガス消費の長期的傾向
2. 天然ガス消費地域の拡大
3. 天然ガスの部門別消費動向

第2章 在来型天然ガス取引の特徴

第1節 長距離パイプライン取引の固定性

第2節 LNG供給の固定性

第3章 天然ガス取引の変貌

第1節 規制緩和による新たな取引形態の出現

第2節 短期パイプライン取引の出現

1. トレーディング・ハブの形成
2. 天然ガス・パイプライン貿易の拡大

第3節 LNG貿易の変質

1. LNG短期取引の出現
2. LNG長期契約条項の見直し

結び 天然ガスへの期待

第1章 世界の1次エネルギー消費と天然ガス消費の変遷

第1節 再認識される天然ガス消費の相対的重要性

1. 天然ガス消費の長期的傾向

第2次大戦後、1950年に至っても世界の1次エネルギー総消費量（石油換算16億7,900万トン）に占める天然ガスの割合は9.6%でしかなかった。この時代はまだ石炭の時代と言ってよく、世界の1次エネルギー総消費量に占める石

炭の割合は58.0%であった。それに次ぐのが石油で30.8%であった（表1参照）。戦後再建期には戦火を被った日本やヨーロッパ諸国では石油産業の再建が急がれたけれども、外貨不足で石油を十分に輸入できなかったし、ヨーロッパ諸国では混合経済への移行とともに石炭産業の保護、国有化なども実施され、石炭が主要な1次エネルギーの地位を保った。

1950年代から第1次石油危機が発生する1973年までの期間に世界的に石炭消費から石油消費への転換が急速に進み、流体革命時代の到来と言われた。その結果、1973年には世界の1次エネルギー総消費量の47.9%が石油で占められ、石炭が29.5%で2番目であり、次いで天然ガスが3番目で18.3%であった（表1参照）。こうしたエネルギー転換を促した主因は石油の相対価格が低く（表2参照）、しかも、石油は多様な用途に使われ、ハンドリングも容易であったからである。

1973年に第1次石油危機が発生すると石油の相対価格は高騰し、割高な1次エネルギーになった（表2参照）。しかし、第1次石油危機直後には主として所得効果から1次エネルギー消費が鈍化し、世界の石油消費伸び率も1960～73年の年率6.3%から1973～80年には年率3.6%へと低下する。石油価格の高騰によって1次エネルギーの相対価格は急変したが、新規の設備投資や設備変更を伴う石油代替エネルギーの利用は第1次石油危機の発生とともに直ちに活発化

表1 世界の1次エネルギー消費 (単位: 石油換算100万トン, %)

	天然ガス	石 油	石 炭	原 子 力	水 力	そ の 他	合 計
1950							
消 費 量	160	523	984	*28			1,679
構 成 比	9.6	30.8	58.0	1.6			100.0
1960							
消 費 量	376	1,052	1,308	*77			2,813
構 成 比	13.4	37.4	46.5	2.7			100.0
伸 び 率	8.9	7.2	2.9	10.6			5.3
1973							
消 費 量	896	2,338	1,442	29	104	80	4,888
構 成 比	18.3	47.9	29.5	0.6	2.1	1.6	100.0
伸 び 率	6.9	6.3	0.8	...	...	...	4.3
1980							
消 費 量	1,239	2,998	1,789	189	149	118	6,479
構 成 比	19.1	46.3	27.6	2.9	2.3	1.8	100.0
伸 び 率	4.8	3.6	3.1	30.4	5.3	5.7	4.1
1985							
消 費 力	1,418	2,806	2,025	390	172	146	6,957
構 成 比	20.4	40.3	29.1	5.6	2.5	2.1	100.0
伸 び 率	2.7	-0.7	2.5	16.0	2.9	4.4	1.4
2000							
消 費 量	2,101	3,468	2,341	678	226	231	9,045
構 成 比	23.1	38.3	25.9	7.5	2.5	2.6	100.0
伸 び 率	2.7	1.4	1.0	3.8	1.8	3.1	1.8

(注) *印には水力とその他を含む。

(出所) UN "World Energy Statistics" 1965.

IEA "Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries" 各年版より作成した。

したわけではなかった。相対価格の変化による代替効果の本格的な発生は1979年の第2次石油危機以降になる。

1979年の第2次石油危機で石油名目価格は2倍も高騰し、高水準な石油相対価格は1986年春に石油価格が暴落するまで続いた(表2参照)。この間にいわゆる「エネルギー・ミックス」('Energy Mix')が志向され、多様な1次エネルギーが使われるようになる。1985年時点では世界の1次エネルギー総消費量に占める石油の割合は40.3%にまで低下し、次いで石炭が29.1%、天然ガスが20.4%、原子力が5.6%などとなった(表1参照)。このように天然ガス消費の割合は2割にまで高まったが、天然ガス消費

の多様な利点が広く認識されていたわけではない。むしろ、アメリカやEC諸国の電力産業では天然ガス消費が法的に抑えられていた。

1986年春に石油価格が暴落したにもかかわらず、石油消費は緩やかにしか回復しなかった。石油価格が暴落しても石炭や天然ガス(LNG)の価格も連れて下落したので、石油の価格競争力が一挙に回復したわけではなかったからである。かくて、2000年では世界の1次エネルギー総消費量に占める石油の割合はまだ最大であるが38.3%にまで低下し、1985~2000年における石油消費の年平均伸び率も1.4%と1次エネルギー総消費量の年平均伸び率1.8%を下回った。第2位もまだ石炭でその割合は25.9%で

表2 日本の石炭、原油、LNGの輸入相対価格
(単位: 円/1,000kcal)

	原料炭	一般炭	原油	LNG
1965	0.74	2.31	0.48	—
1966	0.74	2.40	0.46	—
1967	0.75	—	0.48	—
1968	0.75	—	0.46	—
1969	0.79	0.81	0.44	0.76
1970	1.00	1.55	0.45	0.76
1971	0.95	—	0.55	0.71
1972	0.88	—	0.53	0.67
1973	0.93	—	0.90	0.78
1974	1.97	1.61	2.29	1.74
1975	2.21	1.73	2.45	2.05
1976	2.28	1.59	2.53	2.20
1977	2.01	1.45	2.40	2.18
1978	1.59	1.23	1.91	1.93
1979	1.84	1.57	3.62	3.03
1980	1.93	1.95	5.15	4.82
1981	2.17	2.45	5.67	5.28
1982	2.44	2.58	5.79	5.69
1983	2.04	2.02	4.77	4.66
1984	2.00	1.90	4.82	4.78
1985	1.74	1.62	4.14	4.48
1986	1.19	1.13	1.51	2.19
1987	0.96	0.91	1.71	1.91
1988	0.95	0.91	1.29	1.58
1989	1.11	1.15	1.73	1.89
1990	1.14	1.16	2.20	2.21
1991	1.05	1.07	1.71	1.97
1992	0.95	0.97	1.65	1.81
1993	0.78	0.79	1.23	1.45
1994	0.68	0.70	1.17	1.29
1995	0.75	0.77	1.20	1.33
1996	0.84	0.88	1.65	1.72
1997	0.88	0.88	1.57	1.81
1998	0.83	0.81	1.11	1.45
1999	0.61	0.63	1.57	1.56
2000	0.62	0.60	2.15	2.13
2001	0.77	0.77	2.04	2.20

(出所) 日本エネルギー経済研究所、計量分析部編
『エネルギー・経済統計要覧』2003年版、p.48。

あるが、その年平均伸び率は1.0%にとどまった。天然ガスの割合は23.1%にまで高まり、その年平均伸び率は2.7%と炭化水素系1次エネ

ルギーのなかでは最も大きな伸び率となった(表1参照)。

こうした統計的事実から明らかなように、1980年代半ば以降、天然ガスの需給動向は在来型炭化水素系1次エネルギーのなかでは最も注目されるようになる。この時期には世界各国がエネルギー供給安全保障、環境保全、規制緩和(競争原理の導入)と言う同時に解決し難い問題に直面するようになり(IEA [2002a], 経済産業省 [2000], 矢島 [2002]), これらの難問の解決にとって石油、石炭、原子力よりも天然ガスのほうが相対的に有利な1次エネルギーである、と評価されるようになる。

2. 天然ガス消費地域の拡大

ガス体エネルギーの長距離輸送の困難性、上流、下流部門での固定投資の巨大さなどがネックになって、天然ガス消費は特定地域に限られてきた。1971年にはOECD北米の天然ガス消費量だけで世界の総消費量の60.2%に達していた。それに大産ガス国である旧ソ連の21.2%, OECDヨーロッパの11.0%を加えると、この3大地域で世界の天然ガス消費の92.4%を占めていた。しかし、その後、この3大地域の消費割合は減少していき、2001年には71.1%にまで低下している(OECD [2002])。

この3大地域に続く世界第4位の天然ガス消費地域は域内供給の大きい中東であり、世界の天然ガス総消費量の8.2%を占めていた。中東に次いで、やはり域内供給の大きいアジアの6.5%, 日本を含むOECD太平洋の5.2%, ラテン・アメリカの4.1%, アフリカの2.6%, 中国の1.2%となっており、天然ガスは世界的により広範な地域で消費されるようになった(OECD [2002])。

1986~2001年の天然ガス消費量年平均伸び率はアメリカが0.4%, OECDヨーロッパが3.6

%, 日本が6.4%であった (OECD [2002])。先進諸国の中では日本の伸び率は大きかったが、無資源国と言われる日本では天然ガス消費も輸入LNG (Liquefied Natural Gas, 液化天然ガス) に頼らざるをえず、2000年でも天然ガス消費量は1次エネルギー総消費量の12.3%にとどまっている。しかし、現在では日本でも天然ガス消費の重要性が再認識されつつある (経済産業省 [2000])。韓国は1986年にLNGの輸入を開始し、天然ガス産業を急速に発展させた。2001年の天然ガス消費量は209億 m^3 で日本の1/4の規模であるが、同国の1次エネルギー消費に占める天然ガスの割合は、1990年の2.9%から2000年には8.8%へと急速に高まっている。所得水準の向上によって、高コスト・エネルギーであるLNGの利用が可能になったのである。

中国の天然ガス消費量は2001年でもまだ296億 m^3 と小規模であるが、1998~2001年には年平均9.6%で伸びており、今後の消費動向が注目されている。高度経済成長が持続している中国では電力、都市ガス産業の急成長、環境対策としての石炭消費の抑制などを背景に、天然ガス消費が急増しつつある。

3. 天然ガスの部門別消費動向

(1) 電力産業で急増する天然ガス消費

1998年の世界の天然ガス消費量は2兆3,400億 m^3 であったが、その部門別消費割合は電力産業が28.8%, 家庭および業務用が28.2%, 工業部門が26.3%, 原料用が14.2%であった (CE D I G A Z [2000])。

[イギリス] 1990年には発電設備能力合計の1%しか占めていなかったガス火力が2000年には40%に急増し、‘dash for gas’と言われた。1992年以降サッチャー改革の流れを受けて石炭産業の民営化、補助金削減が行われ、1980年代には発電設備能力合計の70%以上を占めていた

石炭火力の経済性が失われた (IEA [2002 c])。2000年には発電設備能力合計の26%を占めていた原子力発電が2023年に掛けて廃止されていくことが決定された。原子力発電よりもガス火力のほうがコスト的に有利であることが確認されている (IEA [2002 b])。こうして、‘dash for gas’となったのである。

イギリスではガス産業の規制緩和は1982年から始まり、長い年月を経て1998年に完了する。また、1988年に電力産業の自由化が提言され、1990年に電力プールが始まり、1999年5月には全電力市場に競争が導入される。こうして電力、ガス産業の参入障壁は低下し、両産業間で天然ガスの裁定取引も行われるようになり、競争が促進された。大口需要家向け市場では電力、ガス価格が大幅に低下し、石油、国産炭、原子力よりも相対価格が低い天然ガスが両産業で燃料、原料として急速に消費されることとなった。

1990年代にガス火力が伸びた原因はガス火力の技術進歩にもあった。それはコンバインド・サイクル・ガス・タービン (combined-cycle gas turbine, CCGT, 以下ガス・コンバインド・サイクルと略す) の導入である。従来のガス・タービンの熱効率は30~35%であったが、このガス・コンバインド・サイクルによって熱効率は50%以上になった (IEA [1997])。

ガス・コンバインド・サイクルは小規模でも熱効率が低下しないから、産ガス国で電力市場の小さな発展途上国や、規制が緩和されて投資家の価格変動リスクが高まった市場にも向いている (IEA [1995])。規制が緩和された市場では投資の価格変動リスクを回避するために、投資の現在割引率をより高く設定せざるをえなくなる。そのために小規模で資本集約度を小さくすることも可能なガス・コンバインド・サイクルが使われた。

とくに、新規に発電所を建設したり、新規に

参入してくる独立系発電業者はガス・コンバインド・サイクルを使うようになる。イギリスは大幅な規制緩和を行った国であり、しかも、産ガス国であるから天然ガス供給に不安はなく、ベース・ロード用にガス・コンバインド・サイクルを使う傾向が一段と強まった。

〔アメリカ〕 1990年代以降、アメリカでも電力産業で天然ガス消費が伸びている。アメリカでは1970年代初頭に規制によってガス不足が生じたために、1979年に制定された「発電プラントおよび工業燃料利用法」(the Power Plants and Industrial Fuel Use Act)で発電プラントや工業用大型ボイラーでの天然ガス使用が禁止された。発電プラントとしては石炭火力の増設が進んだ。しかし、規制が緩和されて天然ガス需給が緩和したために、1987年にこの法律は撤廃され、ガス火力の新設が自由化された。

アメリカでは1985年時点で石炭火力の発電コストがkWh当たり8～10セント、ガス火力が10～13セント、原子力が10～20セントであった(Flavin, Lenssen [1994])。このように原子力発電はコスト的にも不利であった。

エネルギー省の統計では電力産業は電力公益事業者(Electric Utilities)と非公益発電事業者(Nonutility Power Producers)に区分されている。電力公益事業者のガス火力発電電力量は1990年が2,641億 kWh、2001年でも2,644億 kWhと横這いであったが、非公益発電事業者のガス火力発電電力量は1990年の1,143億 kWhから2001年には3,666億 kWhへと急増している。規制緩和によって新規事業機会が広まり、ガス・コンバインド・サイクルの高熱効率や小規模発電の優位性を生かして、非公益発電事業者が発電電力量を急増させたのである。

〔フランス〕 イギリスやアメリカと違って電力産業で天然ガス消費量がほとんど使われて

いないのがフランスである。電力産業の天然ガス消費量は2000年で19億³m³、天然ガス総消費量の4.7%であるに過ぎない(OECD [2002])。フランスはドゴール時代から軍事目的で原子力開発を強化してきたが、官僚主導国家の同国はエネルギー政策でも経済性よりもエネルギー安全保障を重視し、原子力発電を増強してきたのである(IEA [2002 d])。

〔ドイツ〕 ドイツの電力産業における1973年の天然ガス消費量は140億³m³、天然ガス総消費量の14.0%であったが、2000年でも157億³m³にとどまっており、天然ガス総消費量の17.3%へと微増したに過ぎない(IEA [2002 e])。

ドイツはエネルギー供給安全保障を確立するとの建前で、石炭産業を保護してきた。この保護政策は、社会的市場経済の下で炭鉱労働者の雇用維持と中小炭鉱会社の経営を支援するために実施されてきた。ドイツの炭鉱は坑内掘りであり、国内炭の採炭コストは露天掘りの輸入炭価格よりも3倍も高い(IEA [2002 e])。この国内炭コストと輸入炭価格の差分が補助金として生産者に支給されてきた。

しかし、IEAやEUはエネルギー市場の自由化や財政再建の観点から補助金の撤廃を求めてきた。ドイツでも1998年に政府と産炭業者との間で補助金削減の合意が成立し、新法を制定して石炭補助金が削減されることになった。

1998年の選挙で原子力発電を継続するか撤廃するかが争点となり、2000年6月に政府と原子力業界との間で合意が成立し、既存の原発の操業は続けるが、新規増設はしないこととなった。こうした原子力をめぐる情勢の変化があったために、ドイツ政府は1999年に石炭火力の増強を表明し、2005年以降も石炭産業の保護を続けるとの方針を打ち出したのである。規制緩和時代の現在でも社会的市場経済の原則を崩していないドイツでは、イギリスやアメリカのように市

場原理が最優先されて発電燃料が選択されることはない。

〔日本〕 日本の電力産業における天然ガスの消費量は2000年で528億 m^3 であり、天然ガス総消費量の67.7%を占めている。部門別の天然ガス消費としては電力産業が頭抜けて大きく、アメリカやイギリス、フランス、ドイツには見られない特徴である。総発電電力量に占める電源別割合は1999年で原子力が34.5%、LNGが26.2%、石炭が16.7%、石油等が12.3%、水力が9.7%、その他が0.6%であった。

日本はエネルギー供給安全保障、環境保全を重視する立場から政策的に原子力を積極的に導入してきた。しかし、電力産業でも規制緩和が実施され、競争原理が導入されつつある現在、建設時に固定的投資が巨額で、しかも、バック・エンド・コストの掛かる原子力発電の経済性が問題視されるようになった。しかし、現状では原子力重視の政策は公式には変更されておらず、問題点の明確化を先送りした状態になっている。

日本の電力産業で原子力に次いで積極的に投入されてきたのがLNGによるガス火力である。LNGの輸入契約は20～25年間の長期契約であったが、そのことはエネルギー安全保障上むしろ好ましく、また、天然ガスは相対的にクリーンなエネルギーであるから環境保全にも適合的である、と考えられた。しかし、対日LNG貿易は産ガス国の売り手市場であり、日本のLNG輸入価格は輸入原油価格平均にリンクされているので、天然ガス価格が割安であるというわけではなかった（表2参照）。

2000年でも日本の輸入原油の71%は安定供給に不安があると考えられている中東原油であるが、輸入LNGの80%は安定供給が保たれていると考えられている環太平洋、アジア諸国産LNGである。したがって、エネルギー安全保障

をとりわけ重視してきた日本では発電用燃料としてLNGが原子力に次いで選好されてきた。総括原価方式（コスト＋適正利潤）によってコスト回収が保証されてきたから、LNG価格が石油価格に比べて割安ではなくとも、これまではそのことがエネルギー選択上の大きな問題にはならなかった。

（2）都市ガス産業、その他部門での天然ガス消費

世界的に非電力部門のなかで天然ガス消費量が多い部門は、家庭、業務用が中心で、それに輸送部門や農業などが続く（OECD [2002]）。ヨーロッパの家庭や業務用では都市ガスの用途の主体は暖房用であり、その結果、輸入天然ガス価格は競合燃料である中間留分の石油製品価格にリンクされている。このためにかえって家庭、業務用では燃料転換が起こりにくい。

日本では都市ガスの最大用途は給湯用で1世帯当たりのエネルギー消費量は2001年で107万kcal、暖房用が57万kcal、厨房用は31万kcalである。寒冷地では冬場に大量の灯油が暖房用燃料として使われている。

また、日本では家庭、業務用に2000年で768万トン、その他の用途も含めると1,841万トンもLPG（Liquefied Petroleum Gas、液化石油ガス）が使われている。カロリー当たり輸入単価が他の1次エネルギーよりも相対的に高いLPGが比較的多量に消費されているのも日本の特徴である。

欧米諸国に比べて日本では1次エネルギー総消費量に占める天然ガスの割合が少ないのは（表1参照）、家庭、業務用で都市ガスが使われる割合が相対的に少なく、灯油やLPGが使われる割合が大きいためである。

日本でも都市ガス産業で規制緩和政策が実施され始めたが、アメリカやイギリスで見られたような競争の激化は見られず、競争の浸透は漸

進的である。日本の大手都市ガス会社は団塊の世代を中心に過剰労働力を抱えているが、日本の経営（終身雇用、年功給、企業内組合）を踏襲してきており、急激な経営合理化を好まない。この点は大手電力会社も同様である。

また、日本では大手都市ガス会社4社の他に230社以上の中小都市ガス会社が存在する。これらの中小都市ガス会社は長距離幹線ガス・パイプラインを所有しているわけではないから、規模の経済に基づく自然独占力を発揮しうるとはとても思えない。しかし、これらの会社にも許認可制の下で地域営業圏が独占的に与えられ、総括原価方式によって一定の収益が保証されている。この場合の許認可制は自然独占力の行使を規制するためのものではなく、中小企業保護政策の一環として採られているのである。

こうした日本的許認可制も日本の都市ガス産業における規制緩和効果の浸透、合理化の進展を遅らせている。許認可制の下で保護された都市ガス会社には競合燃料である灯油やLPGの市場にあえて参入しなければならない必然性もなかった。灯油は都市ガスに対して価格競争力を持つが、LPGは必ずしも都市ガスに対して価格競争力があるとは言えない。

同様なことはドイツの都市ガス産業についても言いうる。第2次大戦後、社会的市場経済を標榜してきたドイツは、ナチス経済のような統制経済を排除して市場原理を尊重しつつも、完全雇用や中小企業保護を重視する政策を採ってきた。ドイツの都市ガス産業には1999年時点でルアー・ガス（Ruhrgas）などの大手輸送会社18社のほかに州を営業基盤とした地域配給事業者214社、市町村を営業基盤とした地方配給事業者516社が存在している。これらの多数の都市ガス会社には中小企業が多く、規制や事業慣行によって長年にわたって保護されてきた。

1998年にEUガス指令が出されて規制緩和が

要請されたため、ドイツは同年にエネルギー経済法を改定し、都市ガス会社の地域独占を禁止した。この改定によってドイツの都市ガス産業は法的には自由化が志向されることとなった。しかし、既存の排他的事業契約は20年間の継続が認められたため、都市ガス市場で競争が一挙に強まり、ガス価格が大幅に低下することはなかった（IEA [2002e]）。EUの規制緩和政策に対するドイツ的対応と言ってよい。

ただし、ドイツでは日本のようにエネルギー産業が電気事業法、ガス事業法、石油業法などのような個別事業法によって厳しく規制されることはなかった。ドイツで1938年に施行されたエネルギー経済法による電力、都市ガス産業に対する規制は緩やかであったし、むしろ、1957年に施行された競争制限禁止法では企業の独占的行為が禁止された。ドイツでは主に契約や取引慣行によって企業行動が規制されてきたのである。

(3) 工業部門

工業部門における天然ガス消費量はアメリカが頭抜けて大きく2000年で1,405億 m^3 を消費し、その38%は化学産業であった（OECD [2002]）。アメリカの場合石油化学のエチレン生産用原料に天然ガスが使われている。化学産業に次いで紙・パルプでの消費が11%、食品が10%で相対的に消費量が大きい。これらの産業はアメリカでは国際競争力のあるエネルギー多消費型産業である。

アメリカに次ぐドイツの工業部門におけるガス消費量は2000年で297億 m^3 、天然ガス総消費量の32.8%を占めていた。工業部門別消費割合は化学が40%、窯業が12%、紙・パルプが9%であった。

日本の工業部門は2000年で103億 m^3 のガスを消費し、そのうち鉄鋼が24%、化学が20%、輸送用機器が18%を消費していた。都市ガスと

言う区分で見た場合、2001年で都市ガス原料の88.6%が天然ガスであるが、工業部門への都市ガスの販売量は1990～2001年平均で8.4%伸び、家庭用は1.7%の伸びであった。この結果、2001年に初めて工業部門向け販売量が家庭用販売量を上回った。この工業部門への都市ガス販売量の大きな伸びはコージェネレーションの普及によるものである。

第2章 在来型天然ガス取引の特徴

第1節 長距離パイプライン取引の固定性

天然ガス取引がこれまで北米、OECDヨーロッパやロシアなどの特定地域に限定されてきた最大の要因は、ガス体エネルギー輸送の困難性、高コスト性にあった。中東から遠く離れた日米欧市場までの原油のタンカー輸送コストは1ドル/バレル前後である。原油価格が20～30ドル/バレルの範囲で変動しているとすれば、この輸送コストの割合は原油輸入価格の3～5%弱でしかない。パイプラインで石油を5,000km輸送したとしても、その輸送コストは50セント/100万 Btu 弱、総コストの10～20%弱であるから国際取引の大きな障害にはならない（IEA [1994]）。

石油とは違って、気体である天然ガスを輸送するにはパイプラインで輸送するか、マイナス162度で液化し、容積を約600分の1にしてLNGタンカーで海上輸送することになる。天然ガスの場合、パイプラインで輸送するかLNGでタンカー輸送するか、さらにはそれぞれの輸送距離の違いによって輸送コストに大きな差が出てくる。

天然ガスを陸上パイプラインで5,000km輸送したとすれば、その輸送コストは3ドル/100万 Btu も掛かる。海底パイプラインの場合に

は3,500kmほどで4ドル/100万 Btu にも達する（IEA [1994]）。

気体の天然ガスをパイプラインで輸送する場合には100～200kmごとにブースター・ステーションを設け、コンプレッサーで昇圧しなければならない。パイプラインの距離が5,000kmにも達すれば、ブースター・ステーションでの発電用燃料としての天然ガスの消費量は輸送量の15%にも及ぶ（熊崎 [2002]）。

輸送にパイプラインを使って新規天然ガス・プロジェクトに着手する場合には、①そのパイプライン輸送コストのみならず、②天然ガスの埋蔵量、③探鉱、開発、生産コスト、④出荷前の処理コスト、⑤契約販売量、⑥販売価格すべてが問題になる（Groenendaal [1998]）。さらには、⑦配給網の整備コストが掛かる場合もある。これら6～7項目すべてを総合的に判定しなければ、パイプライン輸送による新規天然ガス・プロジェクトに着手するか否かを判断することはできない。

中国の西部開発の一環である新規天然ガス開発プロジェクトの場合には、上流部門の開発コストは34億ドル、パイプラインの建設コストは59億ドル、配給網の整備コストは83億ドル、総コストは176億ドルもの巨額な投資を必要とする（IEA [2002 f]）。

このような巨額な投資資金の回収期間は長期化し、天然ガスの販売契約期間は20～25年の長期間となる。さらに、その投資資金の回収を確実にするために、天然ガスの売り手はテイク・オア・ペイ（take or pay）条項を契約に付け、買い手が契約量を引取れない場合には買い手に全量ないし一定量分の代金支払い義務を負わさせる。売り手は供給量を確保する義務を負う。かくて、売り手と買い手の関係が固定され、需給調整は短期的、中期的に石油取引に比べてはるかに固定的、非弾力的になる。また、投資資

金の回収を確実にするために、通常、高稼働率で操業を開始するから、余剰供給能力もない。

ヨーロッパ諸国で長期契約形態に変化が現われるのは、1990年代に天然ガス消費が増大し、規制緩和と政策が進展し、ガス対ガス (gas to gas) の販売競争が激化してからである (Stern [1998], Mabro, W.-Bond [1999], I E A [2002 d])。

アメリカのガス田 (油田) には多数の産ガス業者が存在する。したがって、井戸元市場は伝統的に州際幹線パイプライン会社の買い手市場であり、州際幹線パイプライン会社が建値を設定して天然ガスを購入し、それを配給会社に販売してきた。1938年に制定された天然ガス法 (the Natural Gas Act) で州際幹線パイプライン会社の自然独占を抑え、消費者の利益を守るために、連邦動力委員会 (the Federal Power Commission) がコスト・ベースでパイプライン輸送料を規制するようになった。

1978年から1992年に掛けてアメリカの天然ガス産業で規制撤廃が完了するまでは、州際幹線パイプライン会社の天然ガス販売契約は固定的で非弾力的なテイク・オア・ペイ条項付きの長期契約であった。

ガス田での生産調整には限りがあるため、州際幹線パイプライン会社や配給会社は地下貯蔵タンクを所有して需要の変動に対して供給量を調整してきた。規制緩和 (市場の自由化) 以前には短期的な需給調整は、価格調整ではなく数量調整によって行われてきた。不需要期にガスを地下貯蔵タンクに満たし、需要期に放出してきたのである。

第2節 LNG供給の固定性

LNGプロジェクトの場合には、①探鉱、開発、生産コスト、②前処理コスト、③液化コス

ト、④LNG専用タンカーによる輸送コスト、⑤受入国での再ガス化コストが掛かる。LNGプロジェクトも新規 (grassroot) の場合と増設の場合とでは総コストはだいぶ違う。1978年に操業開始となったインドネシアのアルーン第1期プロジェクトの液化能力は3トレインで450万トン/年、その総コストは17億ドルであった (I E A [1996])。

1990年代前半でLNG専用タンカーの建設コストは積荷トン当たり、石油タンカーの8~10倍であった。また輸送中もLNGをマイナス162度に保っておかなければならないから、輸送コストも高くつく。LNG専用タンカーの輸送コストがわずか2,500kmほどで2ドル/100万Btuに達していたのは、こうした事情による。

600万トン/年の新規LNGプロジェクトの場合、液化コスト、LNG専用タンカーなどの輸送設備コスト、再ガス化設備コストの合計で50億ドルほど掛かり、その内訳は液化コストが50~60%、輸送設備コストが25~35%、再ガス化コストが15%ほど掛かる場合が多かった (I E A [2002 d])。

結局、新規LNGプロジェクトの場合も新規パイプライン・プロジェクトと同様に巨額な投資コストを回収しなければならないから、売り手はテイク・オア・ペイ条項と輸入国の受入基地で所有権が移転するエクス・シップ (Ex-ship) 条項付きで、20~25年の長期契約を求めた。天然ガス市場が成熟していない時代の新規LNGプロジェクトに余剰能力はなく、売り手と買い手との関係は長期に固定された。

LNGの場合に売り手は契約に基づいて供給に責任を負うが、需給調整は輸入基地の貯蔵タンクを使って行われる。日本は世界最大のLNG輸入国であり、2000年でLNG1,218万m³のLNG貯蔵能力をもち、再ガス化能力は6億m³/日である (I E A [2000])。

第3章 天然ガス取引の変貌

第1節 規制緩和による新たな取引形態の出現

天然ガス産業においても規制緩和が世界各国で進展し、法的、制度的枠組みが改革されている。その要点は、①パイプライン、地下貯蔵タンク、LNGタンクにサード・パーティー・アクセス(TPA)を認める、②輸送業務、貯蔵業務、販売業務を分離させる、の2点である。産ガス業者やLNG輸入業者と最終需要家との直接取引を拡大させ、天然ガス産業に競争を導入し、最終需要家に利益を還元しようとするのが、その政策の狙いである。

エネルギー政策にも多様な意図が込められている。軍事目的、エネルギー安全保障(安定供給先の確保)、エネルギー関連産業での雇用確保、エネルギー関連の中小企業保護、補助金支出などによるエネルギー消費者保護、環境保全、税収確保、海外からの自国エネルギー産業に対する競争圧力の遮断、などである。したがって、天然ガス産業で規制緩和が進められ、法的、制度的枠組みが変更されても、多様な意図をもつエネルギー政策の重点の置き方によって規制緩和の進捗状況は国によって違ってくる。

規制緩和、エネルギー関連デリバティブ市場の発達、新技術の導入など多様な条件が整って、天然ガス産業で自由化が進展すると、需給調整が数量調整中心から価格調整中心へと変化してくる。

自由化が進展して主に価格調整によって需給調整が行われるようになれば、需要家や裁定取引業者やデリバティブ市場参加者である金融関連業者などが価格変動リスクを負うことになる。大口需要家やマーケットター(ディーラー、プロ

ーカー)は短期的な市場の価格変動を見ながら天然ガスのみならずパイプライン輸送能力、貯蔵能力を売買し、裁定取引やデリバティブ取引などを行って、需給を調整するようになる。

かくて、天然ガス市場に新たに短期市場も形成される。この短期市場がうまく機能するためには参加者が多数で厚みのある市場でなければならない。厚みのある市場で信頼にたる相場が形成されると、この短期市場の相場を基準に長期契約価格が決まってくる。

1980～90年代に多様な自由化の条件が整ったアメリカとイギリスでは天然ガス市場が変貌を遂げた。長期契約の期間は20～25年から8～10年に短縮され、同時に短期市場が発展した。イギリスほど自由化が進展していない大陸ヨーロッパではまだ在来型の20～25年の長期契約が多いが、契約期間が8～10年に短縮された期間契約も出てきている。

規制が緩和され、短期的な需給調整が一段と重要になると、暖房用ガス需要のピーク時にガス供給を中断する契約が大口の工業需要家や発電業者と都市ガス会社との間で結ばれるようになる。大口需要家は供給中断量によって2～20%の価格割引を受ける。これらの大口需要家は、供給中断されたら燃料を転換する。

アメリカでは1998年の天然ガス総販売量の28%が供給中断可能契約によっていた。イギリスでは2000年の天然ガス総販売量の26%が供給中断可能契約によっていた。大陸ヨーロッパでも供給中断可能契約が結ばれているが、実際に供給中断が実施されることは少ない。

第2節 短期パイプライン取引の出現

1. トレーディング・ハブの形成

1985年にアメリカの連邦エネルギー規制委員会が制定し、1986年から施行された指令436号

で州際幹線パイプラインにサード・パーティー・アクセス (T P A) が認められ、パイプライン網の結節点であるハブ (hub) で天然ガスの短期取引が行われるようになった。

2000年には天然ガス取引が行われているトレーディング・ハブ (trading hub) がアメリカには39ヵ所あった。

ヘンリー・ハブでは天然ガス、パイプライン輸送能力、貯蔵能力が長期、短期で取引されている。ヘンリー・ハブの短期スポット取引価格が長期契約価格やデリバティブの先渡し (forward) 取引価格、ニューヨーク商品取引所の先物 (future) 取引価格、パイプラインによる天然ガス輸入価格、L N G輸入価格などの基準になっている。

ヘンリー・ハブは厚みのある市場であり、一定量の天然ガスが多数の市場参加者の間を転々と取引されているが、そのチャーン・レイシヨウ (churn ratio) は100:1である。つまり、一定量の天然ガスが最終的に引取られるまでに100回取引されている。こうして、様々な取引価格の基準となる相場がヘンリー・ハブで形成されているのである。

規制緩和は天然ガス産業だけで進展しているだけではなく、関連産業では電力産業でも進展している。その結果、トレーディング・ハブでは天然ガス産業と電力産業との間でも裁定取引が行われている。電力市況に比べて発電用天然ガス価格が割高のときは、ガス火力を停止して、天然ガスをトレーディング・ハブで売却し、低コスト燃料の石炭で発電したり、スポット市場で電力を購入する。

こうして、天然ガス産業と電力産業との間でも裁定取引が発展する。また、それだけにとどまらず、両業界の企業が相互に進出しあうことになり、企業合併や買収も欧米市場では顕在化している。

天然ガス産業は需要が短期的に変動しやすい産業である。規制が撤廃されて価格が短期的に変動するようになると、いくらヘッジ手段を講じていても、その価格変動を確実に予見することはできない。したがって、長期的に巨額な建設コストが掛かるアラスカ・パイプライン建設や新規L N G輸入基地建設の判断が難しくなる (E I A / D O E [2001 a], [2001 b])。

アメリカでは規制緩和によって市場に競争が導入され、とくに大口需要家向け天然ガス価格が低下したから、消費者への利益還元という規制緩和の狙いがかなり達成されたと言えよう。しかし、価格変動が大きくなって長期的な投資の判断が難しくなったことは、規制緩和時代のアメリカ天然ガス産業が抱えた新たな課題である。

2. 天然ガス・パイプライン貿易の拡大

2001年の世界の天然ガス貿易は6,700億 m^3 、石油換算1,400万バレル/日強であった (O E C D [2002])。同年の世界の石油貿易は4,400万バレル/日であるから、天然ガス貿易は石油貿易の32%ほどである。世界の天然ガス消費量は石油消費量の60%の規模なので (表1参照)、石油との比較で言えば、世界の天然ガス消費は貿易に依存する割合が相対的に小さいことがわかる。輸送距離が長くなればなるほどパイプラインでもL N Gでも天然ガスの輸送コストは石油の輸送コストよりもはるかに大きくなる。天然ガス貿易の発展にはこの点に制約要因があった。

1998~2001年の期間で見ると、世界の天然ガス貿易のおよそ78~79%はパイプライン貿易であり、21~22%がL N G貿易である (O E C D [2002])。2001年における世界の天然ガス・パイプライン貿易で最大の輸入市場はO E C Dヨーロッパであり、その輸入量は2,710億 m^3 、世

界の天然ガス・パイプライン輸入量の52%を占めている。フランスやドイツなどのヨーロッパ大陸の天然ガス大消費国はエネルギー供給安全保障の観点から、輸入先をロシア、オランダ、ノルウェー、アルジェリアなどに分散化している(Mabro & Wybrew-Bond [1999])。

天然ガス・パイプライン貿易の世界第2位の輸入市場はアメリカであり、2001年には1,070億 m^3 、世界の天然ガス・パイプライン輸入量の20%を占めていた(OECD [2002])。規制緩和が進展し、アメリカ国内の天然ガス市場では自由化が進み、短期市場が発達しているから、カナダの対米天然ガス輸出価格もアメリカ国内の天然ガス短期市場価格に連動している。

天然ガス・パイプライン貿易の範囲はパイプライン網が及んでいる範囲に限定されるし、その貿易自由化の進捗状況は輸入国市場の自由化の動向に決定的に制約される。したがって、天然ガス・パイプライン貿易によってグローバルな天然ガス市場を形成するには限界があり、天然ガス価格には規制緩和後にも相対的に大きな地域差が残っている。

第3節 LNG貿易の変質

1. LNG短期取引の出現

1998～2001年で世界のLNG貿易量は天然ガス貿易量の21～22%ほどであるが、2001年のLNG貿易量1,459億 m^3 のうち777億 m^3 、全体の53.2%を日本が輸入している。日本のLNG輸入量に韓国の輸入量212億 m^3 と台湾の72億 m^3 を加えると1,061億 m^3 となり、全体の72.7%に達する(OECD [2002])。

2001年のアメリカの天然ガス消費量は6,080億 m^3 で世界最大であるが、同国はパイプラインで1,070億 m^3 の天然ガスを輸入し、LNGでは59億 m^3 しか輸入しておらず、LNGの輸入依存

度は1.0%である。

2001年のOECDヨーロッパの天然ガス消費量は4,900億 m^3 であり、LNG輸入量は398億 m^3 で、その輸入依存度は8.1%である。OECDヨーロッパと言っても現状ではLNG輸入国はフランスと南ヨーロッパ諸国であり、輸出国のアルジェリア、ナイジェリアなどに相対的に近く、天然ガスがパイプラインで輸出されるロシアやノルウェーからは遠い国である。

LNG取引契約はテイク・オア・ペイ条項とエクス・シップ条項付の20～25年の長期契約が一般的であったが、LNG取引にも短期スポット取引やスワップ取引など弾力的な取引が増えつつある。1992年には短期スポット取引とスワップ取引の合計量は11億 m^3 で、世界のLNG貿易合計の1.3%でしかなかったが、2001年には114億 m^3 、世界のLNG貿易量合計の8%を占めるまでに拡大してきた。

このように短期スポット取引やスワップ取引が増えてきた第1の要因はLNGプロジェクト・コストの低下にある。LNGプロジェクトは資本集約的で規模の経済が働く典型的なプロジェクトである。その結果、液化設備の名目コストは1960年代にはLNG 1トン/年当たり550ドルであったが、1970～80年代には350ドルに低下し、1990年代には200ドル弱までに低下した。

LNG船の名目建設コストも低下している。1980年代末～90年代初頭には13万5,000トン級の建設コストは2億5,000万ドルであったが、2001年には1億7,000万ドルに30%強も低下している。

LNGプロジェクトのコストが下がってくると、産ガス国は20～25年の長期契約で全量を販売する必要はなくなる。長期契約を十分確保しえない場合には、むしろ、一定量を短期契約で輸出してでも、プロジェクトの稼働率を高めた

ほうが有利になる。

ナイジェリア、カタール、オマーンなどの新興LNG輸出国が出現してきたために、LNG貿易が売り手市場から1990年代後半には買い手の言い分がある程度通る市場に変化してきている。この変化が長期に続くかどうかは現状では必ずしも明確ではない。現状では長期契約を結んだLNG輸入国が需要の伸びに合わせて段階的に輸入量を増やしているが、それに対する産ガス国の供給力には余裕がある。2001年末には液化プラントの余剰能力は世界全体で120億m³ほどである。LNG短期取引が増えている第2の要因はこの余剰能力の存在にある。

2001年では世界で128隻のLNG専用タンカーが運航されているが、このうち長期用船されておらず、スポット用船に回せるLNG専用タンカーは5～6隻だけである。しかし、世界的な天然ガス需要の増大を背景に2002年末には53社がLNG専用タンカーを発注している。そのうち23隻については特定の長期プロジェクトが未定である。いわゆる、「自由籍船」(free ship)の建造であり、これらが2004年以降にはスポット用船に回されることになる。

LNG貿易で短期スポット、スワップ取引が増えている第3の要因は、輸入国の天然ガス市場で規制緩和が進展していることにある。たとえば、アメリカで天然ガス価格が高騰した2000年末から2001年初頭には長期契約で調達しているLNGの一部がヨーロッパからアメリカに回され、ヨーロッパではインターコネクター・パイプラインを使って不足分が短期スポットで購入された。

2. LNG長期契約条項の見直し

短期契約が増えているとは言え、2001年でもLNG貿易量の92%は長期契約である。消費国では天然ガス市場が規制緩和によって自由化さ

れ、産ガス国ではLNG供給に余力があるために、LNG貿易の長期契約条項も弾力的に見直しされつつある。LNG長期契約の期間は20～25年であつたが、15年あるいは3～8年の中期契約も出てきており、テイク・オア・ペイ条項も緩和されだした。

ヨーロッパ向けLNG貿易ではシェルがオマーンLNG (Oman LNG) と年間70万トンを取引する5年契約を結んだ。取引開始は2002年であり、仕向け地はスペインである。BPはアブダビのアドガス (Adgas) と年間最大75万トン、2002年から3年間の契約を結んだ。この取引量は弾力的で30万トン、50万トン、75万トンに変更可能である。所有権の移転は本船渡し (fob, free on board) である。

アジア向けLNG長期契約も弾力化してきている。たとえば、2002年2月に日本の東京ガス、大阪ガス、東邦ガスとマレーシアLNG (Malaysia LNG, Tiga) との間で結ばれた契約では、年間68万トンで20年間、追加分として年34万トンが取引される。この追加分の取引量は毎年変更される。取引りは2004年から始まる。在来契約では年間取引量を5～10%しか変更しえなかったが、この短期契約と長期契約の組合せによって40%の変更が可能になった。

国際石油会社大手であるエクソン・モービル (Exxon Mobil) の見解によると、LNG専用タンカーの規模は今後さらに大型化され、単位輸送コストが低下する。それによってLNGをさらに遠距離まで運ぶことが可能となり、地域市場間の連動性もさらに出てくる。

LNG市場はアメリカとヨーロッパとの間の大西洋市場と日本を中心とするアジア市場に分けられてきた。LNG市場としては大西洋市場のほうがアジア市場よりも弾力化している。アメリカやイギリスのほうが電力産業や都市ガス産業の自由化が進み、天然ガスの需給調整が数

量調整から価格調整に移り、しかも、電力部門を中心とした天然ガス需要の伸びを上回るスピードで供給力が拡大しているからである。

アジア市場では消費国のエネルギー産業の規制緩和がまだ初期段階にあること、世界最大のLNG輸入国の日本では原子力の将来的位置付けがはっきりしていないこと、中国やインドなどの新興市場諸国でのLNG需要の伸びに不確定要素が多いことなどから、LNG市場の弾力化も大西洋市場には遅れを取っている。しかし、そのアジア市場でもLNGの長期契約が弾力化し、日本、韓国、台湾間などですでに裁定取引が始まっており、LNG貿易の弾力化も始まっている。世界のLNG取引もじょじょに弾力化してきているのである。

結び 天然ガスへの期待

天然ガスはエネルギー供給安全保障、環境保全、規制緩和（市場原理の活用）と言う現代の1次エネルギー需給にかかわる課題に相対的に応えうる炭化水素系エネルギーである。

エネルギー供給安全保障について見ると、1990年代後半に至ってIEAを中心にこの点に対する懸念が繰り返して表明されるようになった（IEA [2002a]）。政治情勢が不安定な中東の石油に対する依存度がまた高まってきているからである。たとえば、1985年には世界の原油生産量に占める中東原油の割合は18.6%であったが、2001年には29.8%へと高まっている。非中東原油の生産量が伸び悩んでいるために、同年末時点で世界の原油確認埋蔵量の65.3%が集中している中東で原油生産量が増えているのである（表3参照）。

2001年末の世界の天然ガス確認埋蔵量は155兆 m^3 で、旧ソ連に36.2%、中東に36.1%、アジア太平洋に7.9%、アフリカに7.2%、北米に4.9

%、中南米に4.6%などと、原油確認埋蔵量に比べて各地域に分散されている。しかも、原油と違って、世界各地で天然ガスの埋蔵量は増大傾向にある。

天然ガスは輸送コストが掛かるから供給地としては消費地ないしその近傍が優先される。2001年の世界の天然ガス生産量に占める地域別割合は北米が30.9%で最大であり、次いで旧ソ連の27.5%、ヨーロッパの11.9%、アジア太平洋の11.4%、中東の9.3%などとなっている。現状では天然ガス消費を拡大することで、結果的に石油の供給安全保障に対する懸念を緩和しようとする1次エネルギー消費国が増えているのである。

天然ガスは環境保全にも他の炭化水素エネルギーに比べて有効である。温室効果ガスの排出比率は炭素換算で石炭を100とすれば石油83、LNG74である。天然ガスの主成分であるメタン（ CH_4 ）は炭素原子1に対して水素原子4をもっており、他の炭化水素系エネルギーよりも水素比が大きく、燃焼時に温室効果ガスが排出されにくい。硫黄や粒子状物質も分離プラントで大部分除去されるし、燃やしても灰が出ない（Flavin, Lenssen [1994]）。

しかも、熱効率の高いガス・コンバインド・サイクル発電では発電電力量単位当たりの二酸化炭素排出量は石炭火力の半分である。イギリスは環境保全で大きな成果を上げてきた。2010年に二酸化炭素の排出量を1990年のレベルよりも12%削減すると約束した京都議定書の目標を既に達成しているが、それには石炭火力をガス火力に転換したことが大きく貢献している。

天然ガス利用のコストも低下傾向にあり、最終需要家のコスト意識が強まっている大競争時代のエネルギーにも適合的である。その要因は上流部門での供給力の拡大、技術革新によるコスト低下、規制緩和ないし撤廃による市場価格

表3 天然ガス、原油の確認埋蔵量，2001年末

	天然ガス			原油		
	1 兆立方m	構成比%	可採年数	10億 b	構成比%	可採年数
北米	7.55	4.9	10.0	63.9	6.1	13.5
中南米	7.16	4.6	71.6	96.0	9.1	38.8
ヨーロッパ	4.86	3.1	16.1	18.7	1.8	7.8
旧ソ連	56.14	36.2	78.5	65.4	6.2	21.1
中東	55.91	36.1	245.0	685.6	65.3	86.8
アフリカ	11.18	7.2	90.2	76.7	7.3	27.4
アジア、太平洋	12.27	7.9	61.9	43.8	4.2	15.6
世界合計	155.08	100.0	61.9	1050.0	100.0	40.3

(出所) “BP statistical review of world energy” June 2002.

の低下，などである。

天然ガスの開発技術には石油開発技術がそのまま使われるが，石油開発技術は水平掘り，3次元，4次元探査技術の発展によって，回収率が向上している。LNG関連では上流の液化，タンカー輸送技術の進歩によってLNGプロジェクト全体のコストが低下している。かくて，高所得国に限らず，中所得国でもLNGを利用することができるようになった。

天然ガスは輸送用燃料としてはほとんど使われていない。この点が石油に比べて天然ガスの弱点である。しかし，天然ガス車や燃料電池車は実用実験段階には到達しており，長期見通しでは輸送用燃料として天然ガスが使われる可能性も増している（IEA [2002a]）。

電力産業や都市ガス産業は公益事業でありながら，自然独占力を持つ産業であるとの理由から1930年代の不況期に産業規制の対象にされた。しかし，1950年代末には産業組織論者のグループが鉄道や航空業界に対する規制について，その後，1960年代初頭には公益事業に対する規制の調査を実施し，これらの規制が高コストや技術革新の遅れをもたらし，資源配分を歪めていると指摘していた（Vietor [1994]）。

アメリカで規制撤廃論が本格化するのは1960

年代末に経済がインフレ化してからである。

1970年代初頭には規制によって価格引上げを抑制されていた天然ガスの供給がインフレの高進によって阻害され，供給不足になった。学問的には1971年にコーネル大学の Alfred Kahn が “The Economics of Regulation” を，さらにはシカゴ大学 George Stigler が “The Theory of Economic Regulation” を著して規制撤廃論を展開した。

インフレ対策としての所得政策などはインフレを定着化させる結果に終わったために，政策次元にも規制撤廃論が浸透し，カーター政権末期からレーガン政権期にかけて産業規制が撤廃されてゆく。同様な施策はサッチャー政権下のイギリスでも採られた。規制の撤廃は競争を促し，金融部門などを中心にいわゆるグローバル化（国際的な競争）を進展させた。競争は競争を呼び起こし，EUや日本では産業競争力の強化，ミクロ経済の再生と言う観点から規制緩和政策が実施されていく。アメリカやイギリスでは明らかに規制撤廃効果によって電力，ガス価格は低下しているのである。

このように天然ガスは現代のエネルギー部門における主要な課題に相対的に応えうるエネルギーであり，10年後には，世界の1次エネルギー

一消費に占めるその割合は石炭を抜いて、石油に次ぐ重要なエネルギーになっている、と I E A は見ている (I E A [2002 a])。

[引用文献]

- 経済産業省資源エネルギー庁編 [2000]『見つめよう！我が国のエネルギー』経済産業調査会。
- 熊崎 照著 [1996]『ガス体エネルギー』オイル・リポート社。
- 矢島正之著 [2002]『エネルギー・セキュリティー』東洋経済新報社。
- BP [2002]“BP statistical review of world energy, June 2002”.
- CEDIGAZ [2000]“Natural Gas in the World, 2002 Survey”.
- EIA/DOE [2001a]“US Natural Gas Market, Recent Trends and Prospects for Future”.
- EIA/DOE [2001b]“US Natural Gas Markets, Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply”.
- EIA/DOE, <http://www.eia.doe.gov/oil-gas/natural-gas/restructure/html>
- Flavin, C., Lenson, N.[1994]“Power Survey”, New York. 山梨晃一訳『エネルギー大潮流』ダイヤモンド社, 1995年。
- Groenendaal, W. J. H. [1978]“Economic Appraisal of Natural Gas Prospects” Oxford, Oxford University Press.
- IEA [1992]“Energy Policies of IEA Countries, 1992 Review”.
- IEA [1994]“Natural Gas Transportation”.
- IEA [1995]“The IEA Natural Gas Security Study”.
- IEA [1996]“Asia Gas Study”.
- IEA [1997]“Natural Gas Technologies : a Driving Force for Market Development”.
- IEA [2000]“Flexibility in Natural Gas Supply and Demand”.
- IEA [2002a]“World Energy Outlook”.
- IEA [2002b]“Energy Policies in IEA Countries, 2002 Review”.
- IEA [2002c]“Energy Policies of IEA Countries, the United Kingdom 2002 Review”.
- IEA [2002d]“Flexibility in Natural Gas and Demand”.
- IEA [2002e]“Energy Policies of IEA Countries,

Germany 2002 Review”.

IEA [2002f]“Developing China's Natural Gas Market”

Mabro, R., Wybrew-Bond I. [1999]“Gas to Europe” Oxford.

Miyamoto, A. [2002]‘Natural Gas in Japan’, Bond, I.W. and Stern J.ed, “Natural Gas in Asia” Oxford, chapter 4.

OECD “Natural Gas Information” 2002.

Stern, J.P.[1998]“Competition and Liberalization in European Gas Market” London.

Vietor, Richard H. K. [1994]“Contrived Competition” The Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts, London, England.