

米国のガス価格高騰の背景と今後の動向

エネルギー動向分析室 研究員 山中 裕之

はじめに

米国の天然ガス価格が高騰している。2003 年 2、3 月には米国天然ガス価格の基準であるヘンリー・ハブ(ルイジアナ州)渡しスポット価格の月平均価格が百万 Btu 当たり 7\$ 超、3 月には瞬間的に同 10\$ を越えるレベルにまで上昇した。2003 年 1~8 月までの月間平均値も同 6.0\$ と前年同期比の倍以上の価格高騰となっている。

こうした事態に、天然ガス価格が米国経済に与える影響が懸念され始め、6 月には米国連邦準備制度理事会 (FRB) のグリーンSPAN 議長が、高騰を続けている同国天然ガス価格に対し、その継続が米国マクロ経済に影響を及ぼす可能性があると言及するに至っている。こうしてガス価格の動向に大きな注目が集まるようになった。

一方、現在 米国では高い天然ガス価格を背景に、ガス供給源として LNG に注目が集まり、受入基地の運用再開や新規建設などさまざまな計画が動き始めている。一大天然ガス消費国である米国のこうした動きは、世界の LNG 市場ひいてはアジアの LNG 市場にも影響する可能性があると考えられる。

そこで本稿では、価格高騰の原因を需給をベースに分析し、それを踏まえて今後の展開を展望することとする。

1. 天然ガスの価格動向

米国における天然ガス価格には、各取引チェーンの段階毎に、

井戸元価格

取引集積地 (ハブ) での引渡し価格

主要消費地 (都市) でのシティゲート価格

最終ユーザー価格

などに分類される。また最近では New York Merchantile Exchange (NYMEX) での先物取引においても先物商品として取引され、その価格動向が注目されるようになっている。

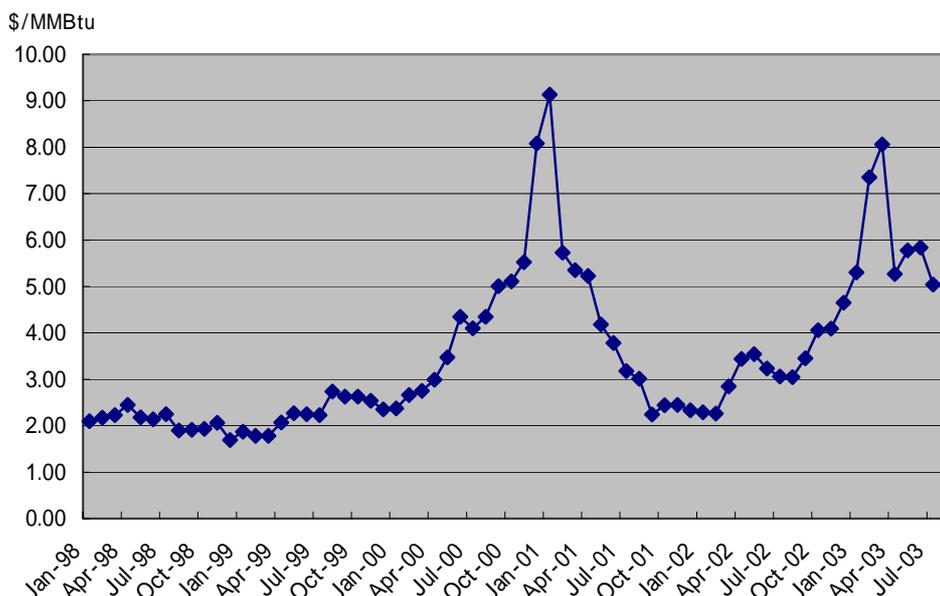
米国エネルギー省、米国ガス協会、各種専門誌等で様々な価格データが収集・発表されているが、ガス価格の基準として最も多く用いられるものの 1 つがガス取引の最も主要なハブであるルイジアナ州ヘンリー・ハブ渡しでのスポット価格である。

このヘンリー・ハブ渡し天然ガス価格によって米国のガス価格動向を見ると、まず 1990 年代は 1999 年まで百万 Btu 当たり 1\$ 後半から 2\$ 台でほぼ安定的に推移していた。

しかし、2000 年後半から価格は上昇し始め、12 月には瞬間的に 10\$ を越え、翌 2001 年 1 月には月平均値でも 9\$ 台をつける大幅な高騰となった¹。

その後、2001 年後半に価格は一旦低下し同年 9 月から翌 2002 年 2 月の間は 2\$ 台での推移となった。しかし、3 月以降は再び上昇傾向をたどり、4 月に 3\$ 台、10 月に 4\$ 台、翌 2003 年 1 月に 5\$ 台を超え、2003 年 3 月には月平均値で 8\$ の水準にまで高騰し、現在も 4~5\$ の高い水準を維持している (図.1)。

(図.1) ヘンリー・ハブ渡し天然ガス価格の推移



出所：Energy Intelligence データからエネ研作成

2. 需要動向

米国では比較的早く 19 世紀から天然ガスが利用されてきた。その多くは石油開発に伴う随伴ガスが主流であった。第二次大戦後にパイプラインの製造・敷設技術が発達し米国全土に供給網が整備されると天然ガスの消費はさらに拡大した。2002 年での米国の天然ガス消費量は年間 22.5 兆立方フィートであり、世界第 1 位となっている (図.2)。また米国内においても天然ガスは、石油に次いで大きな 1 次供給エネルギー源となっている (図.3)。

米国での主要な天然ガス消費部門は産業用である。2002 年実績で、産業用の消費は全体の 35% を占めており、次いで電力用 27%、家庭用 23%、商業用 15% となっている。

¹ 2000 年後半からの価格高騰とその背景については、小山 堅、宇佐美 崇「米国・エネルギー価格高騰の背景 - 天然ガス」(日本エネルギー経済研究所ホームページ。2001 年 2 月掲載) を参照。

この用途別消費量の推移を月次で見ると、天然ガスの需要は冬がピークであることが分かる。これは、天然ガス消費の特徴を示しており、全体としては産業用を需要の中心としながら、夏は電力用の電力需要対応、冬は家庭用の暖房、給湯のために消費量が大きく変動する。特に冬の家庭用需要は他の需要を大きく上回るものとなっており、2002 年実績では需要のピークである 1 月の消費量は、家庭用が 8,230 億立方フィート、産業用が 6,630 億立方フィート、電力用が 3,770 億立方フィートと、家庭用が産業用、電力用を各々 24%、118%回っている。

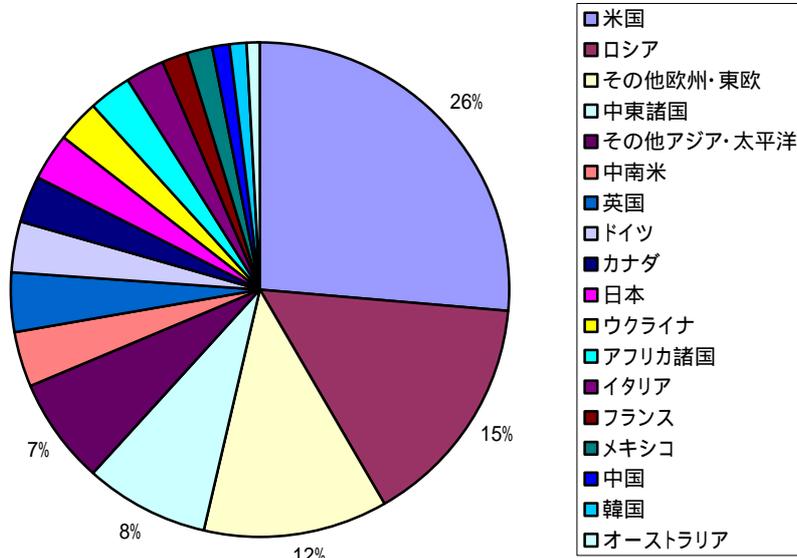
2000 年の天然ガス価格高騰時の消費の特徴としては、特に需要が増加したのはやはり家庭用で、2001 年 1 月には 9,770 億立方フィートの消費となった。これは 1998~2000 年の 3 ヶ年の 1 月の平均値である 8,617 億立方フィートを 13%上回る。同様に他部門の比較を行うと、商業用は、2001 年 1 月の 5,030 億立方フィートに対し 1998~2000 年の 3 ヶ年平均値が 4,603 億立方フィートで 9%増、電力用が 2001 年 1 月の 3,400 億立方フィートに対し 3 ヶ年平均が 1,790 億立方フィートと 73%増と大幅な増加となっている。しかし、産業用のみ、2001 年 1 月の 6,840 億立方フィートに対し 3 ヶ年平均値が 8,083 億立方フィートと 15%程度減少する結果となっている。

上記および図.4 から分かるのとおり、2000 年の天然ガス価格高騰は、天然ガスの消費動向に「産業用消費の低下」と「電力用消費の増加」という変化をもたらした。これは、産業部門については高いガス価格と経済の低迷が、電力部門については電力の自由化が進む中で、より有利な電源として天然ガスへのシフトが進んだことが要因として考えられ、2001 年 9 月から 2002 年 9 月まで、天然ガス価格は再び百万 Btu 当たり 2~3 \$ 程度に低下したが、消費動向は変わっていない。

2002 年 10 月以降、天然ガス価格の百万 Btu あたり月平均値は 4 \$ を超え、以降も 4~8 \$ の高い水準を保っている。特に 2002 年末から 2003 年初はいわゆる厳冬であったこともあり、消費のピークである 2003 年 1 月は家庭用が 9,520 億立方フィートと対前年同期比 16%増加している。その他では商業用が 4,930 億立方フィートの消費で同 15%増、産業用が 6,510 億立方フィートで 1.8%減少、電力用が 3,670 億立方フィートで 2.7%の減少となっている。

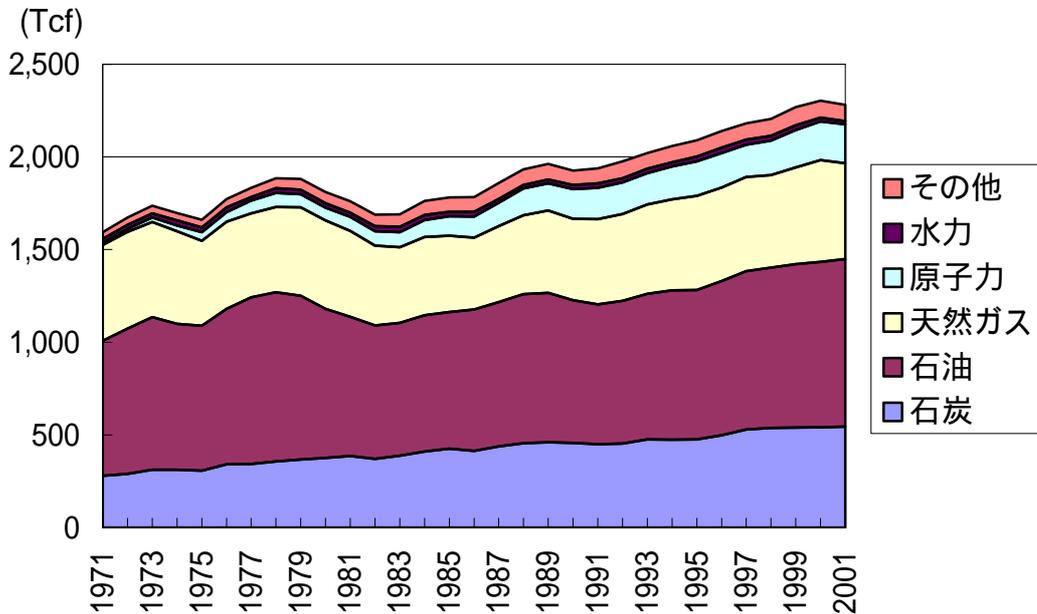
以上のとおり、2000 年冬からの価格高騰期および 2002 年末からの価格高騰期は、いずれも家庭用を中心に天然ガス需要が大きく伸び、需給逼迫の一因となったということができよう。また、現在の天然ガス消費の特徴として、気温感応度の高い家庭用の変動が非常に大きく、電源のシフトが進んだ電力用が堅調に増加し、主要な消費部門であった産業用は景気の低迷により横ばい状態にあるといえる。

(図.2) 国別、地域別天然ガス消費量



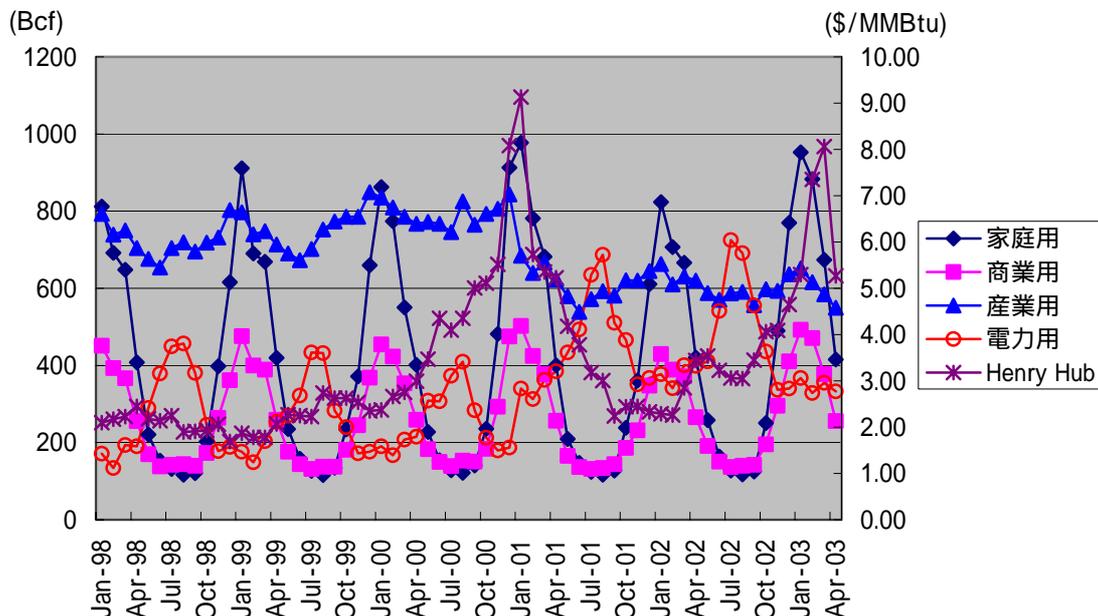
出所 : BP Statistical Review of World Energy 2003

(図.3) 米国 1 次供給エネルギーの内訳



出所 : IEA 「Energy Balances of OECD Countries」

(図.4) 部門別天然ガス消費量 (月次)



出所：EIA ホームページからエネ研作成

3. 供給動向

3.1. 国内生産

米国の天然ガスは、ヘンリー・ハブを有するルイジアナやテキサスなど中南部地区で大半が生産されており、上記 2 州だけで全米の半分以上を生産している (図.5)

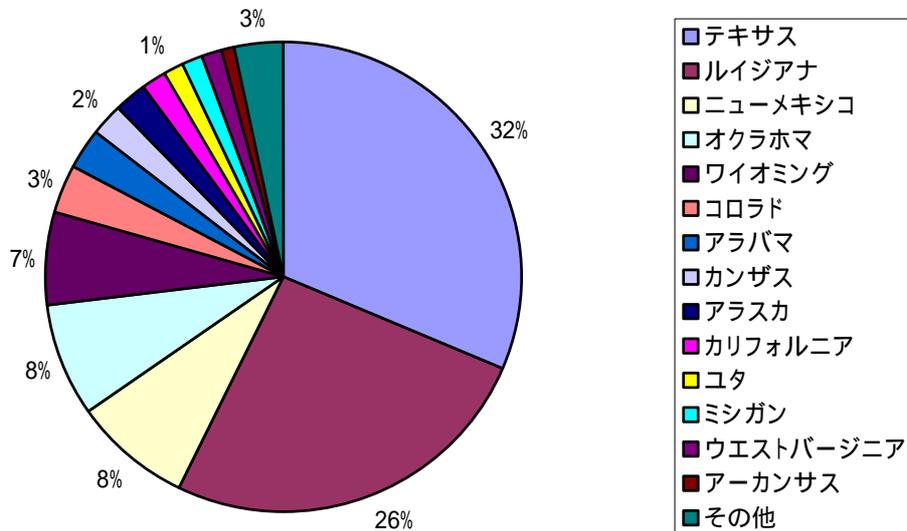
まず、このガスの生産動向を年次で見ると、1970 年代半ばより天然ガスの需要の低下に合わせて国内生産も低下し始めた。1978 年に井戸元価格を規制していた「Natural Gas Act (天然ガス法)」が緩和されると価格は一時的に上昇し、国内生産を刺激する一因となったのに対し、景気低迷と共にガス需要がさらに減少したことにより、いわゆる「ガスバブル」が発生した。このガスバブルによるガス価格の低下、景気回復によって 1980 年代半ばからガス需要は増加に転じた。このころまでは米国のガス生産はほぼ需要と同水準で、その動向に合わせて生産を行っていたと見られる。

しかし、1980 年代後半からガス需要が大きく増加し始めると、それに合わせて国内生産も堅調に増加傾向をたどったものの、そのスピードは需要増に追いつかず、需給ギャップが拡大していくことになった (図.6)。結果として、このギャップを埋めるために、次項で述べるパイプラインを中心とした輸入が増加することとなった。

次いで、月次で見ると、価格上昇期には生産が増加し、価格低下期には生産が減少するという相関関係は存続している (図.7)。特に 2000 年の価格高騰時の国内生産は、価

格が上昇を始めた 2000 年 5 月の 518 億立方フィート/日²から、価格のピークであった 2001 年 1 月には 543 億立方フィート/日へ 5%程度増加しており、これがその後の価格低下に影響したと考えられる。しかし、その時期に比べると現在の米国天然ガス市場の価格高騰においては、掘削リグの数は大幅に増強されているようであるが、国内生産量は 2003 年 1 月の 533 億立方フィート/日から 3 月の 545 億立方フィート/日へわずか 2%程度しか増加したに過ぎず、以降 4 月 542 億立方フィート/日、5 月 534 億立方フィート/日と若干減少している。これは、既存ガス田が老朽化が進行・加速化してきてきたことが原因であると言われており、生産量の大幅な増加による供給増が生じていないことが、今回の価格高騰が一定期間持続していることの背景にあると考えられる。

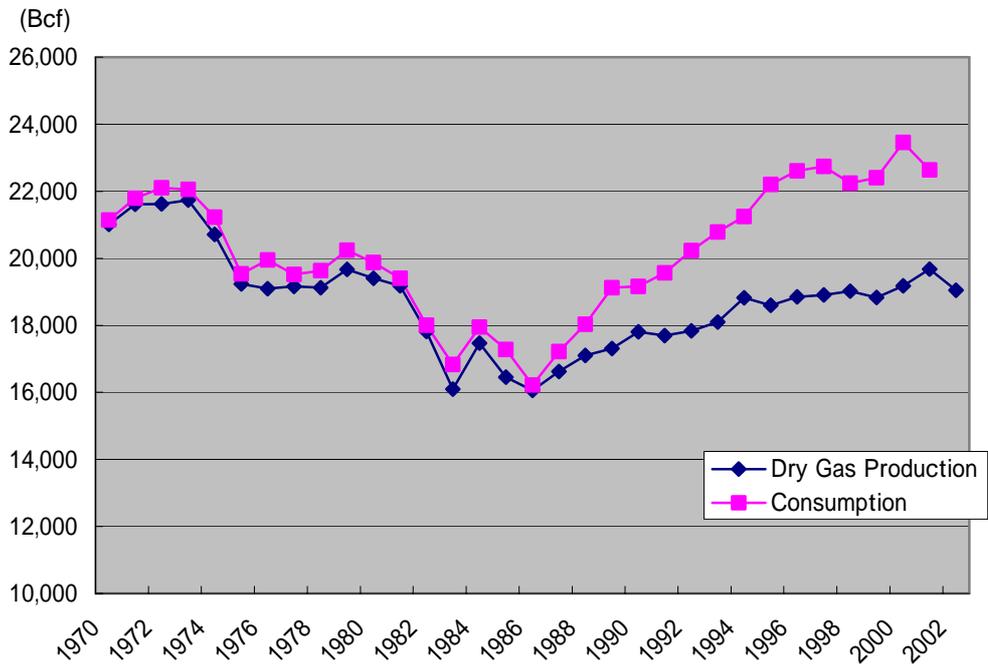
(図.5) 州別天然ガス生産量



出所 : EIA 「Natural Gas Annual」

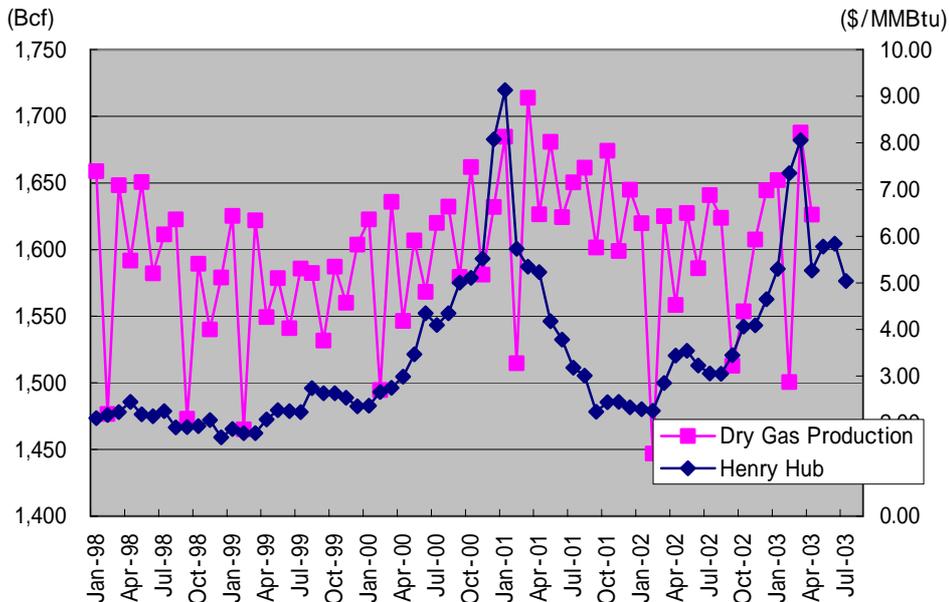
²天然ガス生産の日量は、EIA 発表の月間生産量を暦日で割って算定した。

(図.6) 天然ガス国内生産量と消費量の推移



出所：EIA ホームページからエネ研作成

(図.7) 天然ガス価格と生産量の推移



出所：各種資料からエネ研作成

3.2. 輸入

従来、米国の主要な天然ガス輸入はパイプラインで行われており、主な供給者はカナダである（図.8）。メキシコからも輸入しているが、同国へは米国からの輸出も行われ、現状では輸出量が輸入量を上回っていることから、パイプライン経由としてはカナダが米国への唯一の天然ガス純輸出国であると言える。

現状ではパイプラインによるガス輸入量は、輸入全体の中で圧倒的なシェアを占めており、ここ数年 LNG の輸入量が増加してきたものの、未だに全輸入量の 90% 以上を占めている。また、天然ガス供給全体でも 10% 程度を占めており、重要な供給源といえる。

この重要な供給力であるパイプラインによる輸入は 1990 年代を通じて堅調に拡大している。これはガス需要の拡大に対して、これまでの主力供給源である国産ガスの増産が追いつかず、そのギャップを埋める形でパイプライン輸入が拡大してきたものである。1990～2002 年の平均増加率は 7.7% で、2002 年の輸入量は 3 兆 7,790 億立方フィートであった。

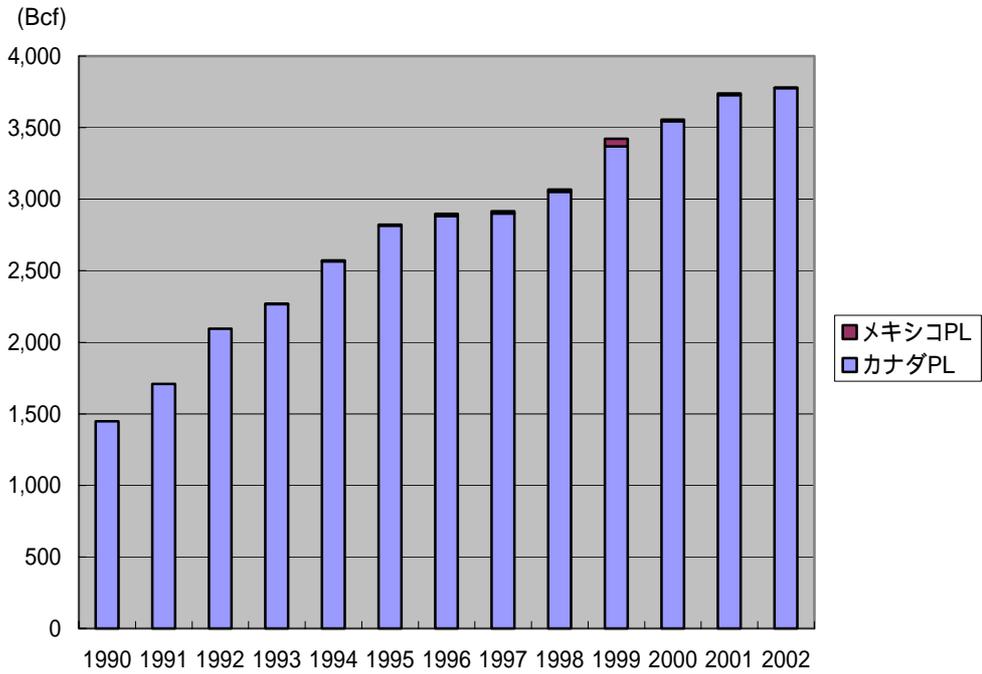
しかし、パイプライン輸入動向を月次で見ると、2000 年の天然ガス価格高騰時においても輸入量が増加したのは同年 12 月になってからで、それまでは月当たり 2,700 億立方フィートから 2,900 億立方フィートで推移していた。今回の価格高騰に当たっても、1 月の 3,200 億立方フィートから 6 月には 2,500 億立方フィートにまで輸入量は減少しており、ガス価格の高騰がパイプライン輸入の増加にはあまり寄与していないことが分かる（図.9）。これは米国内のガス田開発と同じく、カナダも既存のガス田からの生産や米国向けにガスを輸送するパイプラインが既にほぼフル稼働状況となっていることが原因であると考えられる。今後はマッケンジー・デルタや東部フロンティアエリア等での新規開発がどれだけ進むのかにかかってくるが、開発計画およびパイプライン建設にはまだ時間がかかり、短期間で大幅な供給増は難しいものと考えられている。

また、輸入ではないが新規のガス田開発としては、アラスカでのガス開発も進むことが期待されているものの、これもカナダ経由のパイプライン建設という大規模建設が必要となり短期での解決策とは考えられない。

さらにメキシコでもガス田開発計画はあるものの、同様に米国へのパイプライン建設も含め開発には長期的・大規模投資が必要となる。

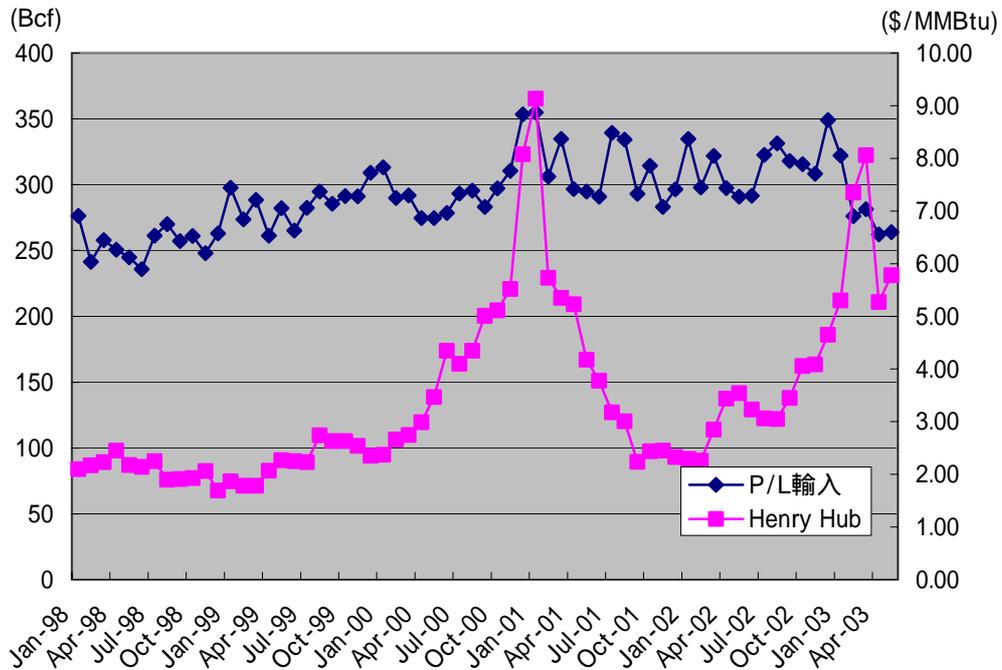
以上のとおり、パイプライン輸入については、いずれも長期的ポテンシャルは期待できるものの、現在の価格高騰に対応して供給を大幅に増加させる対応策とはなっていないのが現状である。

(図.8) パイプライン輸入量および輸入国



出所：EIA 資料よりエネ研作成

(図.9) パイプラインによる天然ガス輸入量とガス価格の推移



出所：各種資料よりエネ研作成

次に、LNG による輸入であるが、こちら大きく増加しており、特に過去 5 年平均では年 21.8%と非常に目覚ましい伸びを見せ、2002 年の輸入量は 2,290 億立方フィートに達した。

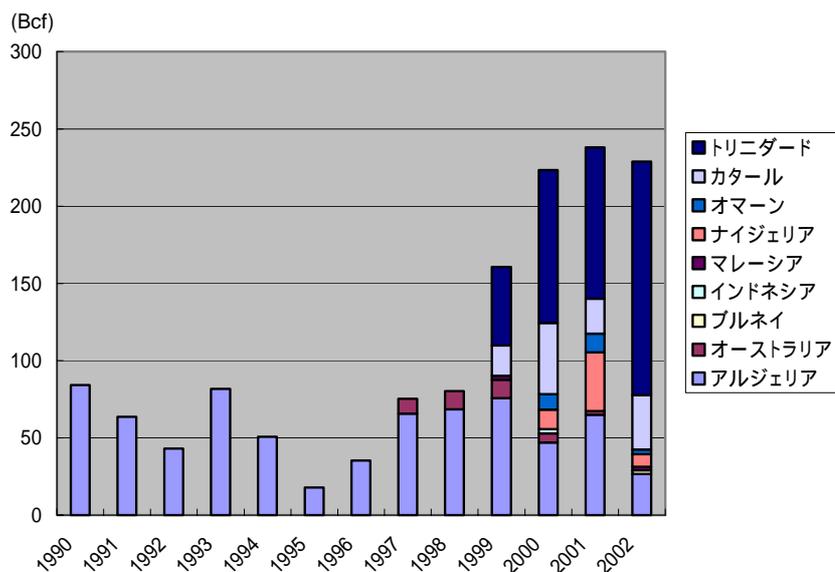
供給先としては、数年前まではアルジェリアが唯一の供給国であったが、ここ数年、多角化し始め、特に近距離ソースであるトリニダード・トバゴの伸張が著しい(図.10)。

従来、米国での LNG への依存度は、極めて低かった。輸入量全体でのシェアは 1998 年頃までは 3%以下、供給力あたりでは 1%以下に過ぎなかった。これは、自国の生産量およびカナダからパイプラインによって安定的かつ安価に調達できていたからである。しかし、最近の輸入増加によって 2002 年の輸入に占めるシェアは約 6%まで増大した。

また、輸入動向を月次で見ると、過去 LNG 輸入は大きく変動を繰り返しているものの、基本的にガス価格の動きとほぼ一致していると見ることができる。2000 年のガス価格高騰時には、それまで月当たり 100 億立方フィート程度の輸入に過ぎなかったものが、7月から 10 月にかけて 200 から 300 億立方フィートの輸入量に増加した。以降、2001 年の 11 月から翌 2002 年の 2 月まで 100 億立方フィート程度に輸入量は低下したものの、概ね 200 億立方フィートで推移していた。今回の価格高騰に際しては 2003 年 3 月以降 300 億立方フィートを超える輸入を行っており、図.11 から LNG 輸入が急速に増加していることが見て取れる。

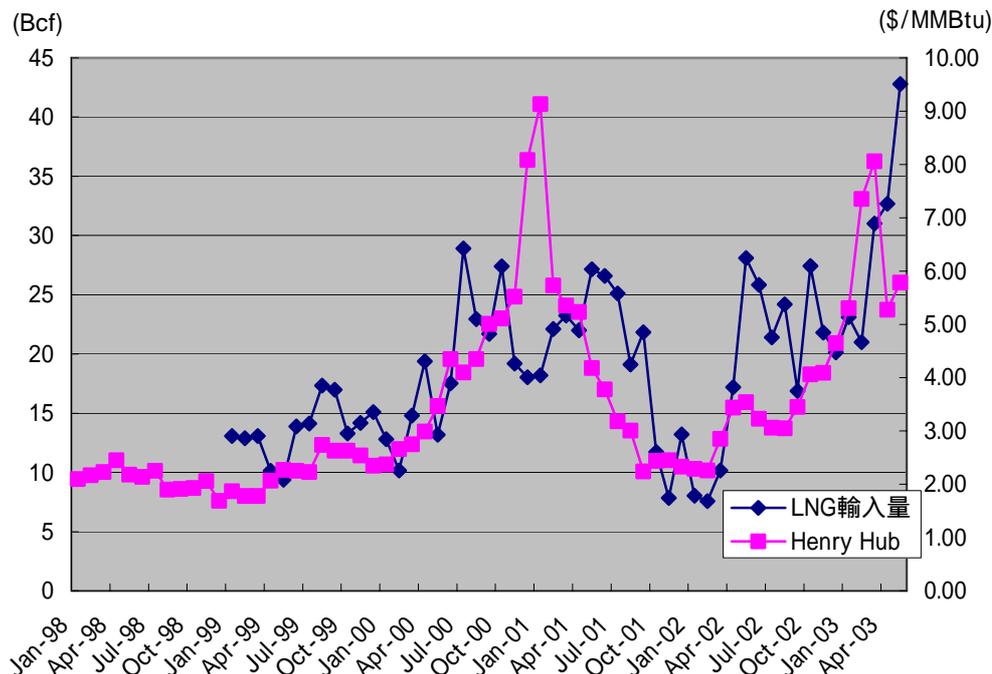
ここにきて LNG の成長が著しいのは、天然ガス需要が堅調な中で、パイプラインによる供給の増加が短期間では困難なことおよび、米国内の天然ガス価格が高騰していることで LNG が相対的に競争力を得ていることから、LNG による輸入が需給のギャップを埋めるバッファとしての機能を果たしているためではないかと思われる。

(図.10) LNG 輸入量および輸入国



出所：EIA 資料よりエネ研作成

(図.11) LNG 輸入量と天然ガス価格の推移



出所：各種資料よりエネ研作成

4. 需給バランスと在庫状況

4.1. 需給バランス

最近の需給バランスをまとめると、月次ベースでは産業用を需要の中心として、1月が需要のピークとなっている。これは、暖房、給湯などを中心とした家庭用需要が冬場に旺盛になるためである。特に2003年年初は厳冬の影響により、気温感応度の高い家庭用と商業用需要が各々9,520億立方フィート、4,530億立方フィートと2000年の価格高騰時に迫るレベル（家庭用：9,770億立方フィート、商業用：5,030億立方フィート）の消費量となった。

対する供給力は、主力の供給源である国内生産が、年次ベースで1990年から2001年までに0.8%しか増加しておらず、ほぼ横ばいと言える状況であり、こうした状況を反映して、月次ベースでも最近の天然ガス価格に対して生産量は必ずしもそれに追随はしていない。

需給のギャップを埋める役目を担う輸入については、従来主力であったパイプラインが、1990年から2001年までの期間では約8%の成長を遂げているが、直近5年でみると4.3%の成長に止まっており、明らかに成長が鈍化していることが分かる。月次ベースで見ても2003年1～6月期は前年同期比90%と若干の減少となっている。

以上のとおり、米国の天然ガス価格は、堅調な需要の伸びに対する国内生産、パイプラ

イン輸入の鈍化により需給がタイト化し、高騰したものと考えられる。

需給がタイトになっている状況下で、需給ギャップを埋めるバッファとして LNG 輸入が急増している。LNG 輸入は通常、供給全体の中で極めて小さな、マージナルな役割しか果たしていなかったが、その輸入量は急増しており、直近 5 年間では 20% を超える成長を遂げている。2003 年 1~6 月期の輸入量は対前年同期比 208% と大幅な増加となっている。

次項では、以上の需給タイト化の状況を、在庫状況に照らして見てみることにする。

4.2. 在庫状況

米国の在庫状況を述べる前に、同国のガス市場における在庫の位置付け、特徴について触れておく。

米国では、地下に多数かつ膨大な規模の枯渇したガス田や岩塩ドームなどの自然を利用した貯蔵設備を有し、ガス状態のまま貯蔵している。こうした貯蔵設備は民間企業によって所有されており、操業は州際パイプライン会社や地方ガス配送会社 (Local Distribution Company : LDC) によって為されている。現在こうした貯蔵設備は 418 箇所、8 兆 3,570 億立方フィート (2001 年現在) の能力に上っており、この貯蔵設備が需給の変動に対するクッションとしての機能を果たしている。このような特徴により、LNG についても貯蔵設備よりも気化設備を充実することで LNG 在庫としての機能ではなく、天然ガス供給力としてのバッファを期待されている模様で、現在米国が保有する 4 箇所の LNG 基地は全て貯蔵量に比し、大きな気化設備を有している (表.1、図.12)。

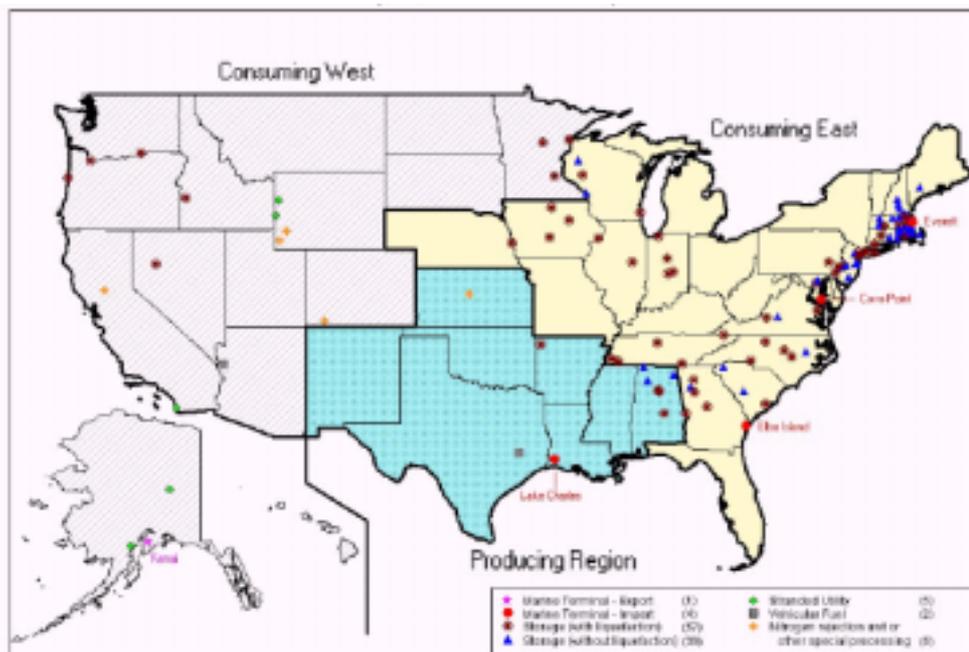
さて、足元の在庫状況であるが、月次で見ると通常は天然ガスにとって不需要期である夏場に在庫を積み上げ、需要期である冬場に取り崩すという周期を繰り返している。この在庫変動に則して、天然ガス価格は需要期で、かつ在庫が低下する冬場に上昇する傾向がある。特に変動が激しかったのは 2000 年で、歴史的な低在庫に呼応して価格も急騰を見せた。その後、在庫の積み上げが始まると価格が低下し始めている。今回の価格高騰については 2003 年 3 月に、2000 年の価格高騰時に記録した 7,400 億立方フィート (2001 年 3 月) の在庫を下回る 7,300 億立方フィートまで在庫が低下しており、この影響によりガス価格は高騰したと思われる (図.13)。つまり、天然ガス価格は、需給の逼迫による在庫の低下と密接な関係がある。今回の価格高騰に際しても歴史的な低在庫にあった天然ガス在庫であるが、EIA によると 8 月ころより在庫の積み増しが進み、天然ガスの本格的な需要期である冬を前に、例年に近い在庫水準に戻りつつある (図.14)。

(表.1) 米国 LNG 基地の概要

LNG 受入基地 (所在地)	所有者	操業期間 (休止期間)	再気化能力 [万立方フィート] (万 m ³ /日)	貯蔵能力 [万立方フィート] (万 m ³)
Everett (Massachusetts)	Distrigas Tractebel	1971 年 ~ (1985 ~ 87 年)	[43,500] (1,232)	[550] (15.5)
Lake Charles (Louisiana)	CMS Trunkline LNG	1982 年 ~ (1983 ~ 89 年)	[60,000] (1,700)	[1,010] (28.6)
Cove Point (Maryland)	Dominion resources	1978 年 ~ (1980 ~ 03 年)	[100,000] (2,832)	[850] (24.0)
Elva Island (Georgia)	El Paso Southern	1978 年 ~ (1980 ~ 03 年)	[45,000] (1,275)	[640] (18.0)

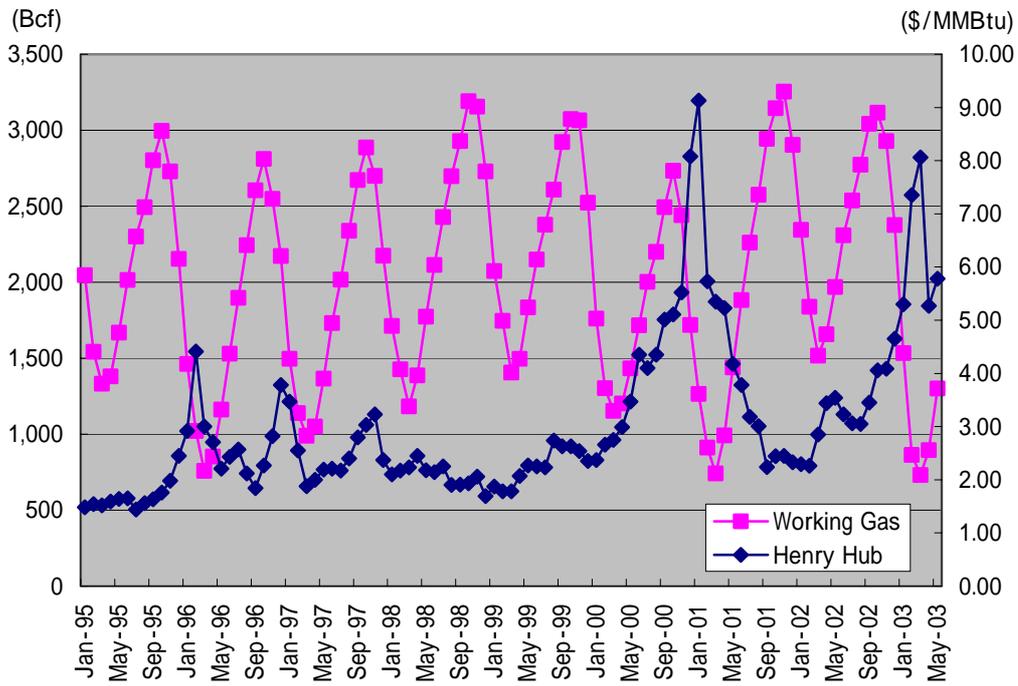
出所：各種資料よりエネ研作成

(図.12) 米国の既存 LNG 基地



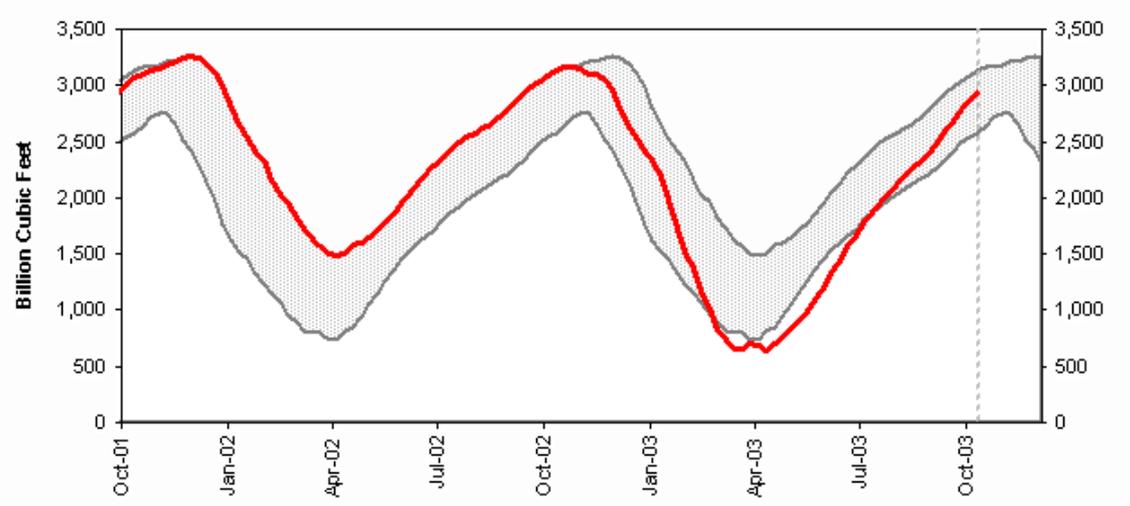
出所：EIA

(図.13) 天然ガス在庫量と天然ガス価格の推移



出所：各種資料よりエネ研作成

(図.14) 地下貯蔵庫の貯蔵量と過去 5 カ年の貯蔵レンジの比較(2003 年 10 月 10 日現在)



出所：EIA ホームページ、Weekly Natural Gas Storage

5. 価格形成における特徴

本章では、需給バランスから目を転じて、天然ガス価格の形成における特徴として、ガス価格の決定に関する変遷と石油価格との相関について概説する。

5.1. ガス価格の決定に関する変遷と特徴

1970年代までの米国天然ガス取引は、生産者 - パイプライン会社 - 配給会社の間での極めて安定的・硬直的な長期契約に基づくものが主流であった。また当時の取引における価格は、連邦レベルでも、州レベルでも様々な段階で価格が規制されていた。なお当時、連邦レベルで規制された州際パイプライン価格が州内市場価格より低く抑えられていたため、州際パイプライン向けの供給は不足気味であり、そこで州際パイプライン会社は供給力の確保に努めた結果、生産者との間で **Take or Pay** 契約を結び、配給会社とは最賃料金条項 (**Minimum Commodity Charge**)³を含む硬直的かつ長期的な契約を締結する傾向が多かった。

しかし、表.2 にまとめたように、その後上流部門における井戸元価格の規制緩和から始まる数度のガス市場規制緩和策によって取引形態は大きく変化していった。まずは井戸元価格の規制緩和によってガス価格が上昇すると供給が増加した。その後、需要の低迷による需給ギャップから「ガスバブル」が発生し、供給過剰の下で長期安定的な取引へのニーズが低下した。また、配給会社への最賃料金条項が撤廃されたことで既存契約の縛りが解け、上に述べたガスバブルの時代を経て供給力や価格上昇に大きな懸念がなくなった需要家は、より有利な購入を目指し、従来の固定的な長期取引を離れ、スポット取引を始めとする自由度の高い取引を指向するようになった。

(表.2) 主な規制緩和策とその影響・経過

	法律・Order	内容	影響・経過
1978年	Natural Gas Act	・ 1985年以降に契約される「新ガス」に対する井戸元価格の規制撤廃	天然ガス価格が上昇。供給が増大、需要は景気後退によって低下。ガスバブル発生。
1984年	Order 380	・ 輸送会社と販売会社の Minimum Bill 契約における変動費部分の徴収禁止	パイプライン会社の変動費の回収権を喪失。需要家は契約の柔軟性を獲得
1985～ 1987年	Order 436 (Order436～436E)	・ 州際パイプライン会社の自主的選択によるパイプ	生産者 - パイプライン会社間の Take or Pay 債務

³ パイプライン会社が、LDCなどの配給会社が購入を約束している数量の変動費部分について、需要家(配給会社)が実際にガスを引き取らなくても料金を請求できる規定。当時は、このためほとんどを変動費として請求していた。

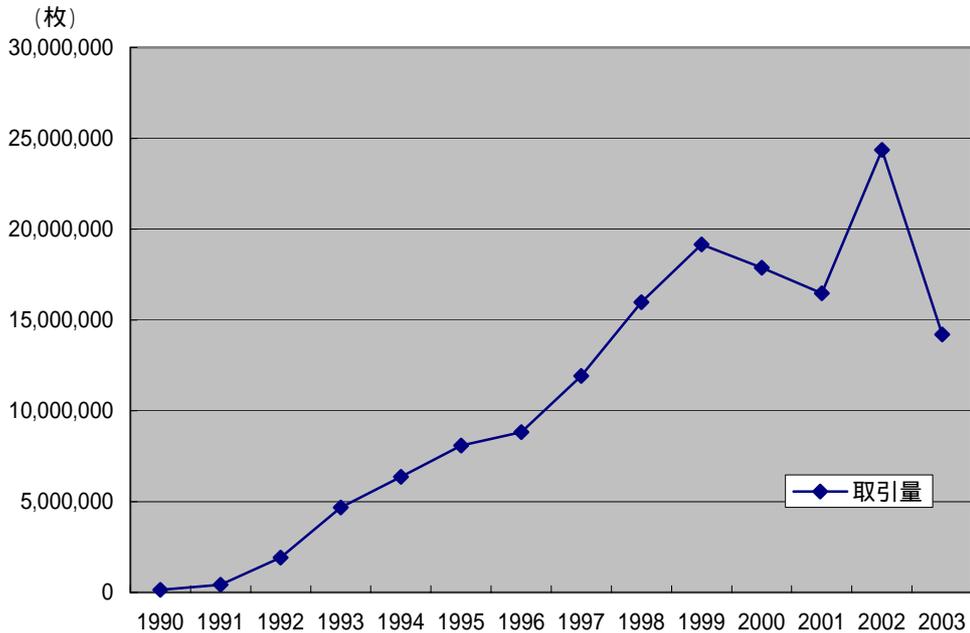
		ラインのオープンアクセス化	問題の解決方法が提示できなかったため 1987 年無効とされた
1987 ~ 1991 年	Order 500 (Order500 ~ 500L)	・ Take or Pay 債務問題解決のため、順次発行された暫定的な Order	パイプライン会社に対し Take or Pay 債務の解決を図ると同時に、オープンアクセスを義務付けた
1988 年	Order 497	・ 州際パイプライン会社と関連マーケティング会社の事業規制、会計分離	州際パイプライン会社による関連会社の優遇を排除
1989 年	Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989	・ 井戸下価格規制の完全撤廃	天然ガス価格の完全な自由化
1992 年	Order 636	・ 輸送、貯蔵設備のオープンアクセス ・ 輸送事業と販売事業の分離 ・ 輸送能力のリリースと再割り当て	オープンアクセス化による州際パイプライン市場競争の飛躍的促進 機能分離による透明性の確保

天然ガスの各取引段階における価格規制が徐々に撤廃されていったことに加え、スポットを始めとする自由度の高い取引により、ガス価格は需給関係によって決定され、その変動（ボラティリティ）は当然のことながら増大していった。価格変動の増大を受け、需要家は価格リスクマネジメントのため、先物取引などを必要とすることとなった。こうした流れを受けて 1990 年に NYMEX に天然ガスの先物商品が上場された。その後天然ガスの先物市場は、実需家以外の投機家の参加もあって、その取引高は今や急速に増加し、米国におけるガス価格指標の一つとなるまでに成長している（図.15）⁴。

なお、先物取引における価格形成の特徴としては、需給ファンダメンタルズによって価格が変動するだけでなく、ファンダメンタルズの動きに関する「ニュース」によって取引参加者の市場心理が左右され、それによって価格が変動すること、また投機的取引の影響によって価格が変化するなどの点が挙げられる。

⁴ NYMEX 天然ガス先物取引は 1 枚 10,000 百万 Btu。2002 年の取引実績は 2,436 万枚で LNG 換算すると約 49 億トンに相当する。なお、2002 年の米 LNG 輸入実績は 228,730 百万立方フィート（LNG 換算約 430 万トン）、天然ガス全体の消費量は 22.5 兆立方フィート（同約 473 百万トン）である。

(図.15) 天然ガス先物取引量の推移



出所：NYMEX 資料よりエネ研作成

注：2003 年は 9 月までの取引量

5.2. 石油価格との関連

我が国においては天然ガス（LNG）輸入価格は、タイムラグを伴いつつ、原油価格と密接に結びついている（図.16）。これは、多くの LNG の契約においてその輸入価格が、日本の入着原油 CIF 価格を基準として計算する価格フォーミュラを採用しているためである。

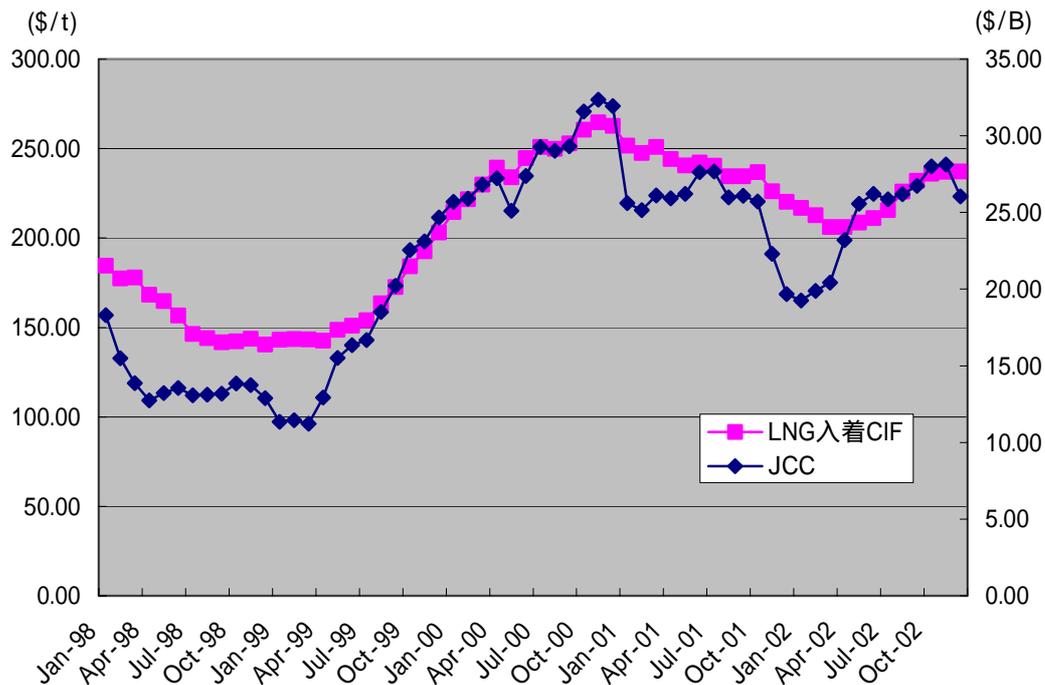
一方、米国における NYMEX WTI 価格とガス価格の推移を図.17 に示すが日本の場合と比較して相関性が相対的に低い。例えば原油価格が上昇を始めたのは 1999 年以降であるが、天然ガス価格はこれに顕著には追随していない。また 2000 年末から 2001 年初にかけて天然ガス価格は高騰しているが、これは原油価格との相関というより、第 4 章にて述べた需給の逼迫により低下した在庫の影響によるものと思われる。事実、1994 年以降における天然ガス価格と原油価格の相関性は約 55% に止まっている。また、前回天然ガス価格が高騰した 2000 年について 1 年間を取り上げてガス価格と原油価格をプロットしてその相関性を検証したところ、この期間の相関性は上記よりも更に低く 20% 以下であった。

しかし、直接の相関性は低くとも、天然ガスと石油製品は燃料としての競合関係にあり、一定レベルの価格に達したときには天然ガスから石油、またはその逆の使用燃料の転換が生じることになるとと思われる。図.18 は、天然ガス価格と重油、中間留分の価格を示しているが、ここからは石油製品の価格が天然ガス価格の「フロア」と「シーリング」を形成し、ガス価格は「フロア」と「シーリング」の間を自らの需給バランスに基づき変動する状況

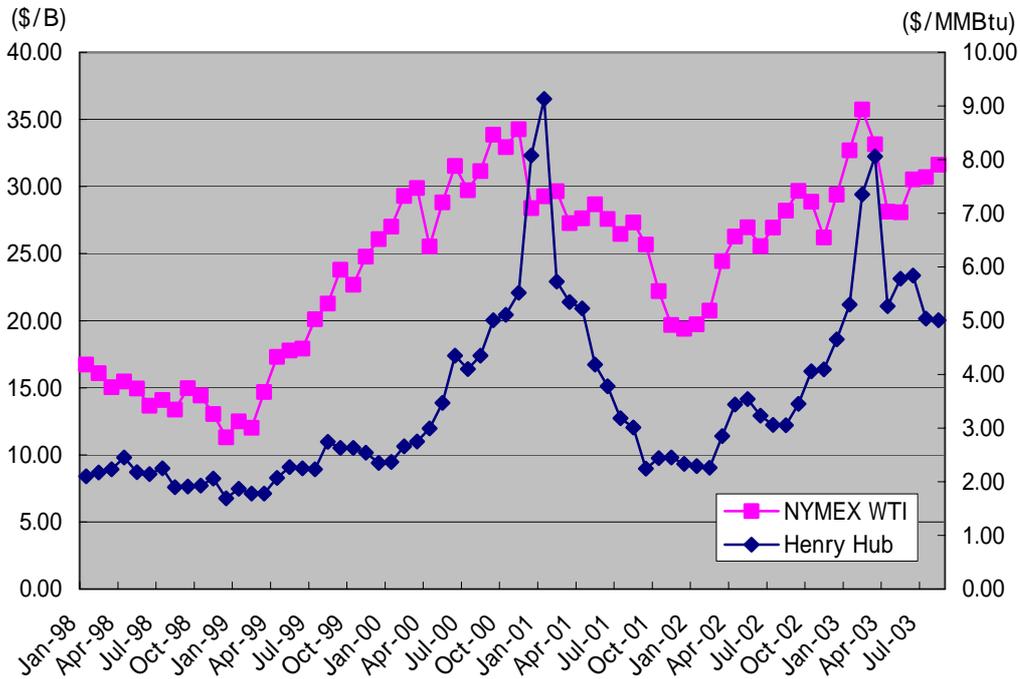
にあるように思われる。

以上から判断すると、現在の米国天然ガス価格は石油価格から一定の影響を受けており、緩やかな相関関係は認められるものの、その時々々の価格動向はガスそのものの需給要因の影響の方が強いと考えられる。

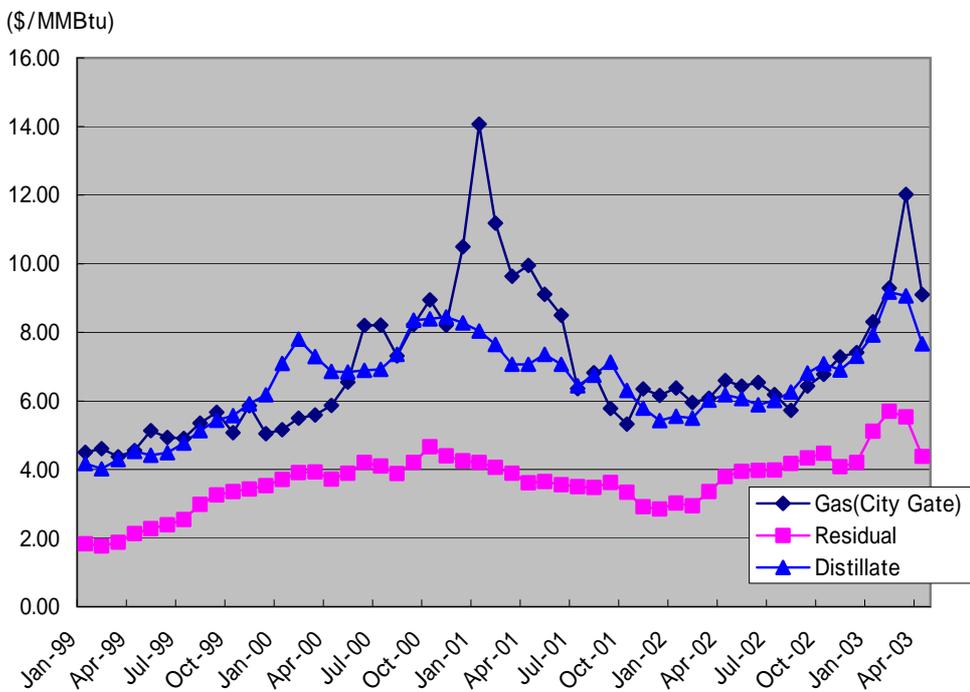
(図.16) 原油日本入着価格と LNG 日本入着価格の相関



(図.17) NYMEX WTI と Henry Hub の相関図



(図.18) 天然ガス価格と重油、中間留分の価格推移



出所 : EIA ホームページよりエネ研作成

6. 今後の見通し

6.1. 需給バランスおよび価格の見通しについて

(1) 短期見通し

EIA が 2003 年 10 月に発表した Short Term Energy Outlook (以下「STEO」)によると 2003 年の天然ガスの井戸元平均価格は 2002 年のそれを百万 Btu 当たり約 2 \$ 上回る 4.75\$ と見込んでいる。また、2004 年は気候が平年並みならば、全体的な供給状況の改善により、天然ガス価格は 3.86\$ とさらに約 1 \$ 低下すると予想している。

この見通しの前提となる需給バランスについては、2003 年の生産量は 19.4 兆立方フィートと前年比 2.1% の増加を見込んでいる。高い水準にある天然ガス価格を背景に、掘削リグの数は 6 月の 900 から 8 月には 932、9 月には 936 に増えており、生産量は徐々に増えていくものと期待されている。むこう 3 ヶ月の生産量見込みとしては、10 月 1.641 兆立方フィート、11 月 1.592 兆立方フィート、12 月 1.623 兆立方フィートを見込んでいる。

対する需要について、2003 年は天然ガス価格が高い水準にあったことにより、特に産業用や電力用の需要が減少し、対前年比約 1% 低い 22.3 立方フィートとなる見通しである。また、2004 年については経済成長と天然ガス価格の低下により、需要はわずかながら 2003 年比増加し、22.4 兆立方フィートになると予測されている。

こうした需給バランスの中、2003 年は年初から 1 兆 5 千億立方フィートとここ数年内でもかなりの低在庫であったのだが、厳冬の影響により 3 月には 7,300 億立方フィートと 1 兆立方フィートを割り込む歴史的なレベルにまで低下した。その後、6 月まで続いた高水準なガス価格と猛暑とならなかったことによる需要の減少により、天然ガス在庫は 8 月以降徐々に増加してきた。その在庫レベルは 10 月 10 日現在で、過去 5 年平均をわずかに 80 億立方フィート下回るだけの 2.9 兆立方フィートにまで回復しており、10 月末には 3 兆立方フィートに達するものと見込まれている。2004 年については、異常気象にならなければ、今年のような在庫逼迫は発生しないものと思われる。

現在でも百万 Btu あたり 4~5 \$ の高い水準で推移している天然ガス価格であるが、2003 年の年初には、厳冬、高い石油価格、需給ギャップによる天然ガスの低在庫化の影響により瞬間的に 10 \$ を超えるなど大幅な上昇を示した。今冬は、この高い天然ガス価格の影響により、家庭用、産業用、電力用需要の伸びの鈍化が見込まれている。また夏以降在庫も積み上がってきてはいる。しかし、一方で 9 月に OPEC が 90 万 B/D の減産を決定して以降原油価格が上昇していることから、第 5 章 2 項で述べた石油および石油製品価格との一定の関係により、天然ガス価格が下がりにくい状況が生じていると思われる。

2004 年は、平年並みの気候要因や生産量の増加により価格の低下が期待されているが、現時点での NYMEX の先物取引ではヘンリーハブ渡しの 2004 年 3 月ものまで百万 Btu あたり 5 \$ を中心とした取引がなされており、急速な価格の低下は予測し難い状況にある。

(表.3) STEO 主要諸元

	(兆立方フィート、\$/MMBtu)		
	2002 年	2003 年	2004 年
総需要	22.5	22.3	22.4
井戸元価格	-	4.75	3.86

出所：EIA Short Term Energy Outlook

(2) 長期の見通し

第 2 章で述べたとおり天然ガスの消費は産業用が中心であり(図.19)、今後もそれに変わりはないものの、環境特性や熱効率などに優れるガス火力発電所の増設が進むと見込まれることから、今後は発電用消費が大きな増加を見せられると思われる(表.4)。米エネルギー情報局(以下「EIA」)の「Annual Energy Outlook 2003」(以下「AEO2003」)によれば、2025 年時点では、天然ガスの全消費量のうち発電用消費は、産業用の 31%に継いで 30%のシェアを占めると見込まれている。

天然ガス消費全体としては、2001 年の 23 兆立方フィートから、2025 年までに 35 兆立方フィート、年率 1.8%の成長が見込まれている(表.5)。

対する生産の見込みについて、中長期的にはガス価格の上昇や技術革新により、タイト・サンド⁵やコール・ベッド・メタンなどの非在来型資源からの天然ガス生産が進むなど、生産量は堅調に推移すると見られている。しかし、AEO2003 では、こうした状況を織り込んで、2001 年から 2025 年までの米国天然ガス生産量は 19 兆立方フィートから 27 兆立方フィートへ年率 1.3%増加に止まると見込んでいる。⁶

さらにパイプラインによる輸入についても、カナダ、アラスカでの大規模プロジェクトに期待が集まるが、短期間での開発は極めて難しいと言わざるを得ない。長期的には供給増が期待されるが、AEO2003 ではパイプラインによる輸入を、2001 年の 3.48 兆立方フィートから 2025 年には 5.61 兆立方フィートへ年平均 1.9%で増加すると予想している。こうした状況下、中東、アジア太平洋、中南米、アフリカなど世界各地で開発が進められ、船というパイプラインと異なる輸送手段を使用する LNG が供給力を補うオプションとして、より大きな役割を担うことが期待されている。LNG の導入に当たって AEO2003 では、天然ガス価格が今後も堅調に推移し、その結果、新規の LNG 基地の建設が促進されると見ており、LNG 輸入量は 2001 年の 1,700 億立方フィートから 2025 年には 2 兆 1,400 億立方フィートまで年率 11%の成長を遂げると見込んでいる。なお EIA は、パイプラインや LNG 輸入を含んだ総供給力では 2001 年から 2025 年で 23 兆立方フィートから 35 兆立方フィー

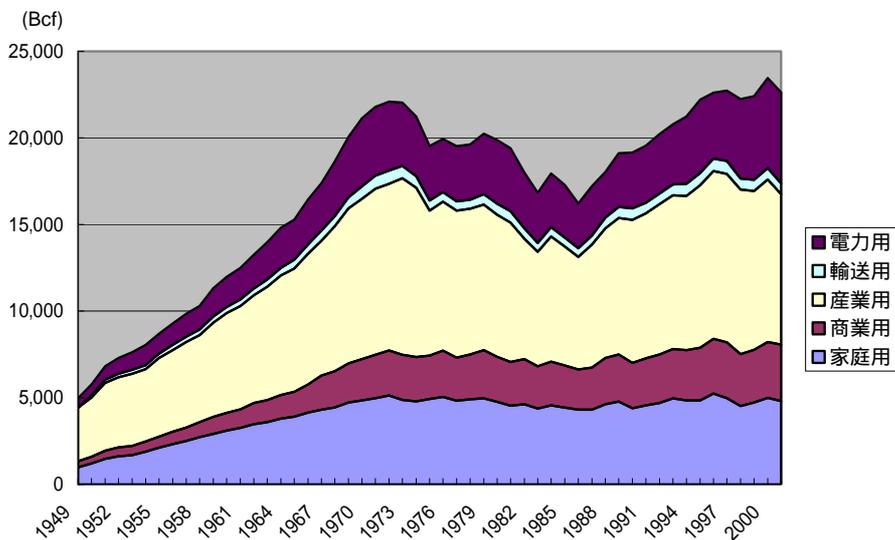
⁵ タイト(硬質)な砂岩層の中に存在するガスで、アメリカのロッキー山脈地帯やカナダ西部のアルバータ盆地における砂岩層中から産出されるガスがこれに該当する。その採取に当たっては、砂岩層の浸透率が極めて低いため、破碎などの特殊な技術が必要とされる。

⁶ 井戸元の生産能力増強も非常に重要な問題であるが、それを輸送する国内パイプラインの増強も、生産能力の増強と同程度に重要な問題として考える必要はある。

トへ年率1.7%増加すると予想している。この内訳としては、2001年時点では23兆立方フィートのうち約84%を国内生産、15%をパイプライン輸入が占めており、LNGはわずか1%程度に過ぎなかったものが、2025年には国内生産は約78%に低下、パイプライン輸入は16%と微増に止まり、LNGは6%にまで増加するとしている。

さらにEIAは、今後の天然ガス価格見通しとしてAEO2003の基準ケースで2001年の4.12\$/千立方フィート⁷から2002年に2.75\$/千立方フィートまで低下した後、2025年までに3.9\$/千立方フィート（井戸元価格）まで上昇すると見通している。つまり、現在の需給バランスや市場状況から見て、1990年代前半のような1~2\$台の価格にはもう後戻りしないという想定となっているのである。

(図.19) 天然ガス、部門別消費量



出所：EIA「Annual Energy Review 2001」

(表.4) 天然ガス消費の見通し

	(兆 cf/年、%)				
	2001	2010	2020	2025	成長率
住宅用	4.81	5.50	5.96	6.22	1.1
商業用	3.24	3.69	4.17	4.43	1.3
産業用	7.53	8.88	10.10	10.91	1.6
電力用	5.30	6.80	9.39	10.56	2.9
その他	1.79	2.17	2.53	2.80	1.8
計	22.67	27.06	32.14	34.93	1.8

出所：EIA Annual Energy Outlook 2003

⁷ 価格の単位については、原典（AEO2003）の記載方法に従った。

(表.5) 米天然ガスの長期需給バランス

		(兆 cf/年)				
		2001	2003	2010	2020	2025
総需要	(A)	22.67	24.00	27.06	32.14	34.93
総供給力	(B)	23.17	23.39	26.76	31.82	34.60
国内生産(再掲)		19.45	19.98	21.88	25.07	26.75
カナダ PL(再掲)		3.61	3.38	4.05	5.08	5.31
LNG(再掲)		0.17	0.20	0.99	1.51	2.14
差異	(B-A)	0.50	0.61	0.30	0.32	0.32

出所：EIA Annual Energy Outlook 2003

6.2. LNGの導入とその問題点

本稿第4章において既に述べたように、需給のバッファ調整役として期待の高まる LNG だが、高い水準にある天然ガス価格を背景に、実際に米国市場向けの新規導入計画が動きつつある。

まず、20年以上休止されていた Cove Point と Elba Island に LNG の受入がなされた。さらに、Hackberry (ルイジアナ) に 25 年ぶりとなる新規 LNG 基地が建設されるという話も上っている。また、検討段階のものも含めれば、表.6 にある通り、極めて多数の計画が存在し、新規の LNG 受入基地の総能力を単純に総計すれば年間 3,600 万トン⁸にも達する。

(表.6)米 LNG 受入基地の主要なプロジェクト

		(万立方フィート/日)		
場所		事業主体	能力	稼動年
Hackberry	ロサンゼルス	Sempra	100,000	2007年
Quintana Island	テキサス	Technip USA	-	2007年
Ti juana	バハカリフォルニア	Marathon	75,000	2006年
Ensenada	同上	Sempra	100,000	2007年
Ensenada	同上	Shell Gas & Power	100,000	2007年
Long Beach	カリフォルニア	三菱商事	70,000	2007年
Offshore of Ventura	同上	BHP Billiton	80,000	2008年

しかし、米国市場での LNG 基地の建設や利用拡大に当たってはいくつかの課題があり、

⁸ 年間総能力は、再気化能力 (5,250 百万立方フィート/日 99,200 トン/日相当) × 365 日にて算定した。

その先行には不透明な部分もある。

その主な課題としては、

供給オプションとして経済性は確保できるのか

LNG 開発者が天然ガス価格の変動リスクをどこまで負い、米国市場に注力するのか
基地建設に当たっての規制や民意の影響

といった点が挙げられる。

これらの問題に関して、の経済性は、従来、米国市場では LNG はパイプラインに比べて不利であると見られてきたが、昨今では米国内のガス価格の高騰により、LNG の米国への導入は進めやすい状況になっている。事実、過去 5 年ほどの輸入実績をみると、既述のとおり LNG 輸入は順調に増加している。また、LNG プロジェクト自体のコスト削減が進んでおり、その面でも経済性は向上しつつあると見られる。従って、ガス価格が大きく低下しない限り、経済性の課題は徐々に改善していく方向にあると考えられる。また、については、コモディティ化の進んだ米国ガス市場での価格変動リスクは大きいですが、天然ガス市場としての米国の巨大さを考えた場合、関係企業は同市場に大きな関心を払っており、今後も一層の企業努力や取り組みが進むものと思われる。については、政府当局の LNG 輸入基地建設・運営に関する許認可手続自体は決して LNG 基地建設・運営を阻害するような目的をもったものではない。また、新規基地のオープンアクセスについても、2002 年に Dynergy が Hackberry において LNG 基地の新規建設を計画した⁹際に、他のエネルギー事業者とともにオープンアクセス規制に強く反発したため、今後陸上で建設される LNG 基地は従来オープンアクセスの対象となっていたパイプラインの類似設備ではなく、連邦エネルギー規制委員会 (FERC) の管轄外である production facility とみなし、規制の対象から外れ、その運用を当事者間の相対交渉によることとなった。しかし、米国では LNG 基地も含めた大規模エネルギー設備が近隣に建設されることを嫌う傾向 (NIMBY : Not In My BackYard : 自分の家の裏に危険なものは不用) があることや、環境規制等によって建設が決して容易といえないことが現状である。また、その対策を十分にとることは、プロジェクト実施までの時間やコストを上げる要因ともなりうる。

しかし、仮に全体としてこれらの課題がクリアされ、米国という巨大市場が LNG を大幅に導入することになった場合、米国以外の周辺地域にも影響を及ぼすことが考えられる。

まず LNG の需給バランス全体については、中東、アジア太平洋、中南米、アフリカ等で極めて多数の LNG 関連プロジェクトが建設、検討されていることを考えると、米国での LNG 輸入が拡大するとしても、十分な供給ポテンシャルが存在しているため、需給の逼迫というような事態の発生は考えにくい。

しかし、世界最大のガス市場である米国に大量の LNG が輸入されるようになれば、LNG のフローには大きな影響が出る可能性がある。

第一には、米国の LNG 輸入が拡大していくことで、世界最大の規模をもつ懐の深い米国

⁹ Dynergy は、資金難を理由に 2003 年 2 月、同計画を Sempra に売却した。

ガス市場と世界の LNG 市場のリンク・連動性が高まることである。従来、天然ガス市場は、米国、欧州、アジアとそれぞれ独立して発達し、市場としての連動性は決して高いとはいえなかった。米国向けの輸出を通じて、大西洋 LNG 市場そしてアジア太平洋 LNG 市場が米国とリンクを強化するようになれば、市場全体としての連動性が大きく高まることになろう。

また第二として、上述のポイント関連するが、米国の LNG 輸入が主にスポット取引など、従来の伝統的、長期契約を主体としていない点も重要な意味を持つ。

こうした非伝統的で柔軟性の高い取引形態での LNG 輸入が米国でさらに増大すれば、非伝統的な LNG 取引市場の「厚み」が増大していくことになる。これは、LNG のフローだけでなく、価格形成の面でも様々な影響をもたらすであろう。

以上のとおり、米国の LNG 導入は、今後の世界の LNG 市場を見る上での注目点の一つであり、今後の動向を注意深く見守る必要があると思われる。

以上

お問い合わせ : ieej-info@tky.ieej.or.jp