

会員限り

北東アジアのエネルギーアライアンスと
天然ガスパイプライン

報 告 書

1999年5月

アジアパイプライン研究会
第二研究部会

第二研究部会名簿

部会長 朝倉 堅五 (株)三菱総合研究所 社会公共政策研究センター天然ガスパイプライン推進室長

メンバー 埴 吉之助 石川島播磨重工業(株) 環境プラント事業本部プラント事業部長

福田 直利 電源開発(株) 企画部新技術・事業グループ

大畑 秀文 東京ガス(株) 総合企画部技術グループ 副部長

増田 桂一 (株)東芝 社会・情報システム社
CE・SIコンサルティング推進部システムエンジニアリング開発担当 参事

児嶋 祥悟 鳥取ガス(株) 取締役社長

原田 幹雄 鳥取ガス(株) 経営管理部課長

浅野 勝弘 モービルLNGインクジャパン

實川 節子 Gaz de France (JITEX)

菅原 章文 (株)三菱総合研究所 社会公共政策研究センター天然ガスパイプライン推進室

平石 和昭 (株)三菱総合研究所 社会公共政策研究センター天然ガスパイプライン推進室

研究指導 衛藤 藩吉 東洋英和女学院 院長

アドバイザー 石井 彰 石油公団 企画調査部企画課長

事務局 真喜志 順子 アジアパイプライン研究会

下田 恭美 アジアパイプライン研究会

目次

はじめに

I. 本編

第1章 北東アジアの現状・展望とエネルギーアライアンス -----	3
1-1 北東アジアの現状・展望 -----	3
1-2 北東アジアにおけるエネルギーの現状と展望 -----	7
1-3 天然ガスパイプラインによる相互依存関係の構築 -----	13
第2章 国際天然ガスパイプラインにかかる各種構想と国際協調の枠組み -----	23
2-1 天然ガスの資源開発と国際パイプラインにかかる各種構想 -----	23
2-2 北東アジアにおける国際協調の枠組み -----	25
第3章 関係各国及び日本の役割 -----	32
3-1 関係各国及び日本の役割 -----	32
3-2 日本の課題 -----	35
3-3 天然ガスベース社会の実現に向けて -----	37

II. 参考資料

1. 北東アジアのエネルギーの供給と需要 -----	41
Energy Supply and Demand in Northeast Asia F. Fesharaki, S. Banaszak and K. Wu, Program on Resources, East-West Center, USA	
2. 北東アジアのエネルギー・セクターの地域協力：その可能性 -----	44
Regional Cooperation in Northeast Asia's Energy Sector: Some Possibilities M. J. Valencia, Senior Fellow, East-West Center, USA	
3. 北東アジアにおける天然ガス開発の経済、環境上の利益 -----	48
Economic and Environmental Benefits of Natural Gas Development in Northeast Asia R. S. Price Jr., Director, International Science & Technology Cooperation, Dept. of Energy, USA	

を受けるものと考えられる。その面で現在、開発が進みつつあるサハリンでの石油・天然ガスプロジェクトの動向が注目される。

1-3 天然ガスパイプラインによる相互依存関係の構築

(1) 天然ガス利用拡大の必要性

北東アジアにおいて天然ガス利用の拡大を推進する理由として、次の5点が指摘できる。

① 経済成長によるエネルギー需要増加への対応

アジアは人口増加が著しい。また、短期的には通貨危機の影響があるものの、長期的には経済も再び成長軌道に乗るものと予想されており、こうした人口増加、経済成長に伴う域内のエネルギー需要も増大にどのように対応するかが課題となっている。

しかしながら、この地域は人口1人あたりで見ると最も化石エネルギー資源が不足している地域である。ASEANは他のアジア地域へのエネルギー輸出者であるが、2020年には全アジアの石油輸入量の17%を占める輸入者に転じるものと予測されている。

こうした中で、域内で開発・利用拡大の余地の大きい天然ガス資源を有効活用しようという気運が高まりつつある。東部ロシアに多く賦存する天然ガス資源を活用することは、域内のエネルギー需要増加に応える切り札となりうるものである。

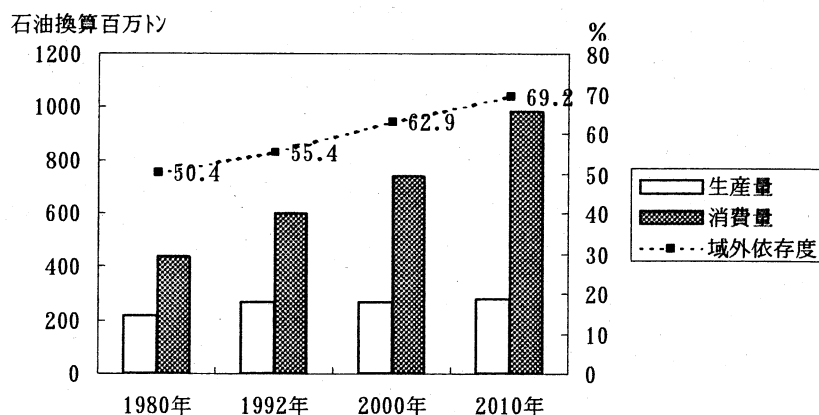


図1.6 アジアの石油消費量、生産量、域外依存度の見通し

出所：総合エネルギー調査会国際エネルギー部会中間報告（1995.7）

② エネルギーセキュリティの確保

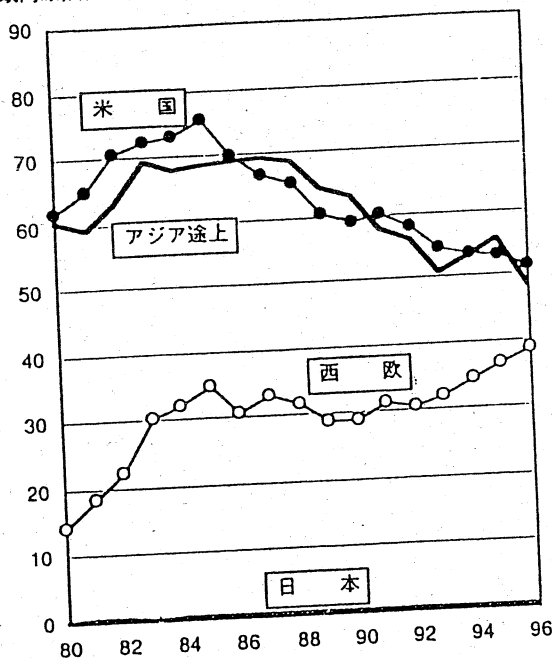
欧米では中東原油への依存度が低下する傾向にあるが、アジアではエネルギー需要増加と域内原油生産の伸び悩みにより中東依存度が高まりつつある。現段階で中東への石油依存度は50%を超えており、他の地域、例えば西欧の29%、北米の10%に比較すると非常に高いウエイトとなっている。さらに、2010年には1970年代の石油危機当時の65%以上になるものとの予測結果もあり、新たな石油危機に発展することも懸念されている。

特に日本、韓国は、国内にエネルギー資源が乏しいことからエネルギー供給の8割前後を海外からの輸入に依存している。特に石油については、中東依存度が今後一層高まるものとされており、石油に比べ資源分布に偏りの少ない天然ガスの導入はエネルギー・セキュリティの確保の上で重要である。また、従来エネルギーを国内で自給してきた中国は、近年、石油の純輸入国に転じており、石油需要の急増に伴い2000年には一次エネルギー全体でも純輸入国となると予想されている。中国の動向は世界の石油市場に大きな影響を与える可能性があり、中国における天然ガスの利用拡大は域内のエネルギー供給安定に貢献するものと考えられる。

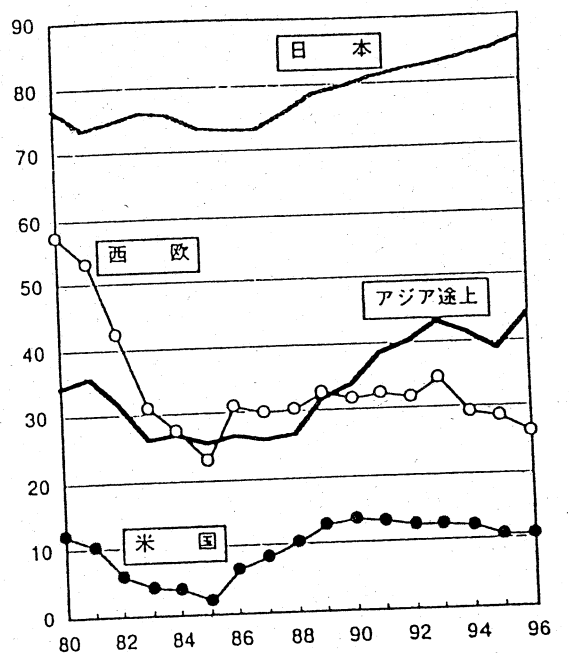
さらに中東依存度の高まりは、エネルギー供給源の偏りばかりでなく、輸送路となるインド洋から東シナ海に至るシーレーンの確保・防衛とも絡み、大きな安全保障上の問題を引き起こす可能性をはらんでいる。

したがって、北東アジアのエネルギーセキュリティを確保していくためには、東南アジアはもとより、東部ロシアに豊富に賦存する天然ガス資源の利用を促進し、エネルギー源の多様化を進めていくことが肝要である。

域内原油依存度 (%)



中東原油依存度 (%)



(出所)IEA, "Oil and Gas Informations, " "Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, " 通産省, "エネルギー生産需給統計年報" 各年版のデータから作成

(注) 西 欧~オーストリア、ベルギー、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、ギリシャ、アイスランド、アイルランド、イタリア、ルクセンブルク、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、スペイン、スウェーデン、スイス、トルコ、イギリスの19ヶ国が対象。
 アジア~バングラデシュ、台湾、香港(当時)、インド、インドネシア、韓国、マレーシア、ミャンマー、ネパール、パキスタン、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナムの14ヶ国が対象。

図 1. 7 欧米及び日本の中東原油依存度

出典：アジア天然ガス研究会報告書 (1998.6)

③ 環境問題への対応

化石燃料の燃焼に伴い排出される炭酸ガスによる温暖化等の気候変動に与える影響が懸念されている。COP3において合意された京都議定書では、2008～2012年を目標として、先進国全体で温室効果ガスを基準年(1990年)より少なくとも5%削減することとしている。日本は6%削減の目標を掲げ、省エネ、新エネ、原子力の推進等を進めることとしているが、天然ガスは化石燃料の中では単位発熱量当たりの二酸化炭素の排出量が少ないことから、その利用拡大は気候変動問題への対応として有効な手段である。

一方、中国はエネルギー供給の大半を石炭に依存していることから、米国に続く世界第2位の二酸化炭素の排出国であり、2010年にはベースケースで1,300Mt-C、環境指向ケースでも1,100Mt-Cの二酸化炭素の排出が予測されている。よって中国が石炭代替エネルギーとして天然ガスの利用拡大を促進することは温暖化防止に有効な方策と言える。

表1.6 北東アジアにおけるCO₂排出予測

(単位: Mt-C)

	1995	2000	2005	2010	2000～2010 平均増加率 (%)
ベースケース (B98)					
中国	819.7	986.7	1154.5	1313.1	2.9
日本	344.1	355.9	378.2	407.1	1.4
韓国	113.3	124.5	147.2	166.8	3.0
3か国計	1277.1	1467.1	1679.9	1887.0	2.5
内、石炭からの排出	800.5	921.7	1045.7	1161.5	2.3
環境指向ケース (EFS)					
中国	819.7	901.7	994.3	1100.7	2.0
日本	344.1	342.0	344.6	348.5	0.2
韓国	113.5	118.9	130.4	136.8	1.4
3か国計	1277.3	1362.6	1469.3	1586.0	1.5
内、石炭からの排出	800.5	829.0	869.5	912.5	1.0

出所: APERC「APEC Energy Demand and Supply Outlook」(1998.9)

また、大量の石炭消費に伴い、中国では排煙中の煤塵、SO_x、NO_xによる大気汚染等の公害問題が顕在化してきている。「中国環境年鑑 1997」によれば、1996年の二酸化硫黄排出量は1,364万トン、煤塵排出量は1,320万トンと報告されている。主要都市の大気環境も相当悪化している。日本の環境庁が行った「第3次酸性雨対策調査」(平成5年～7年)では、日本海側の離島測定局で冬季に硫酸イオン濃度の上昇が認められ、中国大陸から季節風により硫酸イオンが日本列島へ運ばれてきている可能性が大きく、日本に降る酸性雨の一因とも考えられている。

もちろん、石炭消費に伴うSO_x、NO_xによる大気汚染の減少策については、過去の日本にて実施された脱硫・脱硝装置を装備する方法もある。しかしながら、天然ガスは燃焼の際、煤塵、SO_xをほとんど排出しない。それに加えて発電用の最適原動機とされるガスタービン及び複合サイクル(ガスタービンと蒸気タービンの複合)での熱効率等の性能及び燃焼技術は格段に進歩しており、省エネ運用が可能となるばかりでなく脱硝装置を装

備することなしに、大気汚染防止を実行することができる。トータルライフサイクル価格を考えると、石炭から天然ガスへの転換は過去の事例以上に適切なものとなって来ている。

特に中国では、発電用燃料、民生用暖房燃料に多量の石炭が多く使われていることから、天然ガス火力発電の建設、都市ガスの普及による天然ガスの利用促進は、石炭の燃焼に伴い発生している地域レベルの公害問題の解決にも有効な方策であるとともに、北東アジア全体の酸性雨問題の改善にも資するものである。

表1.7 中国の主要都市の大気環境 (1996年平均)

都市	二酸化硫黄 (mg/m ³)	窒素酸化物 (mg/m ³)	総浮遊粒子状物質 (mg/m ³)	降下煤塵 (t/km ² /月)
北京	0.099	0.117	0.365	16.00
上海	0.054	0.087	0.242	11.05
天津	0.094	0.049	0.317	12.55
重慶	0.321	0.040	0.181	11.85

出所：「中国環境年鑑 1997」(中国環境年鑑社)

④ エネルギー需要構造変化への対応

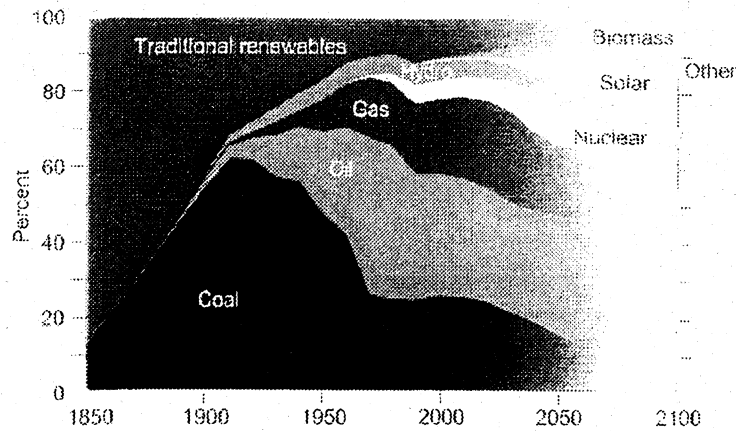
近年は天然ガスを利用した技術開発の進展が著しい。特に、燃料電池は、発電効率が高く(40~60%)、さらにコージェネレーションシステムとして利用した場合に飛躍的なエネルギー効率(総合効率80%程度)を持つ新エネルギーシステムである。自動車や家庭での適用が期待されており、21世紀初頭での実用化を目指して自動車メーカーや電機メーカーがしのぎを削って開発している。IEA(国際エネルギー機関)でも、環境の観点から低公害自動車の国際協力協定に燃料電池自動車を盛り込む方針を打ち出した。これにより燃料電池にかかる研究開発の質とスピードの向上が期待されている。その他にも、コージェネレーション、リパワリングなど、天然ガスが燃料として最も適合する省エネルギーでクリーンな技術の開発が進展しつつあり、これらの技術を日本及び北東アジア諸国に積極的に導入すれば、エネルギー需要構造が大きく変化するものと考えられる。

日本では、天然ガス需要の7割が発電用、3割が工場と家庭向けの都市ガス用であるが、今後の天然ガス利用技術の進展は、こうした需要構造を大きく変化させる可能性を秘めている。エネルギー需要構造の変化に対応した天然ガス利用インフラの整備が必要である。

こうした技術開発の進展等があつて、世界的に天然ガス利用に対する気運が高まっている。世界のエネルギーの主役は過去から見てみると、19世紀までは薪・炭の時代、20世紀入り1960年代までは石炭の時代、1960年代から2000年半ばまでは石油の時代、2000年半ばから22世紀に至るまでは天然ガスの時代といわれている。

昨年ヒューストンで開催された世界エネルギー会議においても「化石燃料資源は次世紀においても世界的な経済成長を持続させるためには十分な量があり、使用量も更に増えていく」と宣言されており、天然ガスの将来性を確認したものとなっている。

1) 技術・資源高度利用（石油・ガス志向）シナリオ



2) 標準シナリオ

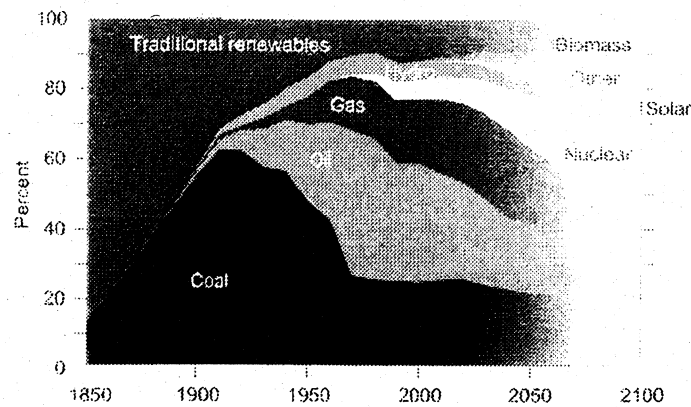


図 1. 9 世界の長期エネルギー展望

出所：WEC資料（1998.9）

⑤ エネルギー価格低減への期待

近年、世界的な流れとして電気、ガス事業等の公益事業や石油産業に規制緩和、競争原理の導入が進展している。中国では、開放改革、市場経済社会主義の導入に伴い、従来国営であったエネルギー産業の行政部門と企業部門の分離が進められている。電力セクターでは独立発電事業者（IPP）の市場参入も認められ、合併プロジェクトのみならず外資単独のプロジェクトも試行的に認可されている。韓国においても、電気、ガス事業は国営企業として運営されていたが、通貨危機による経済不況対策の一環として民営化される方針である。日本においても、石油、電気、ガスのエネルギー事業について、規制緩和、競争導入が急速に進みつつある。

表1.8 電気、ガス事業の規制緩和概要

国	電気事業	ガス事業
中国	<ul style="list-style-type: none"> ・電気事業の行政、企業機能の分離 ・独立発電事業者の認可 ・電気事業への外資活用 	<ul style="list-style-type: none"> ・ガス事業の行政、企業機能の分離 ・天然ガス開発への外資活用
日本	<ul style="list-style-type: none"> ・新規火力発電分野の全面競争導入 ・大口供給の一部自由化 ・託送制度、特定供給の見直し 	<ul style="list-style-type: none"> ・大口供給の一部自由化 ・託送制度の見直し
韓国	<ul style="list-style-type: none"> ・国営電力公社の民営化 ・発電市場へのI P P参入 	<ul style="list-style-type: none"> ・国営ガス公社の民営化 ・L N G輸入の一部自由化

出所：「海外諸国の電気事業」（海外電力調査会）「国際エネルギー動向」（日本エネルギー経済研究所）等より作成

規制緩和、競争原理の導入によりエネルギー間の垣根が取り払われ、市場への相互参入、コージェネレーションや燃料電池等のエネルギー総合利用の拡大が進展すれば、天然ガスの需要が増加するとともに価格の低減も期待される。例えば欧州では、パイプライン等ガスインフラの発達とともに、ノルウェー、アルジェリア、ロシア等複数の供給国間での輸出能力拡大競争が生じ、さらに売買契約も従来の長期で特定ガス田のプロファイルをベースとする枯渇契約からトロール契約のような多数の生産者/購入者が参加する大型契約にシフトしつつあることもあって、市場も売り手市場から買い手市場に変化しつつある。

米国では、天然ガス市場の自由化がさらに進展している。1978年の天然ガス法による段階的な井戸元価格規制撤廃に始まり、1992年の輸送会社における輸送部門と販売部門の完全分離をもって自由化が完成された。現在は、世界的な地域統合の進展を背景に、N A F T Aさらには米州大陸規模でエネルギー市場の自由化が進展しつつある。

このような自由化の程度の違いは、輸入価格の違いとなって現れる。表1.9に日本、欧州、米国のガス輸入価格の水準を示す。これによれば、C I F価格（着船引渡価格）は、日本に輸入されるL N Gが3.2ドルなのに対し、欧州に輸入される天然ガスが2.4ドル、米国へ輸入されるガスが1.6ドルである。

表1.9 各国のガス輸入価格

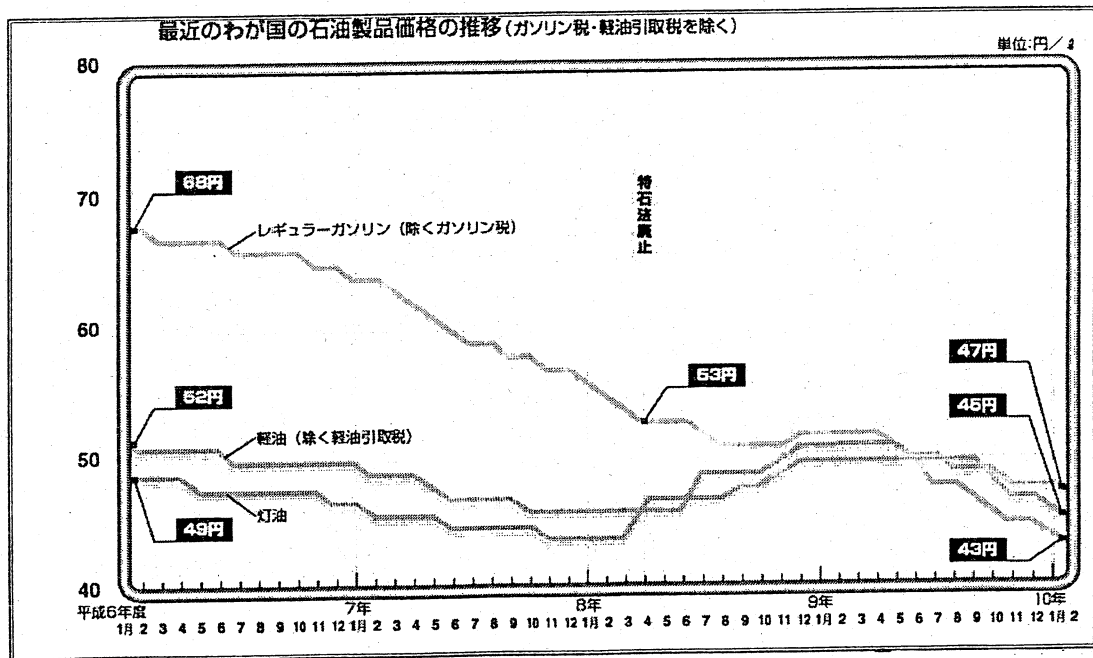
日本 (LNG)	欧州	米国
3.2ドル	2.4ドル	1.6ドル

注：BP統計1994年の値、CIF価格

市場の自由化によって価格低減効果が生じた事例として、特石法（特定石油製品輸入暫定措置法）の廃止とガソリン価格の低下の関係がある。特石法は1996年3月末をもって廃止され、一定の要件を満たせば誰でも自由に石油及び石油製品を輸入できるようになった。ガソリン価格は、特石法の廃止が議論されはじめた1994年初め頃から輸入の自由化を先取りした形で下落をはじめ、1994年から1998年の4年間で25円/㍓値下がりしている。この間、原油価格（C I F価格）は約2円/㍓上昇しているため、ガソリン価格の低下は、特石法廃

止による市場の自由化の効果と見る事ができる。

もちろん、欧米と北東アジアの市場条件の違いやガス市場とガソリン市場との条件の違いがあり、単純な比較はできないものの、複数の供給ルートの確保と市場の自由化が達成されれば、ガス価格の低下をもたらす可能性は大いに高まるものと考えられる。ガス価格の低下は、エネルギー市場の中でエネルギー全般の価格低下をもたらし、日本及び北東アジア諸国の産業の国際競争力強化に寄与することが期待される。



(参考 ガソリン税 53円80銭/L 軽油引取税 32円10銭/L)

図1.9 特石法の撤廃と石油製品価格の推移

注：ガソリン税・軽油引取税を除く

出所：石油情報センター

(2) エネルギーアライアンスの構築

北東アジアは、人口、資源分布、経済開発状況、エネルギー需要予測等からみて、天然ガスエネルギーに関して相互依存関係を構築できる可能性が高い。北東アジアにおける天然ガス利用による相互依存関係の構築を可能とする要因としては、次のものが考えられる。

- 1) 北東アジアのエネルギー3大消費国である中国、日本、韓国は、経済発展を維持するため十分なエネルギー確保が至上命題である。
- 2) 中東依存のエネルギー体質から脱却し、エネルギー供給源の多様化を図ることにより、セキュリティの向上と安定供給を確保する必要がある。
- 3) 地球温暖化防止、環境問題からも他の化石エネルギーよりCO₂、NO_x、SO_xの排出量の少ない天然ガスの比重を高めることが求められている。特に中国における天然ガス利用の拡大は、石炭からの転換を促すことにより地域環境問題としての大気汚染も軽減

し、一石二鳥の効果がある。さらに、酸性雨による日本、韓国への被害をも軽減できるという副次的効果もある。

- 4) 燃料電池をはじめとして天然ガス利用にかかる技術開発は、現状のエネルギー需要構造を大きく変化させ、天然ガス需要を大幅に増加させる可能性がある。
- 5) 新たな天然ガス供給ルートの確保は、エネルギー間競争の活発化を促し、エネルギー価格の低下をもたらすことが期待される。
- 6) ロシアは世界最大の天然ガスの埋蔵量を有している。特に、中国、日本、韓国に比較的近い東部ロシアにも多くの天然ガス資源が貯蔵しているが、この地域は、天然ガス利用を拡大するためのインフラ整備に多額の資金を必要としている。

以上、東部ロシア地域がその賦存するエネルギー資源を北東アジアに安定供給し、それによって東部ロシアとモンゴル、北朝鮮が経済発展を遂げ、日本、中国及び韓国がエネルギーの安定確保を成し遂げて相互利益を拡大し、地域全体の経済発展を遂げることが北東アジアにとって重要な課題である。すなわち、歴史的にみて非常に関係の深い、また民族的にも近い関係にある北東アジアでは、お互いを必要とするが故に経済的に相互依存の関係を樹立し、その結果この地域における国単位のハードルを超えたエネルギー相互依存体制、つまりエネルギーアライアンスを確立する必要性が高まっているのである。北東アジア諸国・諸地域におけるエネルギー資源と経済の位置づけを整理すると以下のようなになる。

表 1. 10 北東アジアにおけるエネルギー資源と経済の位置づけ

国・地域	エネルギー資源	人口	エネルギー市場	技術	資金
東部ロシア	+++	..	+	++	-
中国	+	+++	++	++	+
韓国	-	+	++	++	+
日本	-	++	+++	++	+++

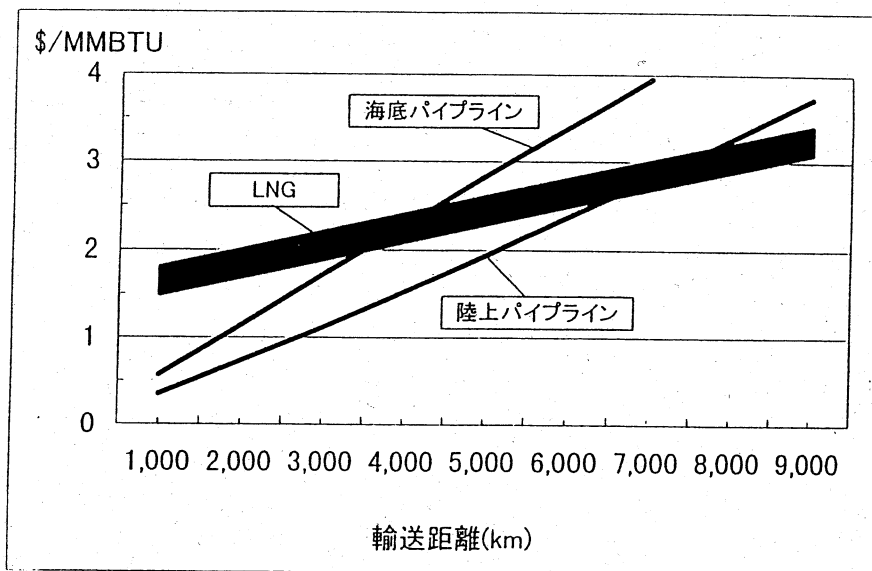
注：モンゴル及び北朝鮮は省略する。

出所：三菱総合研究所

(3) 北東アジアにおける天然ガス輸送

北東アジアにおける天然ガスの輸送は、次の2つの理由によりパイプラインを主体にすることが望ましい。

第1は、輸送コストの観点である。LNGとパイプラインによる天然ガスの輸送コストを比較すると、海上輸送では3,000~4,000km以内、陸上輸送では6,000~7,000km以内の場合、パイプラインの方が経済的に有利であるといわれている。東部ロシアの天然ガスを北東アジアの市場へ輸送する場合、その生産地と消費地の間の輸送距離は概ねパイプライン輸送が優位な距離帯にあり、輸送コスト面からみて、パイプライン輸送の方が経済合理性を確保できる可能性が高いものと考えられる。



(出所)IEA: Natural Gas Security Study(1995)よりエネ研が推計したデータをもとに作成

図 1. 11 パイプライン輸送とLNG輸送の輸送コスト比較

注：輸送量12BCM/年の場合

出所：通産省資源エネルギー庁「アジア天然ガス研究会報告書」(1998.6)

第2は、地球環境保全の観点である。地球温暖化問題の議論においては、一般にエネルギー燃焼時のCO₂排出量が問題にされる場合が多いが、より議論の精度を高めるためには、エネルギーの産出地から最終消費地までの輸送等にかかるエネルギー消費やそれに伴うCO₂排出量も考慮する必要がある。

ベルギーの研究では、この点について一つの計算例を示している(表1.11)。これによれば、ノルウェー～ベルギー程度の近距離帯でのパイプラインによる天然ガス輸送は、LNG輸送に比較して、消費エネルギーで17%、CO₂排出量(炭素換算)で22%程度となっており、より地球環境保全効果に優れているといえる。他のエネルギーと比較しても、パイプラインによる天然ガス輸送は、濃縮ウランにはかなわないものの、石炭や重油、軽油といった他の化石燃料よりも優れている。

これに燃焼時に発生するCO₂排出量も加えて比較したものが表1.12である。他の化石燃料に比べ、天然ガスは燃焼時のCO₂排出量が少なく、生産から燃焼にいたるライフサイクルCO₂排出量ではパイプラインによる天然ガスの優位性がより高まることが示されている。

すなわち、東部ロシアの天然ガスを北東アジアの市場へ輸送する場合、地球環境保全の観点からみても、パイプラインによる輸送は望ましいものと考えられる。

なお、天然ガスの輸送手段の一つとして、井戸元で発電し、送電線による電力の形で輸送することも考えられるが、輸送する電力量、輸送距離、輸送路(陸上、海底、土地利用等)、需要地での利用形態等の条件により、技術的、経済的成立可能性は大きく異なるため、パイプラインとの比較は一概には難しく、個々のプロジェクト条件を踏まえて比較検討する必要がある。

表 1. 11 エネルギー別産出地から最終消費地までの消費エネルギー及びCO₂排出量

エネルギー	産出地から最終消費地まで	
	消費エネルギー MJ _{prim.} / MJ _{prim.}	CO ₂ 排出量 g-Ceq. / MJ _{prim.}
石炭	0.10	2.5
重油	0.15	3.2
軽油	0.11	2.5
ハイプラインガス (ノルウェー～ベルギー)	0.043	1.0
LNG	0.26	4.4
ガス拡散法による濃縮ウラン	0.043	0.06
遠心分離法による濃縮ウラン	0.004	0.06

出所：DERMAUT, Jozef (C.G.E.E. BELGIUM), GEERAERT, Bernard E.A. (Electrabel S.A., BELGIUM)
 "A BETTER UNDERSTANDING OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS FOR DIFFERENT ENERGY VECTORS AND APPLICATIONS" に加筆。

表 1. 12 エネルギー別CO₂排出量

エネルギー	CO ₂ 排出量 (g-Ceq. / MJ _{prim.})		
	産出地から最終消費地までの輸送	最終消費地 (燃焼・消費時)	合計
石炭	2.5	24.6	27.1
重油	3.2	19.2	22.4
軽油	2.5	18.7	21.2
ハイプラインガス (ノルウェー～ベルギー)	1.0	13.5	14.5
LNG	4.4	13.5	17.9
ガス拡散法による濃縮ウラン	0.06	0	0.06
遠心分離法による濃縮ウラン	0.06	0	0.06

注 1：産出地から最終消費地までの輸送にかかるCO₂排出量については、DERMAUT, Jozef (C.G.E.E. BELGIUM), GEERAERT, Bernard E.A. (Electrabel S.A., BELGIUM) "A BETTER UNDERSTANDING OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS FOR DIFFERENT ENERGY VECTORS AND APPLICATIONS" による。

注 2：最終消費地でのCO₂排出量は、環境庁「二酸化炭素排出量報告書 (1992年5月)」による。

(参考表) 試算機関別ライフサイクルCO₂排出量

		(g-C/MJ)						
		日本エネルギー経済研究所 (91年)			エネルギー総合工学研究所 (90年)	電力中央研究所 (92年)	NEDO 化学工業会 (94年)	日本ガス協会 (98年)
		石炭	石油	LNG	LNG	LNG	LNG	LNG
採掘液化	漏洩CH ₄	1.62	0.36	1.40	--	1.65	--	--
	原料ガス中CO ₂	--	0.01	0.86	0.88	1.04	--	--
	フレア燃焼	--	0.06	0.18	0.00	0.00	--	--
	運用 (採掘・液化用燃料)	0.74	0.50	1.78	1.83	1.93	--	--
	小計	2.36	0.93	4.23	2.71	4.62	--	2.89
	輸送・製造・供給	0.65	0.19	0.33	0.34	0.40	--	0.79
	中計	3.00	1.12	4.57	3.05	5.02	3.07	3.68
	燃焼	23.85	19.22	13.75	14.02	13.75	13.75	13.95
	合計	26.85	20.34	18.31	17.07	18.77	16.82	17.63