

インドの天然ガス市場の動向について¹

産業研究ユニット
天然ガス・新燃料グループ
鈴木健雄、田中晴久²、尾崎浩一³、佐々木慶治

はじめに

北東アジア地域の既存の LNG 輸入国である日本、韓国、台湾に続いて、本年初めにはインドが輸入を開始し、2005-06 年には中国への導入計画が進展している。本年 1 月末に Petronet (ペトロネット) 社の Dahej (ダヘジ) 基地に第 1 船が入港し、LNG の輸入を開始したインドは、我が国への主要供給国である中東や東南アジア各国にも距離的に近く、この輸入が拡大していった場合には、我が国を含む既存のアジア LNG 市場への影響の可能性も考え得る。このような問題意識の下で、当研究所では、2004 年 2 月に現地調査を行う機会を得たのでその概要を報告する。本報告では、インドの天然ガス市場の現状を把握することを目的に、まず一次エネルギー長期需要見通しを概観し、その中での天然ガス需要の動向を整理分析した。更に、天然ガス関連主要プロジェクトの進捗についてまとめた上で、インドによる LNG 調達アジアの LNG 市場に与える影響について簡単な考察を試みた。

1. 政策担当機関

インド連邦政府の下に計画委員会 (Planning Commission)、石油・天然ガス省 (Ministry of Petroleum & Natural Gas)、電力省 (Ministry of Power)、石炭省 (Ministry of Coal)、新エネルギー省 (Ministry of Non-conventional Energy Sources)、原子力庁 (Department of Atomic Energy) が位置し、各エネルギー行政を担当している。各省庁の管理下に国営企業、局、州レベルの行政組織が存在している (図表 1 参照)。従来、インドの探鉱・開発事業は、国営企業の Oil and Natural Gas Corporation (ONGC)、Oil India Ltd. (OIL) が独占してきたが、政府の方針転換により、外資企業は石油・天然ガスが既に発見された地域での探鉱も認められるようになった。また、インドにおけるガスの輸送・販売を行うために、1984 年に国営会社である Gas Authority of India Ltd. (GAIL) が設立された。GAIL は、Hazira (ハジラ) ~ Bijapur (ビジャイプール) ~ Jagdishpur (ジャグディッシュプール) を結ぶ全長で約 2,700km の HBJ パイプラインを保有している (図表 8 参照)。

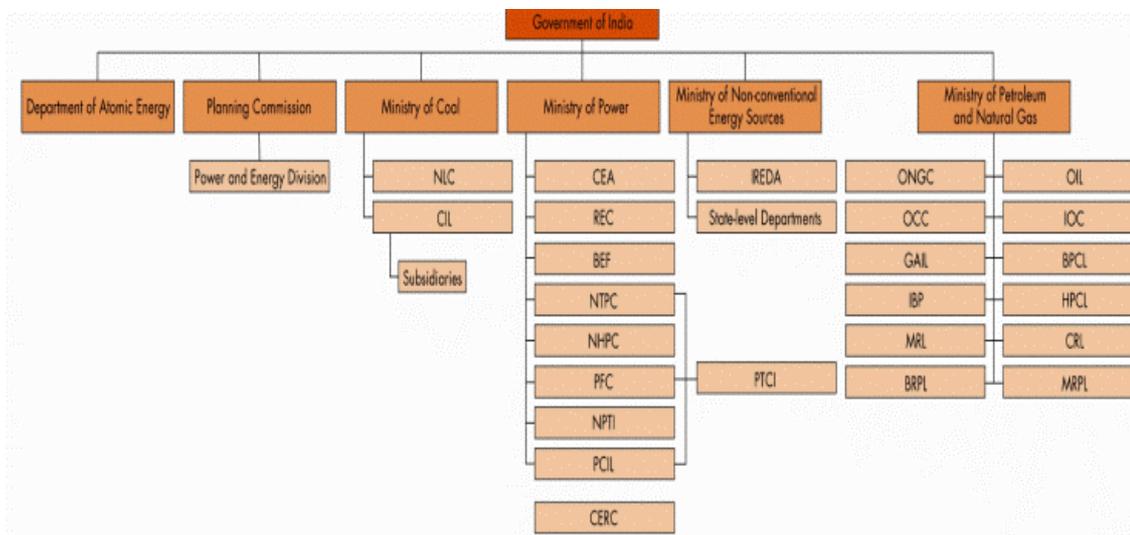
インドは、政府保有の GAIL、ONGC の株式をそれぞれ 10% ずつ民間に売却する方針を固めている。また、GAIL は将来的に販売部門と輸送部門がアンバンドリングされる方向で検討中である。

¹ 本報告は、平成 15 年度に経済産業省から受託して実施した受託研究の一部である。この度、経済産業省の許可を得て公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表すものである。また、報告書の取りまとめに際しては、天然ガス実務に携わっておられる方々によるワーキンググループを組織して貴重な助言を賜った。併せて謝意を表したい。なお、本報告は原則として 2004 年 3 月時点での情報を基に作成している。

² 現・JFE エンジニアリング株式会社

³ 現・ガス事業グループ

図表 1 エネルギー行政組織および産業構成



BPCL: Bharat Petroleum Corporation Ltd
BEF: Bureau of Energy Efficiency
BRPL: Bongaipoon Refinery and Petrochemicals Ltd
CEA: Central Electricity Authority
CERC: Central Electricity Regulatory Commission
CIL: Coal India Limited
CRL: Cochin Refineries Ltd

DAE: Department of Atomic Energy
GAIL: Gas Authority of India Ltd
HPCL: Hindustan Petroleum Corporation Ltd
IOC: Indian Oil Corporation Ltd
IREDA: India Renewable Energy Development Agency
IBP: Indo-Burma Petroleum Company Ltd
MRL: Madras Refineries Ltd

MRPL: Mangalore Refinery and Petrochemicals Ltd
MNES: Ministry of Non-conventional Energy Sources
NHPC: National Hydro-electric Power Corporation
NLC: Neyveli Lignite Corporation
NPTI: National Power Training Institute
NTPC: National Thermal Power Corporation
OCC: Oil Coordination Committee

OIL: Oil India Limited
ONGC: Oil and Natural Gas Corporation
PCIL: Powergrid Corporation of India Ltd
PFC: Power Finance Corporation
PTCL: Power Trading Corporation of India Ltd
REC: Rural Electrification Corporation

(出所) IEA/DOE An Energy Overview of India

URL http://fossil.energy.gov/international/South_and_Southwest_Asia/indiover.html

2. インドにおける一次エネルギー / 天然ガス需給の現状

2.1 一次エネルギー需給の現状

インドにおいては石炭が最も安価な燃料であり、2002 年においては一次エネルギーの 56% を占めている。石炭⁴はインド東部に多く賦存しており、政府としては今後も 20 年間に亘り電力用燃料源を中心として、50% 超の比率を維持していく方針である。

図表 2 に示す通り 1991 年-2001 年の 10 年間に於いては、一次エネルギー供給量の伸び率が年率 5.4% を示している中で、エネルギー源別にみると、天然ガスが年率 7.3% と高い伸びを示している。

⁴ 東部産の石炭を西部に輸送した場合、他の競合燃料に経済性で劣ることとなる。また、国産炭（灰含有率：35%程度）は飛灰（fly ash）が課題であり、燃料効率は悪い（低熱量：3,400Kcal/kg）が、発電所やセメント工場（残灰を製品原料としても使用出来るため）で多く利用されている。粘結炭はオーストラリア、インドネシア等の海外から輸入している。

図表2 一次エネルギー供給

(単位:百万Toe)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力他	合計
1991年	113.8	60.3	11.5	1.4	5.9	192.9
(構成比)	59.0%	31.3%	5.9%	0.7%	3.1%	100.0%
1996年	149.1	87.0	17.3	2.2	6.1	261.6
(構成比)	57.0%	33.2%	6.6%	0.8%	2.3%	100.0%
2001年	179.4	112.3	23.2	6.0	6.7	327.6
(構成比)	54.8%	34.3%	7.1%	1.8%	2.0%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	5.6%	7.6%	8.6%	9.2%	0.5%	6.3%
平均伸び率(1996/2001)	3.8%	5.2%	6.1%	22.5%	1.8%	4.6%
平均伸び率(1991/2001)	4.7%	6.4%	7.3%	15.7%	1.2%	5.4%

(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

2.2 最終エネルギー消費

図表3に示す通り2001年のインドにおける最終エネルギー消費は1.76億Toeであった。そのうち43.9%を産業用が占めており、次いで輸送用(25.3%)、家庭用(18.8%)となっている。1991-2001年の10年間における最終エネルギー消費の伸び率は、年平均で3.4%となっている。部門別に見ると商業用の伸びが際立って高く年率33.8%、次いで家庭用の7.6%となっている。

図表3 最終エネルギー消費の推移

(単位:百万Toe)

	産業用	輸送用	農業用	商業用	家庭用	その他	合計
1991年	70.9	26.8	5.2	0.2	15.9	7.3	126.1
(構成比)	56.2%	21.2%	4.1%	0.1%	12.6%	5.8%	100.0%
1996年	79.3	40.1	8.1	2.2	20.8	5.4	155.9
(構成比)	50.9%	25.7%	5.2%	1.4%	13.3%	3.5%	100.0%
2001年	77.2	44.6	7.6	3.3	33.0	10.1	175.9
(構成比)	43.9%	25.3%	4.3%	1.9%	18.8%	5.8%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	2.3%	8.4%	9.3%	65.2%	5.6%	-5.9%	4.3%
平均伸び率(1996/2001)	-0.5%	2.2%	-1.2%	8.3%	9.7%	13.4%	2.4%
平均伸び率(1991/2001)	0.9%	5.2%	3.9%	33.8%	7.6%	3.3%	3.4%

(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

2.3 天然ガス需給の現状および長期需要見通し

2002年の一次エネルギー中の天然ガス割合は約8%を占めている(ヒアリング調査より)。政府⁵は、同国が「クリーンエネルギーの世紀」に入る準備があり、天然ガスは将来の主要燃料と位置づけていると発表し、2024-25年にはその割合を20%にするという目標を掲げている⁶。今後2025年までの一次エネルギー供給のエネルギー源別割合および天然ガス需要に関する政府の見通しは、「Hydrocarbon Vision-2025」に拠れば、図表4、5の通りである。インドでは天然ガス需要が2025年までに143Bcm(LNG換算約1億トン/年)まで拡大するものと見込まれている⁷。

その一方で、上記の政策目標を達成するためには、エネルギーの大宗を占める石炭の価

⁵ 2004年5月の総選挙により、インド人民党(BJP)を中心とする与党連合のパジパイ政権から、ソニア・ガンジー率いる国民会議派に政権が交代した。エネルギー政策に関しては、基本的に旧政権の政策が継続されている。

⁶ Mr. Proshanto Banerjee, Chairman & Managing Director, GAIL: Asia Gas Buyers Summit 2003(2003年3月24-25日)

⁷ インドでは天然ガスを主に発電用と産業用(肥料用・石油化学用等)として使用している。

格と競合出来る事が絶対条件であり、今後石炭から天然ガスに燃料転換するには強い政策上のインセンティブが必要である。また、天然ガス導入に関し、政府は基本的に国内で生産される天然ガスで需要を賄うことが第一義であり、LNGの導入は次善の策と考えている。従って、インドのLNGの将来は、現政策を継続した場合にはマイナーシェアのみであると考えられている。LNGを輸入する場合でも、従来の北東アジアの既存市場(日・韓・台の三国)で適用されてきたような固定的な条件の長期契約と比較すると、インドではかなりの程度自由度が盛り込まれた形での長期契約が選択されていくものと思われる。

図表4 一次エネルギー供給のエネルギー源別割合(%)の見通し

年	石炭	石油	天然ガス	水力	原子力
2006-07	50	32	15	2	1
2010-11	53	30	14	2	1
2024-25	50	25	20	2	3

(出所) Hydrocarbon Vision-2025(Upto 2011 from Technical Note on Energy, Planning Commission, Govt. of India(1998-99))より抜粋

図表5 天然ガス需要見通しと実績

	(Bcm)									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2002	2007	2012	2025
Hydrocarbon Vision 2025						40	55	84	114	143
生産実績	18	20	20	21	21	22	25			

(出所) Hydrocarbon Vision-2025(Report of the Sub-Group on development and utilisation of natural gas(1999))と DOE An Energy Overview of Indiaより作成

1999年時点における2002年のインドのガス需要見通しが約55Bcm/年であるのに対し、国内ガスの供給量は約25Bcm/年程度に留まっており(図表5)、天然ガスの需要は満たされていない状況である。現在、この想定された需要とのギャップ(30Bcm/年)⁸は、主に石炭で埋められている。この天然ガス不足量を充足するためには、国内ガス田の開発と海外からの輸入とともに進める必要がある。

2.4 天然ガス消費

図表6に示す通り2001年の天然ガス消費量は2,320.9万Toe(約21Bcm)であった。発電用が32.9%、産業用が45.9%両部門で全体の約80%を占めている。1991-2001年の10年間では年率7.3%と高い伸びを示し、発電用・産業用はそれぞれ6.9%、5.9%であった。民生用は暖房の消費は無く、厨房用のみということもあって僅かに1.7%を占めるにすぎないが、この10年間では21.1%と際立った伸びを示している。現在のガス消費については、国内供給力によって制約されているため、供給が拡大すれば消費も拡大してゆくものと考えられている。つまり、天然ガスの潜在需要は現在の消費量を大幅に上回るものであるとの見方ができる。

現在、肥料用原料には、ナフサ代替としてLNG換算約300万トン/年の需要が見込まれて

⁸ Hydrocarbon Vision 2025で提示された需要に関しては、計画初年にあたる2000年で40Bcmとなっていたが、1999年の生産量は21Bcmであり、当初よりギャップは国内ガス田の開発と海外からの輸入によって充当する、という計画になっていた。

いる。インド国内 12 都市では路線バスやタクシー等をディーゼル車から CNG (Compressed Natural Gas) 車に転換するべく、公的な優遇措置も取られている。

図表 6 用途別天然ガス消費量

(単位:千Toe)

	発電用	産業用	民生用	輸送用	その他	合計
1991年	3,899	5,979	59	0	1,537	11,474
(構成比)	34.0%	52.1%	0.5%	0.0%	13.4%	100.0%
1996年	5,988	8,736	218	0	2,360	17,302
(構成比)	34.6%	50.5%	1.3%	0.0%	13.6%	100.0%
2001年	7,627	10,653	401	0	4,528	23,209
(構成比)	32.9%	45.9%	1.7%	0.0%	19.5%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	9.0%	7.9%	29.9%	-	9.0%	8.6%
平均伸び率(1996/2001)	5.0%	4.0%	13.0%	-	13.9%	6.1%
平均伸び率(1991/2001)	6.9%	5.9%	21.1%	-	11.4%	7.3%

(注) 産業用・その他には非金属鉱物、食料品、紙・パルプなどを含む

その他には、自家消費、ガス製造、転換ロスなどを含む

(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

2.5 電源別電力供給見通し

図表 7 に示す通り 2001 年のインドにおける発電電力量は 574.7TWh であった。発電燃料別の 2001 年の構成比を見ると石炭火力が 78.6% を占めており、次いで水力 13.2%、天然ガス火力 3.6%、原子力 3.4%、石油火力 1.2% の順になっている。インド電力省や石油天然ガス省、Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) などの見解では、LNG 火力は石油 (特にナフサ) と競合して伸びてゆくと指摘していたが、石油火力自体の割合がこれだけ低い中では、必然的にガス火力が競合するのは発電コストの安い石炭火力にならざるを得ないと考えられる。もちろん、燃料コストが相対的に高いナフサ代替としての天然ガス需要も見込まれている。

また、過去 10 年間 (1991 年-2001 年) の発電電力量の伸び率は年平均 6.3% と高く、その中では天然ガスが年率 18.3% と際立っている。前述の政策目標によりインドでは将来的には輸入 LNG を燃料としたガス火力発電が拡大していくものと見込まれていることから、今後もガスによる発電電力量の伸びが高くなると予想される。

図表 7 発電電力量の推移

(単位:TWh)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	水力	合計
1991年	224.16	12.05	3.90	5.41	67.52	313.04
(構成比)	71.6%	3.8%	1.2%	1.7%	21.6%	100.0%
1996年	330.03	3.37	24.15	8.40	69.13	435.08
(構成比)	75.9%	0.8%	5.6%	1.9%	15.9%	100.0%
2001年	451.60	6.90	20.91	19.32	75.99	574.72
(構成比)	78.6%	1.2%	3.6%	3.4%	13.2%	100.0%
平均伸び率(1991/1996)	8.0%	-22.5%	44.0%	9.2%	0.5%	6.8%
平均伸び率(1996/2001)	6.5%	15.4%	-2.8%	18.1%	1.9%	5.7%
平均伸び率(1991/2001)	7.3%	-5.4%	18.3%	13.6%	1.2%	6.3%

(出所) IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries

3. ガス・電力事業の現状

3.1 ガス事業

国産天然ガス料金は井戸元価格 2,850 ルピー/千 m³ (約 1.7 ドル/MMBtu) であり、HBJ パイプラインで託送する場合、HBJ ライン通過後 4,000 ルピー/千 m³ (約 2.4 ドル/MMBtu) となる (託送料は 1,150 ルピー/千 m³ [約 65 セント/MMBtu 相当])。また、インド北東部での需要家向け価格は 1,700 ルピー/千 m³ (約 1.0 ドル/MMBtu) である。このように、産業の集中する西部よりも東部の方が最終需要家向けの価格を安くしているのが実態である。インド政府は規制緩和の一環として、3 年以内を目処にこれまで国内ガス価格に設定されていた上限 (Ceiling) を撤廃する方針を示している。また、州ごとに異なっている輸入関税や州税を撤廃または減免する規制緩和策を進めている。これらのガス価格等に関する本格的な規制改革は、今年の選挙後に大きく進展する可能性がある。また、インドにおけるガスの託送は Postage Stamp (郵便切手) 方式⁹である。

(1) 国内ガス田開発

国内のガス需要を喚起するインセンティブとしては、新しい国内探鉱を促進する New Exploration Licensing Policy (NELP: 新探鉱認可方針) の政策がある。

2010-20 年にかけて、Reliance (リライアンス) 社が操業するインド東海岸ベンガル湾沖の Krishna Godabari (クリシュナ・ゴダバリ) ガス田からのガスが国内に供給される予定である。供給量は LNG 換算 800~1,000 万トン/年程度で、Mangalore (マンガロール) 等の南部あるいは西部の工業地帯に供給される。これによって既存のナフサ燃料の工場からの燃料転換が期待される。同ガス田からの輸送ルートとしては、Kakinada (カキナダ)~Cochin (コチン)~Mumbai (ムンバイ) といったルートが検討されており、Mumbai (ムンバイ) まで輸送した場合でも、LNG よりも安価になると見込まれている。同ガス田の推定埋蔵量は 10Tcf (一部報道では 14Tcf とも伝えられている) に上方修正されており、これよりインドのガス埋蔵量は倍増する見込みである¹⁰。

なお、このガス田の発見により、数多くの計画が発表されていた LNG 受入基地の計画案件のうち、特にインド東岸に立地する案件については先行きが不透明となっている。

(2) LNG 受入基地建設状況

多くの LNG プロジェクトが計画される背景には、前述の政策目標 (一次エネルギー供給に占める天然ガスの比率 20%) を達成するためには、電力分野を中心に今後増加を見込むガス需要に、国産の天然ガス生産量だけでは対応できないと見なされている事情がある。LNG の輸入問題は発電問題と言い換えても過言ではない一面を持っている。数件の LNG プロジェクトの内、南西部の消費地により近い西海岸のプロジェクトがより有力であると見られている。西海岸のプロジェクトは、主要なガス消費地である首都ニューデリー周辺部までガスを輸送する HBJ パイプラインに近いこともある。現在のところ、実際に LNG 基地建設の完成または具体的な進展が見られるのは Petronet (ペトロネット) LNG による Dahej (ダヘジ) 基地と Shell による Hazira (ハジラ) 基地の 2 基地のみである。インドへの LNG の受入は、需要家への引渡し価格が 2.0 ドル/MMBtu 程度であるなら、相当量の需要の伸びが見込まれるが、4.0 ドル/MMBtu 超になってしまうと、現在計画されている 2 基 (ダヘジ、ハジラ) の LNG 基地が出来るに留まるであろうと考えられている。

⁹ 託送料金の種類の一つで、受入/払出地点、距離に拠らず、ある地域内で均一の料金であるもの。パイプラインネットワークが限定的 (広がり小さい/延長が短い) である場合に有効である。

¹⁰ 2004 年 6 月、Reliance 社は、更に新たなガス田をインド東海岸の Orissa Coast にて発見したと発表。推定埋蔵量は 4-5Tcf。

【Petronet（ペトロネット）プロジェクト】

2004年1月30日にPetronet LNG Limitedが操業するGujarat（グジャラート）州 Dahej（ダヘジ）基地にインド初のLNG輸入船が入港した。カタールRasGasからのLNG供給量が十分になるまでは、RasGasのトレイン1・2からもLNGを調達する（RasGasトレイン3（470万トン/年）は本年2月に操業を開始。全量Dahej向け）。しかしながら、現状国産ガスを政府補助金付きで安く購入している電力・肥料会社は引渡し価格が高い（4.0ドル/MMBtu超）ということでPetronet（ペトロネット）と長期購入契約を結んでいない状況である。

インドへの天然ガス販売価格はJCCリンク¹¹だが、我が国のようなSカーブ¹²ではなく、上限下限方式を採用している。2003年10月に契約の見直しを行い、RasGasとPetronetは、初めの5年間については原油20ドル/バレル相当としてFOB（Free on Board：本船渡し）で2.53ドル/MMBtu（フレート込みで2.79ドル/MMBtu）の固定価格とし、その後原油価格16～24ドル/バレルにリンクしたプライスバンド内でLNG価格が決定されるフォーミュラに移行することで合意している。

Petronet LNGは、Dahej（ダヘジ）基地のLNG受入量を将来的に500万トン/年から1,000万トン/年まで倍増させる計画を打ち出している。それに伴い、既に完成しているLNGタンク2基（各16万m³）に加えて今後更に2基を増設予定である。

PetronetプロジェクトのCochin（コチン）基地（250万トン/年）に関しては、顧客の確保に苦慮していると伝えられている。

Asian Development Bank（ADB）は、2004年初頭からLNGの受入を開始したPetronet LNG（PLL）に対し、7,500万ドルの融資を保証し、かつPLLの株式を5.2%取得することを決めている。また、PLLの株式の内35%は2月に新規株式公開（IPO）される予定である。

【Hazira（ハジラ）プロジェクト】

Shellが主導するHazira（ハジラ）プロジェクト（グジャラート州ハジラ半島の南端近くの埋立地）の基地建設は2004年2月の段階で70%完成しており、2004年第4四半期に完工予定である。

基地の仕様は、受入能力が250万トン/年（500万トン/年迄拡張見込み）、16万m³タンク×2基、2バース、最大受入可能船型14.5万m³である。

現在、同プロジェクトは多くの需要家と交渉中である。多くの需要家は固定価格を望んでいる。また、供給ソースはオマーンLNG第3トレイン、マレーシア、オーストラリア（NWS）等の可能性があるが、未だ確定していない。Shellは従来型の長期契約ではなく、柔軟性のある短期契約に基づいて、競争力のある価格でガスを提供する方針としている。また、ShellのLNGトレーディング会社であるShell Eastern PetroleumからのLNG調達も視野に入れている。

Shellは一方でGAILとの間でHazira（ハジラ）から受入れたガスをGAIL所有のパイプ

¹¹ Japan Crude Cocktail リンク方式のこと。全日本輸入原油CIF（Cost, Insurance and Freight[運賃保険料込み]）平均価格のことで、これによるLNG価格の算定は次の通りである。

LNG価格(Y)=係数(a)×JCC(X)+定数(b)

¹² 価格曲線が一定の価格帯を上(下)回ったとき曲線の傾きをねかせるための措置のこと。

ラインを使って託送することで Heads of Agreement (基本合意書) を締結している。Shell はインド国営火力発電公社である National Thermal Power Corporation (NTPC) 等の顧客が未だ確定しておらず、あえてライバルである GAIL と手を組んでリスクヘッジしている側面も考えられる。

2004年の3月には Total が、Hazira (ハジラ) プロジェクトの権益を 26% 保有することで、Shell と合意している。

(3) パイプラインガス輸入計画

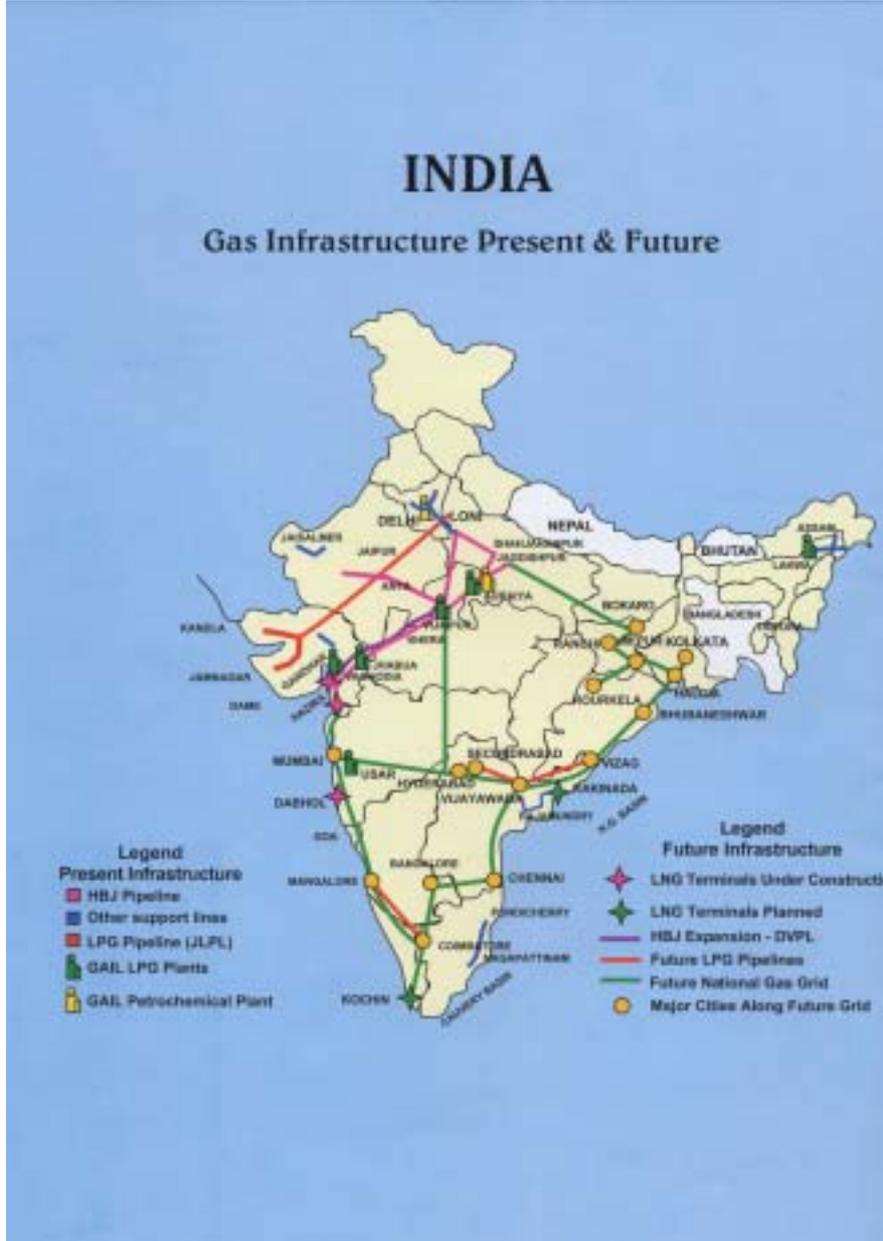
各種計画されているパイプラインガス輸入(イラン、トルクメニスタン、バングラデシュ、ミャンマー等から)は LNG よりも安価であるが見込まれるが、エネルギー安定供給面を考えると実現は難しい。特に、良好とは言えないパキスタンとの二国間関係や、パキスタンを迂回するルートとしての深海パイプライン敷設の経済的・技術的な困難な課題などがあり、計画されているパイプラインガス輸入プロジェクトはいずれも実現可能性が不透明である。

(4) 国内インフラ整備状況

GAIL は向こう 5 年間のうちに約 7,900km に及ぶ国内ガスパイプラインネットワークを整備する (National Gas Grid) 計画を打ち出している。但し、Reliance (リライアンス) 社のような民間事業者には、輸送パイプラインを GAIL のみに依存するのではなく、供給インフラを自社で構築したいという意図もある¹³ (図表 8 参照)。

¹³ 2004/5 月、NTPC が実施した LNG (または天然ガス) の入札を落札した Reliance 社は、ガス輸送パイプラインの敷設件も獲得したと見られている。インド政府は、将来の州際ガスパイプライン計画に際しては、最低 25% を新規のガス生産者に開放することを示唆している。Reliance 社は、インド東方沖で産出したガスを、インド東岸のカキナダから、グジャラート州のアーメダバードまで、1,400 km のパイプラインで輸送する計画であるが、ガス価格は 48 ¢ /MMBtu であり、これは、現在 Gail が NTPC のグジャラート州の発電所向けガス価格の 70 ¢ /MMBtu を大きく下回っている。
(出所) World Gas Intelligence (2004.8.11)

図表 8. インドにおける国内ガスパイプラインネットワーク整備計画



(出所) Gas Authority of India Ltd.資料より

3.2 電力事業

インドにおいては、2003年4月に電力部門への新法（電力法：The New Electricity Act）を導入し、新規発電所建設をするにあたって州電力庁（State Electricity Board：SEB）の許認可が不要、電力販売の自由化、行政手続きの簡素化等がなされた。本改革は、電力市場競争の喚起、オープンアクセス、将来的な SEB 部門のアンバンドリング（輸送電・発電・送電）を目的としているとされる。

今後5 - 10年間で整備する事項は以下の4項目である。

送電線のオープンアクセス

州間トレードの促進

電力スワッピング（送電グリッドが出来る前に）

電力のプール市場の形成 / 自由化

競争を促進させるためにも、未供給エリアの整備も含めた送電ネットワークの整備が重要である。

4. 変化する LNG 取引形態 / 既存北東アジア市場への影響

現状では、政府は一次エネルギー供給の20%を天然ガスが占めるという政策目標を掲げおり、LNG基地の計画も多数存在するものの、特にインドの天然ガスの大需要家である電力事業者にとって、天然ガス導入に関して具体的なインセンティブが与えられていないため、石炭との価格差を考慮すると、率先して天然ガスを導入する意欲が高まっているとは言い難い。また、環境に関する意識も発展途上段階にある中で、同国への今後の天然ガスの浸透について検討した。

インドにおいては、電力向け用途を軸に数カ所の LNG の受入基地計画があり、天然ガスの導入に関する世界的なトレンドと方向性を一にして、2000年に発表されたエネルギー施策の方針である「Hydrocarbon Vision-2025」にも示されたように、天然ガスの導入を促進する方向である。

その一方で LNG の需要は、中長期的には(ポテンシャルとしては)大きいといえようが、短期的に見ると、直近での LNG 導入とその加速には若干の躊躇があるように考えられる。その理由は、大きく次の2点が挙げられる。

価格の観点から、既存の普及燃料である石炭のレベルの競争力を保持しているとは言えず、この石炭との競合の行く末を見守りたいこと

近年発見されたインド東岸沖の Krishna Godabari (クリシュナ・ゴダバリ) ガス田のガス(国内パイプラインガス)の優先普及政策の行く末を、国内びぷラインの整備の進展とあわせて見守りたいこと:

これらは、 については、LNG 価格設定において、現時点では国内東部に産出する既存の普及燃料である安価な石炭との優位性に関わる懸念(対石炭との競合) については、国内産のガスの優先利用についての今後の政府の支援方針等も加味すると、LNG に比して優位性があるのではないかという期待(対国内パイプラインガスとの競合)が背景にある。

4.1 インド天然ガス市場が LNG によって拡大される場合

現状で LNG がインド市場に浸透する場合、既に運用を開始している Dahej (ダヘジ) 基地を初め、Hazira (ハジラ) 基地のような既存の HBJ パイプラインに直接連結している基地からの LNG 導入が想定される。この周辺に更に浸透することを想定した場合、HBJ パイプライン沿線の電力向けを主とする新規需要および燃料転換需要の喚起が必要であろう。

また、中東から我が国を含む既存の北東アジア市場を結ぶ LNG 輸送船にとっては、同国の LNG 需要が拡大し更に今後のアジアの新規供給源からも輸入することになれば、各地荷揚げ後の LNG 船を有効活用する等のトレーディング上の可能性(バックホール¹⁴等)を広げる要地と成り得ると考えられる。

しかしながら、インドにおいては LNG の需要家引渡し価格の問題が依然普及の障害となっており、数多くの LNG 基地建設計画がある中でも当面は前述の2基地の実現に留まり、需要拡大の期待はそれほど高くないものと思われる。

4.2 インドの天然ガス市場が国産ガスによって拡大される場合

インドでは、近年発見された Krishna Godabari (クリシュナ・ゴダバリ) ガス田の国産ガスが国内市場に供される状況を期待している。この場合には、輸送費を含めた価格面で輸入 LNG に優ることが前提となる(HBJ パイプライン周辺は現状 LNG 圏と考えられるが、東

¹⁴ バックホール (Back-Haul): 帰路運送のこと。積荷航海終了後、帰路にタンカーの空き容量を利用して行う航海のこと。

からの国産ガスとの価格競合次第の部分がある)。また、今後5年間程度で国内のガスパイプライン網(National Gas Grid)整備がGAILの計画通りに実現するかどうかという点もポイントとなる(インドにおけるパイプライン用地の確保は我が国に比べて容易である)。これらの国内ガスグリッド整備が国内全体の需要地へ行き渡る状況となれば、環境意識の向上と相まってインド国内の一次エネルギー供給構造が大きく変化し、石炭から天然ガスへのシフトが拡大する可能性もある。

4.3 インドの天然ガス市場の今後と既存のLNG市場に及ぼす影響

インドでは、石炭がエネルギー源として支配的な地位を保っている状況である。天然ガス市場拡大の観点からは、ガスの需要家引渡しの価格が大きな障害となっている現状があるが、こうした課題が解決され、政府による天然ガス推進策や環境意識の向上等があれば、それらが普及の後押しとなって短期間に天然ガスの需要が拡大する可能性はある。

このような状況から、インドが既存の北東アジア LNG 市場に及ぼす影響という観点で見ると、LNGの量的な面では当面(北東アジア市場への)影響は限定的であるものと思われるが、LNG価格や取引方法について、インドの新規契約が新たな形式(具体的な購入契約の条項等)をもたらす可能性が予想される。

4.4 まとめ

今後、インドでは当面の一次エネルギー需要の伸びが見込まれ、政府も天然ガス導入に対して積極的な政策目標を掲げているものの、電力事業者を主とするコア需要家にとって合理性のある具体的な支援や誘導的な政策がないままでは、実務レベルでは、経済性に優る石炭の使用が優先されると考えられること、Krishna Godabari(クリシュナ・ゴダバリ)で発見された大規模ガス田など、国内資源の開発の実現の可能性がおおきくなること、そして政策としてもLNGよりも国内天然ガスの使用を優先することを考慮すると、海外から輸入するLNGへの依存度は以前に想定されていたほど大きくないことになる。また、国内ガス輸送インフラの整備進展状況も今後の天然ガスの普及に大きく関わってくると考えられる。

以上から、当面における我が国や既存のアジアのLNG市場への影響は限定的なものに留まるであると考えられる。しかしながら、価格・政策インセンティブの問題が解決されれば、LNG需要(輸入)拡大も見込まれ、また、スワップやスポット調達への関与など、我が国のLNG取引の多様化については考慮の対象となる可能性があると思われる。

(参考)

Toe : 石油換算トン

MMcmd : 100万m³/日

Bcm : 10億m³

Tcf : 1兆立方フィート

GW : ギガワット

TWh : テラワット時

MMBtu : 100万Btu(Btu: British Thermal Unit, 1Btu=252カロリー)

以上

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp