

第8章 マレーシア

山浦 重一*

8-1. 最近の石油市場・石油政策概況

8-1-1. 最近の石油政策・石油市場動向

(1) 一次エネルギー消費の推移

マレーシアは積極的な外資導入策により 1990 年以降、年率 8% 以上の堅調な経済成長を記録してきたが、1997 年の通貨リングと株価の暴落により 1998 年の経済成長率は対前年比マイナス 6.7% と大きく落ち込み、エネルギー需要も同マイナス 15% と急落した。しかし、国内経済はその後回復しており、1999 年は 2.4%、2000 年は 6.5% 程度拡大すると見込まれ¹、このような好調な経済成長に伴ってエネルギー需要も回復し、大きく増加することが予想されている。

表 1-8-1：マレーシアの一次エネルギー消費の推移

(単位：石油換算百万トン)

	1985	1990	1995	1996	1997	1998	年平均増加率(%)		
							85/98	90/98	95/98
消費量									
石油	10.0	13.4	19.3	21.4	25.0	19.0	5.2	4.9	-0.8
天然ガス	4.6	6.8	11.1	15.0	19.2	18.4	10.9	13.3	22.3
石炭	0.3	1.4	1.6	2.1	1.6	1.5	12.5	0.9	-0.3
水力	0.3	0.3	0.5	0.4	0.3	0.4	2.3	4.0	-11.8
合計	15.2	21.9	32.5	38.9	46.1	39.2	7.6	8.0	9.0
構成比率									
石油	65.9%	61.1%	59.3%	55.1%	54.3%	48.5%			
天然ガス	29.9%	31.1%	34.1%	38.5%	41.7%	46.9%			
石炭	2.1%	6.3%	5.0%	5.3%	3.4%	3.8%			
水力	2.1%	1.6%	1.6%	1.1%	0.6%	1.0%			
合計	100%	100%	100%	100%	100%	100%			

出所：IEA: Energy Balances of Non-OECD Countries 1996-1997, 1999 Edition.

1985-1998 年の一次エネルギー消費については年平均 7.6% と大きな伸びを記録した(表 1-8-1)。エネルギー別構成比を見ると、石油と天然ガスの比率が飛び抜けて高く、両方で消費全体の 95% 前後を占めている。ただし、1980 年には 90% 以上あった石油依存度は 1985 年には 66%、1998 年には 48.5% まで低下した。逆に天然ガスの構成比は 1980 年の 7% から 1985 年に 30%、1998 年には石油とほぼ同じ水準である 46.9% まで急伸した。この大きな変化の背景としては、エネルギー需要が急増するとの見通しを踏まえ、政策的に石油利用を抑制し、天然ガスや水力などへのエネルギー源の多様化を推進したこと、また原油は外貨獲得のため輸出に振り向けたことなどが挙げられる。

* 国際動向分析グループ研究員 (現 AOC エネルギー開発株式会社業務部)

¹ OECD Economy Outlook(1999.10)

(2)最終エネルギー消費の推移

最終エネルギー消費については年々増加し、1990年以降は年平均8.9%の伸びを示している。第7次計画期(1996-2000)においては当初、天然ガス12.7%、石炭18.1%など全体で年率8.9%の増加が予測されていたが、経済危機の影響で5.1%程度にとどまる見通しである(表1-8-4)。部門別では産業および運輸部門の比率が高く、1997年には両部門で全体の約77%を占めている。自動車の普及や新たに通勤電車サービスが導入されれば運輸部門のエネルギー需要は年率8%を上回り、今後さらに比率を高めると見られている(表1-8-2)。

表1-8-2：マレーシアの最終エネルギー消費の推移(部門別) (単位：石油換算百万トン)

	1985	1990	1995	1996	1997 (シェア)	年平均増加率(%)			
						85/97	90/97	95/97	
産業	3.60	5.91	9.01	10.26	11.01	42.3%	9.6	8.5	9.5
運輸	3.58	5.41	7.83	8.79	9.17	35.3%	8.2	7.3	7.6
民生・農業	1.17	1.66	3.28	3.70	4.05	15.6%	10.7	12.0	10.0
非エネ消費	0.41	0.57	2.03	2.19	1.78	6.8%	12.5	15.0	-6.8
合計	8.76	13.55	22.15	24.94	26.00	100.0%	9.4	8.9	7.8

出所：IEA: Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries,1996-1997,1999 Edition.

エネルギー別構成比を見ると石油71.1%、天然ガス8.5%、石炭3.0%、電力16.8%となっている。天然ガスの比率が一次エネルギー消費ベースに比べて小さいのは発電等の転換部門で多く消費されているためである(表1-8-3)。

表1-8-3：マレーシアの最終エネルギー消費の推移(エネルギー別)(単位：石油換算百万トン)

	1985	1990	1995	1996	1997 (シェア)	年平均増加率(%)			
						85/97	90/97	95/97	
石油	6.9	10.2	16.2	18.0	18.6	71.7%	8.6	8.2	6.7
天然ガス	0.5	1.1	1.9	2.4	2.2	8.5%	12.6	9.4	7.1
石炭	0.3	0.5	0.7	0.7	0.8	3.0%	8.5	6.5	6.5
電力	1.1	1.7	3.4	3.8	4.4	16.8%	11.8	12.7	12.1
合計	8.8	13.6	22.2	25.0	26.0	100.0%	9.4	8.9	7.6

出所：IEA: Energy Balances of Non-OECD Countries,1996-1997,1999 Edition.

しかしながら、1997年以降の経済危機の影響でエネルギー消費の伸びは減速している。第7次エネルギー計画(1996-2000)の最終エネルギー消費の見通しについては1999年4月に見直しされ、当初年率8.9%であったエネルギー成長率は、経済危機以後製造業の伸びが減速したことから最終的には5.1%にとどまる見込みとなっている²(表1-8-4)。

² 現在第8次計画を策定中である。

表 1-8-4: マレーシアの最終エネルギー消費の推移(エネルギー別)(単位:PetaJoule=10¹⁵Joule)

	1995	1998	2000	成長率(%)			
				当初	修正	96/98	99/00
石油	625.2	714.1	758.8	6.7	3.9	4.5	3.1
天然ガス	81.0	100.0	108.5	12.7	6.0	7.3	4.2
石炭	29.8	33.2	35.7	18.1	3.7	3.7	3.7
電力	132.2	184.7	209.5	11.0	9.6	11.8	6.5
合計	868.2	1,032.0	1,112.5	8.9	5.1	5.9	3.8

出所：マレーシア首相府 Economic Planning Unit.

(3)石油および石油製品の需給動向

原油生産は 1990 年以降、新規油田の開発が進展したことや 2・3 次回収の実施により 60-66 万 B/D の水準で推移している。マレーシアの原油は低硫黄なことから、多くは輸出されているが、1994 年には国産低硫黄原油を処理する Melaka 製油所の運転開始により、それ以降は輸出量が減少した(表 1-8-5)。また経済成長を反映して国内の石油製品需要は順調な伸びを示している。製品別に見ると、発電用燃料としての天然ガスへの転換を反映し、重油の伸びが小さなものにとどまる一方で、輸送用燃料であるガソリン、軽油の伸びが顕著となっている(表 1-8-6)。

表 1-8-5：マレーシアの石油・天然ガス・石油製品需給動向

	原油需給			天然ガス生産・輸出			石油製品輸出入	
	生産 千トン	輸入 千トン	輸出 千トン	生産 MMSCF	LNG 輸出 千トン	PL 輸出 千トン	輸入 千トン	輸出 千トン
1993	30,583	1,691	21,030	765,445	7,841	1,050	7,050	3,433
1994	31,115	1,538	19,061	862,085	8,093	1,263	6,761	4,966
1995	33,327	1,271	19,165	1,273,887	9,727	1,270	7,402	6,560
1996	33,737	1,397	17,494	1,245,483	12,908	1,098	8,201	6,180
1997	33,160	1,256	15,872	1,391,093	15,309	1,090	9,243	6,259
1998	34,978	1,906	18,014	1,405,723	14,671	1,125	8,697	6,210

出所：EDMC(Monthly Statistical Bulletin Malaysia, Monthly External Trade Statistics)

国内需要の堅調な伸びに対応するためいくつかの製油所の新增設が計画され、そのうち 1998 年の Petronas・Melaka-2 製油所の稼働や Shell・Port Dickson 製油所の拡張により、国内の精製能力は合計 52.8 万 B/D となった(表 1-8-7)。この結果、国内の石油製品のほとんどは自給できることになったが、逆に経済危機による石油製品需要の落ち込みによって、今後は余剰製品のアジア市場向け輸出を視野に入れる必要がでてきている。

表 1-8-6 : マレーシアの石油製品需給の推移

(単位:千トン)

	1985	1990	1995	1996	1997
需要	9,408	10,888	18,679	20,488	21,306
NGL/LPG/エタン	211	365	2,086	2,230	2,359
ナフサ	-	-	-	-	-
ガソリン	1,989	2,429	4,332	4,828	4,886
ジェット燃料油	377	441	1124	1344	1449
灯油	300	201	172	206	269
ディーゼル油	3,072	3,956	5,985	6,598	7,040
燃料油	2,749	2,783	3,611	3,984	4,321
その他	458	563	756	813	341
製油所燃料	252	150	445	485	483
供給					
生産	7,039	9,743	16,503	17,507	15,979
輸入	2,379	3,028	-705	273	2,078

出所 : IEA: Energy Statistics of Non-OECD Countries, 1996-1997, 1999 Edition

表 1-8-7 : マレーシアの製油所の精製能力

(単位 : 千 B/D)

製油所	場所	トッパー	事業者	権益
Esso Malaysia	Port Dickson	88	Esso	100%
Shell Refining	Port Dickson	105+50	Shell	60%**
Sarawak Shell	Lutong	45	Shell	100%
Petronas Penapisan	Kertih	40	Petronas	100%
Petronas Melaka-1	Melaka	100	Petronas	100%
Petronas Malaka-2*	Melaka	100	Petronas45%, Conoco40%, Statoil15%	
合計		528		

出所 : National Energy Balance, Ministry of Energy, Communications & Multimedia, Malaysia.

注 : *正式名称は Malaysia Refining Co. (MRC) Melaka 製油所。中東原油を処理。タイの Conoco 社 SS 向けガソリンの供給を狙う輸出製油所。

**Shell の Port Dickson 製油所は中東原油も処理可能とするため 50 千 B/D の能力増強。その際 Shell の出資比率は 75% から 60% へ引き下げられた。

8-1-2. 最近のエネルギー政策、石油政策の概要

(1) エネルギー政策

マレーシアのエネルギー政策においては 3 つの基本的な目標が定められている。すなわち、石油、天然ガス、水力および石炭を一次エネルギー源とし、十分なエネルギーの安定的かつ効率のよい供給を実現する、エネルギーの有効利用を促進する、エネルギーの生産、輸送、転換や利用による環境への影響を最小化する、の 3 つである。

これらの目標、とくにエネルギーの安定的供給を達成するため、政府はエネルギーの多様化戦略を打ち出している。これは「4 燃料政策 (Four-Fuel Policy)」と呼ばれ、マレーシアが石油純輸出国でありながらその可採年数が低下してきたため、天然ガス、水力、石

炭の利用拡大により、石油依存度の低減を進めようとするものである。具体的には、発電用、産業用重油の天然ガスへの転換、CNG(圧縮天然ガス)車の普及促進、水力発電所の建設：BAKUN プロジェクト(10年で240万KWの水力発電所を建設)を推進している。

この政策の実施により、先述のとおり最終エネルギー消費構成に占める石油の割合は次第に減少し、天然ガス、石炭、電力がそれぞれ増えている(表 1-8-3)。ただし、問題点としては、マレーシアのエネルギー資源は資源量および開発の経済性から見て石油と天然ガスが主力とみなされていること、水力については潜在量は大きいものの、その潜在的に開発可能な能力の大多数が需要地から遠隔のサラワク州に位置していることから経済性の面で問題が大きいこと、石炭については利用拡大は輸入依存度の上昇につながる事が挙げられている。

石油については可採埋蔵量の制約から、基本的には国内の原油生産および開発に一定の制限を課す資源温存策(National Depletion Policy)がとられている。しかし、埋蔵量の追加や先進技術、資本の導入のため、外資による探鉱開発を促進する目的で、生産分与(PS)契約の条件見直しも行われている。この結果、主に沖合いでの新規油田の発見により、確認埋蔵量は表 1-8-8 のとおり 39 億バレルまで増加した。

表 1-8-8：マレーシアの石油・天然ガスの埋蔵量、生産量、消費量の推移

(単位)		1978	1988	1997	1998	可採年数
石油						
確認埋蔵量	億 B	28	29	39	39	14.8
生産量	千 B/D	na	550	740	745	
消費量	千 B/D	na	210	430	405	
天然ガス						
確認埋蔵量	兆 m3	0.48	1.46	2.26	2.31	56.0
生産量	10 億 m3	na	16.4	38.4	41.3	
消費量	百万 toe	na	5.6	15.3	18.4	

出所：BP Amoco 統計 1999

天然ガスについては、1978年の4,800億m3から1998年には2兆3,100億m3まで飛躍的に埋蔵量が増加している。天然ガスは1970年代から開発され、サラワク州 Bintulu で液化プラントが完成し日本向け LNG 輸出が開始された1983年以降、生産は急速に拡大し、豊富な埋蔵量を背景に1998年の生産量は413億m3に達している。可採年数は56年で、政府の方針に沿って石油に代わるエネルギーとして天然ガスの利用促進が大幅に進んでいることから、生産量は今後さらに増加すると予想されている。

原子力については、国内の天然ガス資源が枯渇し、かつ原子力の安全性が確保され廃棄

物処理技術が確立するまでは導入しない方針である。

省エネについては、1991年に National Energy Efficiency Program が策定され、エネルギー利用効率の向上など省エネに取り組んでいる。しかしながら、エネルギー価格が低く抑えられていることもあり、国民全体の省エネ意識があまり浸透していないといわれている。

(2)石油政策

石油政策の概要

マレーシアは現在、石油の純輸出国であるが、石油の確認埋蔵量は39億バレル、可採年数(R/P Ratio)は14.8年で、中東の大産油国と比べてその資源量は小さい(表1-8-9)。このため、第6次マレーシア計画(1991-1995年)では国内の石油資源を温存するため、原油の生産量を63.1万B/Dを超えないように制限していた(National Depletion Policy)。第7次計画(1996-2000年)でもその制限を継続し、期間中の平均生産量は原油60.6万B/D、コンデンサート8.9万B/Dとみている。近年油田開発が順調に進展していることなどから、1998年の原油生産量は63.4万B/Dに達している。

表1-8-9：マレーシアの原油の埋蔵量・生産量の推移

	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
確認埋蔵量(億B)	29	29	29	44	40	39	39	na	na
生産量(B/D)	276	430	602	663	646	629	634	630	600

出所：確認埋蔵量はBP Amoco 統計、生産量はPetronasのデータ(1999/1)より。

注：1996年に生産上限量を超えたのは、既存油田の生産効率向上と、コンデンサートの生産量が1990年の22千B/Dより1995年には42千B/Dに増加したことが主因である。

石油資源は国営石油会社であるPetronasが一括管理している³。近年は埋蔵量を追加し、かつ先進技術の導入、コストの低下を図るため、税制優遇、PS契約の条件見直しによって、探鉱開発への外資導入を積極的に促進し、石油資源の効率的な開発を図っている。

Petronasによればマレーシアの1999年1月現在の石油確認埋蔵量は36億3,000万バレル、天然ガスは85.8兆cfである⁴。石油と天然ガスの埋蔵量を比較してみると圧倒的にガスが多い。資源温存策やPS契約の条件見直しで外資による積極的な探鉱開発が実施された結果、主に沖合いでの油田発見により、確認埋蔵量は1990年の29億バレルから1995年には50%余りも増え、41億バレルとなっている。

³ Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS)は1974年8月に設立された。Petroleum Development Act(1974年制定)に基づきマレーシアにおける石油資源を一括管理する。

⁴ PETRONAS Annual Report 1999 .

精製部門については現在、Petronas、Shell、Esso 等が 6 つの製油所(合計処理能力 52.8 万 B/D)を運営している。1994 年に Melaka 製油所が完成する前は、精製能力不足が続きシンガポールに委託精製を行ってきたが、現在は国内需要を賄うことが可能となり、さらに 1998 年には中東原油を処理する Melaka-2 製油所が完成し輸出能力も合わせ持つことになった。しかし、Melaka-2 製油所の運転開始と経済危機による石油製品需要の鈍化から、今後はアジアの市場向け輸出を視野に入れることが必要となっている。外資による精製事業への参入は原則自由化されており、Melaka-2 では Conoco と Statoil が参画したことは注目される動きである。輸出製油所の新增設や高度化の計画もあるが、アジア経済の失速および精製マージンの低下という状況下で、現時点ではほとんど動きがない。

流通・販売に関しては基本的には自由市場である。販売シェアは 1994 年時点で Petronas31%、Shell32%、Esso18%で外資 2 社が市場の半分を占めているものの、最近では Petronas がシェアを少しづつ伸ばしている。石油製品のうち、ガソリン、軽油、LPG の小売り価格については、APM(Automatic Pricing Mechanism)と呼ばれるシステムにより政府が上限価格を設定しコントロールしている。具体的には、コスト、税金とシンガポールの製品公示価格をベースとして決定するが、政府はシンガポールの製品公示価格の変動を吸収するため、税金を調整して小売価格が一定となるようにしている。

8-2. 域外石油輸入の抑制策

8-2-1. 石油代替エネルギー開発政策

(1)天然ガス

マレーシアにおいて天然ガスは、エネルギー資源の多様化を図るための最重要エネルギーとして位置づけられている。天然ガスの探鉱開発は順調な成果を上げ、生産量は 1988 年の 1,480 万トン(石油換算)から 1998 年には 3,720 万トンとほぼ 150%増加した(表 1-8-10)。また、消費量は国内幹線パイプライン網の整備等により 1998 年には 1,840 万トンまで増大し、また LNG による日本、韓国、台湾向け輸出も 1,420 万 LNG トン(19.4BCM)まで大きく拡大している。今後も石油の代替エネルギーとしてシェアを伸ばしていくものと予想されている。

天然ガスの確認埋蔵量は 2 兆 3,100 億 m³、可採年数は 56 年と石油に比べて豊富である(表 1-8-10)。またその 80%以上が石油の生産に左右されることがない構造的ガス田であることは極めて好条件である。半島マレーシアの東沖合いで生産される天然ガスはパイプラインで国内やシンガポールへ輸出され、一方サラワク沖合いの天然ガスは LNG として輸出されている。この他に現在、積極的に開発が進められているひとつがタイとの共同開発水域(JDA)である。JDA ではこれまでの探鉱の結果、3 鉱区で 10 のガス田、合計 10 兆 cf の埋蔵量が確認されており、そのうち、Triton 社と共同操業を実施している A-18 鉱区で発見さ

れた Cakerawala ガス田は 2000 年第 4 四半期より生産開始の予定となっている。

表 1-8-10：マレーシアの天然ガスの埋蔵量・生産量・消費量の推移

	1978	1988	1990	1996	1997	1998	(単位)
確認埋蔵量	0.48	1.5	1.6	2.27	2.26	2.31*	兆 m3
生産量	-	14.8	16.0	31.3	34.6	37.2	百万 toe
国内消費量	-	5.6	6.8	14.3	15.3	18.4	百万 toe

出所：BP Amoco 統計 1999

注：可採年数は 56.0 年。

急速に拡大している国内での主な用途は発電用燃料や産業用原料としてであるが、都市化が進み人口も集中しているマレー半島では商業用、家庭用のガス需要も増大している(表 1-8-11)。

表 1-8-11：マレーシアの天然ガスの用途別消費量の推移 (単位：百万 toe)

	1985	1990	1995	1996	1997
国内消費量	2.34	6.79	11.10	14.95	19.19
産業用	0.46	1.09	1.58	2.05	1.87
発電用	0.53	1.36	6.41	8.31	10.35
民生用	0.05	0.03	0.29	0.37	0.34

出所：IEA: Energy Balances of Non-OECD Countries, 1996-1997, 1999 Edition

発電および産業用の利用が拡大している背景には、1984 年から 15 年の歳月をかけて完成したマレー半島全域を環状で繋ぐガス輸送システム Peninsular Gas Utilization (PGU) の存在に負うところ大きい。PGU は Terengganu 沖合いガス田から東海岸へ繋ぎ込まれ、クアラルンプールからシンガポールに至る半島南部の輸送網、さらに半島西海岸に沿ってタイ国境まで繋がる総延長約 1,420km にも及ぶパイプライン幹線である。PGU は将来はマレーシアとの JDA から生産されるガスを輸送する Trans-Thailand Malaysia Gas Pipeline につながる計画である。PGU は 20 億 cf/日の天然ガス供給能力を持っており、1998 年には平均 11 億 6,300 万 cf/日のガスが輸送され、そのうち発電所向けが 78%を占めている。

電源の多様化という観点からこのようにガス利用が促進された結果、1997 年のマレーシアの総発電量 57,875GWh のうち天然ガス火力による発電量が 78.83%を占め、次いで石油 10.20%、水力 5.69%、石炭 5.27%となっている(表 1-8-12)。1980 年にはその約 80%を石油火力に頼っていたことを考えれば大きな変化である。ただし、政府としては天然ガス依存度が現在大幅に上昇していることから、今後は石炭や水力発電の割合を徐々に高めた

い意向である⁵。しかし、経済危機の影響で大型電力建設プロジェクトが相次いで中止、延期あるいは規模縮小となったことや石炭火力発電所の建設による環境への影響から、短期的にはますます天然ガスに頼らざるを得ない状況にある。

図 1-8-12：マレーシアの発電電力量の推移(燃料別)

	石炭	石油	天然ガス	水力	発電量 (GWh)
1985	-	57.78%	16.57%	25.65%	14,554
1990	13.04%	43.56%	26.07%	17.33%	23,012
1995	7.28%	16.83%	62.21%	13.69%	45,453
1996	6.39%	12.30%	71.23%	10.09%	51,407
1997	5.27%	10.20%	78.83%	5.69%	57,875

出所：IEA: Energy Balances of Non-OECD Countries, 1996-1997, 1999 Edition

このような高まる需要に対し天然ガスの安定供給を持続するため、政府は石油と同様に天然ガスに関しても大水深区域での探鉱や小規模ガス田の一体開発などを促進するような財務条件や PS 契約条件の見直しを行い、外資導入を図っている。また、1993 年以降は半島マレーシアでの天然ガスの使用量を 20 億 cf/日に制限している。このうち、発電用としては 13 億 cf/日、全体の 65%の枠が確保されており、残りが石化用原料やシンガポール向け輸出であるが、これまでのところ、実際の消費量が制限量を上回ったことはない。

ガスの有効利用を図る一環として NGV と呼ばれる天然ガス自動車用の燃料としてガスを利用するプロジェクトが推進されている。NGV は非課税であるため、通常のプレミアムガソリン価格の半額に優遇され、さらに、エンジンの燃料転換装置の輸入税等も免除されている。タクシーのエンジン改造がすでに進んでおり、NGV 専用のサービスステーションも 15 ヶ所建てられている。また公共バスでの実用化試験や Petronas による NGV 試作車の開発も行われている。

マレーシアでは天然ガスをパイプラインだけでなく LNG の形でも輸出している。1983 年より、Petronas、Shell および三菱商事の合弁企業(MLNG)がサラワク州 Bintulu で LNG の生産、輸出を開始した。その後 MLNG が 1996 年に全面操業し、現在両プラントで合計年産 1,590 万トンの能力を保有する(表 1-8-13)。アルジェリア、インドネシアに次ぐ世界第 3 位の LNG 輸出国である。主な輸出先は日本(68%)、韓国(20%)、台湾(12%)となっている⁶。

⁵ マレーシアの電力の国内需要は 1998 年には経済危機の影響で 3%台に落ち込んだものの、それまでは 10%以上の伸びを記録してきた。今後も 2007 年までに半島マレーシアだけで約 2,370MW のガス発電、4,500MW の石炭火力発電、300MW の水力発電、計 7,170MW の新規発電が予定されているが、この中には石油火力発電所の建設計画は含まれてはいない。

表 1-8-13：マレーシアの LNG プラント

プラント	操業開始年	生産能力	出資者
MLNG	1983 年	810 万トン/年	Petronas65%、Shell 15%、三菱 15%、サラワク州政府 5%
MLNG (Dua)	1995 年	780 万トン/年	Petronas60%、Shell 15%、三菱 15%、サラワク州政府 10%
MLNG (Tiga)	2001 年(予定)	680 万トン/年	Petronas60%、日石 10%、Shell 10%、Oxy10%、サラワク州政府 10%

出所：Petronas

注：LNG 基地はすべてサラワク州 Bintulu に位置する。

表 1-8-14：マレーシアの LNG 生産状況

	1990	1995	1997	1998
LNG 生産量	650 万トン	1,190 万トン		1,420 万トン
天然ガス使用量	964 百万 cf/日	1,518 百万 cf/日		

出所：Petronas、BP Amoco 統計 1999。

ただし、アジアの経済危機の影響で、LNG の輸出にも影響がでている。現在の生産量は約 1,500 万トンで横這いであるが、LNG の輸出先である韓国や台湾ではともに経済危機による電力需要見通しの落ち込み等で LNG 輸入量の低下等の動きが表面化しているのである。

2001 年稼働予定の 3 番目のプラント MLNG (680 万トン/年)では、日本の石油資源開発(株)と 50 万トン/年(2001 年より 20 年間)、Enron と 260 万トン/年(23 年間、インド Dabhor 向け)の LNG 供給に関する意思確認書がそれぞれ交わされているが、残りの 370 万トン/年については未だに輸出先が確保できていない。同様に、2001 年よりタイとの共同開発水域 (JDA)から産出される天然ガスの引取りについては 1 次開発分 3 億 9,000 万 cf/日は全量をマレーシアが引取り、その代わりに 2 次開発分 4~6 億 cf/日をタイが 2003 年より引取ることとなったが、タイ国内のガス供給過剰が改善されないとの見通しもあり、開発を促進してもその市場が確保できないおそれが生じている。

(2)石炭

「4 燃料政策」の方針や第 6 次マレーシア計画期間(1991-1995)に策定された石炭等の鉱業振興に係る国家鉱物政策により国内炭の利用拡大、民間資本導入による積極的な石炭資源の開発が期待されている。

石炭の主要な需要家である電力会社 Tenaga National Berhad(TNB)⁷では現在のガス火力

⁶ 1998 年のマレーシア LNG は日本のマーケットシェアの約 20%、韓国 27%、台湾 49%を占めている。

⁷ 前身は国家電力庁で、1990 年 9 月に民営化され TNB が誕生した。

発電への過剰な依存度を減少させるため石炭火力の割合を徐々に高めることを計画し、カパール州の石炭火力発電所(設備容量 600MW で、マレーシアの総発電容量の 7%を占める)の能力を 2001 年までに合計 4,700MW(同総発電容量の約 20%)まで増強する計画であった。しかしながら、経済危機の影響で天然ガスに比べて安価であった輸入炭の価格がマレーシア通貨リングの下落で上昇したこと等によりプロジェクトの先行きが不透明となってきている。同時に環境保護団体から環境負荷が大きい石炭火力発電所の建設に対し非難があがっていることから、石炭を燃料とする発電については現在、再評価をせざるを得ない状況になってきている。

マレーシアの石炭確認埋蔵量は 1 億 7,550 万トン(1995 年時点)で、その 97.3%がサラワク州で発見されている。採掘は現場へのアクセスが困難なこと等から輸送費等生産コストが割高となる等の制約条件があるものの、1990 年の 9.8 万トンから 1995 年には 20 万トンに増え、さらに 2000 年には 51 万トンまで増産される計画となっている。なお、国内需要の 90%以上が輸入炭により賄われ、その数量は 1990 年の 180 万トンから 1995 年には 240 万トンに伸び、さらに 2000 年には 550 万トンまで伸びると予想されている。

(3)原子力

原子力については、マレーシア国内の天然ガス資源が枯渇し、かつ放射性廃棄物処理処分問題など原子力の安全性が確保されるまでは導入しないとの方針が打ち出されている。しかし、2010 年以降には原子力導入を検討するとの見方もあるが、現在具体的な計画はなく、「4 燃料政策」が継続している限り、原子力は最後の選択肢として考えられているようである。

マレーシアでは 1972 年に原子力研究センターが設立され、原子力の研究開発を行ってきたが、その後の組織変更を経て、1994 年以降は首相府の下におかれたマレーシア原子力庁(MINT)が主管となり、商業化を目指した研究開発を行っている。

(4)新エネルギー

マレーシアでは 4 燃料政策が実施されているが、5 番目の選択肢として、パームオイルや樹木の廃棄物を利用したバイオマス、太陽光、風力などの再生可能エネルギーの開発を検討している⁸。ただし、いずれもプロジェクトの規模は小さく、かつ高コストで、経済性に問題があるといわれているが、これらの再生可能エネルギーは電力の送電網などが建設できない遠隔地などでの電力供給の役割を果たすことが可能と考えられている。

⁸ PTM 広報誌(1999.11)によれば、パームオイルの廃棄物からはエネルギー供給全体の約 6%にあたる 200 万トン(石油換算)の供給が可能といわれる。

なお、マレーシア政府は 1997 年に開催された世界太陽サミットにおいて、アジア太平洋地域の調整役を務めるなど、新エネルギーの開発と利用について積極的な姿勢をとっている。因みに、第 7 次マレーシア計画においては民間部門主導による新エネルギー開発を奨励し、2 億リンギの予算を割り当てており、また今後の第 8 次計画でも官民協調して取り組む方針である。

水力についてはサラワク州に大きなポテンシャルがあると期待されているが、需要地から非常に遠いため開発コスト高となり、現在その利用は全く進んでいない。

表 1-8-15: マレーシアの一次エネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合(1997 年)

一次エネルギー供給(百万 toe)				発電量(GWh)			
合計	水力	地熱・太陽光等	可燃ゴミ	合計	水力	地熱・太陽光等	可燃ゴミ
48.47	0.28	-	2.39	57,875	3,294	0	0

出所：IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries(1996-1997), 1999 Edition

8-2-2. 省エネルギー政策

マレーシアの省エネについては、1991 年に National Energy Efficiency Program が策定され、エネルギー利用効率の向上に資するシステム、設備や建物の開発促進が図られてきた。1998 年 5 月にはエネルギー・通信・マルチメディア省傘下の組織として Malaysia Energy Center (PTM) が設立され、エネルギー分野におけるさまざまな研究開発を強化し、またエネルギーの効率的な管理に資するためエネルギー関連情報のデータベース化に取り組んでいる。具体的に PTM はエネルギー多消費産業における資源の有効利用を高めることや環境に対する負荷軽減を図るため、1999 年 8 月から 2004 年までの 4 年間、国連 UNDP/Global Environmental Facility (GEF) と協力して包括的なエネルギー効率改善プロジェクトに取り組んでいるところである。

しかしながら、これまでのところエネルギー価格が低く抑えられていることもあり、国民全体の省エネ意識があまり浸透していないといわれている。エネルギー消費原単位をみると、1990 年の 6.96GJ(0.166toe/千リンギ GDP) から 1995 年には 7.07GJ(0.169toe/千リンギ GDP) に増加、2000 年には 7.34GJ(0.175toe/千リンギ GDP) と予想されている。また、1 人あたりエネルギー消費は 1995 年には 41.1GJ(0.98toe) であったが、2000 年には年率 6.4% 増の 56.1GJ となる見込みである⁹。

⁹ Seventh Malaysian Plan 1996-2000 .

8-2-3. 国内石油開発政策

マレーシアの1999年1月現在の石油確認埋蔵量は36億3,000万バレルで¹⁰、新規油田の発見が不足しているため、1995年をピークに以後減少してきている。原油の生産量については、政府の石油資源温存策により63.1万B/D以下に制限されている。表1-8-9のとおり1980年代には27.6万B/Dからほぼ年々上昇し、1990年に60.2万B/Dに達した後は、1995年の66.3万B/Dを除き毎年65万B/Dを下回っている。

マレーシアでは現在、Petronasと外資との間のPS契約によって原油の探鉱開発が進められている。121の油田、202のガス田があり、ほとんどがカリマンタン島沖合北岸サバ、サラワク州とマレー半島Trengganu沖合いに集中している。原油の性状は低硫黄、高品質で、API35-50度である。Tapis油田からの原油(API44度、硫黄分0.2%)の生産が全体の過半を占めている。また、ESSOが最大の生産者で約35万B/Dを生産している。

政府は石油資源の温存策を採る一方で、埋蔵量の追加を目指し、“Revenue-over-Cost” formulaと呼ばれる新しい財務条件やリスクが高い深水地域¹¹での探鉱条件をコントラクター側に有利な方向へ緩和するなど外資導入を積極的に図ろうとしている。この結果、世界的に見て探鉱投資支出が削減されている中で、1998年においては6件のPS契約と1件のガスPSアレンジメントが新たに調印された。契約相手としてはSanta Fe、Norske Hydro Amerada Hessなどこれまでは見られなかった中小の独立系石油会社が参入していることが注目される。

政府はまた1997年10月、石油所得税(PITA)および原油輸出に係る輸出税の引き下げを行った。PITAについては40%から38%へ、また輸出税については20%から10%へ軽減することで、外資の参入が一層促進されることに繋がることになった¹²。また、単独では経済性が見いだすことができないマージナルな油ガス田の一体開発を進めている。深海部での探鉱は初期段階であるためポテンシャルについてはまだはっきりしていない。現在マレーシアで、PS契約に基づき進行しているプロジェクトは全部で41となっている。1998年の掘削作業は前年より24%多い63坑が掘削された。なお、仮に上述のような開発奨励策が採られなかった場合、マレーシアの産油量は2005年前後には50-55万B/Dに減少すると予想されている。

8-3. 域外石油輸入の安定確保策

¹⁰ PETRONAS Annual Report 1999 .

¹¹ 1991年に深海部についてのPS契約上のインセンティブを設け、1993年より実際の探鉱が開始された。以前は大陸棚が中心であった。

¹² 1993年に既に、外資導入促進策として石油所得税を45%から40%へ、輸出税を25%から20%へ緩和していた。

8-3-1. 中東産油国との経済・政治関係の強化

マレーシアは現在、石油の純輸出国であるが、石油の可採年数が15年を切っている現状を踏まえて石油資源の生産制限を行っているが、同時に Petronas を通じて海外での石油探鉱を積極的に展開し、国内への安定供給を長期にわたり図ろうとしている。

1974年創立の Petronas は“ A Leading Oil & Gas Multinational of Choice ” をビジョンとして掲げているが、すでに世界有数の石油技術を持つ企業に成長したといえる。事実、Petronas が事業展開している国は13ヶ国にも上り、ベトナムやアルジェリアなどのプロジェクトでは Petronas がオペレータシップを握っており、中東でも上流部門の開発に関与している。

イランでは Sirri A/E 海上油田と South Pars ガス田開発に関与している。また、サウジアラビアやクウェイトの国営石油会社との間では定期的な対話を継続しており、これが将来の合併プロジェクトに繋がることを期待している。クウェイトで現在進行中の北部鉱区を外資に開放する“ Project Kuwait ”において Petronas は欧米のメジャーと同等にアジアで唯一入札資格を取得している。一方、イラクではこれまで緊密な関係を維持していたこともあり、国連による経済制裁が解除されればすぐにでもビジネスを展開したい考えである。Petronas は中東産油国の上流部門へ参入する技術力を持っており、今後参入する可能性は大きいと考えられる。

また、マレーシア政府としても、OPEC メンバーでない産油国として、イスラム国家として、また発展途上国として例えば南南協力の中心的な役割を果たそうとしていること等から、同じメンバーである中東諸国との政治、経済、貿易から文化、科学技術などあらゆるレベルでの交流を通じて、結びつきをより深めようとしている。マレーシア国王のクウェイトや UAE 訪問(1997年11月)やマハティール首相のサウジアラビアなど中東諸国訪問等極めて高いレベルでの往訪が頻繁に行われている。また、UAE のドバイには貿易事務所を開設している。なお、中東産油国のマレーシア国内の下流部門への進出については現時点で表面化している動きは見あたらない。

8-3-2. 石油輸入源の分散化

マレーシアは石油の純輸出国であるが、アジアや中東産油国から原油や石油製品を輸入している(表 1-8-16、1-8-17)。長期的には Petronas の海外での開発プロジェクトが成功すればその原油輸入が増え、中東原油の輸入は減るとの見通しを持っている。

表 1-8-16：マレーシアの原油輸入の推移

(単位：千 B/D)

輸入先	1993	1994	1995	1996	1997	1998
ブルネイ		3.3			2.1	
サウジアラビア	31.6	23.9	13.0	24.0	23.0	
イラン	1.8					
クウェイト		3.6	10.0	6.0		
その他	1.6		10.0		20.0	30.0
総輸入量	35.0	30.9	33.0	30.0	45.1	30.0
中東依存度	95%	89%	70%	100%	51%	0%

出所：World Oil Trade.

表 1-8-17：マレーシアの石油製品輸入の推移

(単位：千 B/D)

輸入先	1993	1994	1995	1996	1997	1998
シンガポール	125.9	123.3	10.0	126.0	151.0	145.4
インドネシア	0.1		20.0		0.0	1.3
韓国	2.0		3.3	6.0	4.3	2.3
その他アジア	131.3	3.9	0.3	3.0	15.7	0.3
サウジアラビア	5.0	0.6	20.0	8.0	7.4	
クウェイト		1.5				
イラン	10.1	7.1	3.0	3.0		
その他中東	1.9				6.7	
その他	1.3	1.2	130.4	1.0	1.0	0.5
総輸入量	277.6	137.7	186.9	147.0	186.1	149.7
中東依存度	6%	7%	12%	7%	8%	0%

出所：World Oil Trade.

8-2-4. 海外石油開発政策

Petronas は国内での確認埋蔵量の減少を踏まえ、海外での石油埋蔵量の拡大を戦略として掲げている。上流部門の子会社 PETRONAS Carigali を通じて現在、世界 13 ヶ国で 21 の石油・天然ガス探鉱開発プロジェクトを遂行している(表 1-8-15)。Petronas のエクイティ原油生産量は 1997 年 5,400B/D、1998 年 17,200B/D、1999 年 1 月時点では 65,400B/D と年々増加し、Petronas の 1998 年決算(会計年度は 4-3 月)ではこれら海外事業からの収益が全体の 34% を占めるまで増大したことで、前年比 21% 増収を達成することとなった¹³。なお、いわゆる海外での自主開発原油の数量目標は設定されていないが、かわりに海外での事業収益が 2005 年で 30% となることを目標として掲げている。

¹³ 1998 年に子会社となった Engen 社からの収益が実質的な増収につながった。

表 1-8-18 : Petronas の海外上流プロジェクト動向

国/プロジェクト名	プロジェクト動向
シリア陸上 Tishreen 鉱区	1997 年より Elf/住友と探鉱実施。権益 30%。
トルクメニスタン第 1 鉱区	Apsheran Hill で 3 油ガス田発見し、評価中。
イラン海上 Sirri A/E 油田	1995 年より Total と操業開始。権益 30%。 1998 年 10 月より生産(12 万 B/D)。
イラン South Pars ガス開発 Phases 2 & 3	1997 年より Total/Gazprom と開発実施。権益 30%。 2001 年 6 月生産開始予定。
パキスタン Sindh 州陸上 2769-4 鉱区	1999 年よりオペレータとして探鉱実施。 権益は 57%で、残りがパキスタン政府/Lasmo。
パキスタン Sindh 州陸上 Gambat 鉱区	パキスタン政府/BG/Hardy と探鉱中。権益は 40%。
中国渤海遼東湾海上 02/31 鉱区	CNOOC/Chevron と探鉱中。
中国渤海遼東湾海上 06/17 鉱区	CNOOC/Chevron/Texaco と探鉱中。
ベトナム海上第 1・2 鉱区	1991 年よりオペレータとして操業。Ruby は 1998 年 10 月より 1.5 万 B/D 生産、Emerald と Topaz 油田は開発中。 権益は 24.2%。
ミャンマー-Yetagun ガス プロジェクト	Premier/日石/Myanmar Oil & Gas と開発中。
ミャンマー-M-10 鉱区	Premier/Amerada Hess と探鉱中。
アルジェリア陸上 Zirara 鉱区	1997 年に Repsol の探鉱プロジェクトに 50%ファームイン、 開発中。
アルジェリア陸上 El Hadjira -Qued El Maraa 鉱区	1996 年より単独で探鉱中。
リビア/チュニジア海上 7th November 鉱区	1997 年より Nimir Petroleum/Medex Petroleum と組み 探鉱中。参加比率は 45%。
スーダン第 1・2・4 鉱区	1996 年より CNPC/Talisman Energy/Sudapet と探鉱開始、 権益 30%。1999 年 8 月より生産中。
スーダン第 5A 鉱区	Klundin/OMV/Sudapet と探鉱中。
アンゴラ Deep Water 第 24 鉱区	ESSO/Sonangol/UMC と探鉱中。
ガボン Mpolo 他 3 鉱区	1999 年 12 月に Agip 探鉱プロジェクトに 25%ファーム イン。
チャド・Doba	2000 年 1 月に ExxonMobil 探鉱プロジェクトに 40% ファームイン。
タイ・ガス Triton Oil	推定埋蔵量 1.6 兆 cf。権益 50%。
タイ・ガス PTTEP2 鉱区	権益 50%。
南アフリカ・Engen の子会社 Energy Africa 社を通じて北海、コンゴ、ガボン、南アフリカ およびサブサハラで探鉱生産中。	

出所 : Petronas Annual Report 1999 他。

海外での探鉱開発については、Total および Gazprom とともにイランの油ガス田開発に参加し、また中国とはスーダンにおける共同開発プロジェクトに参画している。1999年12月にはガボン沖合い3鉱区の権益を ENI より取得し、さらに2000年1月にはチャドでの権益を取得した¹⁴。

探鉱作業についてみると、1998年にはアフリカで15坑、中東およびトルクメニスタンで10坑、計25坑を掘削し、その結果トルクメニスタン、ミャンマーおよびスーダンにおいて石油換算で7億4,100万バレルの新規埋蔵量を発見した。Petronas がこれまでに発見した累計埋蔵量は約20億バレルに達している(タイとの共同開発水域 JDA を除く)。また、海外プロジェクトからの生産は1998年のイラン Sirri ガス田、ベトナム Ruby 油田、そして1999年のスーダンでの生産開始により1999年末には約10万B/Dに達する見込みである。

下流部門については、Petronas はベトナム、フィリピン、中国でLPG事業を展開しているが、さらに1999年にはインド石油公社との間で西ベンガルに年産60万トンのLPG基地を建設し、LPGの輸入、販売に関する契約を締結した。同年5月より操業を始めている。

また、精製販売部門では、1998年にEngen社(南アフリカ Durban 製油所、能力10.5万B/D)の残り70%の株式を取得したことで南アフリカからインド洋に至る大きな市場へ参入の足がかりを構築することとなった¹⁵。

8-4. 緊急時の対応策

8-4-1. 現在の石油備蓄・在庫状況

産油国であり、また、石油の純輸出国であるマレーシアには国家備蓄制度はない。石油会社に対する備蓄義務もなく、在庫のモニターも実施されていない。この背景には、当面は石油輸出国であるので「地下埋蔵量 = 備蓄」であると考えており、緊急時における対応には不安を持っていないからである。

国営石油会社 Petronas やメジャー各社はそれぞれ操業・運転在庫を保有しているが、Petronas に関しては、原油ターミナル(4ヶ所)および製油所タンク等に合計1,400万バレル(29日分)の原油およびジェット燃料やバンカーなど合計1,100万バレル(26日分)の石油製品を保有しているようである。なお、Petronas 自身は、年次ベースの最低在庫量については統計目的のために把握しているが、その最低保有量の基準などはないという。

¹⁴ Petronas は ExxonMobil 主導のチャド Doba プロジェクトの40%権益取得。元来 Shell と Elf が権益を放棄した区域(Platt's Oilgram News:2000.1.19)

¹⁵ その後1999年11月に南アフリカの Worldwide African Investment Holding 社に20%分を売却した。

8-4-2. 石油備蓄・在庫に関するデータ整備の状況

マレーシアでは石油市場に関するデータのうち、原油の生産量や輸出入量に関する統計データは公表されているが、原油や石油製品の月次の在庫量についてはデータ収集もモニターもされていないといわれている。しかし、エネルギー関連データの効率的な管理の観点から、Malaysia Energy Center (PTM) において Malaysian Energy Database & Information System (MEDIS) が構築されることになっており、近い将来は PTM により一元的に管理される予定である。

8-4-3. 備蓄政策を巡る議論の状況

マレーシアにおける備蓄問題に関しては首相府の Economic Planning Unit (EPU) が担当しているが、先に述べたようにマレーシアは産油国であり、「地下埋蔵量 = 備蓄」との考えに立脚し、備蓄義務制度の導入も、国家備蓄制度の創設も当面は可能性なしと見られている。マレーシアとしては緊急時においても十分対応できるよう、国内の資源開発を優先することをセキュリティ対策として考えているようである。

ただし、マレーシアは自国内への安定的な石油供給ばかりでなく、ASEAN 石油セキュリティ協定 (APSA) に基づき、著しい石油供給不足の際にはインドネシア、ブルネイとともに加盟輸入国に対し石油を優先的に供給することを約束している。その実効性については発動メカニズム、価格条件等の曖昧さから疑問視する見方があり、それよりも、例えばフィリピンに対して 2 国間協定に基づき追加生産を行い供給した実績を踏まえて、APSA のように複雑ではなく簡単な枠組みでの実施がよいのではないかとの見方も示された。

なお、Pertonas が海外で生産するエクイティ原油のマレーシア国内への持ち込みについては、平常時は経済性に基づくものの、緊急時には市場価格よりも安価で、国内への供給が優先される可能性もあり得ると見ているようである。

マラッカ海峡の混雑化については認識しており、マレー半島横断原油パイプラインと原油タンクを建設する計画が表面化している。この計画については 2 つの別個のプロジェクトが計画されている。マレーシアが関与している計画は、マレーシアのアロスターからタイのサイバリまでマレー半島を横断する総延長 190km、200 万 B/D の輸送能力を持つパイプラインと能力約 6,000 万バレルの貯油基地を建設しようとするものである。マレーシア政府は 1997 年 9 月に同計画を認可し、2002 年の稼動開始を目標としているが、経済性の問題および競合するプロジェクトとの関係で進捗は遅れている。

参考文献：

1. EPU: “Seventh Malaysia Plan 1996-2000”
2. Petronas Home Page, Annual Report 1999.
3. PTM Monthly Bulletin (1999/Nov.)
4. 米国エネルギー情報局:Country Analysis Briefs “Malaysia” May.1999.
5. 日本エネルギー経済研究所「国際エネルギー動向分析」1999年11月号『経済危機発生後のアジア電力市場動向(3)』
6. ㈱東西貿易通信社「東アジアの石油産業と石油化学工業 1999年版」
7. 資源エネルギー庁石油部編「激変するアジア石油市場」
8. エネルギー総合推進委員会「アジア地域における通貨危機と2020年までのエネルギー需給見通し」1999年3月