

# エネルギー効率改善にかかる基礎研究

## ファイナルレポート

平成 21 年 2 月

(2009 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)

委託先

財団法人 日本エネルギー経済研究所

東京電力株式会社



## 序文

独立行政法人国際協力機構は、開発途上国に対してエネルギー効率改善分野でより一層効果的な支援を行うため、かつ、案件形成を効率的なものにするため、どのようなエネルギー分野を対象とし、どのような支援体制が望ましいかを調査するため、「エネルギー効率改善にかかる基礎研究」を実施することとなった。

本目的のため、当機構はインドネシア、タイ、フィリピン、ベトナム、インド、南アフリカの6カ国についての調査を、平成20年10月から平成21年2月までの間に、財団法人日本エネルギー経済研究所の鈴木健雄氏を総括とし、同研究所および東京電力株式会社の団員から構成される調査団に依頼した。また、同期間に調査団を2回南アフリカに派遣し、現地調査をおこなった。

調査団は、南アフリカのエネルギーの政府・民間関係者と協議を行うとともに、調査結果のフィードバックセミナーを開催し、ここに本報告書の完成の運びとなった。

今後、この報告書が、当機構の開発途上国におけるエネルギー効率改善支援に役立つことを願うものである。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝する。

平成21年2月

独立行政法人国際協力機構  
理事 永塚 誠一



平成 21 年 2 月

独立行政法人国際協力機構  
理事 永塚 誠一 殿

## 伝 達 状

ここに、「エネルギー効率改善にかかる基礎研究」最終報告書をご提出申し上げます。本報告書は、貴機構との契約に基づき、財団法人日本エネルギー経済研究所および東京電力株式会社が、平成 20 年 10 月より 5 カ月間にわたり実施してまいりました。

本調査の実施に際しましては、南アフリカでの現地調査を行いました。当国のエネルギー関係省庁、企業団体、民間企業、現地日本企業などからの協力をいただき、エネルギー効率改善にかかる基礎的な研究が達成されました。

また、貴機構、外務省、経済産業省等の関係者には、ご理解並びにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。特に、在日南アフリカ大使館には、多大なご協力を頂きました。

このように各方面からご協力とご支援を頂きましたことにつき、深く感謝申し上げます。

財団法人 日本エネルギー経済研究所  
エネルギー効率改善にかかる基礎研究調査団  
総括 鈴木 健雄



## 調査団員リスト

担当業務	氏名	所属先
総括/エネルギー効率改善計画	鈴木 健雄	日本エネルギー経済研究所
エネルギー需給分析	井上 友幸	日本エネルギー経済研究所
エネルギー効率改善需要 (産業.商業.民生分野)	川野 泰	東京電力
エネルギー効率改善需要A (電力制度)	篠原 弘之	東京電力
エネルギー効率改善需要B (電力技術)	中嶋 まどか	東京電力
経済財務分析	朝倉 立行	日本エネルギー経済研究所
エネルギー効率改善需要補佐	赤池 藍	東京電力
石炭火力運転管理計画技術	片岡 穆	東京電力
都市圏配電技術	星 公一	東京電力



## 略語表

APEC	Asia-Pacific Economic Cooperation
APP	Asia-Pacific Partnership
AsgiSA	Accelerated and Shared Growth Initiative of South Africa
BAT	Best Available Technology
BAU	Business As Usual
BBBEE	Broad-Based Black Economic Empowerment
BEMS	Building Energy Management System
BOT	Build-Operate-Transfer
BP	British Petroleum
CDM	Clean Development Mechanism
CEA	Central Electricity Authority
CEF	Central Energy Fund
cf	Cubic Feet
CFL	Compact Fluorescent Light Bulbs
CIF	Cost Insurance and Freight
COJ	City Of Johannesburg
COP	Conference Of Parties
CSIR	The Council of Scientific and Industrial Research
CaBEERE	Capacity Building in Energy Efficiency and Renewable Energy
DANIDA	Danish International Development Assistance
DEDE	Department of Alternative Energy Development and Efficiency
DME	Department of Minerals and Energy
DMP	Demand Market Participation
DOE	Department of Energy
DSM	Demand-Side Management
DST	Department of Science and Technology
DTI	Department of Trade and Industry
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
ECCT	Energy-Conservation Center of Thailand
EDC	Energy Development Corporation
EEC	Energy Efficiency and Conservation
EEf2	Improved efficiency
EEf1	Premium efficiency
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand

EIA	Energy Information Administration
EPIRA	Electric Power Industry Reform Act
EPPO	Energy Policy and Planning office
ERIC	Electricity Restructuring Interdepartmental Committee
EU	European Union
EVN	Electricity of Vietnam
FOB	Freight On Board
GDP	Gross Domestic Product
GEAR	Growth, Employment And Redistribution
GEF	Global Environmental Facilities
GHG	Green House Gases
CHP	Combined Heat and Power
GWh	Giga Watt Hour
HP	Home Page
IBLC	In-Bond- Landed-Cost
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IGCC	Integrated Gasification Combined-Cycle
INEP	Integrated Electrification Programme
IPEEC	International Partnership for Energy Efficiency Cooperation
IPP	Independent Power Producer
ISIC	International Standard Industrial Classification
IT	Information Technology
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JETRO	Japan External Trade Organization
JICA	Japan International Cooperation Agency
JIPSA	Joint Initiative on Priority Skills Acquisition
Ktoe	Kilo ton Oil Equivalent
LNG	Liquefied Natural Gas
LOLE	Loss-of-Load Expectation
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MACC	More Advanced Combined Cycle
MCR	Maximum Continuous Rating
MDBs	Multilateral Development Banks
MEA	Metropolitan Electricity authority
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources

MERALCO	Manila Electric Company
MVA	Mega volt ampere
NBI	National Business Initiative
NECSA	South African Nuclear Energy Corporation
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NEEA	National Energy Efficiency Agency
NEPAD	New Partnership for Africa's Development
NER	National Electricity Regulator
NERSA	National Energy Regulator of South Africa
NEW	North West Europe
NGL	Natural Gas Liquid
NNR	National Nuclear Regulator
NPC	National Power Corporation
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor
PC	Power Company
PCP	Power Conservation Programme
PDP	Power Development Plan
PEA	Provincial Electricity Authority
PEP	Philippine Energy Plan
PHP	Philippine Peso
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Purchasing Power Parity
PSA	Production Sharing Agreement
PSALM	Power Sector Asset and Liability Management Corporation
PTC	Power Transmission Company
PTT	Petroleum Authority of Thailand
PWR	Pressurized Water Reactor
REC	Regional Electric Company
R/P	Ratio of Reserves to Production
RDP	Reconstruction and Development Programme
SAB	South Africa Brewer
SABS	South Africa Bureau of Standards
SACU	Southern African Customs Union
SANERI	South Africa National Energy Research Institute

SAPIA	The South African Petroleum Industry Association
SAPP	Southern African Power Pool
SPP	Small Power Producer
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
TJ	Tera Joule
TOU	Time Of Use
UCG	Underground Coal Gasification
UFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USAID	United States Agency for International Development
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
VSPP	Very Small Power Producer
WB	World Bank
WESM	Wholesale Electricity Spot Market

# 目次

<b>序章</b> .....	<b>1</b>
1 本基礎研究の背景 .....	3
2 本基礎研究の目的 .....	3
3 調査の対象国 .....	3
4 調査研究の情報源 .....	3
5 調査業務全体の流れ .....	4
6 担当業務 .....	4
7 実施体制 .....	5
<b>第1部 6カ国のエネルギー効率改善にかかる基礎研究</b> .....	<b>7</b>
1.1 各国のエネルギー効率改善に関する政策と計画 .....	9
1.1.1 インドネシア .....	9
1.1.2 タイ .....	14
1.1.3 フィリピン .....	19
1.1.4 ベトナム .....	23
1.1.5 インド .....	27
1.1.6 南アフリカ .....	30
1.1.7 各国のエネルギー効率改善政策と計画の比較 .....	37
1.2 エネルギーバランスの推移 .....	46
1.2.1 インドネシア .....	46
1.2.2 タイ .....	49
1.2.3 フィリピン .....	52
1.2.4 ベトナム .....	55
1.2.5 インド .....	58
1.2.6 南アフリカ .....	61
1.2.7 各国のエネルギーバランスの比較 .....	64
1.3 セクター別最終エネルギー需要 .....	67
1.3.1 インドネシア .....	67
1.3.2 タイ .....	68
1.3.3 フィリピン .....	70
1.3.4 ベトナム .....	71
1.3.5 インド .....	72
1.3.6 南アフリカ .....	74
1.3.7 各国のセクター別最終エネルギー需要の比較 .....	75

1.4 エネルギー多消費産業	86
1.4.1 インドネシア	87
1.4.2 タイ	88
1.4.3 フィリピン	89
1.4.4 ベトナム	90
1.4.5 インド	91
1.4.6 南アフリカ	92
1.4.7 各国のエネルギー多消費産業の比較	93
1.5 業種別エネルギー消費効率	94
1.5.1 インドネシア	96
1.5.2 タイ	96
1.5.3 フィリピン	97
1.5.4 ベトナム	97
1.5.5 インド	98
1.5.6 南アフリカ	98
1.5.7 各国のエネルギー消費効率の比較	99
1.6 電力セクターの概況	106
1.6.1 インドネシア	106
1.6.2 タイ	113
1.6.3 フィリピン	121
1.6.4 ベトナム	129
1.6.5 インド	135
1.6.6 南アフリカ	140
1.6.7 各国の電力セクター比較	144
1.7 電力の消費効率と発電効率	147
1.7.1 インドネシア	147
1.7.2 タイ	152
1.7.3 フィリピン	157
1.7.4 ベトナム	163
1.7.5 インド	168
1.7.6 南アフリカ	172
1.7.7 各国の電力消費と発電効率の比較	176
1.8 エネルギー効率改善に関する課題と提言	180
1.8.1 IEAにおけるエネルギー効率指標	180
1.8.2 エネルギー効率改善への考察	182

## 第2部 南アフリカのエネルギー効率改善にかかる基礎研究 ..... 185

2.1	社会経済開発とエネルギー政策レビュー .....	187
2.1.1	社会経済動向 .....	187
2.1.2	経済政策 .....	192
2.1.3	エネルギーに関する政策 .....	196
2.1.4	エネルギーに関する投資動向 .....	203
2.1.5	エネルギーに関する環境政策 .....	205
2.2	エネルギー需給構造レビュー .....	208
2.2.1	エネルギーバランスの推移 .....	208
2.2.2	エネルギー価格 .....	209
2.2.3	エネルギー転換部門 .....	212
2.2.4	セクター別最終エネルギー需要 .....	213
2.2.5	セクター別電力需要 .....	213
2.2.6	最終エネルギー供給能力の推移 .....	214
2.2.7	最終エネルギーの輸出入 .....	219
2.2.8	最終エネルギーの価格推移 .....	220
2.3	エネルギー多消費産業の概況 .....	222
2.3.1	産業別エネルギー消費 .....	222
2.3.2	エネルギー多消費産業の特定 .....	227
2.3.3	エネルギー多消費産業のエネルギー消費の内訳 .....	228
2.4	電力セクターの概況 .....	232
2.4.1	電力産業の構造 .....	232
2.4.2	発電部門 .....	234
2.4.3	配電部門 .....	238
2.4.4	SAPP .....	238
2.4.5	電力政策 .....	239
2.4.6	電力需給状況と関連指標 .....	239
2.4.7	需給計画 .....	246
2.4.7	販売電力量・単価 .....	250
2.4.9	発電システムの効率 .....	253
2.4.10	南アフリカにおける電力部門の効率化への取組 .....	256
2.5	エネルギー消費効率 .....	262
2.5.1	商業・家庭セクターにおけるエネルギー消費効率 .....	262
2.5.2	セクター別エネルギー消費効率 .....	265
2.5.3	エネルギー多消費産業のエネルギー消費効率 .....	267

2.5.4 エネルギー効率協定 (Energy Efficiency Accord) .....	275
2.5.5 調査団によるアンケート調査 .....	280
<b>2.6 取るべきエネルギー効率改善施策の検討 .....</b>	<b>283</b>
2.6.1 供給サイドにおけるエネルギー効率の課題 .....	283
2.6.2 需要サイドにおけるエネルギー効率の課題 .....	284
2.6.3 主なエネルギー関連機関のインタビューから得られた課題 .....	287
2.6.4 エネルギー効率改善ポテンシャル .....	290
2.6.5 エネルギー効率改善ポテンシャルからみた優先方策 .....	299
2.6.6 エネルギー効率改善方策に関する実施計画 .....	303
2.6.7 エネルギー効率改善方策に関する南アの期待 .....	304

Appendix I:

Feedback Seminar on Feedback Seminar on Energy-Efficiency Potential in South Africa  
27<sup>th</sup>, January 2009, at Sandton Sun Hotel

Appendix II:

Workshop on Energy Demand Forecast and Supply Optimization Model  
28<sup>th</sup>, January 2009, at DTI meeting room, Pretoria

## 目次

図 1.1-1 MEMR傘下のエネルギー関連組織.....	9
図 1.1-2 ECCT組織構成 .....	16
図 1.2-1 インドネシアの一次エネルギー供給量の推移.....	46
図 1.2-2 インドネシアの一次エネルギーの構成 .....	47
図 1.2-3 インドネシアの一次エネルギー供給構成比率推移 .....	47
図 1.2-4 インドネシアの一次エネルギーの消費先別推移 .....	48
図 1.2-5 インドネシアの一次エネルギーの消費先別比率の推移.....	48
図 1.2-6 タイの一次エネルギー供給の推移.....	49
図 1.2-7 タイの一次エネルギーの構成.....	50
図 1.2-8 タイの一次エネルギー供給構成比率 .....	50
図 1.2-9 タイの一次エネルギーの消費先別推移.....	51
図 1.2-10 タイの一次エネルギーの消費先別比率の推移 .....	51
図 1.2-11 フィリピンの一次エネルギー供給量の推移 .....	52
図 1.2-12 フィリピンの一次エネルギーの構成.....	53
図 1.2-13 フィリピンの一次エネルギー供給構成比率.....	53
図 1.2-14 フィリピンの一次エネルギーの消費先別推移 .....	54
図 1.2-15 フィリピンの一次エネルギーの消費先別比率の推移.....	54
図 1.2-16 ベトナムの一次エネルギー供給量の推移 .....	55
図 1.2-17 ベトナムの一次エネルギーの構成 .....	56
図 1.2-18 ベトナムの一次エネルギー供給構成比率 .....	56
図 1.2-19 ベトナムの一次エネルギーの消費先別推移.....	57
図 1.2-20 ベトナムの一次エネルギーの消費先別比率の推移 .....	57
図 1.2-21 インドの一次エネルギー供給量の推移 .....	58
図 1.2-22 インドの一次エネルギーの構成 .....	59
図 1.2-23 インド一次エネルギー供給構成比率.....	59
図 1.2-24 インドの一次エネルギーの消費先別推移.....	60
図 1.2-25 インドの一次エネルギーの消費先別比率の推移 .....	60
図 1.2-26 南アの一次エネルギー供給量の推移 .....	61
図 1.2-27 南アの一次エネルギーの構成.....	62
図 1.2-28 南アの一次エネルギー供給構成比率.....	62
図 1.2-29 南アの一次エネルギーの消費先別推移 .....	63
図 1.2-30 南アの一次エネルギーの消費先別比率の推移 .....	63
図 1.2-31 7カ国のGDPあたりの一次エネルギーの供給量の推移.....	64
図 1.2-32 7カ国の一人あたりの一次エネルギー供給量の推移.....	66

図 1.3-1	インドネシアのセクター別最終エネルギー需要	67
図 1.3-2	インドネシアの最終エネルギー需要のセクター別比率	68
図 1.3-3	タイのセクター別最終エネルギー需要	69
図 1.3-4	タイの最終エネルギー需要のセクター別比率	69
図 1.3-5	フィリピンのセクター別最終エネルギー需要	70
図 1.3-6	フィリピンの最終エネルギー需要のセクター別比率	71
図 1.3-7	ベトナムのセクター別最終エネルギー需要	72
図 1.3-8	ベトナムの最終エネルギー需要のセクター別比率	72
図 1.3-9	インドのセクター別最終エネルギー需要	73
図 1.3-10	インドの最終エネルギー需要のセクター別比率	73
図 1.3-11	南アのセクター別最終エネルギー需要	74
図 1.3-12	南アの最終エネルギー需要のセクター別比率	74
図 1.3-13	7カ国のセクター別最終エネルギー(2006年)	75
図 1.3-14	7カ国のセクター別最終エネルギー比率(2006年)	76
図 1.3-15	7カ国の産業部門のGDPあたりの最終エネルギー消費	78
図 1.3-16	7カ国の運輸部門のGDPあたりの最終エネルギー消費	79
図 1.3-17	7カ国の商業部門のGDPあたりの最終エネルギー消費	80
図 1.3-18	7カ国の家庭部門の一人あたりの最終エネルギー消費	81
図 1.3-19	7カ国のGDPあたりの最終エネルギー消費	82
図 1.3-20	セクター別市場為替レートGDPあたりの最終エネルギー消費量	84
図 1.3-21	セクター別PPPベースのGDPあたりの最終エネルギー消費量	84
図 1.3-22	一人当たりの最終エネルギーの消費	85
図 1.4-1	インドネシアの産業別最終エネルギー需要	87
図 1.4-2	タイの産業別最終エネルギー需要	88
図 1.4-3	フィリピンの産業別最終エネルギー需要	89
図 1.4-4	ベトナムの産業別最終エネルギー需要	90
図 1.4-5	インドの産業別最終エネルギー需要	91
図 1.4-6	南アの産業別最終エネルギー需要	92
図 1.5-1	国別のエネルギー消費原単位の比較図	99
図 1.5-2	業種別のGDPあたりのエネルギー消費原単位の比較図	99
図 1.5-3	7カ国の鉄鋼業のエネルギー消費原単位比較図	101
図 1.5-4	7カ国のセメント業の生産量あたりのエネルギー消費原単位比較図	103
図 1.5-5	7カ国の製紙業の生産量あたりのエネルギー消費原単位比較図	104
図 1.6-1	電力セクターの枠組み	106
図 1.6-2	PLNの電源構成	108
図 1.6-3	ジャワ地域の基幹系統図	108
図 1.6-4	ジャワ・バリ系統の最大電力と販売電力量	109

図 1.6-5	日負曲線(2007年11月21日)	109
図 1.6-6	PLNにおける発電電力量の推移	110
図 1.6-7	ジャワ・バリ系統の電力需要予測	110
図 1.6-8	電源(燃料)構成の変化(目標)	111
図 1.6-9	タイの電力セクター構造	113
図 1.6-10	タイの電源構成	114
図 1.6-11	タイのグリッドマップ	115
図 1.6-12	タイの最大電力の推移	116
図 1.6-13	タイの発電電力量の推移	117
図 1.6-14	最大電力予測値	117
図 1.6-15	フィリピンの電力セクター構造	121
図 1.6-16	フィリピンの電源構成	122
図 1.6-17	フィリピンの燃料種別の発電電力量	123
図 1.6-18	フィリピンのグリッドマップ	124
図 1.6-19	地域別最大需要推移	125
図 1.6-20	Luzonシステムの電力需要予測	126
図 1.6-21	Visayasシステムの電力需要予測	126
図 1.6-22	Mindanaoシステムの電力需要予測	126
図 1.6-23	ベトナムの電気事業形態	129
図 1.6-24	EVNの電源構成	130
図 1.6-25	最大電力と発電設備容量の推移	132
図 1.6-26	発電電力量の推移	132
図 1.6-27	最大電力予測値	133
図 1.6-28	インドの電気事業の組織形態	135
図 1.6-29	インドの電源構成(2008年10月31日現在)	136
図 1.6-30	インドの最大電力の推移	137
図 1.6-31	インドの発電電力量の推移(自家発除き)	138
図 1.6-32	南アの電力産業構造	140
図 1.6-33	電力需要と供給能力の推移	141
図 1.6-34	南アの電源構成	141
図 1.6-35	Eskom電力需要予測	142
図 1.6-36	Eskom電源開発計画	142
図 1.7-1	インドネシアの一人当たり電力需要	147
図 1.7-2	GDP当たりの電力消費量	147
図 1.7-3	GDPと電力需要の相関関係	148
図 1.7-4	インドネシアの年負荷率	148
図 1.7-5	セクター別需要家数	149
図 1.7-6	インドネシアのセクター別販売電力量(経年)	149
図 1.7-7	インドネシアのセクター別販売電力量(2006年)	149

図 1.7-8	PLNの平均販売単価の推移	150
図 1.7-9	PLNの送配電ロスの推移	151
図 1.7-10	一人あたり電力消費量	152
図 1.7-11	GDPあたりの電力消費量	152
図 1.7-12	タイの電力需要発生状況	153
図 1.7-13	タイの年負荷率の推移	153
図 1.7-14	部門別電力消費量(GWh)	154
図 1.7-15	部門別電力消費量割合(2007年)	154
図 1.7-16	部門別需要家の割合(%)	154
図 1.7-17	タイの送配電ロスの推移	156
図 1.7-18	一人あたりの電力消費量(年間)	157
図 1.7-19	GDPあたりの電力消費量	157
図 1.7-20	Luzonの需要カーブの推移	158
図 1.7-21	Visayasの需要カーブの推移	158
図 1.7-22	Mindanaoの需要カーブの推移	158
図 1.7-23	年負荷率の推移	159
図 1.7-24	部門別需要家数	159
図 1.7-25	部門別電力消費量	159
図 1.7-26	部門別電力消費量(割合)	160
図 1.7-27	グリッドごとの平均販売単価	161
図 1.7-28	メラルコの平均販売単価	161
図 1.7-29	火力発電効率の推移	162
図 1.7-30	ベトナムの一人当たり電力需要	163
図 1.7-31	GDP当たりの電力消費量	163
図 1.7-32	GDPと電力需要の相関関係	164
図 1.7-33	日負荷曲線(年間平均値)	164
図 1.7-34	ベトナムの負荷率の推移	165
図 1.7-35	ベトナムのセクター別販売電力量	165
図 1.7-36	ベトナムのセクター別販売電力量(2006年)	166
図 1.7-37	火力総合熱効率の推移	166
図 1.7-38	ベトナムの送配電ロスの推移	167
図 1.7-39	一人あたり電力消費量	168
図 1.7-40	電力需要とGDP	168
図 1.7-41	部門別需要家数(2003)	169
図 1.7-42	部門別販売電力量	169
図 1.7-43	部門別販売電力量(割合)	169
図 1.7-44	一人当たり電力需要	172
図 1.7-45	GDP当たり電力需要	172
図 1.7-46	Eskom送電システム需要カーブ	173
図 1.7-47	Eskom送電システム総合負荷率	173

図 1.7-48	セクター別販売電力量.....	174
図 1.7-49	平均電力販売単価(2004年).....	175
図 1.7-50	Eskomの火力総合熱効率.....	175
図 1.7-51	送配電ロス.....	175
図 1.7-52	各国の一人あたりGDPと電力消費量の推移.....	176
図 2.1-1	南アの行政区マップ.....	188
図 2.1-2	ランド(南ア)の対ドル、ユーロ、円の推移.....	189
図 2.2-1	南アのセクター別エネルギー消費.....	213
図 2.3-1	金の埋蔵量(2005年)とダイヤモンドの埋蔵量.....	222
図 2.3-2	業種別のGDPの割合.....	223
図 2.3-3	南アにおける産業別エネルギー消費量.....	224
図 2.3-4	産業別付加価値額.....	225
図 2.3-5	鉱業・製造業別エネルギー原単位対付付加価値額.....	226
図 2.3-6	鉱業・製造業別電力消費量.....	227
図 2.3-7	鉄鋼業のエネルギー別消費.....	229
図 2.3-8	鉱業のエネルギー別消費.....	229
図 2.3-9	化学業のエネルギー別消費.....	229
図 2.3-10	非鉄金属のエネルギー別消費.....	230
図 2.3-11	窯業のエネルギー別消費.....	230
図 2.4-1	南アの発電原価水準.....	232
図 2.4-2	南アの電力産業構造.....	233
図 2.4-3	南アの電力輸出入量.....	233
図 2.4-4	主要電力会社の設備容量と主要電力会社の販売電力量.....	234
図 2.4-5	南アのIPP導入率.....	236
図 2.4-6	南アグリッドマップ.....	237
図 2.4-7	Eskomの南ア周辺諸国への販売電力量.....	238
図 2.4-8	一人当たり電力需要.....	240
図 2.4-9	GDP当たり電力需要.....	240
図 2.4-10	GDPと電力需要の相関関係.....	241
図 2.4-11	GDPと電力需要と供給能力の推移.....	241
図 2.4-12	Eskom送電システム需要カーブ.....	242
図 2.4-13	Eskom送電システム総合負荷率.....	242
図 2.4-14	Eskomシステム最大電力.....	243
図 2.4-15	電力需要と供給能力の推移.....	244
図 2.4-16	南アの電源構成.....	244
図 2.4-17	Eskomの燃料種別の発電電力量.....	245

図 2.4-18	南ア全体の電源構成の推移 .....	245
図 2.4-19	DME電力需要予測 .....	246
図 2.4-20	Eskom電力需要予測.....	247
図 2.4-21	Eskom電源開発計画.....	248
図 2.4-22	電源の構成計画.....	248
図 2.4-23	The Main Power Corridor Backbone .....	249
図 2.4-24	The Regional Corridor.....	249
図 2.4-25	セクター別販売電力量.....	251
図 2.4-26	Eskomの平均売電価格と発電コスト.....	252
図 2.4-27	平均電力販売単価(2004年) .....	252
図 2.4-28	Eskomの火力総合熱効率.....	253
図 2.4-29	送配電ロス.....	255
図 2.4-30	南ア全体の送配電ロス.....	255
図 2.4-31	電力アラートのメーターと地域図(Eskom HP) .....	258
図 2.4-32	電力警報による効果(推定) .....	259
図 2.4-33	太陽熱給湯システム .....	259
図 2.4-34	家庭向け負荷マネージメントで導入するシステム.....	260
図 2.5-1	商業・家庭セクターの最終エネルギー消費割合(2004) .....	262
図 2.5-2	家庭セクターの最終エネルギー消費推移 .....	262
図 2.5-3	商業セクターの最終エネルギー消費推移 .....	263
図 2.5-4	家庭セクターのエネルギー消費内訳(2004) .....	263
図 2.5-5	世帯数あたりの家庭部門での最終エネルギー消費量の比較 .....	264
図 2.5-6	商業セクターのエネルギー消費内訳(2004) .....	264
図 2.5-7	20F建てオフィスビルの年間電力消費量内訳.....	265
図 2.5-8	南アのGDPあたりのエネルギー消費原単位.....	266
図 2.5-9	南アと日本の鉄鋼業のエネルギー消費原単位対生産量 .....	268
図 2.5-10	南アと日本の鉄鋼業のエネルギー消費原単位対GDP .....	269
図 2.5-11	南アと日本の非鉄業のエネルギー原単位対生産高の比較 .....	272
図 2.5-12	南アと日本の非鉄金属業のエネルギー原単位対GDP .....	273
図 2.5-13	6つの項目の各企業評価 .....	278

## 表目次

表 1 調査業務全体の流れ.....	4
表 2 本基礎研究の担当業務.....	4
表 1.1-1 エネルギー関連法.....	11
表 1.1-2 エネルギー効率改善に関わるプログラム.....	12
表 1.1-3 省エネルギーガイドラインの内容.....	12
表 1.1-4 EGATのDSM事業内容.....	15
表 1.1-5 タイの省エネ法の概要.....	17
表 1.1-6 ENCON Fundの概要.....	18
表 1.1-7 省エネ国家目標プログラムのスキーム概要.....	25
表 1.1-8 南アのエネルギー関連政府機関.....	30
表 1.1-9 エネルギー部門への主要企業.....	31
表 1.1-10 省エネルギー戦略におけるセクター別目標とアプローチ.....	34
表 1.1-11 エネルギーの現状と効率改善の必要性.....	38
表 1.1-12 主要な推進機関と政策.....	40
表 1.1-13 導入されているエネルギー効率改善制度.....	42
表 1.1-14 エネルギー効率改善の課題.....	44
表 1.2-1 インドネシアの一次エネルギー供給量の推移 (ktoe).....	46
表 1.2-2 タイの一次エネルギー供給量の推移(ktoe).....	49
表 1.2-3 フィリピンの一次エネルギー供給量の推移(ktoe).....	52
表 1.2-4 ベトナムの一次エネルギー供給量の推移(ktoe).....	55
表 1.2-5 インドの一次エネルギー供給量の推移(ktoe).....	58
表 1.2-6 南アの一次エネルギー供給量の推移(ktoe).....	61
表 1.2-7 7カ国のGDPあたりの一次エネルギー供給量の推移 (toe/1000\$ at 2000).....	64
表 1.2-8 PPPベースのGDPあたりの一次エネルギー供給量.....	65
表 1.2-9 7カ国の一人あたりの一次エネルギー供給量の推移(toe/1000 人).....	66
表 1.3-1 インドネシアのセクター別最終エネルギー需要(ktoe).....	67
表 1.3-2 タイのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe).....	68
表 1.3-3 フィリピンのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe).....	70
表 1.3-4 ベトナムのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe).....	71
表 1.3-5 インドのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe).....	73
表 1.3-6 南アのセクター別最終エネルギー需要(ktoe).....	74
表 1.3-7 7カ国のセクター別最終エネルギー需要 (2006 年、ktoe).....	75
表 1.3-8 7カ国の 16 年間の最終エネルギー需要の伸び率(%).....	76

表 1.3-9	産業部門のGDPあたりの最終エネルギー消費(toe/mill.\$ 2000年)	77
表 1.3-10	7カ国運輸部門のGDPあたりの最終エネルギー消費 (toe/百万\$)	78
表 1.3-11	7カ国商業部門のGDPあたりの最終エネルギー消費(toe/百万\$)	79
表 1.3-12	7カ国家庭部門の一人あたりの最終エネルギー消費 (toe/1000人)	80
表 1.3-13	市場為替レートGDPあたりの最終エネルギーの消費(toe/100万US\$)	81
表 1.3-14	2005年のPPPベースGDP (単位 10億US\$)	82
表 1.3-15	PPPベースのGDPあたりの最終エネルギー消費原単位	83
表 1.3-16	セクター別市場為替レートGDPあたりの最終エネルギー消費	83
表 1.3-17	セクター別のPPPベースGDPあたりの最終エネルギー消費	83
表 1.3-18	一人当たりの最終エネルギー (toe/1000人)	85
表 1.4-1	インドネシアの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	87
表 1.4-2	タイの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	88
表 1.4-3	フィリピンの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	89
表 1.4-4	ベトナムの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	90
表 1.4-5	インドの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	91
表 1.4-6	南アの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)	92
表 1.4-7	7カ国のエネルギー多消費産業の比較	93
表 1.5-1	エネルギー消費とGDPの業種の分類	95
表 1.5-2	インドネシアのエネルギー消費原単位(2005年)	96
表 1.5-3	タイのエネルギー消費原単位 (2004年)	96
表 1.5-4	フィリピンのエネルギー消費原単位 (2005年)	97
表 1.5-5	ベトナムのエネルギー消費原単位(2005年)	97
表 1.5-6	インドのエネルギー消費原単位 (2005年)	98
表 1.5-7	南アのエネルギー消費原単位 (2005年)	98
表 1.5-8	7カ国のエネルギー消費原単位比較表	99
表 1.5-9	鉄鋼業におけるエネルギー消費原単位 (toe/t)	101
表 1.5-10	セメントの生産量(1000t)	102
表 1.5-11	窯業のエネルギー消費量(ktoe)	102
表 1.5-12	窯業のエネルギー消費原単位(toe/t)	102
表 1.5-13	紙の生産量(1000t)	103
表 1.5-14	製紙業のエネルギー消費量(ktoe)	103
表 1.5-15	製紙業のエネルギー消費原単位(toe/t)	104
表 1.6-1	地域毎の発電設備容量	107
表 1.6-2	PLNの送電設備の概要	108
表 1.6-3	PLNの配電設備の概要	109
表 1.6-4	PLNの電気料金表	112
表 1.6-5	タイの発電設備(2007年11月現在)	114

表 1.6-6	発電原価	115
表 1.6-7	EGATの送電系統システム(2007年時点)	116
表 1.6-8	タイの電源開発計画	118
表 1.6-9	大規模需要家の料金表(MEA、Time of Use Tariff)	120
表 1.6-10	フィリピンの電力の需給状況	125
表 1.6-11	電源開発計画一覧	127
表 1.6-12	料金単価一例(家庭部門・MERALCO)	128
表 1.6-13	時間帯別料金表	128
表 1.6-14	EVN直轄発電企業	130
表 1.6-15	EVNの発電所一覧(2005年12月現在)	130
表 1.6-16	ベトナムの電気料金表(2007年改定)	134
表 1.6-17	所有形態毎の発電設備容量(2008年10月31日現在)	136
表 1.6-18	送電設備の概要(2008年10月31日現在)	136
表 1.6-19	配電線の概要	137
表 1.6-20	第11次5カ年計画	138
表 1.6-21	料金表(サンプル)	139
表 1.6-22	Eskom諸元	140
表 1.6-23	大規模需要家向けの料金構成の例	143
表 1.6-24	電源構成比較表	144
表 1.6-25	需給状況比較表	145
表 1.6-26	電気料金制度比較表	146
表 1.7-1	顧客あたり販売電力量(kWh/年)	150
表 1.7-2	セクター別販売単価の推移(ルピア/kWh)	151
表 1.7-3	インドネシアの火力発電所の熱効率	151
表 1.7-4	需要家あたりの電力消費量(kWh)	155
表 1.7-5	平均販売単価(部門別)	155
表 1.7-6	タイの火力発電所の熱効率	156
表 1.7-7	需要家あたりの電力消費量(kWh)	160
表 1.7-8	フィリピンの送配電ロス	162
表 1.7-9	顧客あたり販売電力量(kWh)	170
表 1.7-10	平均供給コストと小売料金	170
表 1.7-11	インドの火力発電所の熱効率	170
表 1.7-12	インドの送配電ロス	171
表 1.7-13	セクター別顧客数	173
表 1.7-14	顧客あたり販売量	174
表 1.7-15	各国の年負荷率	176
表 1.7-16	各国平均販売単価	177
表 1.7-17	各国火力発電効率	178
表 1.7-18	各国送配電ロス	179

表 2.1-1	南アの国情 (2006 年時点)	187
表 2.1-2	南アの州と州都	187
表 2.1-3	南アの気温と降雨量(ヨハネスブルク市)	188
表 2.1-4	各国の人口・GDP・一次エネルギー供給の推移	189
表 2.1-5	南アの国内総支出 (10 億ランド、2000 年価格)	189
表 2.1-6	産業別GDP(10 億ランド、2000 年価格)	190
表 2.1-7	南アの消費者物価指数(対前年同月比)	191
表 2.1-8	南アの労働指数(単位 1000 人)	191
表 2.1-9	AsgiSAの目標や行動計画	195
表 2.1-10	南アのエネルギー関連政府機関	196
表 2.1-11	エネルギー部門への主要企業	197
表 2.1-12	エネルギー効率改善戦略におけるセクター別目標とアプローチ	201
表 2.1-13	南アのエネルギー関係機関の投資内容	205
表 2.1-14	南アの化石燃料関連CO <sub>2</sub> 排出量(単位:100 万トン・CO <sub>2</sub> )	207
表 2.1-15	エネルギー白書におけるエネルギーと環境	207
表 2.2-1	南アの一次エネルギー国内需要 (単位:ktoe)	208
表 2.2-2	南アのエネルギー資源埋蔵量 (2006 年末)	208
表 2.2-3	一次エネルギーの生産・輸出・輸入	209
表 2.2-4	南アの原油輸入量 (1,000ton)	209
表 2.2-5	南ア原油調達先原油価格 (単位:\$/bbl FOB,公式価格)	210
表 2.2-6	南アの石炭需要と石炭価格 (需要はktoe、構成比%)	210
表 2.2-7	南アとNorth West Europe (NWE)での石炭市場価格	211
表 2.2-8	European Union 天然ガス価格	212
表 2.2-9	南アのエネルギーバランス	212
表 2.2-10	エネルギー転換部門のエネルギー消費と生産物	213
表 2.2-11	セクター別電力需要 (単位:GWh)	214
表 2.2-12	コークスの生産と消費 (単位:ktoe)	215
表 2.2-13	製油所および合成油生産設備(1000bbl/日)	215
表 2.2-14	南アの石油製品販売量 (単位 1000kl)	217
表 2.2-15	石油製品と電力の輸出	219
表 2.2-16	石油製品の輸入	219
表 2.2-17	石油製品の小売価格(単位:ランドセント/リッター)	220
表 2.2-18	電気料金 (単位:ランドセント/kWh)	221
表 2.3-1	鉱業・製造業別のエネルギー消費量(ktoe)	224
表 2.3-2	エネルギー源別産業別エネルギー消費量	225
表 2.3-3	産業別付加価値額 (10 億ランド)	226
表 2.3-4	付加価値額あたりのエネルギー消費量(toe/\$1000、2000 価格)	227
表 2.3-5	2006 年のエネルギー消費量の大きい順 (ktoe)	228

表 2.3-6 エネルギー源別の 4 業種の最終エネルギー消費量.....	230
表 2.3-7 日本のエネルギー源別の 2006 年の 4 業種のエネルギー消費量.....	231
表 2.4-1 Eskom諸元.....	234
表 2.4-2 Eskom発電所一覧.....	235
表 2.4-3 自治体所一覧とIPP発電所一覧.....	236
表 2.4-4 電力需要・最大需要・需要増加率・最大需要増加率・負荷率の推移.....	243
表 2.4-5 南アの供給予備力.....	244
表 2.4-6 南アの系統計画.....	250
表 2.4-7 セクター別顧客数.....	250
表 2.4-8 顧客あたり販売量.....	251
表 2.4-9 2007-08 年度の燃料別の火力発電効率.....	253
表 2.4-10 発電所ごとの設計発電効率.....	254
表 2.4-11 南アの電力供給システムの効率化方策.....	256
表 2.4-12 EscomのDSMプログラム.....	257
表 2.4-13 大規模需要家向けの料金構成の例.....	261
表 2.5-1 世帯数あたりの家庭部門での最終エネルギー消費量 (toe/1000 世帯).....	264
表 2.5-2 南アのセクター別GDPあたりの原単位.....	266
表 2.5-3 日本のセクター別GDPあたりの原単位 (ktoe/百万ドル、2000 年価格).....	267
表 2.5-4 南アと日本のGDPあたりのエネルギー消費原単位の比較(2006 年).....	267
表 2.5-5 南アの鉄鋼業のエネルギー原単位対生産量.....	268
表 2.5-6 日本の鉄鋼業のエネルギー原単位対生産量.....	268
表 2.5-7 南アと日本の鉄鋼部門のエネルギー原単位対GDPの比較.....	269
表 2.5-8 非鉄金属の生産量実績値(単位 1000t).....	270
表 2.5-9 南アの非鉄金属のエネルギー原単位.....	270
表 2.5-10 日本の非鉄金属のエネルギー消費原単位.....	271
表 2.5-11 南アの非鉄金属のエネルギー原単位対生産量の比較.....	271
表 2.5-12 南アの非鉄金属のエネルギー原単位対GDPの比較.....	272
表 2.5-13 南のセメントの生産量とエネルギー消費原単位.....	273
表 2.5-14 日本のセメントの生産量とエネルギー消費原単位.....	274
表 2.5-15 窯業における南アと日本の比較(toe/1000t).....	274
表 2.5-16 南アと日本の窯業におけるエネルギー原単位対GDPの比較.....	274
表 2.5-17 南アと日本の化学産業におけるエネルギー原単位対GDPの比較.....	275
表 2.5-18 回答企業のエネルギー消費量.....	278
表 2.5-19 回答のあった企業の電力需要削減量 (単位:MWh).....	279
表 2.5-20 協定参加企業の申請数と採択数.....	279
表 2.5-21 調査団によるアンケート結果集約表(1/2).....	281
表 2.5-22 調査団によるアンケート結果集約表(2/2).....	282

表 2.6-1 エネルギー効率改善ポテンシャル評価表 (1/4) .....	291
表 2.6-2 エネルギー効率改善ポテンシャル評価表 (2/4) .....	293
表 2.6-3 エネルギー効率改善ポテンシャル評価表 (3/4) .....	295
表 2.6-4 エネルギー効率改善ポテンシャル評価表 (4/4) .....	297
表 2.6-5 優先方策の評価.....	299
表 2.6-6 各効率改善テーマのエネルギー効率改善期待値 .....	300
表 2.6-7 各優先方策に対する支援分野案 .....	301
表 2.6-8 他ドナーの動向.....	302
表 2.6-9 エネルギー効率改善方策の実施計画 .....	303

# 序 章



# 序章

## 1 本基礎研究の背景

エネルギー価格の高騰や気候変動問題への取り組みが重要となるなか、開発途上国においてもエネルギーの効率的な使用が求められており、国際的な支援が実施されている。また、2008年7月の「洞爺湖サミット」においては、エネルギー/環境問題が重要な議題として取りあげられ、世界的な取り組みが必要であることが認識された。本サミットにおいて、わが国は、「セクター別アプローチ」の有効性を積極的にアピールしており、同政策に早々に対応していく必要がある。一方、わが国は気候変動問題がクローズアップされる以前から、開発途上国に対してエネルギー効率改善の技術協力を実施してきたが、今後、より一層当該分野に対する支援を効果的なものとする必要がある。エネルギー効率化にかかる支援は、円借款・無償・技術協力のみならず、民間をも巻き込んだオールジャパンとしてのアプローチが求められている。今後、日本がエネルギー分野にかかわる案件形成を効果的なものにしてゆくためには、①国ごとにエネルギー需給構造を把握するとともにエネルギー転換効率を分析した上で、②どのようなエネルギー多消費部門を重点的な対象部門とすればよいかを見極める必要がある。

## 2 本基礎研究の目的

本基礎研究の目的は、以下のとおりである。

- ① 当該途上国における既存のエネルギーバランスシートの構造の分析
- ② 当該途上国において、エネルギー効率改善のために取りうる施策の検討
- ③ ②において検討された施策にかかるインパクト分析
- ④ ②について、わが国が実施可能な協力の検討

本基礎研究においては、産業・商業・民生分野を主対象とする。ただし産業では、電力とエネルギーの多消費産業を対象とする。運輸分野においては大規模な電化計画が存在する場合は、運輸分野についても考慮する。期間は、1990-2020年を対象とする。

## 3 調査の対象国

研究の対象国は、南アフリカ、インドネシア、タイ、フィリピン、ベトナム、インドの6カ国であるが、現地調査は南アフリカとする。それ以外の国は、国内作業でおこなう。

## 4 調査研究の情報源

南アフリカ以外の対象国（インドネシア、タイ、フィリピン、ベトナム、インド）については、基本的に以下の資料を参考に調査する。

- ① 日本エネルギー経済研究所の研究報告書、東京電力の調査報告書、省エネルギーセンターなどの資料
- ② IEA、USAID、世界銀行、アジア開発銀行、EIA (Energy Information Administration) などの海外のエネルギーに関するデータベースと調査資料。

③ JICA、JBIC、NEDOなどのこれまでの調査報告書

## 5 調査業務全体の流れ

本調査研究の基本的な流れは下表の通りである。

表 1 調査業務全体の流れ

	平成20年度（2008年度）						
	09月	10月	11月	12月	01月	02月	03月
業務段階		国内準備作業	第1現地調査	第1次国内作業	第2現地調査	第2次国内作業	
国内作業項目		国内準備作業 ● 関連資料・情報の収集・整理 ● 各国の省エネレビュー ● インセプション・レポート(Ic/R)の作成 ● 訪問機関の選定		第1次国内作業 ● 収集データ・開発計画の検討 ● エネバラの検討 ● 省エネ政策の検討 ● 需要予測 ● 経済分析 ● DFR作成		第2次国内作業 ● DFRの修正 ● FRの作成	
現地業務項目			第1次現地調査 ● 南アフリカを訪問する。 ● インセプション・レポート(Ic/R)の説明・協議 ● 関係部門訪問		第2次現地調査 ● 南アフリカを訪問する。 ● DFRの説明・協議 ● 関係部門訪問		
報告書		▼Ic/R	I t / R▼		Df/R▼	▼F/R	

## 6 担当業務

表 2 本基礎研究の担当業務

担当業務	所属	今回提案する担当業務
鈴木 健雄	IEEJ	総括／エネルギー効率改善計画
井上 友幸	IEEJ	エネルギー需給分析
川野 泰	TEPCO	エネルギー効率改善需要（産業/民生/商業分野）
篠原 弘之	TEPCO	エネルギー効率改善需要 A（電力制度）
中嶋 まどか	TEPCO	エネルギー効率改善需要 B（電力技術）
朝倉 立行	IEEJ	経済財務分析
赤池 藍	TEPCO	エネルギー効率改善需要補佐
片岡 穆	TEPCO	石炭火力運転管理計画技術
星 公一	TEPCO	都市圏配電技術

注) IEEJ:日本エネルギー経済研究所 TEPCO: 東京電力

## 7 実施体制

業務実施体制は以下のとおりである。

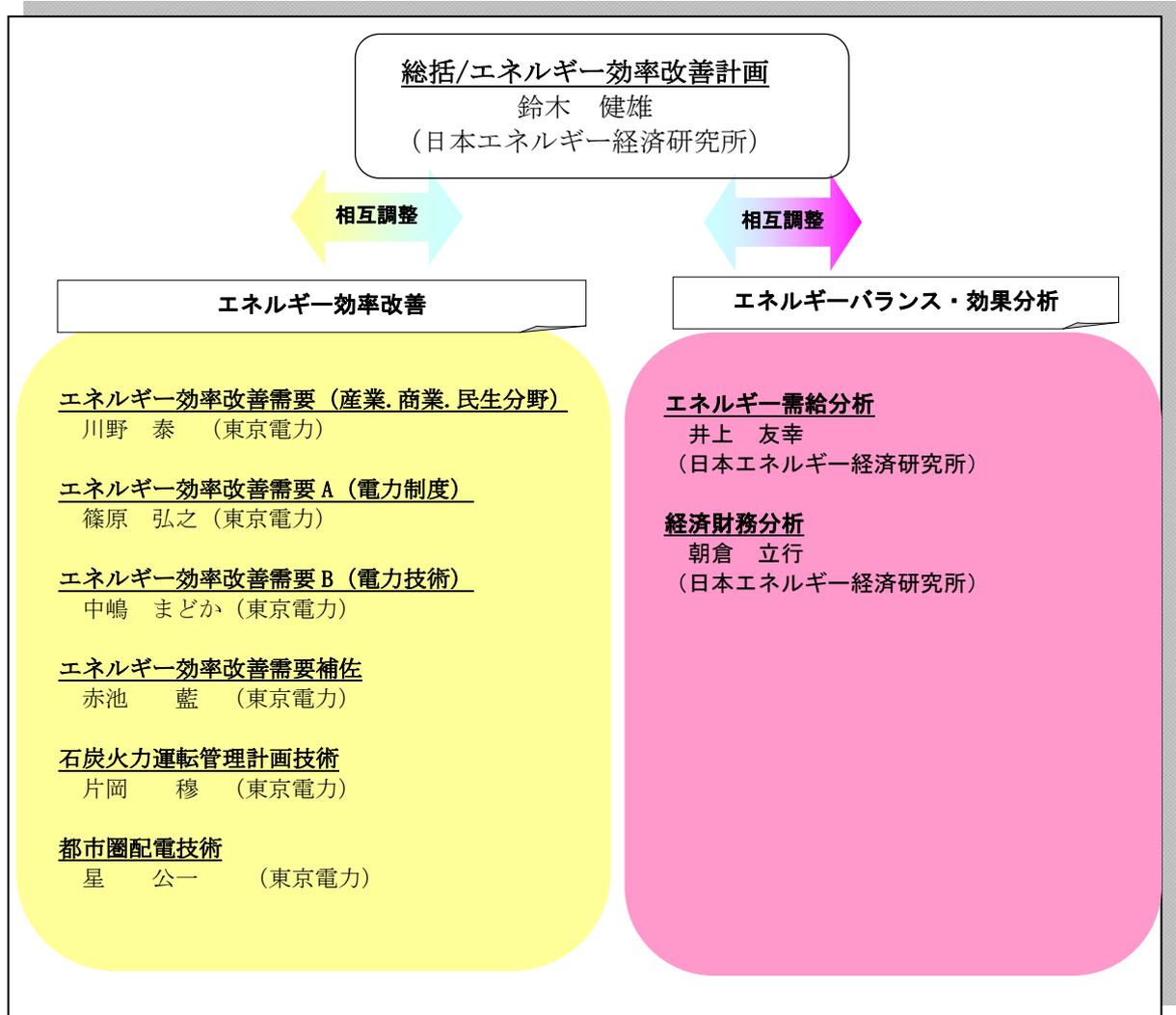


図1 調査団チーム構成



## 第 1 部

### 6 カ国のエネルギー効率改善にかかる基礎研究



## 1.1 各国のエネルギー効率改善に関する政策と計画

### 1.1.1 インドネシア

#### (1) インドネシアの現状

インドネシアでは、エネルギー資源が豊富でエネルギー価格が安価であることから、エネルギー効率改善に対する意識が低く、エネルギー効率改善の取り組みは積極的に行われていなかった。1995年以降、CO<sub>2</sub>排出の削減が世界的に脚光をあびるようになり、日系・外国企業を中心に、エネルギー効率改善に対する意識が芽生え始めてきた。しかしながら、これまでエネルギー効率改善技術の不足、高効率機器が高価であることなどが効率改善の障害となっていた。2007年になると、国内の石油流通量が減少したことから、現地企業もエネルギー効率改善の活動に力を入れ始め、例えば、PLNはエネルギー効率改善の普及を目的として、小学校3年生から6年生を対象に教育プログラムを立ち上げるなどしている。また、石油価格の高騰により、民生用を中心に石油消費が顕著に減少している。

#### (2) インドネシアのエネルギー政策担当機関

##### a. エネルギー調整会議 (BAKOREN)

インドネシアのエネルギー政策は1980年に設置された「エネルギー調整会議 (BAKOREN)」により策定される。BAKORENはエネルギー鉱物資源大臣を議長とし、関係省庁の大臣によって構成され、その主な業務は、①エネルギー行政に関する官庁間の調整、②エネルギー開発政策や需給計画の作成となっている。BAKORENには、技術面を支援するエネルギー資源技術委員会(PTE)が付属している。

##### b. エネルギー鉱物資源省

エネルギー政策の策定と施行の責任官庁は、エネルギー鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resources: MEMR) である。

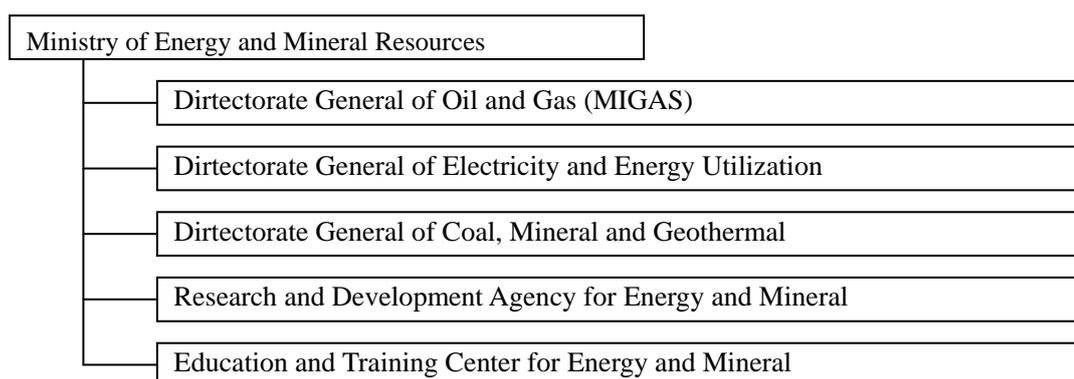


図 1.1-1 MEMR 傘下のエネルギー関連組織

エネルギー鉱物資源省は、石油・ガス産業全体を管轄する石油ガス総局(Directorate General of Oil and Gas; MIGAS<sup>1</sup>)、電力産業を管轄する電力・エネルギー利用総局(Directorate General

<sup>1</sup> MIGAS は、インドネシア語であるが、一般的に通用しているため用いている。

of Electricity and Energy Utilization ;DGEEU)などからなっている。

**c. MIGAS (石油ガス総局)**

エネルギー鉱物資源省 (MEMR) の石油ガス総局 (MIGAS) は、石油・ガスに関する管轄と同時に計画・政策等の立案を担当し、重要な石油採掘やガス開発の許認可権を持っている。また、下記の BP-MIGAS や BPH-MIGAS に対して助言・アドバイスをおこなう。

**d. BP-MIGAS**

新石油・ガス法により、石油・天然ガス探鉱・開発にかかる生産物分与契約 (PSC) は、エネルギー鉱物資源省が直接管轄することとなり、契約実施の監督は、PERTAMINA に替わる石油・天然ガス上流部門の監督機関として設立された BP-MIGAS (BP は実施という意味) が行なう事となった。BP-MIGAS はこのほか、政府取り分の生産物の販売促進、販売者の選定と指名などを行なう。

**e. BPH-MIGAS**

上流部門の BP-MIGAS に対応し、下流部門の監督機関として BPH-MIGAS (Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi) が設立された。BPH-MIGAS は、インドネシア国内の石油・ガス産業の下流部門の監督にあたり、石油製品供給や石油・天然ガスパイプライン等を管轄する。また石油製品供給の実態把握のため、毎週モニタリング調査を行っている。

**f. PERTAMINA**

1957 年に PERTAMINA は、石油ガスの国営企業として設立された。事業内容は石油ガスの開発、生産、石油精製、輸送、販売と輸出である。PERTAMINA は、2001 年 11 月に施行された新石油・ガス法 (New Oil and Gas Law No: 22/2001) の規定により、石油ガスの規制権限を手放すと同時に、下流部門での独占も排除された一操業会社となった。下流事業としては、LPG、ガソリン、灯油、軽油、重油、潤滑油などの販売をおこなっている。

**g. PGN (Perusahaan Negara GAS)**

PGN は、1965 年に国営企業として設立され、1985 年に公益サービス会社に変更され、Perusahaan Umum GAS Negara (PN-GAS) となった。2003 年に株式が証券市場に上場され PGN (PGN) と呼ばれるようになった。PGN の業務は、民間企業としてガスパイプラインの建設、運営で、ガス消費者には直接契約することで、ガスの供給を行っている。

**h. 鉱物石炭地熱総局**

鉱物石炭地熱総局の中では、鉱物石炭企業局 (MINERAL & COAL DEVELOPMENT ENTERPRISE) は、個別炭鉱企業の監督、鉱物石炭計画局 (MINERAL, COAL & GEOTHERMAL PROGRAM SUPERVISION) は、石炭と地熱に関する戦略的な方向性を立案している。また、インドネシアでは、石炭業務を中央と地方で役割分担をしているが、中央である鉱物石炭地熱総局の役割は、複数の州にまたがる探鉱、海上の沖合い 12 海里の鉱区、資源調査・埋蔵量調査・新規鉱区のコーディネーション、省庁間調整、生産・保安・環境の指針作成などである。

**(3) インドネシアのエネルギー政策**

インドネシアのエネルギー政策は、国家エネルギー政策 (National Energy Policy 2003-2020 : 2004 年 3 月制定) に定められており、この政策に沿って多くの法律が制定されている。また 2005 年には国家エネルギーマネジメント青写真 2005-2025 (National Energy

Management Blueprint 2005-2025) を策定し、一次エネルギー供給の予測、個別エネルギー技術の 2025 年までの展開の予測を行っている。表 1.1-1 にインドネシアエネルギーセクター関連法の状況をまとめた。

表 1.1-1 エネルギー関連法

名 称	概 要
新石油・ガス法 (No.22/2001)	石油・ガスセクターの機能分離と自由化により、プルトミナの独占支配を解消し、同セクターに競争原理を導入。2001 年 11 月制定。
新電力法 (No.20/2002)	電力セクターの自由化により、競争原理を導入するもの。2004 年 12 月に最高裁で憲法違反との判断。
新地熱エネルギー法 (No.27/2003)	地熱エネルギーの開発を規定するもの。
国家石炭政策	国内の石炭供給安定、石炭利用の付加価値増加、石炭輸出量増加を目指す。2004 年 1 月制定。
再生可能エネルギーに関する政令 (大臣令 No.0002/2004)	新エネルギー（バイオマス、地熱、太陽熱、水力、風力、海洋などのグリーンエネルギー）の開発とエネルギー保全に関する政令。
国家エネルギー政策	国家としてのエネルギー政策の根幹をなす。国家の発展を支援する目的で、持続的なエネルギー供給を確保するとしている。2004 年 3 月制定
省エネルギーに関する政令 (大統領令 No.10/2005)	2005 年 7 月制定。
電力の供給と利用に関する政令 (大臣令 No.0003/2005)	民間セクターが電力プロジェクト（再生可能エネルギーは除く）に参入する際、入札を通して、PLN との共同で実施しなければならない。2005 年 2 月制定。

出典：国家エネルギー政策、<http://www.djpe.go.id/eng/Link%20Kiri/KenEng.pdf>

MEMR HP News Archive、<http://www.esdm.go.id/newsarchives.php>

#### (4) エネルギー効率改善政策

インドネシア政府のエネルギー効率改善への取り組みは、1987 年に世界銀行の支援により、省エネルギーの推進を目的とした国有企業 PT. Konservasi Energi Abadi (KONEBA) が設立されたことに始まる。KONEBA が行っている主な業務は以下のとおりである。

- ・ 省エネルギー調査・診断
- ・ 建築設備設計、施工管理
- ・ 建築設備のメンテナンス
- ・ 省エネルギー推進のための各種セミナー開催

1992 年には USAID の支援により、DSM (Demand Side Management) アクションプランが策定された。このアクションプランは、電力コストの削減や電力の質の向上を目的とし、高効率照明器具の導入のパイロットプログラムなどが実施されていたが、1997 年のアジア通貨危機により中断した。

エネルギー効率改善に関わる政策としては、エネルギー鉱物資源省が、2003 年 12 月に “Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy)” を策定している。この中では供給側および需要側の両面から、30%のエネルギー効率改善が可能であると示されている。また、5 年間に実施する短期プログラムと 2020 年までに実施する長期プログラムが示されている (表 1.1-2)。インドネシアのエネルギー効率改善の具

体的な実施については、“省エネルギーに関する大統領令（第 10 号, 2005 年）”が、2005 年 7 月に発令され、これを受けてエネルギー鉱物資源省は“省エネルギーのガイドライン（No. 31/2005）”を発令した。この省令には、商業ビル、政府関連施設、一般家庭、産業ならびに運輸の各セクターで省エネルギーの方法の概略が示されている。（表 1.1-3 参照）

表 1.1-2 エネルギー効率改善に関わるプログラム

プログラム	省エネルギーに関わる主な内容	
短期プログラム (5 years)	投資	金融機関、投資機関への促進活動 海外投資機関との協力
	インセンティブ	各種税金に対する控除 省エネルギー活動を行う技術部門への無利子ローンの調達
	エネルギー価格	国家補助金の削減
	規格化	規格化への推進 規準の適用と施行への活動
	人材	セミナーやトレーニングによる人材育成
	情報	技術開発と技術管理センターの設立 情報センターの設立と情報の発信 セミナーなどの開催 ウェブサイトによる情報公開
	研究開発	財源確保 研究機関と産業分野とのパートナーシップの確立
	制度	国内、国際レベルでのネットワークの構築 中央、地方で一体となるプログラム制度の推進
	規制	インセンティブに関する政令案の作成 エネルギー法案の作成 省エネルギー規準の作成
長期プログラム (2020 年)	省エネルギー規制（義務化）の適用 効率的で環境に配慮した技術の適用 省エネルギーに関わる基金の設立	

出典 Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy)

表 1.1-3 省エネルギーガイドラインの内容

分野	内容
商業ビル	エアコンの設定温度を 25°C に設定する。 室内の照明の利用を最大 15W/m <sup>2</sup> に減らす。 エアコンとエスカレータの運転時間は業務開始時間から業務終了時間の 1 時間前までとする。 エレベータは 2 階ごとの停止とする。
政府機関事務所	エアコンの設定温度を 25°C に設定する。 間接照明を減らす。 エアコンとエスカレータの運転時間は業務開始時間から業務終了時間の 1 時間前までとする。 エレベータは 2 階ごとの停止とする。
一般家庭	省エネ型電球を使用する。 17 時から 22 時までのピークロード時には最低 50W の電気使用量を削減する。 エアコンの設定温度を 25°C に設定する。
運輸	排気量 2000cc 以上の自家用車、特にスマトラ、ジャワ、バリでは燃料は Pertamina を利用する。 公共車両へのガス燃料利用を促進する。
産業	エネルギー使用量が多い産業に対してエネルギー監査を実施する。 省エネルギー機器、技術を使用する。
その他	公共道路の照明、広告、その他の施設には高効率照明システムを利用する。 石油燃料混合物からディーゼル油を撤廃する。

出典 省エネルギーのガイドライン (No.31/2005) より

また、「インドネシア国省エネルギー普及促進調査」(JICA 開発調査 2008)のドラフトファイナルレポートでは、以下の3点の導入が、インドネシアの省エネルギーには、有効として提案されている。

- ① 普及促進のコアプログラムとして、「エネルギー管理プログラム」、「ラベリングプログラム」、「DSMプログラム」の導入
- ② サポートプログラムとして、「省エネルギー啓蒙プログラム」、「エネルギー監査プログラム」、「ローカルコンサルティング育成プログラム」が実施
- ③ 以上を強化するための能力開発プログラムの実施

#### (5) インドネシアのエネルギー効率改善の課題

「インドネシア国 エネルギー分野への包括的な技術協力の在り方」(JICA 基礎研究資料 2006年)と「インドネシア国 省エネルギー普及促進調査」(JICA 開発調査 2008)によれば、エネルギー効率改善導入の課題や障壁は以下の通りである。

##### ① 安価なエネルギー価格

最近のエネルギー価格の高騰により変化しつつあるが、これまでは政府の補助金によって、安いエネルギー価格(電気料金)体系になっているため、省エネ投資に対する効果が低く関心がなかった。

##### ② DSMのための電気料金設定

DSMを実施するため電力料金のエクセスチャージの設定に対して、特に産業界から反対の意見が多い。(2008年末時点で、実施されていない)

##### ③ エネルギー需要データ不足

比較的中小企業の多いインドネシアでは、エネルギー管理が出来ていないため、省エネルギーを検討、推進する上で必要なデータが揃っていない。

##### ④ 省エネルギー技術の不足

省エネルギー知識、技術が少なく、省エネルギー検討が出来ない。

##### ⑤ 設備・機器への投資

省エネルギー機器、高効率機器が高価であり、その機器の効果を判断できる知識・技術が不足している。

##### ⑥ 規制、法律

エネルギー使用に対する抑制のための法律が不十分であり、規制がないため省エネルギー意識が低い。

##### ⑦ 省エネルギー推進のための優遇措置、補助制度が整備されていない。

## 1.1.2 タイ

### (1) タイの現状

1998年の経済危機後エネルギー消費も堅調な増加へと転じ、1998年には、一次エネルギーの供給量は6,800万石油換算トンであったが、年間平均5.6%上昇し、2005年には1億石油換算トンとなっている。タイにおけるエネルギー消費は、特に天然ガスの増加が著しく、1998年から2005年は、年率9.5%の伸びであった。2005年の一次エネルギーの消費構成比は、石油50%、天然ガス25%、石炭10%、薪炭15%である。エネルギー効率改善では、日本と同様な体制がすでに確立されており、省エネ中進国とも言える。

### (2) タイのエネルギー政策担当機関

タイのエネルギー政策・調整の最高機関として、2002年にNational Energy Policy Council (NEPC) に代わってエネルギー省が創立された。このエネルギー省の下に従来はNational Energy Policy Office (NEPO)があったが、Energy Policy and Planning Office (EPP0) と改名された。

#### a. エネルギー省

エネルギー省では、以下の4部局が政策・計画策定を担当している。また、今後EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) およびPTT (Petroleum Authority of Thailand) 等もエネルギー省に直属することとなった。

- Permanent Secretary of Energy
- Department of Mineral Fuels
- Department of Energy Business
- Department of Alternative Energy Development and Efficiency

エネルギー省の役割は、持続可能な経済成長・社会発展を目指して、そのため必要なエネルギー資源の購入・開発・管理に関する業務を執行することとなっている。

#### b. Energy Policy and Planning Office (EPP0)

EPP0の役割分担については、同省の下にタイ国内のエネルギー・プログラムに関する計画・開発を行い、また国営および民営部門との役割を調整する。

#### c. EGAT

EGATは、1696年に国営の電力会社として設立され、タイ最大の電力会社である。発電能力は、同社のAnnual Report2007によれば、2007年で約16GW（東京電力の26%）で、タイ全体の発電量の55%を占めている。タイの電力産業は、発電と送電事業をおこなうEGAT、首都圏の配電を担当するMetropolitan Electricity Authority (MEA)、その他地域の配電を担当するProvincial Electricity Authority (PEA)の3つから構成されている（いずれも国営企業であったが、すでに民営化されている）。

EGATは、DSM Officeを立ち上げて積極的に推進している。また、DSMプログラムの一貫として4つのESCOパイロットプロジェクトを行い、以降、ESCO産業の育成と普及啓発を行っている。

表 1.1-4 EGAT の DSM 事業内容

プログラム名	概要
Energy Label No. 5 Product	電気製品に対し、その効率を評価してラベリングするプログラム。高効率製品については“Label No. 5”の証明がなされる。冷蔵庫、エアコン、ランプ、バラスト、扇風機、炊飯器など多くの製品が対象となっている。
Peak Cut Project	ピーク時間帯の需要をカットするために、民間企業を対象にディーゼル発電機 (Standby) を導入する支援を行うもの。支援内容は、以下のとおり。 700, 000Baht/MW の建設資金補助 66. 45Baht/kW/月の維持コスト 燃料費の 1/3 の補助 2006 年までに 500MW 分の導入をめざす。
Energy Conservation Consultant Program	ビルディング、工場を対象にエネルギー監査の実施。1998 年～2004 年までに 333 需要家を対象に実施。
ESCO Pilot Project	4つのエネルギーサービス会社および4つの産業需要家を対象に、パイロット事業を実施。

出典: DSM Thailand, EGAT

#### d. Metropolitan Electricity Authority (MEA)

首都圏の配電を担当する MEA は、産業・商業セクターなど大規模電力需要家が多いバンコクにて政府方針である省エネを推進しながら省エネビジネスにつなげていきたい意向を持っており、現在 ESCO Project 室を立ち上げ、省エネコンサルタントとして数件の事業を手がけている。将来的には、工事部門を伴った立場で、ESCO ビジネスの展開を目指している。

#### e. Provincial Electricity Authority (PEA)

地方の配電を担当する PEA は 2007 年時点ではスタッフトレーニング等の準備段階で、2007 年以降本格的に ESCO に参入予定である。

#### f. Petroleum Authority of Thailand (PTT)

タイの石油産業は国営石油会社 PTT が中核的役割を担い、国内外における探鉱・生産活動は子会社の PTT-EP が担当している。同国に参入している外資には、上流部門では、シェブロン、三井海洋開発、下流部門ではエクソンモービル、シェル等がある。シェブロンはタイの最大の天然ガス生産者で、生産ガスは、パイプラインを独占的に所有する PTT 向けに全量販売され、PTT が各需要家に販売している。

#### g. タイ省エネセンター (ECCT)

ECCT は 1985 年に、エネルギー省の Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE) およびタイ工業連盟の協力により設立され、官民一体の省エネルギーを推進する重要な役割を担っている。ECCT は、1987 年以降 5 年間にわたり、政府から 4 千万バーツの支援金を元に運営されてきたが、1992 年以降は独立採算運営機関として活動している。ECCT 組織は図 1.1.-2 のとおりであり、実動部隊は、エンジニア、テクニカル、トレーニング、マーケティング部門から成り立っている。ECCT 取締役会は、エネルギー省 DEDE

が議長を務め、政府系委員（DEDE、国会経済開発庁、内務省、財務省、予算局）と民間系委員（タイ工業連盟、工業専門家、ECCT 専務理事）から構成されている。

ECCT の主な事業活動は、工場や建物のエネルギーコンサルティング、エネルギー監査、技術支援、トレーニング、省エネ関連資料の発行である。

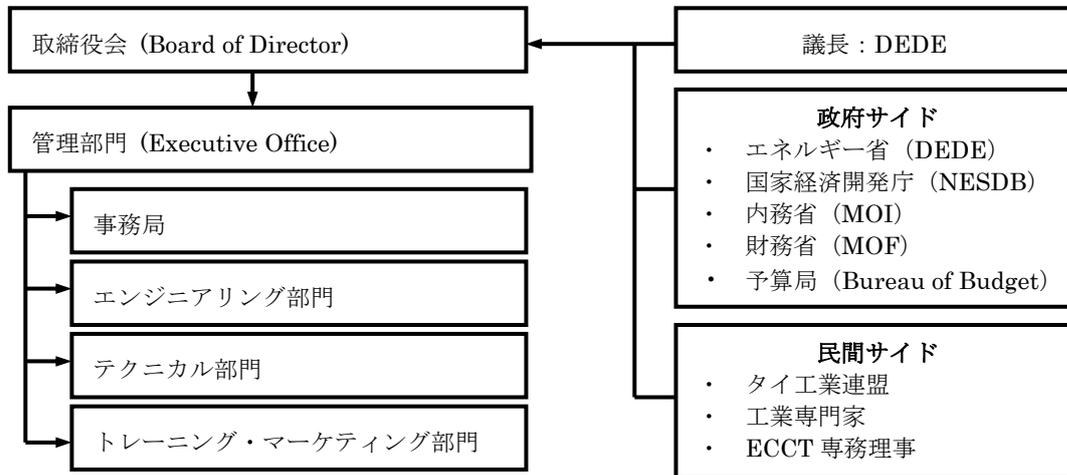


図 1.1-2 ECCT 組織構成

### (3) タイのエネルギー政策

#### a. エネルギー開発計画

2006年11月3日、タイのエネルギー政策および開発計画が国家法制議会に提出されたが、主な内容は以下のとおりである。

##### ① 短期的に即時実施できるもの

- ・ 国全体のエネルギー効率を最適化するためにエネルギー産業の再構築
- ・ エネルギー供給の充足と安全保障のためにエネルギーの確保
- ・ エネルギー効率改善の推進
- ・ エネルギー効率改善対象の確定
- ・ 国家需要サイド管理局の設立
- ・ エネルギーを多く消費する製品のエネルギー効率基準の確立
- ・ コージェネシステムからの電力調達の支援
- ・ エネルギー輸入を低減させるために、再生可能エネルギーの推進
- ・ エネルギー価格のコストを反映したエネルギー価格システムの確立
- ・ 環境への影響を減じるためにクリーン・エネルギーに関連した方策の確立
- ・ 国のエネルギー開発に民間セクターの参加促進

##### ② エネルギー管理を策定するための調査研究

- ・ エネルギー供給
- ・ 持続的エネルギー開発
- ・ エネルギー効率化：公共交通機関、輸送システム、高効率自動車などの開発

##### ③ エネルギー事業における競争の促進

## b. 国家エネルギー戦略

EPP0 は 2005 年～2011 年にかけての国家エネルギー戦略を提示している。目標値は、エネルギーに対する GDP 弾性値が、1985～2001 年平均の 1.40 を 2011 年までに 1.00 にしている。この目標達成のために、エネルギー需要の 70 %以上を占める輸送および産業の 2 大セクターのエネルギー効率改善に焦点をあてている。

## c. エネルギー産業法令、2007

2007 年 12 月 11 日より、「エネルギー産業法令 (Energy Industry Act 2550)」は施行された。この法令は、エネルギー規制委員会を独立的に設置し、これにより消費者、ライセンスを受ける人などが自由な競争と公平な利益を得るようにするためである。すなわち、電力やガスといったエネルギーネットワークからのサービスの透明性を向上させ、関係者の公平性を図るというものである。また、同法令は、電力開発基金 (Power Development Fund) を設立し、恵まれない地方の村落に電気のサービスを拡大することも狙っている。

## (4) タイのエネルギー効率改善政策

タイのエネルギー効率改善政策である省エネ促進法 (Energy Conservation and Promotion Act E.E 2535) は 1992 年に策定されており、以下の内容が規定されている。

表 1.1-5 タイの省エネ法の概要

章	タイトル	特徴
1	指定工場のエネルギー管理とエネルギー管理者の選任	工場の指定 (基準は、契約容量 1,000 kW, 変圧器 1,175 kVA、もしくは 2,000 万 MJ/year のエネルギー消費) エネルギー管理者の選任 定期的な報告書と中期計画書の提出 エネルギー管理者の資格は、上級業務コースの卒業と 3 年の経験、理工学の学士、もしくは指定訓練コースの修了
2	指定ビルのエネルギー管理とエネルギー管理者の選任	同上
3	省エネ製品・機器の促進	省エネ機器の指定と導入支援
4	省エネ基金 (ENCON Fund)	省エネのための支援資金と補助金の整備

出典: JETRO Bangkok Website

省エネルギー促進法に基づき、2001 年に国家エネルギー政策会議 (NEPC) により「省エネルギー戦略計画 (2002-2011)」が提出されている。本計画においては、省エネルギー促進 (ENCON Fund: Energy Conservation Fund) が創設され、省エネルギー、再生可能エネルギーの促進、環境改善を目的に、補助金の交付、研究開発の支援、パイロット事業支援等に活用されている。なお、同促進制度は、下記 3 つのサブプログラムから構成されている。

表 1.1-6 ENCON Fund の概要

プログラム名	内 容	実施機関
強制制度 (Compulsory Program)	法律によって定められた規制に従って指定された工場・建物の省エネルギーや、政府系建物の省エネルギーを実施する制度。 大規模な工場・ビル（受電容量 1,000kW 以上）に対して、エネルギー監査の実施、省エネルギー計画の作成・提出等の義務づけ、エネルギー管理者の任命。 ビルの省エネルギー基準の設定	DEDE
任意制度 (Voluntary Program)	政府系機関、アカデミー、NGO を支援するもので、再生可能エネルギー事業支援、研究開発などに活用される制度。	EPPO
補足的制度 (Complementary Program)	将来的に ENCON Fund からの資金活用を希望する機関に対して支援する制度。	EPPO

#### (5) タイのエネルギー効率改善の課題

「タイにおけるビル等民生施設を対象としたエネルギー有効利用技術導入基礎調査」（NEDO 調査資料 2004 年）や「タイ電力セクター基礎調査」（JETRO 基礎調査資料 2007）などの資料によれば、タイのエネルギー効率改善の問題点は以下の通りである。

##### a. 産業部門

エネルギー効率改善のための開発研究や省エネルギー推進のための普及活動は、ENCON Fund を通じて展開してきたが、電気料金が低いこと、省エネルギーに対する関心や省エネルギー技術への信用がそれほど低いこと、省エネルギー事業に対する資金不足などにより、これまでは、十分な省エネルギー成果はあがってこなかった。ただし、タイ産業界で省エネルギーが進んでいるのは一部の大企業で、中小企業ではいまだ効率の低い機器（ボイラー、冷凍機など）が多く使われているため省エネルギーポテンシャルは高い。

##### b. 商業部門

商業ビルにおける省エネルギーの課題としては、以下の点が指摘できる。

##### ① メンテナンスの問題

タイにおけるビル管理は、運転（オペレーション）を実施することのみがほとんどであり、機器が故障してから修理を行うのが通例である。省エネルギー技術を導入した場合、ほぼメンテナンスフリーで実施できる技術でなければ効果が期待できない。

##### ② テナントビルの場合

テナントビルの場合、設備投資をする側（オーナー）とそれによりエネルギーコスト削減のメリットを享受する側（テナント）が異なることが省エネルギー設備導入の障害となっている。

##### ③ オーナーの投資回収意識

一般的なオーナーの投資回収意識は 2～3 年程度といわれており短期間である。設備などのハード面は海外に依存しているため製品価格は高い。一方、省エネルギー機器を供給する国と比較してタイの電気料金は安いいため短期間における投資回収は難しい。

### 1.1.3 フィリピン

#### (1) フィリピンの現状

フィリピンは石油輸入国で、年平均 4～6%の経済成長に伴いエネルギー消費も増加基調にある。エネルギー自給率は 56%で、輸入率は 44%で、内訳は石炭輸入が 9%、石油輸入が 35%である。国産エネルギーは、再生可能エネルギーが 44%（内地熱が 22%、水力が 5%、その他再生可能エネルギー17%）と大きなシェアを占めている。こうした中、多くのエネルギー消費効率改善に関する組織が形成されている。「エネルギー省・エネルギー利用管理局」、「フィリピン産業・エネルギー研究開発会議」、「科学技術省・工業技術開発研究所」、「フィリピン・エネルギー管理協会」、「フィリピン省エネルギー・センター」などであるが、電力部門でも電力公社（National Power Company）やマニラ電力会社（MERALCO）などでは、DSM プログラムを積極的に推進している。

#### (2) エネルギー政策担当機関

フィリピンのエネルギー政策は、エネルギー省（Department of Energy : DOE）が担当している。大統領府にはエネルギー規制委員会（Energy Regulatory Board : ERB）が設置されている。各機関の役割と活動状況は以下のとおりである。

##### a. Department of Energy (DOE)

DOE はエネルギー政策全般を管轄しており、その主要な役割はエネルギー政策の策定の他、各種規制措置の緩和・撤廃、エネルギー関連事業の民営化、エネルギー資源開発計画の策定・遂行、省エネルギーの推進などである。エネルギー政策を担当しているのは「エネルギー省」（Department of Energy : DOE）で、同省には以下の 5 つの局がある。

- ・ エネルギー政策計画局（Energy Policy and Planning Bureau : EPPB）
- ・ 電力産業管理局（Electric Power Industry Management Bureau : EPIMB）
- ・ 石油産業管理局（Oil Industry Management Bureau : OIMB）
- ・ エネルギー資源開発局（Energy Resource Development Bureau : ERDB）
- ・ エネルギー利用管理局（Energy Utilization Management Bureau : EUMB）

また、エネルギーデータの管理や広報サービス等を担当している「情報技術管理サービス」（Information Technology and Management Services）が DOE に付属している。

##### b. Energy Regulatory Board (ERB)

ERB は大統領府に設置されており、エネルギー価格の監視をはじめとしてエネルギー関連産業の活動を監視する権限を持っているが、1998 年 3 月の石油下流産業規制緩和法施行後、国内価格が自由化されたため、ERB の役割は縮小してきており、規制緩和自由化進展の中でその役割は低下する傾向にある。

##### c. Philippine National Oil Company (PNOC)

1973 年、石油製品の安定供給体制確立を目指し、国営石油会社 Philippine National Oil Company (PNOC) が設立され、石油産業全般を管理していたが、現在は民営化の方向にある。

##### d. National Economic and Development Authority (NEDA)

国家経済開発庁（National Economic and Development Authority : NEDA）は、中期国家開発計画（Medium-Term Philippine Development Plan : MTPDP）の策定を担当しており、

Philippine Energy Plan (PEP) のエネルギー見通しを参考にすると同時に、PEP のエネルギー需要見通しのためのマクロ経済に関する諸前提を提供している。その他、NEDA は、中期公共投資計画 (Medium-Term Public Investment Plan : MTPIP) や中期地域開発計画 (Medium-Term Regional Development Plan : MTRDP) も策定しており、エネルギー投資や地域エネルギー計画とも関係が深い。

**e. 電力公社 (NPC)**

電力・電気の生産、発電、送配電という主要任務とは別に、たとえば風力、ソーラー、バイオマス、バイオガスといったエネルギーなどの新エネルギーや再生可能エネルギーの開発・利用も推進している。また NPC は、効率的なエネルギー利用を推進するためのエネルギー効率推進部も置いている。

**f. フィリピン産業・エネルギー研究開発会議 (PCIERD)**

政府および民間部門の代表から構成され、開発プロジェクト他の政府機関や民間企業とともに担ってきた。PCIERD は、エネルギーの研究開発およびエネルギー利用産業に対して技術・資金を提供している。

**g. 科学技術省・工業技術開発研究所 (ITDI)・燃料・エネルギー局 (FED)**

エネルギー変換技術・システム、工業プロセスのエネルギー効率化、技術交流に関する研究開発と調査を担っている。また、産業界に対して技術サービスを提供し、先進国から技術移転を受けて、エネルギー関連情報を産業界に提供・普及させている。

**h. マニラ電力会社 (MERALCO)**

フィリピン国内、特にルソン島における大手配電業者であり、効率的なエネルギー利用を推進し、政府の DSM プログラムを支援している。

**i. フィリピン・エネルギー管理協会 (ENMAP)**

エネルギー省 (MOE) エネルギー利用管理局の「エネルギー管理基本訓練コース」を修了したエネルギーの管理者、エンジニア、コンサルタントの全国的組織であり、エネルギーの管理・開発・効率的利用に関する情報交換の場として機能している。

**j. フィリピン省エネルギー・センター (PECCI)**

商工企業におけるエネルギー利用慣行の節約を推進する設計、エンジニアリング、コンサルタントの各企業を会員とする民間財団である。PECCI は、USAID (米国際開発局)、UNESCO (ユネスコ)、UN-ESCAP (国連アジア太平洋経済社会委員会) の支援により、エネルギー、省エネ、効率化に関する国内・国際会議およびセミナーを組織してきた。

**(3) フィリピンのエネルギー政策**

**a. 2025 年までの長期計画**

DOE は 1996 年から 2025 年までの長期的なエネルギー計画を立案しており、その計画では、国内エネルギー資源の集中的開発と自給体制の強化、国内および輸入エネルギーの供給源多様化、環境への対応、民間投資の促進等を主要目標としている。また規制緩和策として、エネルギー関連企業等の民営化、石油精製と製品流通の自由化、合理的な電気料金体系の確立等を図るとしている。

**b. Philippine Energy Plan 2005-2014 (PEP2014)**

DOE は、2005 年から 2014 年までの 10 年計画として PEP2014 を策定し基本的なエネルギ

一政策を示している。その中で、DOE が示すビジョンとして、① 国内石油、ガス資源の開発、② 再生可能エネルギーの開発、③ 代替燃料の普及、開発、④ 他国との戦略的アライアンスの構築、⑤ エネルギー利用の高効率化・省エネ促進、⑥ 透明性のある電力市場自由化の実現、⑦ 電力市場における魅力ある投資環境の整備を掲げている。また、フィリピンは島嶼国であることから、地域別に各地域のエネルギー需給に適合したエネルギー計画が策定されている。

#### c. PEP 2007 Update

PEP2007 Update は、毎年のエネルギー白書で 2007 年のエネルギーセクターの現状を以下の 5 点にまとめている。

##### ① エネルギー自立

2010 年までに 60% のエネルギー自給率を達成するという目標に対して、2006 年は 55.4% となった。これには再生可能エネルギー、特に地熱発電の果たした役割が大きい。DOE は、「Philippine Energy Contracting Round」を通じて国内エネルギー資源の探鉱開発を推進し、2006 年の「Biofuel Act」を通じて輸入エネルギーの削減を計画している。

##### ② 電力部門改革

発電部門における国産エネルギー率は 66% にまで高まった。それにはガス火力の果たした役割が大きい。DOE は新規発電所や既存発電所の増改築を通じて電力供給の信頼性を確保する計画である。

##### ③ 石油価格高騰への対応

石油価格高騰に対する社会的弱者への「安全網」として、DOE は、6 ヶ月間に亘って臨時的な「原油および石油製品輸入関税の修正」を行い、国内石油価格の安定を図った。

##### ④ 省エネルギー

省エネルギーの達成のために、DOE は「Energy Audit」計画やエネルギー基準の設定、ラベリング計画およびエネルギー監視システム等を導入し、88 万石油換算トンのエネルギー削減、210 万 CO<sub>2</sub> 換算トンの CO<sub>2</sub> 削減を達成した。

⑤ データの一元管理政策 (One Database, One System) DOE に対して最新の信頼できる、正確なエネルギーデータと情報を提供するために、「エネルギー情報管理計画 (The Energy Information Management Program : EIMP)」が継続的に遂行されているが、そのために 4C 戦略 (Centralization, Computerization, Connectivity, Collaboration) を採用し実行する。

#### d. その他のエネルギー政策

DOE は、REPF (Renewable Energy Policy Framework) に基づき、今後 10 年間で、再生可能エネルギー導入に関して 100% 増強を目標としている。具体的には、太陽光、バイオマス、海洋エネルギーにより 13 万～25 万 kW を導入、水力を 295 万 kW 導入、地熱を 120 万 kW 導入、風力を 41.7 万 kW 導入することを目指している。

また、今後の課題として、特に原子力発電、電力部門の民営化および立法措置に関して言及がなされている。原子力発電に関しては、フィリピンでは 1980 年代に導入が検討されたが、取りやめになった経緯がある。今回は再び原子力計画を復活することを意図している。その理由は、原子力は地球温暖化問題やエネルギー安全保障問題への有力な切り札と見なされているためである。エネルギー省は科学技術省 (Department of Science and Technology :

DOST) と協力して原子力発電の見直し作業や地方での専門家育成を検討しており、また環境問題に関しても、Philippine Sustainable Development Agenda に適合できるような方法の検討が実施されている。

#### (4) フィリピンのエネルギー効率改善政策

・ PEP2014 において DOE は情報発信、教育による啓発活動、自主行動プログラム、エネルギー効率基準の設定、高効率、代替エネルギー導入によるエネルギー効率改善計画を策定している。これらの施策による 2014 年時点におけるエネルギー効率改善潜在量を重油換算で 2.4 億トンと見込んでいる。

・ エネルギー効率改善の担当部局はエネルギー省・エネルギー利用管理局・エネルギー効率推進部 (EED) である。同部は、民間企業にエンジニアリング、コンサルティングのサービスなどの情報提供をしている。EED は、セミナー、講習会、省エネ・プロジェクトへの融資を通じて、全国規模でエネルギー効率改善を推進している。また、DSM プログラムにも着手している。

・ その他の活動としては、「燃料・エネルギー局」のラベル表示プログラムは、エネルギー効率改善に対する意識が高めているし、「フィリピン産業・エネルギー研究開発会議」や「科学技術省・工業技術開発研究所」では、産業界の効率的なエネルギー利用に関して研究開発と開発プロジェクトを進めている。

#### (5) フィリピンのエネルギー効率改善の課題

「フィリピン国エネルギーマスタープラン」(JICA 調査資料 2008) や「フィリピンにおけるエネルギー効率化に関する動向」(NEDO 調査資料 1999 年) によれば、エネルギーおよびエネルギー効率改善に対する課題を以下のように指摘している。

##### ① 産業部門における省エネルギー

フィリピンの産業構造は軽工業が中心で、セメント、食品、砂糖の 3 産業が産業全体の 60% 以上のエネルギーを消費している。したがって、これら 3 業種で省エネルギーを重点的に推進することにより、産業部門のエネルギー消費を抑制することができる。

##### ② 商業部門における省エネルギー

現在フィリピンでは、大規模なショッピングモールや高層のオフィスビルの建設が盛んに行われている。これらのビルの冷房用エネルギー需要は、かなりの割合を占めると想像される。日本の省エネルギー基準 (1992 年基準) では、建物内に侵入する熱量の 71% は窓から入りこむことがわかっている。日射遮蔽がいかに重要であるかが理解できる。フィリピンにおいても建築部門で省エネを推進するために、建築基準の見直しに取り組むことが重要である。

##### ③ 家庭部門における省エネルギー

フィリピンエネルギーマスタープランの調査によれば、冷蔵庫、エアコン、カラーテレビなどの家庭電器は、すべてにおいて日本製品はフィリピンよりもすぐれているとしている。今後は、フィリピンにおいても日本と同じような効率の改定電気製品が導入されることは予想される。このことから家庭部門でのエネルギー効率の改善はポテンシャルが大きいと考えられる。

#### 1.1.4 ベトナム

##### (1) ベトナムの現状

ベトナムは、8,400万人の人口を抱え、2007年の国民一人当たりGDPは810ドルで、一人当たりエネルギー消費量も年間0.3石油換算トンと少なく、ASEAN諸国のなかでも後発国に属している。国内では石炭・石油・天然ガス・水力・再生可能エネルギーなどを有し、最近まで自給自足のエネルギー構造を維持してきた。1990年以降2005年までの実質経済成長率は、年平均7.5%の伸び率であった。特に、2005年からは対前年比8.0%台と高い経済成長を示している。ベトナムのエネルギー効率改善は、はじまったばかりで、2008年時点で、「世界銀行のCFL導入・中小企業の省エネ提案プロジェクト」、JICAによる「省エネルギーマスタープラン調査」など進行中である。

##### (2) ベトナムのエネルギー政策担当機関

###### a. 商工省 (Ministry of Industry and Trade: MOIT)

商工省は2007年7月に工業省 (Ministry of Industry) と貿易省 (Ministry of Trade) が統合されてできた省である。石油・ガス、石炭、電力、再生可能エネルギーおよび省エネを所管している。

###### b. 科学技術省 (Ministry of Science & Technology: MOST)

工業技術、品質改良、技術能力の向上など幅広い活動を行っている。エネルギー効率改善に関する技術的な対策を行っている。地方の省エネ活動は、科学技術省の傘下で実施されている。

###### c. 建設省 (Ministry of Construction: MOC)

建設省は、住宅・ビルの建設計画を作成すると同時に建設資材製造業であるガラス、セメント、ブロックなどの監督を行っている。また、2006年からビルの省エネに関する設計・管理・運営の担当省とされている。

###### d. ベトナム電力公社 (EVN: Electricity of Vietnam)

EVNの事業は、発電・送電事業をおこなっている。(配電については地域別に8つの配電会社がある)ベトナムで使用される電力の95%を供給している。また、EVNの傘下にエネルギー研究所 (IE: Institute of Energy) があり、民間・政府に対してエネルギーに関するコンサルティングや調査を行っている。

###### e. ベトナム石炭・鉱物産業グループ (VINACOMIN)

同グループはその傘下に石炭・鉱物資源の上流から下流までの事業、さらに発電事業、セメント、化学薬品、環境、港湾、観光・サービスなどに至る計63社を擁する企業グループである。

###### f. ベトナム石油ガス公社 (Petrovietnam: Vietnam Oil and Gas Corporation)

1977年に設立された政府出資の石油ガス公社で、事業部門は石油・ガス開発・生産・石油加工・発電等の部門があり、上流から下流部門まで多数の子会社を擁している。

###### g. 省エネルギーセンター

###### ハノイ市省エネセンター

ハノイ市人民委員会の商工局に属している。エネルギーを効率的に使用するための研究

とコンサルティングをおこなっている。同センターのスタッフは12名（2007年9月現在）である。

#### ホーチミン市省エネセンター

2002年に設立され、ホーチミン市人民委員会の科学技術局に属している。専門家40人（2007年5月現在）が在籍し、コンサルタント事業、研修事業、再生可能エネルギー事業などの部門を配置している。

### **(3) ベトナムのエネルギー政策**

工商省が原案を策定し2007年12月に閣議決定された「Decision 1855 (2007) Approving National Energy Development Strategy of Vietnam」（国家エネルギー開発戦略）が現在のベトナムのエネルギー基本戦略となっている。同決定は、2020年までのエネルギー基本方針を謳ったもので、主な目標は以下の通りである。

#### **a. 一般目標**

- ・エネルギーセキュリティの確保、国家防衛維持への貢献、独立・自主的な経済開発の開発
- ・社会経済開発のための高品質なエネルギー供給
- ・国内資源の合理的効率的な探査と利用
- ・競争的エネルギー市場の確立による投資・ビジネス形態の多様化
- ・社会経済開発の需要を満たすため、再生可能エネルギー、バイオ燃料、原子力発電の促進
- ・環境保護に資するため即効性、効率性、持続性のある開発の促進

#### **b. 具体的目標**

- ・2010年に47.5-47.9百万石油換算トン、2020年に100-110百万石油換算トン、2025年に110-120百万石油換算トンの一次エネルギーを確保すること
- ・石炭、石油・ガス、水力、ウランなどのエネルギー資源保存量の精度向上
- ・電力の供給信頼度を2010年に99.7%、送電システムのN-1基準の確保
- ・2010年に原油精製能力を25-30百万石油換算トンにあげること
- ・石油備蓄量を2010年に45日分、2020年に60日分、2025年に90日分を確保
- ・2010年に一次エネルギーの3%、2025年に5%を再生可能エネルギーで賄うこと
- ・地方エネルギープログラムの推進により、2010年までに50%、2020年までに80%民生に商業エネルギーを利用してもらうこと、家庭電化率は2010年までに95%を達成すること
- ・地域・国際基準に合わせた長期環境政策の構築
- ・電力、石炭、石油・ガスセクターの競争的市場メカニズムへの移行、2020年のあとに電力小売の競争市場構築、2015年までに石炭、石油生産事業市場の構築
- ・原子力発電の2020年の運転開始
- ・エネルギー分野の国際協力の拡大（500kV送電線の連系、天然ガス融通など）

### **(4) ベトナムのエネルギー効率改善政策**

2006年4月の「省エネ国家目標プログラム2006-2015」は、エネルギー効率改善に関する長期戦略を策定していて、2006-2010年に3-5%、2011-2015年に5-8%のエネルギー消費量の削減を達成させるとし、そのための手段は、以下の方策をあげている。

- ① 2006-2010年に、省エネに関する法整備を完了させる
- ② エネルギー管理モデルを企業に導入する（40%：2006-2010年）、（100%：2011-2015

年)

- ③ 2006年以降、すべての新規建物に省エネ建築基準を遵守させる
- ④ 2006-2010年に効率的利用を促すためのエネルギー価格の方針を策定する
- ⑤ 低効率機器を高効率の機器へと順次取替るための支援を行う
- ⑥ 運輸における燃料消費を最小化するため、代替燃料の利用を試みる

また、目標達成のためのプログラムは11スキームから構成され概要は以下の通りである。

表 1.1-7 省エネ国家目標プログラムのスキーム概要

スキーム	概要
スキーム1 産業、建設業務の管理、日常活動、エネルギー消費機器の効率的利用のための法的フレームの整備	エネルギー効率化のための法・政令等の整備 省エネ奨励のためのメカニズム、方針、料金体系の整備 省エネ建築基準の整備 10種類の電気製品に対する表示義務（ラベリング制度）など
スキーム2 エネルギー効率化のための啓蒙活動	テレビラジオ等を通じた省エネの呼びかけ 省エネに関する6つのトレーニングプログラムコースの構築 省エネ好事例の公開など
スキーム3 エネルギー効率化に関する教育プログラムの構築	小学校から高校向け省エネ教育のための教材開発 大学向け省エネ教育のための教材開発など
スキーム4 省エネモデル家庭のパイロット実施	都会と地方の6地点から100軒の参加家庭を選定して省エネ実践トレーニング ベースラインおよび省エネ実践後のエネルギー消費計測および効果検証など
スキーム5 指定電気製品の効率表示義務	多消費電気製品の抽出 2010年までに5製品の最小効率基準、2020年までにさらに5製品の最小効率基準を設定 効率テストのためのネットワーク構築など
スキーム6 最小効率基準遵守のためのローカル産業への技術支援	セミナーやフォーラムの開催 トレーニングコースの構築 業界団体への支援など
スキーム7 企業のための省エネ管理モデルの構築	エネルギー管理手法、「ベ」国・外国の効率化好事例の整備 エネルギー管理のためのトレーニングプログラムの構築 6つのキー産業におけるエネルギー管理モデルの構築 エネルギーコンサルタントの技術力の把握と向上など
スキーム8 産業の省エネ技術向上	エネルギー診断による支援 特定技術（多燃料消費設備、蓄熱など）における省エネ技術の形成など
スキーム9 ビルの建設における省エネ能力向上および実践	省エネ建築基準の普及啓蒙 建設事業における省エネ基準徹底のためのトレーニングプログラムの構築など
スキーム10 ビルの運営における省エネ管理モデルの構築	5つのモデルビルを選定 省エネ技術を使った改造、新築事業を支援 省エネ好事列表彰システムの構築 ビルの省エネモデル建設デザインのコンテスト実施など
スキーム11 運輸手法・運輸機器の最適化、燃料消費の最小化	最適な運輸システムの構築 管理技術、最新技術を利用した運輸の効率化 バイオ燃料の利用など

出典：省エネ国家目標プログラム 2006-2015

## (5) ベトナムのエネルギー効率改善の課題

「ベトナム国 国家エネルギーマスタープラン調査」(JICA 調査資料 2008 年) や「ベトナムにおける省エネルギー実施可能性調査」(NEDO 調査資料 2006 年) によれば、ベトナムにおけるエネルギー効率改善に関する課題は、以下のとおりである。

### a. 法規および体制整備の遅れ

全体として法律、推進体制などの制度的な構築が未整備で、特に、需要サイドのコンセンサスが得られない。

### b. エネルギー効率改善機器に対する高コスト意識

エネルギー効率改善機器の導入に対する補助金・奨励制度が不足しており、特に、民間企業では、これら機器の導入は難しい状況である。また、省エネ事業・機器・製品に対する情報も不足しており、現地企業では、エネルギー効率改善の方策すら出てこない状況である。

### c. 低い社会的関心度

電気料金や石油製品などは、これまでは国家の福祉事業の一環として安価に設定されてきた。そのため家庭部門では、エネルギー消費量や支払料金の認識が不足していると同時に省エネルギーの意識が薄い。政府は、エネルギー料金体系の見直しを行っているが、同時に学校での教育・マスメディアでの PR などの省エネルギー啓蒙活動が必要である。

### d. 技術者の技術能力不足

産業部門では、事業所内エンジニアのエネルギー効率改善に関する認識は欠如しており、技術力も低い。ホーチミン市などでは、市政府管轄の省エネルギーセンターなどで ESCO 事業と称して、企業に省エネルギー技術の説明をしているが、これらを法的に後押しするようなエネルギー管理士の導入などが急がれる。

### e. 管理標準の不徹底

エネルギー効率改善のためには、目標値の設定、推進体制の整備と同様にエネルギー管理手法の普及も不可欠である。しかし、現状のベトナムでは、エネルギー管理手法が普及しておらず、管理基準を設定するための情報も不足している。これらの導入と普及が急務である。

## 1.1.5 インド

### (1) インドの現状

インドの一次エネルギー消費は、2005年には3億7,900万石油換算トンに達している。この消費量は、米国、中国、ロシア、日本に次ぐ世界第5位となっている。エネルギー源別に見ると、1990～2005年の年平均増加率は石炭4.6%、石油4.9%、天然ガス7.4%となっており、需要先では、発電用・輸送用燃料のエネルギー消費が拡大している。石炭は、豊富な埋蔵量・生産能力から国内生産での供給が中心である。石油は、輸入によって国内供給を満たしていて、インドの石油消費は1990年に比較して2005年にはほぼ2倍の1億2,900万石油換算トンに達した。インドは、産油国であるが、その生産量は3,700万石油換算トン前後でほぼ横ばいである。石油の純輸入は、1990年に比較して2005年には9,100万石油換算トンへと3倍強に増大している。天然ガスについても、2006年のLNG輸入量は79.9億m<sup>3</sup>で、中東からの輸入が約9割を占めている。インドでは、エネルギー需要が拡大しており、エネルギー輸入の拡大や電力不足などの問題が深刻化している。それらの問題に対処するため、インド政府は国内生産や発電容量の増加に努めているが、需要の増加に追いつかないのが現状である。需要抑制策としてエネルギーの効率向上や省エネルギーに大きな期待が寄せられているが、制度上、システム上にさまざまな問題をかかえ、目立った成果が挙げられていない。

### (2) インドのエネルギー政策担当機関

#### a. 計画委員会 (PC: Planning Committee)

連邦政府には、エネルギー政策の策定・実行機関である計画委員会 (PC: Planning Committee) の他、エネルギー部門ごとに管轄する5省庁 (石油・天然ガス省、石炭省、電力省、新再生エネルギー省、原子力庁) が編成されている。また、州政府においては、電力および新エネルギー分野での政策立案・実行の自由が付されている。

#### b. エネルギー効率局 (Bureau of Energy Efficiency: BEE)

インドではエネルギーの効率化を推進するための新組織として、電力省の傘下にエネルギー効率局 (Bureau of Energy Efficiency: BEE) が2001年に設立された。

#### c. 石油節約調査協会 (Petroleum Saving Research Association)

インドでは、省エネでは長い実績を有する石油天然ガス省傘下の石油節約調査協会 (Petroleum Saving Research Association) があるが、今後は、BEE と当協会がインドのエネルギー効率改善の推進役になると思われる。

### (3) インドのエネルギー政策

#### a. 総合エネルギー政策

エネルギー分野を管轄する5省庁によるエネルギー政策は計画委員会 (PC) により総合エネルギー政策「Integrated Energy Policy」として、5ヵ年国家経済基本政策に織り込まれる。これは従来関係各省が各々の分野で策定していた政策を統一的にとりまとめたもので、2006年8月に2007-2012期に対応する初の総合エネルギー政策が策定された。同政策では、2031年まで平均8%の経済成長を持続していくためには、何の手だてもしないと、少なくとも一次エネルギーを2005年の3倍から4倍に、電力供給量を同じく5倍から7倍に拡

大していく必要があるとしている。このような状況に効率的に対処していくため、以下に示す方針が打ち出された。

- ・石炭のさらなる活用
- ・電力セクター改革
- ・電力コストのさらなる削減
- ・燃料価格の適正化
- ・エネルギー効率化と DSM
- ・活用可能な資源の拡大
- ・水力と原子力のさらなる活用
- ・再生可能エネルギーのさらなる活用
- ・エネルギーセキュリティの確保
- ・エネルギー関連技術開発
- ・家庭レベルでのエネルギーセキュリティ（電力やクリーンエネルギーの活用）
- ・環境の付加価値化
- ・気候変動の考慮

#### **b. インドのエネルギー効率改善政策**

2001年に電力省の傘下に BEE を設立し、省エネ・エネルギー効率化推進のための施策が積極的にとられるようになった。BEE の活動に法的根拠を与えその実効性を担保するため、同年に省エネルギー法（Energy Conservation Act.）を発効した。同法に基づき、15 の指定産業に対しエネルギー管理士の設置とエネルギー管理報告を義務づけた。そのほか、家電製品へのラベリング基準制度や省エネのためのビルディングコードなどが規定されている。インドでは BEE のもとで、以下のエネルギー効率化のためのプログラムを積極的に推進している。

- ・工業部門の省エネルギープログラム
- ・ DSM
- ・標準化とラベリングシステム
- ・ビルのエネルギー効率化
- ・省エネのためのビルディングコード
- ・専門家の認定
- ・マニュアルとコードの作成
- ・エネルギー効率化政策の研究
- ・学校教育
- ・省エネルギー出張サービス

#### **(4) インドのエネルギー効率改善の課題**

「アジア/世界エネルギーアウトルック 2007」（IEEJ 調査資料 2007）や、「中国・インドのエネルギー動向と課題」（IEEJ 調査資料 2008 年）、「中国・インドのエネルギー情勢と政策動向」（IEEJ ホームページ 2007 年）などによれば、インドのエネルギー効率改善の課題は、以下の通りである。

#### a. 行政管理体制の課題

連邦政府には、「計画委員会」の他、電力省の傘下に設立されたBEE（エネルギー効率局）がある。また、エネルギー部門ごとに石油・天然ガス省（MoPNG）、石炭省（MoC）、電力省（MoP）、再生エネルギー省（MoNRE）、原子力庁（DAE）が編成されている。州政府には、電力および新エネルギー分野では独自の政策を実行する権限が付与されており、州電力庁（SEB）、規制機関（SERC）が存在する。このように、省庁が細分化され、実権が各省庁に握られていることから総合的な政策の立案・実行が難しい状況にある。

#### b. エネルギー価格の統制

石油製品価格の統制価格制度（Administered Pricing Mechanism）は2002年4月に廃止されたが、LPG、ガソリン、灯油、軽油については未だに政府の価格統制下にある。家庭の暖房・厨房・照明用として利用される灯油については低い価格のままである。このため、家庭における省エネへのインセンティブが働かない。電力価格も業務用＞工業用＞家庭用＞農業用の順で、特に農業用は貧困者対策として無料に近い地域もある。このことから、省エネ型の家電機器を使用するというインセンティブは働かない。

#### c. 企業活動を阻害しているエネルギー政策

石油価格の統制はインドの石油需給に歪をもたらしている。LPG、灯油の価格統制は石油会社の負担につながるが、政府はこの負担部分のごく一部を政府の補助金として支出しているのみで、石油会社の損失額は2006年度には1兆ドルを超す水準にまで達している。政府はこの負担分を政府債権で支払うことにしているが、支払いの対象は国営の石油会社のみで民間の石油会社は対象外となっている。この結果、民間の石油会社は製品の輸出に活路を見出し、国内の石油需給にアンバランスになっている。また、電力価格に対する規制も事業者の投資意欲を鈍らせる結果となっており、電力供給不足も解消していない。

#### d. その他の課題

その他の課題として、以下の項目が指摘できる。

- ・省エネルギー法施工後（2002年3月）も具体的な実施にいたっていない。
- ・送電・配電のロスが大きい。
- ・電力事情が悪く、工場では自家発電の常備が普通で、全体としてエネルギー効率が悪い。
- ・多くの企業では技術導入のための資金が不足している。

### 1.1.6 南アフリカ

#### (1) 南アの現状

南アフリカ共和国（以下、南ア）の経済は、鉱業（金、ダイヤモンド、希少金属等）、農業（畜産、穀物、果樹）、製造業（自動車、化学、造船）が主要な分野であるが、最近では金融保険業等の第三次産業へのシフトが進みつつある。資源としては、石油と天然ガスの埋蔵量は多くないが、石炭は2001年で、世界第7番目の埋蔵量、世界第6番目の生産国であり、年間生産量の3分の1以上が輸出されている。また、アパルトヘイトにより石油禁輸措置を受けていたため、豊富な石炭を利用した液化技術が発達し、石油代替として利用されている。しかし、安価で豊富な石炭が存在するため液体燃料はエネルギー需要全体の2割程度にとどまっている。南アの電力事業は安い石炭を使った火力発電が中心で、電力価格も安く、最近では安定的な電力供給ができていない状況である。そのため、全国規模でエネルギーの効率化や節電が求められている。

#### (2) 南アのエネルギー政策担当機関

南アのエネルギー担当省庁は、下表の通り「鉱物エネルギー省（Department of Minerals and Energy : DME）」であり、エネルギーの効率改善に関しては、DMEの中の「エネルギー効率・環境局（Directorate of Energy Efficiency and Environment）」が担当している。

表 1.1-8 南アのエネルギー関連政府機関

組織名	部・局
鉱物エネルギー省： Department of Minerals and Energy	総括事務局 Office of The Director-General
	エネルギー効率・環境局 Directorate of Energy Efficiency and Environment
	エネルギー計画・クリーンエネルギー部門 Hydrocarbons, Energy Planning and Clean Energy Branch
	電力原子力部門 Electricity and Nuclear Branch
通商産業省 Department of Trade and Industry	南アフリカ規格局 South African Bureau of Standards (SABS)
エネルギー関係の団体 Energy related Organizations	国家ビジネス協定 National Business Initiative (NBI)
	国家エネルギー規制局 National Energy Regulator of SA
中央エネルギー基金 Central Energy Fund	国家エネルギー効率庁 National Energy Efficiency Agency
	エネルギー開発会社 Energy Development Corporation
	南アフリカエネルギー研究所 South Africa National Energy Research Institute (SANERI)

出典 各種資料より作成

実際のエネルギー供給は電力は Eskom、石油は PetroSA や外資系企業 (Shell, BP, Mobil, Caltex, Total)、石炭は大炭鉱集中型といわれ、Ingwe、Anglo Coal、Sasol の大手 3 社で全生産量の 80% を占めている。南アのエネルギー関連事業に進出している内外の企業は、以下のとおりである。

表 1.1-9 エネルギー部門への主要企業

エネルギー	企業
石炭	Ingwe (国内)、Anglo Coal (国内)、Sasol (国内) の大手 3 社が全生産量の 80% を占めている。
石油	Engen (国内) Shell (外資), BP (外資), Caltex (外資)、Total (外資) の内外の大手企業で、石油採掘、石油製品販売が行われている。 Sasol (石炭から石油製品) と PetroSA (天然ガスから石油製品) は、国内資本で、合成油の製造販売を行っている。
天然ガス	Iguli・Gas (国内)、Sasol・Gas (国内) により供給されているが、大半は PetroSA に供給され、合成油の原料になっている。CEF 傘下の iGAS がパイプラインの敷設の責任を負っている。
電力	Eskom (国営企業) により全国の 95% の電力が供給されている。
配電	配電は Eskom と 415 の地方自治体により行われている。地方自治体は南アの全需要家のうち 60%、販売電力量で 40% の供給を行っている。
原子力	原子力エネルギー公社 (NECSA) によって、放射線、信頼性管理が行われている。

**a. DME (Department of Minerals and Energy)**

鉱物とエネルギーを所管する省で、エネルギーの法的根拠を取り決め、かつ促進計画を立案する機関である。最近、省エネの実施機関として National Energy Efficiency Agency (NEEA) を立ち上げた。

**d. The South Africa Bureau of Standards (SABS)**

工業省の一機関で、南アの工業基準を取り決める機関で、エネルギーに関する役割として、照明、電気温水器、生活空間、モーター、エネルギー管理、代替エネ、エネ貯蓄などの、規格・開発・評価などがある。そのほか、建設資材と断熱材の基準、太陽熱利用機器の基準、PV やバッテリーの基準なども作成している。省エネ啓蒙活動を実施している。

**c. Central Energy Fund: Energy Development Corporation (EDC)**

2004 年 1 月に設立された Central Energy Fund 社の一つの Division で、省エネ・再生可能エネルギーの導入を支援する機関である (100% 政府出資の企業)。太陽光・風力発電・水力発電・バイオガス・低煙燃料の導入を民間企業や地方自治体とともに実施している。また、CFL に関しては、メーカーへの直接投資や CFL の購入のファンドを提供している。

**d. South Africa National Energy Research Institutes (SANERI)**

SANERI は、2006 年に DME と DST の共同機関として設立され、CEF の一つの構成機関でもある。設立の目的は、南アのエネルギー研究開発の促進、エネルギー研究の人材育成などである。SANERI の 2007 年の活動内容は、エネルギーインフラの最適化、エネルギー効率化と DSM、エネルギー利用の環境への影響、社会経済開発におけるエネルギー利用、石炭を含むクリーン化石燃料利用、燃料電池と水素燃料の開発などである。

**e. National Energy Efficiency Agency (NEEA)**

日本の省エネルギーセンターに相当するもので、Central Energy Fund の傘下で、業務内容については DME が監督している。NEEA が実施する方策は、教育、キャンペーン、情報提供、表彰などの自主ベースのものである。強制力を必要とする「エネルギー管理制度」は、DME 自ら実施する予定である。

**f. National Energy Regulator of South Africa (NERSA)**

DME が決めた方針や規則等に基づき、エネルギー事業者の許認可、設備の導入に対する許認可、料金の許認可等を担当する規制機関である。NERSA が予算をつけて、Eskom が実施している EE-DSM プログラムでは、申請者からの事業について、ピークカットやピークシフト、効率改善事業に補助金を出すものである。また、ギーザーのソーラー温水器への取替や大口需要家向けのピークシフトやピークカットに重点を置いた対策もおこなっている。

**g. Eskom**

南ア最大の電気事業者で、発電・送電・配電部門を持つ。配電は地域によって自治体系配電事業者に卸売りをを行っている。現在の最大の課題である安定供給を図るため、3,000MW のピーク電力削減のためのプログラムを実施している。主な方策は、大口需要家向けの削減促進、省エネを促進させるようなインセンティブの設定、料金面からの省エネ促進、自家発のコジェネからの電力購入などである。

**(3) 南アのエネルギー政策**

DME の“Energy Security Master Plan-Liquid Fuels”の短期的な目的は「液体燃料供給体制の開発と液体燃料の需要とエネルギー危機の管理」で、長期的には「エネルギー問題を需要、供給、マクロ経済、地政学、気候変動なども統合」することである。さらにエネルギーの転換、輸送、需要などの戦略を十分な情報を収集した上で構築できるようにする。また、これらは、環境や経済への負の影響を最小にするものでなくてはならない。DME は、最近の電力不足問題や世界の関心がエネルギー問題に集まっていることを考慮して、以下の3項目を液体燃料の安全保障戦略の重要な柱とした。

- ① 短期的には、経済成長と開発を維持するためのエネルギー供給策の構築
- ② 中期的には、複雑なエネルギー問題を解決する政策
- ③ 長期的には、エネルギー戦略と経済の成長と開発を維持するための戦略

アクションプランとしては、短期から中期におけるアクションプランと中期から長期におけるアクションプランとがあるが、短期から中期的には「各種インフラの整備」が中心で、中期から長期には、「政策とこれを実行したときの検証手段の確立」が重要であり、具体的なアクションプランは以下の通りである。

- ① 石油最終製品を地方で生産することを押し進め、かつ最終製品の30%は少なくとも国内の原材料を使用する。
- ② 気候変動はエネルギー計画の重要な要素であり、それゆえに、エネルギーモデルプロセス（エネルギー戦略を構築する方法）とは一体化する必要がある。一体化とはエネルギーデータ収集と気候変動モニタリングを同時に行うことである。
- ③ 少なくとも南アと取引をする国々との間では、燃料の仕様と他の基準（住宅やビルの基準）などとの整合性が需要で、エネルギー供給のセキュリティー確保には、グローバルな燃料仕様の採用が必要である。

- ④ 南アの 80%以上の原油はイランやサウジから民間企業によってまかなわれている。これは、南アのエネルギー安全保障を危うくする。将来は、国営企業である PetroSA によって 30%ほどの原油が購入されるべきで、そのためのタンカーが必要とされている。
- ⑤ 液体燃料の地方での生産を促進するための輸入政策は、今後とも継続されるべきである。
- ⑥ エネルギーセキュリティーの最大の目的は、すべての国民の経済活動に応えることである。そのためにもエネルギー消費効率の向上がすべてのエネルギー消費者に求められる。エネルギーの DSM アプローチには、適切なエネルギー提供者の形態といった問題も含まれる。DSM は、工業部門から交通部門にいたるまで幅広く実施されるべきである。南アの原油は早晩使い尽くし、数年以内には原油換算で 90%以上が海外から輸入される。
- ⑦ 石油部門は、国が投資するのか民間が投資するか、にかかわらずインフラ投資の必要性を求めている。そのため、「独立したエネルギー計画調整局」を設置することが求められる。
- ⑧ 液体燃料の安全確保のためにいくつかのシステムや施設が求められる。エネルギー不足発生時のコストと安全保障のためのコストを比較すると後者のほうが格段に安い。エネルギーのピーク需要の問題を解決する方法は戦略備蓄である。
- ⑨ 南アの液体燃料部門での最も重要なインフラ投資は、パイプラインの建設である。これは、2010年の第2四半期には完成しなければならない。Petronetがパイプラインを建設する必要があるが、資金調達のためリッターあたり最大 1 セントの税金が認められるべきである。
- ⑩ パイプラインができるまでの暫定措置として鉄道輸送車両を使って必要なところエネルギーを輸送する必要がある。たとえば、Spoornet (鉄道オペレーター会社) を改良し、輸送時間を短縮するという方法も検討されるべきである。
- ⑪ 港での石油製品荷揚げの最適化を図るために港湾オペレーションを独立した機関に集約する必要がある。独立した港湾組織はあらたな参加者を導き入れる可能性もあるし、さらに、最適なオペレーションを行うことも望める。
- ⑫ Moerane 調査 (DME がエネルギー危機対策の提言を依頼したコミッション) によれば、石油業界では、商業用在庫として 28 日分を持つべきとしている。この費用は航空業界、電力業界にも適用されるべきである。これらの費用は最終的には石油消費者によって支払われるが、費用は 4 セント/リッター程度で備蓄のための施設の建設に使われる。
- ⑬ エネルギー計画を通しての南アの発展には、エネルギー政策を評価するシステムが必要である。そのため、エネルギーモデリング能力の開発が必要で、これはまたエネルギー関係者の様々な役割を明確にすることでもある。

#### (4) 南アのエネルギー効率改善政策

南アのエネルギー効率改善に関する政策は、2005 年 3 月に政府承認された。それは、2015 年までに 12%のエネルギー効率の改善を行うものである。内容は、「Energy

Efficiency Strategy of the Republic of South Africa」(以下「エネルギー効率改善戦略」)に記載されている。この中には、EskomのDSMや地方自治団体自身のエネルギー効率改善戦略などが含まれている。また、産業界ではDMEの戦略をコミットするために、2008年11月に44の企業と団体が、DMEやEskomとともに共同で、エネルギー効率改善の協定(Energy Efficient Accord)にサインした。エネルギー効率改善戦略におけるセクター別目標とアプローチは、以下の表の通りである。

表 1.1-10 省エネルギー戦略におけるセクター別目標とアプローチ

セクター	目標	概要とアプローチ
産業鉱物	15% 削減	<p><b>(概要)</b>            全体の消費量の47%も同部門で消費            少数のエネルギー多消費産業(非鉄金属加工、パルプ・紙、石油化学など)</p> <p><b>(アプローチ)</b>            デモンストレーションによる推進            産業ごとの自主イニシアティブ            義務基準の導入            省エネ診断の義務化</p>
発電	中間目標 : 15%	<p><b>(アプローチ)</b>            発電: Eskomの供給側マネジメント計画による            発電周辺設備: ポンプやファン等</p>
商業建物	15% 削減	<p><b>(概要)</b>            消費割合は少ない(数%)            空調・換気・照明機器が主対象            建築計画段階での改善が必要</p> <p><b>(アプローチ)</b>            政府による省エネ意識向上政策            建物の省エネ効率基準と建物省エネ診断プログラム            建築計画への省エネ概念導入と改修時の省エネ技術導入            エネルギーラベルの導入            オフィスビルの基準の義務化</p>
民生	10% 削減	<p><b>(概要)</b>            エネルギー消費割合は約16%            地方ではバイオマスが主だが、電化政策により全体で電力消費は伸びている。            新築建物での断熱や機器ラベリング・基準、教育・広報が重要</p> <p><b>(アプローチ)</b>            省エネによる経済性の理解の推進            機器ラベリング導入            省エネ投資を促進するデモプロジェクト            高所得(つまり多消費)家庭、および被補助家庭での改善            住宅省エネ基準の義務化</p>
輸送	9% 削減	<p><b>(概要)</b>            エネ消費割合: 27%            ガソリンとディーゼルが道路輸送の主である            輸送用の石油の輸入の経済への影響が大きい</p> <p><b>(アプローチ)</b>            輸送部門燃料消費効率の向上            自動車の燃費ラベリング            自動車の定期点検の実施・支援            高効率車促進のための規制・基準等の導入            広報            国の輸送構造転換</p>

出典: Energy Efficiency Strategy of the Republic of South Africa

## (5) 南アのエネルギー効率改善の課題

南アの現地調査によれば、エネルギー効率改善の課題は以下のとおりである。

### a. 電力

南アでは電力の安定供給が最大のテーマで、安定供給のための課題は以下の通りである。

- ① リザーブマージンが低下し電力の安定供給に支障がでている。リザーブマージンを回復させるための大規模な新規電源投入が予定されているが、それまでの間に消費者サイドのピークカット（3,000MW）、電力消費量削減（10%）を如何に推し進めるか。
- ② 中長期的には、電力供給力不足を解消するため、供給能力を 2026 年までに現在の 2 倍の 80GW に引き上げる計画がなされており、莫大な投資資金を如何に確保するか。
- ③ 多くの既存発電所が、すでに減価償却され石炭購入価格も安いことから、安い電気料金を設定できている（日本円で平均単価 3 円/kWh 未満）が、新規発電所の建設費が電気料金に反映されれば、今後電気料金の上昇は避けられない。

### b. 送配電

Eskom は自社による配電以外に、自治体系配電会社に電力を卸している。ヨハネスブルグ市内に配電する City Power を例にとると、配電ロス率は 12%（テクニカルロスが 9%、ノンテクニカルロスが 3%）との報告である。配電だけでテクニカルロス 9%は、かなり高いレベルといえる。City Power は、配電設備の老朽化が原因としているが、今後の設備更新計画の中で、ロスの主要因を追求した上で効果的な更新を検討する必要がある。また、料金回収率をあげることも同時に重要な検討課題である。

### c. 需要サイドにおけるエネルギー効率の課題

エネルギー効率改善の目標は 2015 年までに想定予測値（ベースライン）に対して 12%のエネルギー効率の改善を行うものである。この目標は、産業・商業が 15%、民生が 10%の改善にブレークダウンされている。

#### ① エネルギー多消費産業（鉄鋼、化学、窯業）

南アの鉄鋼部門のエネルギー原単位の推移をみると 1990 年代には約半分に改善され、エネルギー効率化技術の導入されているものと思われる。また、化学部門で、石炭の消費が 2000 年以降、電力とガスに転換されており、これに伴いある程度の効率化が図られたものと見られる。ただ 2006 年時点で、日本と南アのエネルギー原単位の比較では、鉄鋼は日本の約 5 倍、化学は 3 倍、窯業は 1.3 倍の数値を示した。これら部門のエネルギー消費や生産量・生産額の統計上の問題もあり、エネルギー原単位比が大きく出ているものと思われる。これらのエネルギー原単位比を見る限り、さらなるエネルギー効率改善の余地はあるものと考えられる。

#### ② 商業セクター

ホテル管理を主体にしている Liberty 社のアンケートによれば省エネ推進組織や人材、予算とも不十分と認識している。一般に商業セクターの中でもホテル部門はエネルギーコスト削減の意識は高いが、Liberty 社のようにホテル部門でさえも不十分である状況を鑑みると商業ビル全般においてもエネルギー効率改善活動が不十分な可能性がある。なお、SASOL 社の Annual Report には、自社の本社ビルの電力削減に取り組んだ結果、34%の消費削減に成功したとの報告もある。

#### ③ 家庭セクター

電気温水器（ギーザー）、調理、電灯、エアコンなどの電気消費が大きい。特に、電気温水器（ギーザー）の電力消費量は、世帯当たりの電力消費量の 30%程度占めると言われており、このエネルギー効率化が求められている。この対策としては、政府が力をいれているのは、ソーラー温水器の導入支援で、これにより 50%程度の電力消費の削減が期待できる。家電製品の効率化として期待されているのはラベリング・基準制度で、今後主な家電製品（冷暖房機器、電灯、洗濯機、冷蔵庫、テレビなど）に導入される計画である。家庭セクターは、個々の電気製品は技術の進歩によりエネルギー効率は改善されていくが、それ以上に電気製品の普及から全体としてエネルギー消費は増えていく傾向にある。

### 1.1.7 各国のエネルギー効率改善政策と計画の比較

ここでは、インドネシア、タイ、フィリピン、ベトナム、インド、南アのエネルギー効率改善に関する現状と将来の政策・制度・課題などを比較分析する。

#### (1) エネルギーの現状と効率改善の必要性(表 1.1-11 参照)

2000年から2007年までは、各国とも順調な経済成長の下で電力をはじめとしてエネルギー需要が、大きく伸びた時期であった。また、この間、石油・天然ガス・石炭などの国際市場価格は高騰し、エネルギー輸入国のみならずインドネシアのようなエネルギー輸出国さえエネルギー価格の高騰や国内供給の不安といった問題が生じた。また、2005年にベトナムで、2008年に南アで電力需要の拡大に伴う大都市での停電が発生したことで電力・エネルギー政策の重要性が再認識された。

また、2008年から京都議定書の発行により、CO<sub>2</sub>排出削減努力やCDMプロジェクトへの関心の高まりなどを背景に、各国ともCO<sub>2</sub>排出やエネルギー効率改善に関する専門の部署を設けている。そしてエネルギー効率改善がCO<sub>2</sub>の削減につながるとして、先進国との連携の下でエネルギー消費の効率改善対策に積極的になりつつある。

2000年から2007年の間では、各国とも国営企業の民営化を推進しており、電力会社、石油会社、ガス会社など社会的インフラとも言うべき企業は、インドネシアやベトナムのように、これまで国営企業であったが、これらを民営化する政策が取られた。民営化により各社では、販売価格も自由化されつつあり、輸入品との競合、同業他社との競争にさらされ、コストの削減や効率的な経営が求められるようになった。このことがエネルギー供給会社のエネルギー消費の効率改善にも繋がっている。

このような状況を反映して、各国ではエネルギー効率改善に関する意識が芽生え、手近には、白熱灯からCFLへの交換、送配電ロスの低減、建築基準の見直しなどをおこないつつある。

表 1.1-11 エネルギーの現状と効率改善の必要性

	これまでの経緯と現状	エネルギー効率改善の必要性
インドネシア	<ul style="list-style-type: none"> <li>これまでインドネシアでは、エネルギー価格が安価であることから、エネルギー効率改善に対する意識が低く、積極的に行われていなかった。</li> <li>CO<sub>2</sub>排出の削減が世界的に脚光をあびるようになり、外国企業を中心に、エネルギー効率改善に対する意識が芽生えてきた。</li> <li>エネルギー価格の高騰により、資源ナショナリズムが起きてきた。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー価格高騰による国内エネルギー供給の不足が起きてきた。</li> <li>インドネシアは、純エネルギー輸入国になった。</li> <li>民営化・市場経済化が、エネルギー産業に適用されつつあり、特に電力産業の価格形成に矛盾が起きてきた。</li> </ul>
タイ	<ul style="list-style-type: none"> <li>1998年の経済危機後エネルギー消費も堅調な増加へと転じ、年間平均 5.6%上昇している。タイにおけるエネルギー消費は、特に天然ガスの増加が著しい。</li> <li>工業部門は自主的に省エネルギーセンターを設立し、政府は ESCO 事業を推進して商業ビルの省エネを推進している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー輸入価格の高騰により、エネルギー効率改善の必要性が起きた。</li> </ul>
フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィリピンは石油輸入国で、年平均 4~6%の経済成長率に伴いエネルギー消費も増加基調にある。</li> <li>エネルギー輸入率は 44%で、石炭輸入が 9%、石油輸入が 35%である。</li> <li>国産エネルギーは、再生可能エネルギーが 44%（内地熱が 22%、水力が 5%、その他 17%）と大きなシェアを占めている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー輸入価格の高騰により、エネルギー効率改善の必要性が起きた。</li> </ul>
ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> <li>2006年の一人当たりエネルギー消費量は年間 0.3 石油換算トンと少ない</li> <li>国内では石炭・石油・天然ガス・水力・再生可能エネルギーなどを有し、最近まで自給自足のエネルギー構造を維持してきた。</li> <li>2005年にハノイで大停電があり、その後も大都市での電力供給は、不十分である。</li> <li>石油の生産量が年々減少傾向にあり、輸入量も増加している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>当面は電力供給不足に対応するための節電対策が必要とされている。</li> <li>急激な経済成長によるエネルギー需要増が予測されるため、エネルギー効率改善の促進によりエネルギー不足を回避する必要がある。</li> </ul>
インド	<ul style="list-style-type: none"> <li>インドの一次エネルギー消費は、2005年には、米国、中国、ロシア、日本に次ぐ世界第5位である。</li> <li>需要先では、発電用・輸送用燃料のエネルギー消費が拡大している。</li> <li>石炭は、国内生産での供給が中心であるが、石油や天然ガスは輸入している</li> <li>エネルギー需要が拡大しており、エネルギー輸入の拡大や電力不足などの問題が深刻化している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各種エネルギーの需要増加に追いつかないのが現状で、需要抑制策としてエネルギーの効率改善や省エネルギーに大きな期待が寄せている。</li> </ul>
南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー資源は、石油と天然ガスの埋蔵量はわずかであるが、石炭は世界第7番目の埋蔵量で、石炭の生産量の3分の1以上が輸出されている。</li> <li>石炭を利用した液化技術が発達し、石油代替として利用されている。</li> <li>発電量の90%以上は安価な石炭で、電気料金も格段に安い。</li> <li>近年の経済発展で、安価な電気の需要が急増し、2008年1月には大規模な停電があった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電能力の不足から、緊急の節電対策が、産業界や家庭に求められている。</li> <li>多くの石炭火力発電所をもっているため、CO<sub>2</sub>の排出が一人当たりやGDPあたりで見ると極端に多く、政府としても対策を考えている。</li> </ul>

## (2) 推進機関と政策（表 1.1-12 参照）

対象国ではエネルギーを管轄する省庁にエネルギー効率改善を推進する部局を設立し、エネルギー効率改善の政策や目標の設定に当たっている。これらの部局では、日本、ヨーロッパ諸国、アメリカなどの協力のもとで「エネルギー効率改善に関する計画」を作成し、アクションプランや具体的なエネルギー効率改善技術や情報の導入をしている。

また、エネルギー効率改善の推進母体として、タイのように「省エネルギーセンター」の設立をしたか、または、南アのように準備している段階であり、今後は、これらの推進母体の充実が求められている。

一方、日本のように産業界からの自主的なエネルギー効率改善の声も出ており、タイでは産業界が中心になって「省エネルギーセンター」を設立し、南アでは産業界と電力会社などにより「エネルギー協定」が 2008 年 11 月に締結され、省エネルギー推進の情報交換の場にしようとしている。

また、エネルギー効率改善の政策は、対象国のほとんどの国で立案または発行されており、セクターごとの努力目標やセクターごとの省エネルギー方策などが提示されている。しかし、日本と各国のエネルギー効率を 2006 年までのデータで比較すると大きな開きがあり、政策・制度はできたもののエネルギー効率改善の効果は、これから出てくるものと思われる。

表 1.1-12 主要な推進機関と政策

	エネルギー効率改善実施機関	政策
インドネシア	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： エネルギー鉱物資源省 (MEMR)</li> <li>実施機関： PT. Konservasi Energi Abadi (KONEBA)</li> </ul>	<p>MEMR が (2003 年 12 月) ” Policy on Renewable Energy Development and Energy Conservation (Green Energy)” を策定している。この中では供給側および需要側の両面から、30% のエネルギー効率改善が可能であると示されている。</p> <p>具体的な実施については、MEMR は ”省エネルギーのガイドライン (No. 31/2005) ” を発令した。この省令には、商業ビルディング、政府関連施設、一般家庭、産業ならびに運輸の各セクターで省エネルギーの方法の概略が示されている。</p>
タイ	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： エネルギー省 Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)</li> <li>実施機関： Energy Conservation Center of Thailand (ECCT)</li> </ul>	<p>タイの省エネ促進法 (Energy Conservation and Promotion Act E.E 2535) は 1992 年に策定されている。省エネルギー促進法に基づき、2001 年に国家エネルギー政策会議 (NEPC) により 「省エネルギー戦略計画 (2002-2011) 」 が提出されている。本計画においては、省エネルギー促進制度 (ENCON Fund: Energy Conservation Fund) が創設され、省エネルギー、再生可能エネルギーの促進、環境改善を目的に、補助金の交付、研究開発の支援、パイロット事業支援等に活用されている。</p>
フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： エネルギー省 (DOE) Energy Utilization Management Bureau (EUMB)</li> </ul>	<p>DOE の “Philippine Energy Plan 2005-2014” は、2005 年から 2014 年までの 10 年計画として基本的なエネルギー政策を示している。その中で、DOE はエネルギー利用の高効率化・省エネ促進を掲げている。</p>
ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： 商工省 ( Ministry of Industry and Trade: MOIT)</li> <li>実施機関： ハノイ市省エネセンター ホーチミン市省エネセンター</li> </ul>	<p>2006 年 4 月の 「省エネ国家目標プログラム 2006-2015」 は、エネルギー効率改善に関する長期戦略を策定していて、2006-2010 年に 3-5%、2011-2015 年に 5-8% のエネルギー消費量の削減を達成させるとしている。</p>
インド	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： 計画委員会 (PC : Planning Committee)</li> <li>実施機関： 電力省 エネルギー効率局 (Bureau of Energy Efficiency: BEE) 石油天然ガス省 石油節約調査協会 (Petroleum Saving Research Association)</li> </ul>	<p>2001 年に BEE の活動に法的根拠を与えその実効性を担保するため、省エネルギー法 (Energy Conservation Act.) を発効した。同法に基づき、15 の指定産業に対しエネルギー管理士の設置とエネルギー管理報告を義務づけた。そのほか、家電製品へのラベリング基準制度や省エネのためのビルディングコードなどが規定されている。</p>
南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> <li>政策所管： 鉱物エネルギー省 Department of Minerals and Energy エネルギー効率・環境局 Directorate of Energy Efficiency and Environment</li> <li>実施機関： National Energy Efficiency Agency</li> </ul>	<p>南アのエネルギー効率改善に関する政策は、2005 年 3 月に政府承認され、2015 年までに 12% のエネルギー効率の改善を行うものである。内容は、「Energy Efficiency Strategy of the Republic of South Africa」に記載されている。この中には、Eskom の DSM や地方自治団体自身のエネルギー効率改善戦略などが含まれている。また、産業界では DME の戦略をコミットするために、2008 年 11 月に 44 の企業と団体が、DME や Eskom とともに共同で、エネルギー効率改善の協定 (Energy Efficient Accord) にサインした。</p>

### (3) 導入されているエネルギー効率改善制度(表 1.1-13 参照)

これまでのエネルギー効率改善の調査分析資料をみると対象国で、もっとも導入が期待されている方策は「エネルギー管理士制度」や「エネルギー管理システム」である。特に南アやインドネシアのようにエネルギー多消費産業を抱える国では、この傾向が強い。現在、JICA・経済産業省などでは、各国から関係者を招聘してこれらの研修会を実施しているが、今日ではこの研修会が対象国ではもっとも必要とされているテーマと思われる。

つぎに、必要とされているのは「省エネルギー促進制度」で、電力料金のインセンティブ制度、省エネルギー機器導入の補助金制度、代替エネルギー転換促進制度(非化石燃料)などである。これらの制度は、国庫からの補助金が前提となるため、南アやタイのような中進国では実現性が高いものの、ベトナムのような途上国では、導入が難しい制度でもある。

ラベリング制度は家庭電気製品のエネルギー効率改善に役立つものとの認識はあるが、日本やEUのようなラベリング制度の導入には時間がかかるものと思われる。フィリピン、インド、南アでは、家電製品のラベリング制度の導入の計画があるが、他の国では、今のところ具体的な計画はない。

表 1.1-13 導入されているエネルギー効率改善制度

	エネルギー管理士	自主行動計画	ラベリング制度	省エネ促進制度
インドネシア	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー使用量が多い産業に対してエネルギー監査を実施する。</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>KONEBA による省エネセミナーの実施</li> </ul>
タイ	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー管理者の選任</li> <li>エネルギー管理者の資格は、上級業務コースの卒業と3年の経験、理工学の学士、もしくは指定訓練コースの修了</li> <li>指定ビルでのエネルギー管理とエネルギー管理者の選任</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイ省エネルギーセンター (ECCT) は 1985 年に、DOE とタイ工業連盟の協力により設立され、各企業は、ECCT を通じて省エネ情報や技術の導入をしている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>EGAT は電気製品に対し、その効率を評価してラベリングするプログラム。高効率製品については“Label No.5”の証明をしている。冷蔵庫、エアコン、ランプ、バラスト、扇風機、炊飯器などの製品が対象となっている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネルギー促進制度が創設され、省エネルギー、再生可能エネルギーの促進、環境改善を目的に、補助金の交付、研究開発の支援、パイロット事業支援等に活用されている。</li> </ul>
フィリピン	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィリピン・エネルギー管理協会は、DOE のエネルギー管理基本訓練コースを修了したエネルギーの管理者、エンジニア、コンサルタントの全国的組織であり、エネルギーの管理、開発、効率的利用に関する情報交換の場として機能している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PEP2014 にて自主行動プログラムの提案</li> <li>産業界が省エネルギー・センターを設立して、エネルギー効率改善の情報取得に努めている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料・エネルギー局のラベル表示プログラムは、エネルギー効率改善に対する意識が高めている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>フィリピン省エネルギー・センターが、エネルギー効率改善を推進する設計、エンジニアリング、コンサルタント会社を会員とする民間団体が設立され、米国際開発局、ユネスコ、国連アジア太平洋経済社会委員会の支援により、エネルギー効率化に関する会議およびセミナーを行っている。</li> </ul>
ベトナム	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー管理モデルを企業に導入する (2006-2010 年)</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>大都市の省エネルギーセンターによる省エネルギーセミナー</li> </ul>
インド	<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネルギー法を発効した。同法に基づき、15 の指定産業に対しエネルギー管理士の設置とエネルギー管理報告を義務づけた。</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネルギー法により家電製品へのラベリング基準制度や省エネのためのビルディングコードなどが規定されている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>石油天然ガス省の石油節約調査協会と電力省のエネルギー効率局が、専門家の認定、マニュアルとコードの作成、エネルギー効率化政策の研究、学校教育、省エネルギー出張サービスなどをおこなう。</li> </ul>
南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> <li>省エネ診断の義務化 (詳細未定)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>NBI メンバーによる電力エネルギー効率改善自主計画 (2014 年までに 15%カット)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気機器と自動車燃費ラベリング制度の導入</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>NEEA により、各種省エネルギーのデモンストラーションによる啓蒙活動</li> </ul>

#### (4) エネルギー効率改善の課題(表 1.1-14 参照)

これまで、エネルギー効率改善が進展しなかった最大の理由は、エネルギー価格が安いということである。国内の安価な石炭価格、福祉的な電力料金の設定などが、国全体のエネルギー価格を低くしている原因ともなり、エネルギー効率改善の意識が起こらなかった。しかし、2006年から2008年にかけての原油価格の高騰は、「エネルギー資源は有限」という認識を世界に起こさせ、各国のエネルギー価格の見直しやエネルギー効率改善の認識を喚起させた。

一方、エネルギー効率改善に関する情報不足という問題もある。ベトナムでは、2006年から世界銀行の資金で中小企業のエネルギー改善のテーマ探し(企業からテーマを出し、有望なものに補助金を出す)をおこなっているが、企業側としては、どのようにエネルギー効率の改善をすればいいのかわからないという問題が生じた。これは、企業側に省エネルギーの情報がないため、エネルギー効率改善に関する情報を各国の企業レベルで共有する必要があることを示している。

政府組織の問題もある。インドのようにエネルギー効率改善に関して連邦政府には「計画委員会」電力省には「エネルギー効率局」、石油天然ガス省には「石油節約調査協会」がある。また、エネルギーに関する実権は石油・天然ガス省、石炭省、電力省、新・再生エネルギー省、原子力庁などの省庁が握っており総合的な政策の立案・実行が難しい。

また、ベトナムでは、エネルギー効率改善に関しては、従来は科学技術省が行っていたが、2006年から順次商工省に移管している。将来は、商工省がエネルギー効率改善政策の所管省庁になると言われているが、現段階では、科学技術省との境界があいまいで、このことが地方でのエネルギー効率改善に問題をおこしている。エネルギー効率改善は、多くの省庁に関係し、一つの省庁に纏まりにくいテーマであり、中心となり省庁(インドは計画委員会、ベトナムは商工省)の強いリーダーシップが求められる。

表 1.1-14 エネルギー効率改善の課題

	課 題
インドネシア	<p>① これまでは安価なエネルギー価格によるエネルギー効率改善のメリットがなかった。</p> <p>② 中小企業では、省エネルギーを検討、推進する上で必要なデータが揃っていない。</p> <p>③ 省エネルギー機器が高価であり、その上機器の効果を判断できる知識・技術が不足している。</p> <p>④ エネルギー消費抑制のための法律が不十分で、規制がないため省エネルギー意識が低い。</p> <p>⑤ 省エネルギー推進のための優遇措置、補助制度が整備されていない。</p>
タイ	<p>① タイでは、電気料金が低いこと、省エネルギーに対する関心、省エネルギー事業に対する資金が不足していることにより、現状では十分な省エネルギー成果はあがっていない。</p> <p>② 中小企業で効率の低い機器が多く使われているため省エネルギーポテンシャルは多い。</p> <p>③ 商業ビルにおける省エネルギーの課題としては、メンテナンスの不足、天然ガスは市中では利用できない（インフラがない）、オーナーとテナントの利益享受の違い、ビルオーナーの短い投資回収期間などにより省エネ投資が難しい。</p>
フィリピン	<p>① 産業構造は軽工業が中心で、セメント、食品、砂糖の3産業が産業全体の60%以上のエネルギーを消費している。これら3業種で省エネルギーを重点的に推進する必要がある。</p> <p>② ショッピングモールやオフィスビルの冷房用エネルギー需要は、かなりの割合を占める。省エネを推進するために、建築基準の見直しに取り組む必要がある。</p> <p>③ 冷蔵庫、エアコン、カラーテレビなどの家庭電器は、今後は、フィリピンにおいても日本と同じような効率の電気製品が導入されることは予想される。このことから家庭部門でのエネルギー効率改善のポテンシャルは大きい。</p>
ベトナム	<p>① エネルギー効率改善の法律、推進体制が未整備で、需要サイドのコンセンサスが得られていない。</p> <p>② エネルギー効率改善機器の導入に対する補助金・奨励制度が不足しており、これら機器の導入は難しい状況である。また情報も不足しており企業からエネルギー効率改善の方策すら出てこない。</p> <p>③ エネルギー価格は、これまでは国家により安価に設定されてきた。家庭部門では、エネルギー料金の認識が不足していると同時に省エネルギーの意識が薄い。</p> <p>④ 産業部門では、エネルギー効率改善に関する認識は欠如しており技術力も低い。エネルギー効率改善のためには、エネルギー管理手法の普及が不可欠であるが、現状では普及していない。</p>
インド	<p>① 連邦政府には、「計画委員会」や電力省に「エネルギー効率局」がある。また、実権が各省庁に握られていることから総合的な政策の立案・実行が難しい。</p> <p>② 灯油やLPGの価格は石油製品統制価格により低い水準に置かれている。このため家庭における省エネへのインセンティブが働かない。電力価格も貧困者対策として無料に近い地域もあり、省エネのインセンティブが働かない。</p> <p>③ 石油価格の統制により民間の石油会社は輸出に活路を見出しており、国内の石油需給にアンバランスを生じさせている。また、電力価格に対する規制も事業者の投資意欲を鈍らせる結果となっている。</p> <p>④ 省エネルギー法施工後（2002年3月）も具体的な実施にいたっていない。送電・配電のロスが大きい。工場では自家発電の常備が普通で、全体としてエネルギー効率が悪い。</p>
南アフリカ	<p>① 発電能力の不足から新規電源が2013年以降に予定されているが、それまではピークカットや電力消費量削減を進める必要がある。</p> <p>② 電力供給力不足を解消するため、供給能力を2026年までに現在の2倍の80GWに引き上げる計画であるが膨大な投資資金の確保が必要である。</p> <p>③ これまでは、安価なコストで安価な電気料金であったが、新規発電所の建設により電気料金の上昇は避けられない。貧困層を抱える南アにおいて電気コストの上昇をどのように転嫁させるか。</p> <p>④ 南アの鉄鋼・化学・窯業などエネルギー多消費産業のエネルギー原単位は日本と比較して大きい。安い石炭をベースに電気料金が決められており、産業部門においてもエネルギー効率改善の意識が薄いことを示している。</p> <p>⑤ 一般に商業セクターの中でもホテル部門はエネルギーコスト削減への意識は高いが、南アではホテル部門でさえ不十分である。これから商業ビル全般においても省エネ活動が不十分な可能性がある。</p> <p>⑥ 電気温水器（ジーザー）の電力消費量は、世帯当たりの電力消費量の30%程度占めると言われており、このエネルギー効率化が求められている。</p>

## 参考文献

NO	文 献 名	発行所・年月
1	インドネシア国 エネルギー分野への包括的な技術協力の在り方	JICA 調査資料 2006年3月
2	インドネシア国 省エネルギー普及促進調査	JICA 開発調査 2008年12月
3	インドネシアのエネルギー事情	IEEJ ホームページ 2006年10月
4	インドネシアの省エネルギー調査報告書	IEEJ 調査資料 2006年10月
5	タイのエネルギー事情	IEEJ ホームページ 2006年10月
6	タイ、インドネシア、マレーシア及びフィリピンにおけるビル等民生施設を対象としたエネルギー有効利用技術導入基礎調査	NEDO 調査資料 2005年3月
7	タイ電力セクター基礎調査	JBIC 調査資料 2006年
8	EGAT Annual Report 2007	EGAT ホームページ 2007年
9	PTT Annual Report 2007	PTT ホームページ 2007年
10	タイにおけるビル等民生施設を対象としたエネルギー有効利用技術導入基礎調査	NEDO 調査資料 2004年
11	タイ電力セクター基礎調査	JETRO 調査資料 2007年
12	フィリピン国エネルギーマスタープラン	JICA 調査資料 2008年12月
13	フィリピンのエネルギー事情	IEEJ ホームページ 2006年10月
14	フィリピンにおけるエネルギー効率化に関する動向	NEDO 調査資料 1999年
15	ベトナム国 国家エネルギーマスタープラン調査ファイナルレポート	JICA 調査資料 2008年3月
16	ベトナムにおける省エネルギー実施可能性調査	NEDO 調査資料 2006年12月
17	ベトナムの省エネルギー調査報告書	IEEJ 調査資料 2006年10月
18	アジア/世界エネルギーアウトック 2007 中国・インドのエネルギー展望を中心 (インド編)	IEEJ 調査資料 2007年10月
19	中国・インドのエネルギー動向と課題 (インド編)	IEEJ 調査資料 2008年10月
20	インドのエネルギー事情	IEEJ ホームページ 2006年10月
21	中国・インドのエネルギー情勢と政策動向 (インド編)	IEEJ ホームページ 2007年10月
22	南アフリカ Department of Minerals and Energy (DME) ホームページ	DME ホームページ 2008年
23	南アフリカエンジニアリングニュース・ホームページ	同左、ホームページ 2008年
24	南アフリカ共和国におけるバイオディーゼル燃料製造	NEDO 調査資料 2006年3月
25	南アフリカの石油事情	IEEJ 調査資料 2002年7月
26	南アフリカ共和国のエネルギー事情	IEEJ ホームページ 2006年10月
27	南アフリカ共和国の環境政策と環境エネルギー産業の現状	JETRO 調査資料 2003年2月
28	各国に於ける省エネルギー政策及びエネルギー消費動向調査 (南アフリカ編)	ECCJ 調査資料 2008年3月

## 1.2 エネルギーバランスの推移

### 1.2.1 インドネシア

#### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-1、図 1.2-1 はインドネシアの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。以下一次エネルギー供給量の推移表はこの表示方法を用いる。

表 1.2-1 インドネシアの一次エネルギー供給量の推移 (ktoe)<sup>2</sup>

インドネシア	生産	輸入	輸出	その他
1990	169,957	9,652	-76,268	-536
1991	185,253	9,315	-85,895	-420
1992	190,108	12,364	-89,203	-34
1993	194,303	14,752	-88,235	-2,372
1994	211,157	13,846	-100,267	-939
1995	213,965	19,099	-100,524	-481
1996	224,854	18,486	-105,393	-1,030
1997	230,201	22,087	-108,642	-266
1998	223,561	18,024	-108,452	-350
1999	242,738	22,804	-116,507	-1,027
2000	235,552	23,997	-107,998	-113
2001	241,681	28,146	-111,275	-89
2002	246,273	31,576	-116,023	-194
2003	256,484	33,393	-125,078	-494
2004	263,234	40,869	-131,434	-629
2005	276,663	38,313	-138,108	-880
2006	307,702	33,434	-161,243	-825

出典：IEA データベースより 2008

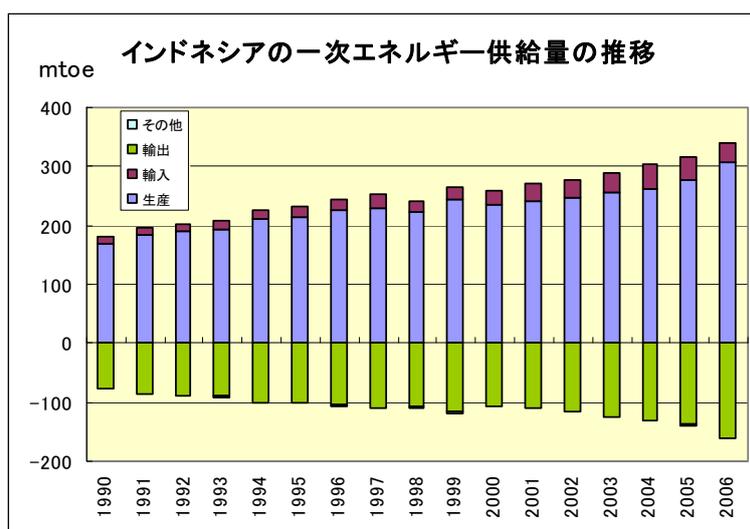


図 1.2-1 インドネシアの一次エネルギー供給量の推移

<sup>2</sup>図中の「その他」は外洋船燃料と在庫変動を加えたもので、輸出はマイナスの値で表示されている。その他がマイナスの場合は減少を、プラスの場合は増加を意味する。

図1.2-1を見ると1990年から2006年まで、インドネシアでは輸出が輸入を上回っており、エネルギーの純輸出国であったことがわかる。

(2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図1.2-2に、構成比率は図1.2-3に示されているとおりである。

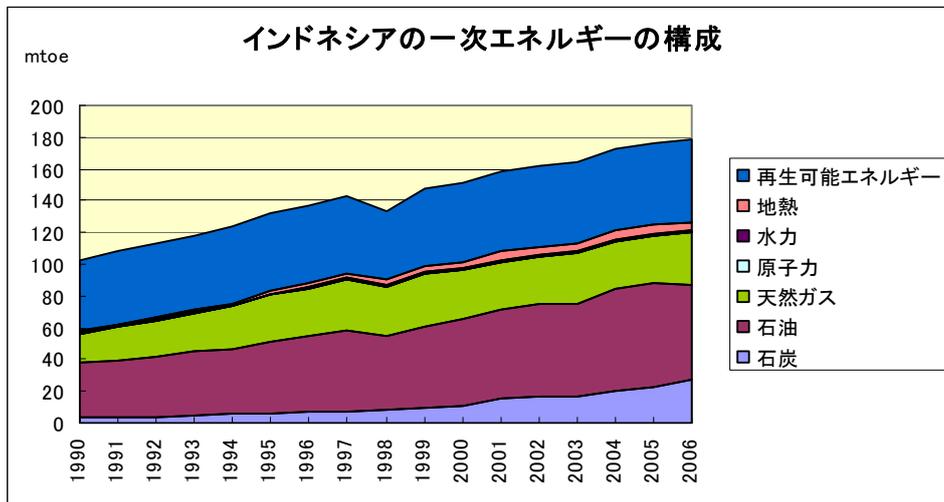


図1.2-2 インドネシアの一次エネルギーの構成

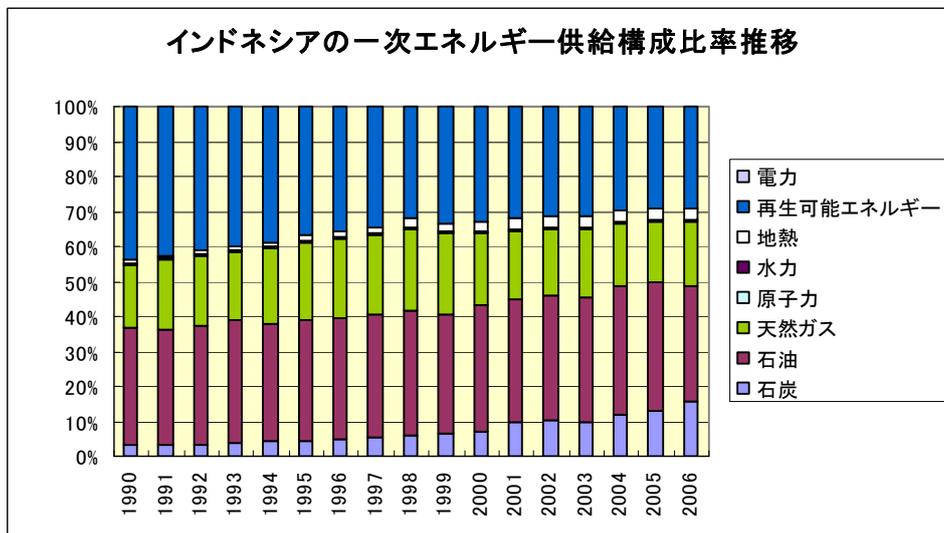


図1.2-3 インドネシアの一次エネルギー供給構成比率推移

2006年のインドネシアでは石油の比率が大きくこれまで35%前後で推移している。次いで薪炭などの再生可能エネルギーが占めているが、これらの再生可能エネルギーは減少傾向にあり、1990年には44%あったが、2006年では30%を下回っている。次いで天然ガスで1990年の18%から1998年には23.8%まで増えたが、2006年では18.6%に戻っている。石炭は漸増傾向にあり2006年には15.5%ほど占めている。特徴的なのはインドネシアでは、地熱エネルギーが3%程度利用されていることである。

### (3) 一次エネルギーの消費の推移

エネルギーは転換部門では各種エネルギーを原料、燃料、自己消費として消費されて別のエネルギーを生み出す。転換されたエネルギーは、一次エネルギーとともに、最終需要部門で消費されるが、消費先別の量は図 1.2-4、比率は図 1.2-5 の通りである。

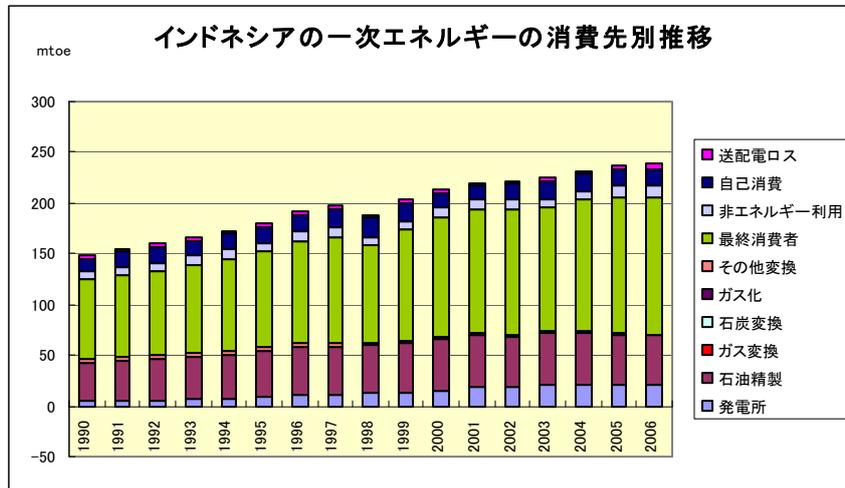


図 1.2-4 インドネシアの一次エネルギーの消費先別推移

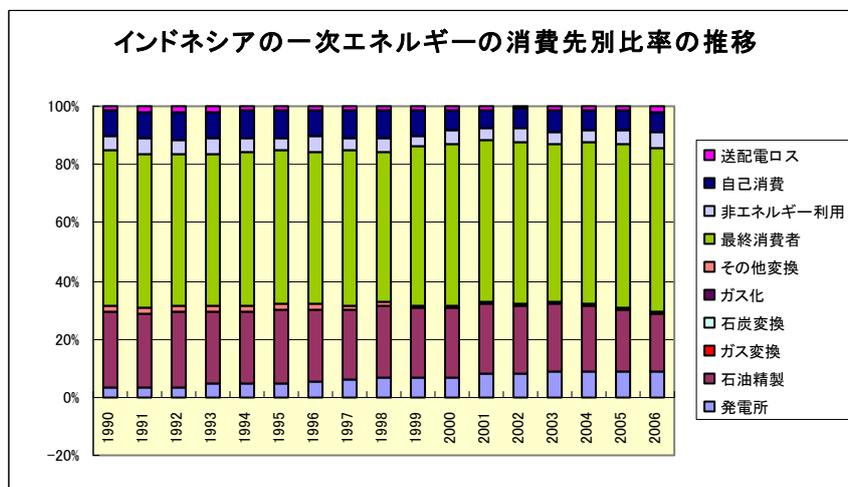


図 1.2-5 インドネシアの一次エネルギーの消費先別比率の推移

2006 年のインドネシアでは転換部門での消費は、石油精製が 22%であるが減少傾向にあり、発電所の占める比率は 10%ほどであるが、漸増傾向にある。多くは最終消費部門で 60%以上が消費され、残りは非エネルギー使用や自家消費、ロスとなっている。

## 1.2.2 タイ

### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-2、図 1.2-6 はタイの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。

表 1.2-2 タイの一次エネルギー供給量の推移(ktoe)

タイ	生産	輸入	輸出	その他
1990	26,547	18,758	-793	-599
1991	29,612	19,146	-937	-333
1992	30,829	22,014	-1,003	-931
1993	30,176	25,587	-978	-1,182
1994	31,648	27,891	-1,180	-522
1995	33,212	33,348	-1,175	-408
1996	36,506	41,155	-4,398	-1,899
1997	39,965	40,555	-6,005	-1,057
1998	39,559	35,305	-5,410	-633
1999	41,001	38,220	-6,205	-329
2000	43,850	38,865	-6,885	-805
2001	43,067	43,704	-7,484	-613
2002	45,595	46,106	-8,166	302
2003	48,569	49,851	-7,912	-159
2004	50,442	56,160	-8,368	-500
2005	54,322	55,754	-8,938	-490
2006	56,228	57,154	-10,271	282

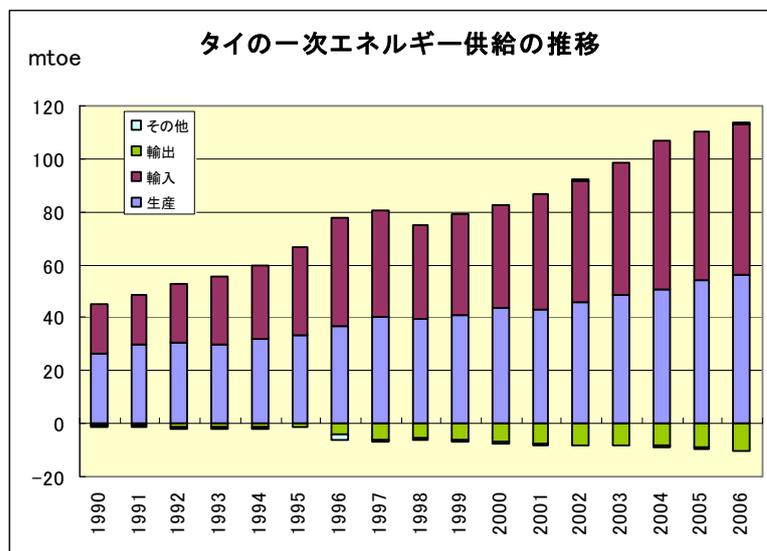


図 1.2-6 タイの一次エネルギー供給の推移

このデータよりタイでは輸入量が輸出量の5倍以上あり、エネルギー輸入国となっていることがわかる。

## (2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図 1.2-7、構成比率は図 1.2-8 に示されている。

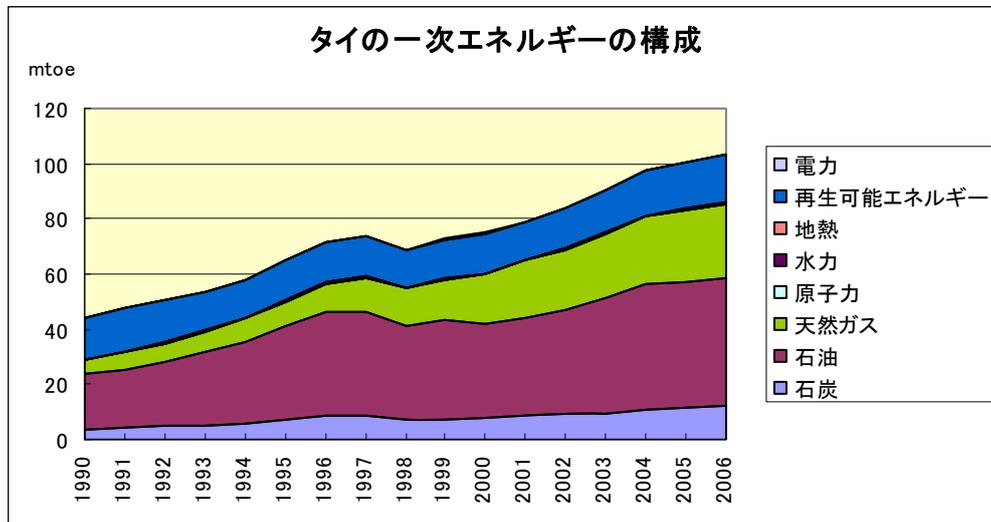


図 1.2-7 タイの一次エネルギーの構成

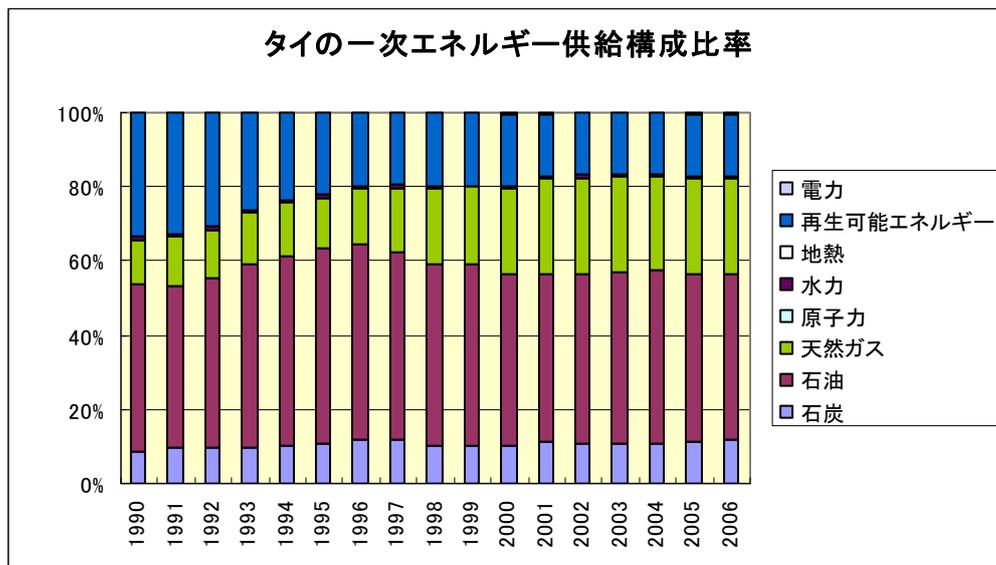


図 1.2-8 タイの一次エネルギー供給構成比率

2006年のタイは石油が44%、ガスが26%で、両者で70%を占めている。次いで再生可能エネルギー、石炭と続き各々17%、12%の比率になっている。この数年、この比率はほとんど変動せず、安定した構成比率になっている。

## (3) 一次エネルギーの消費の推移

一次エネルギーの消費先別の消費量は図 1.2-9、比率の推移は図 1.2-10 で示されている。

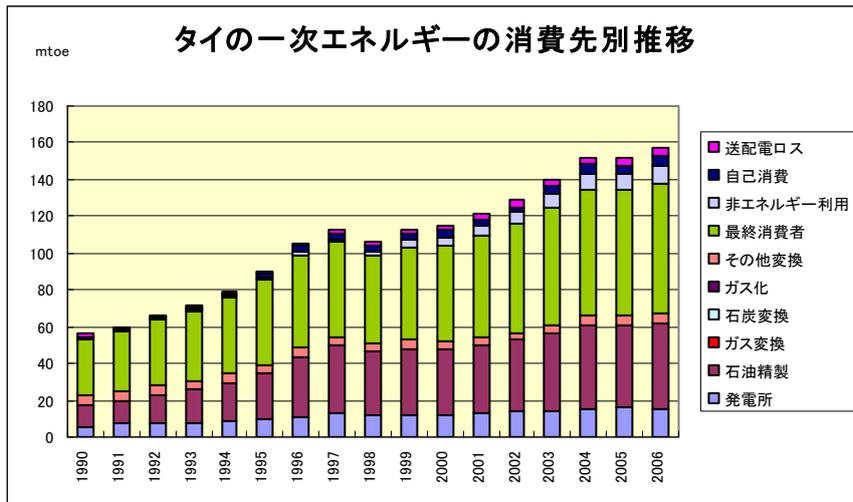


図 1.2-9 タイの一次エネルギーの消費先別推移

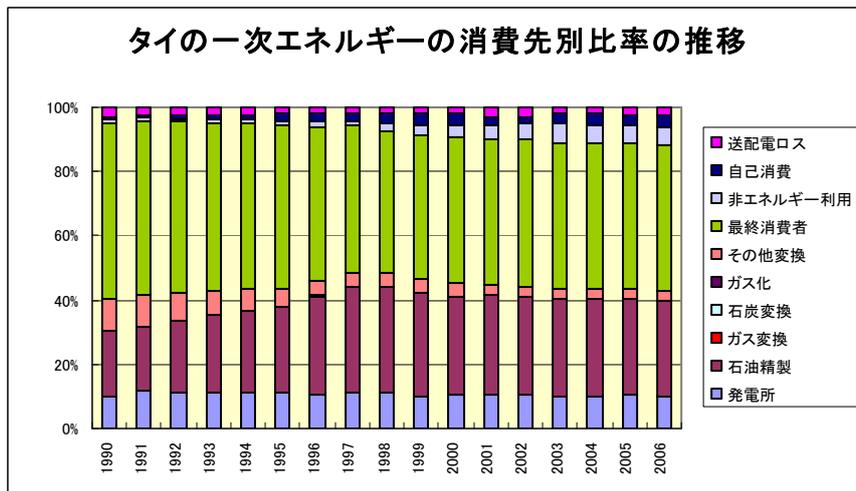


図 1.2-10 タイの一次エネルギーの消費先別比率の推移

最終エネルギーの総消費量は2004年までは増加傾向にあるが、2004年以降からは伸びが停滞している。2006年でのタイでは一次エネルギーは石油精製で33%を占めて、50%は最終消費部門での消費である。

### 1.2.3 フィリピン

#### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-3、図 1.2-11 はフィリピンの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。

表 1.2-3 フィリピンの一次エネルギー供給量の推移(ktoe)

フィリピン	生産	輸入	輸出	その他
1990	13,701	13,270	-707	-99
1991	13,750	13,196	-1,062	37
1992	14,057	14,886	-1,007	-545
1993	13,969	14,890	-1,005	748
1994	14,350	17,170	-664	22
1995	15,349	19,981	-931	-443
1996	16,128	21,427	-1,526	-46
1997	16,742	23,180	-1,342	1,502
1998	17,816	21,999	-922	-91
1999	19,678	21,933	-1,124	118
2000	20,919	23,469	-1,857	-112
2001	20,108	23,665	-1,393	-716
2002	21,941	21,913	-1,569	16
2003	22,503	21,422	-1,506	-341
2004	23,391	21,481	-974	137
2005	24,195	20,664	-1,374	153
2006	24,696	20,392	-1,863	-251

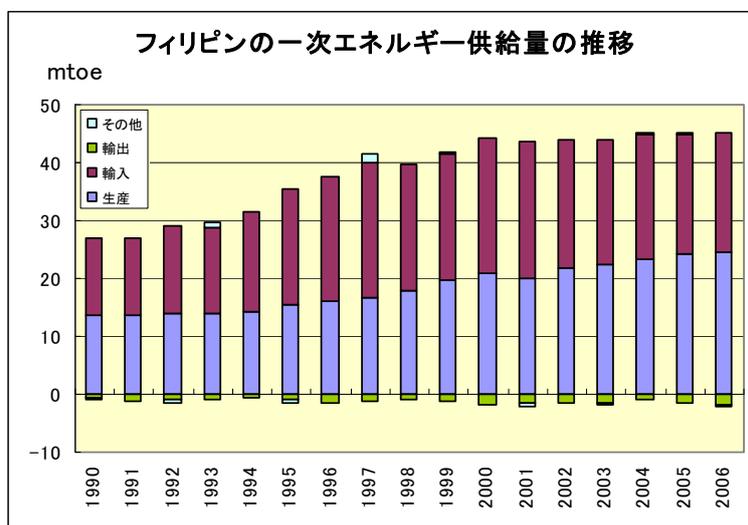


図 1.2-11 フィリピンの一次エネルギー供給量の推移

フィリピンでは、近年国内エネルギーの生産量が徐々に増え、輸入を上回っている。国内産の天然ガスや地熱の利用が貢献している。

## (2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図 1.2-12、構成比率は図 1.2-13 に示されている。

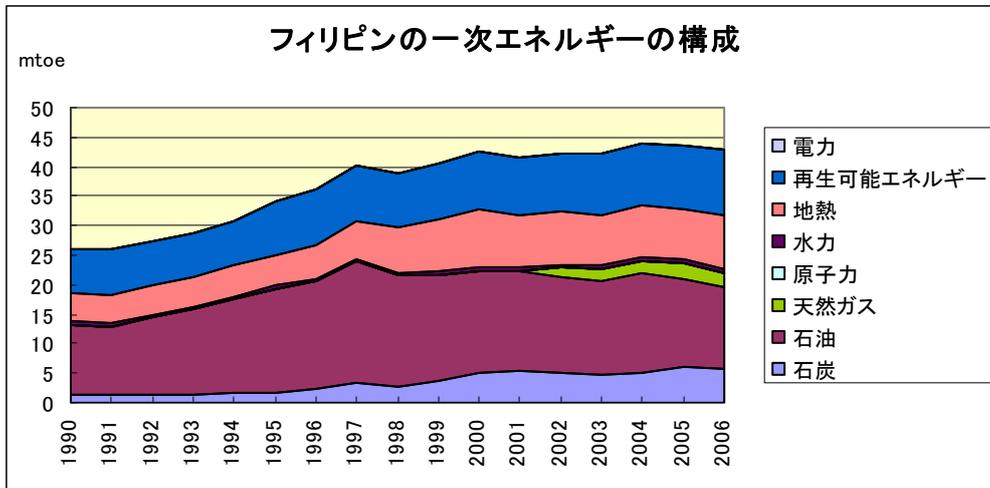


図 1.2-12 フィリピンの一次エネルギーの構成

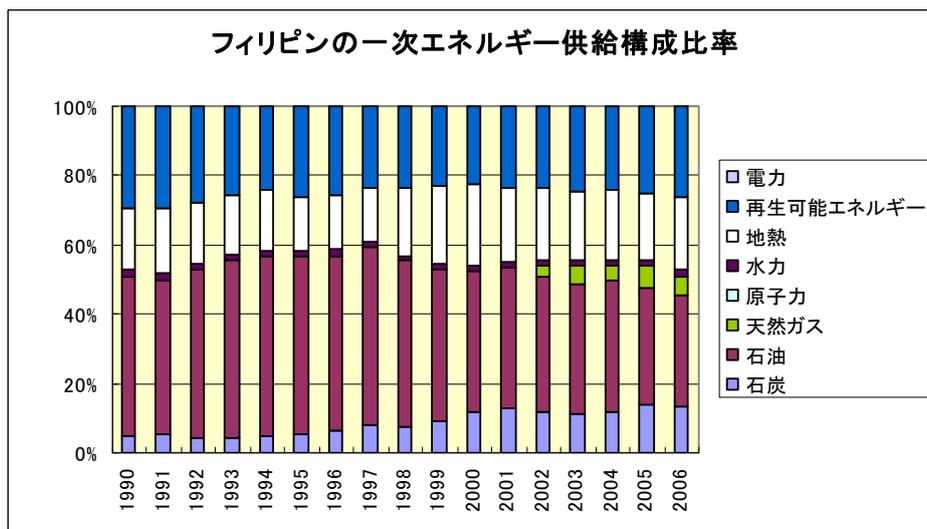


図 1.2-13 フィリピンの一次エネルギー供給構成比率

国産の天然ガスは 1994 年から供給を開始したが、2002 年には重要なエネルギー源になっている。石油は徐々に減少気味であるが、一方、石炭は徐々に増加している。フィリピンの特徴として地熱が大きな比率を占めていることである。

## (3) 一次エネルギーの消費の推移

エネルギーの消費先別の推移の量は図 1.2-14、比率は図 1.2-15 で示されている。

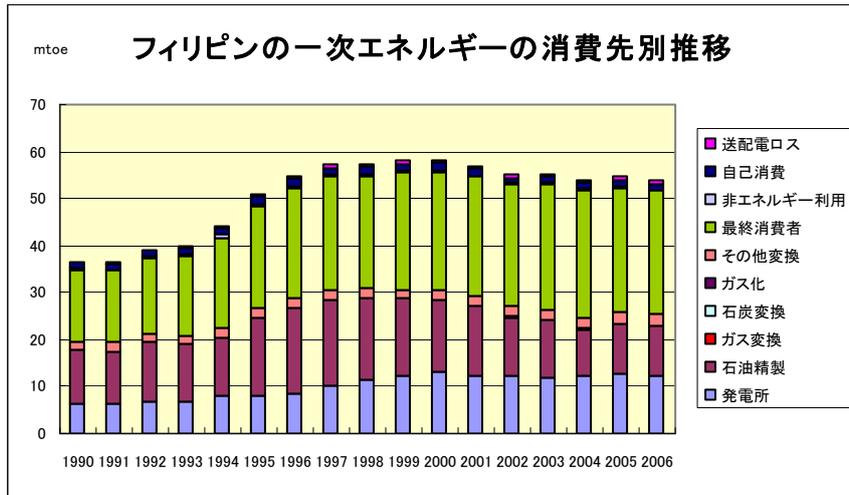


図 1.2-14 フィリピンの一次エネルギーの消費先別推移

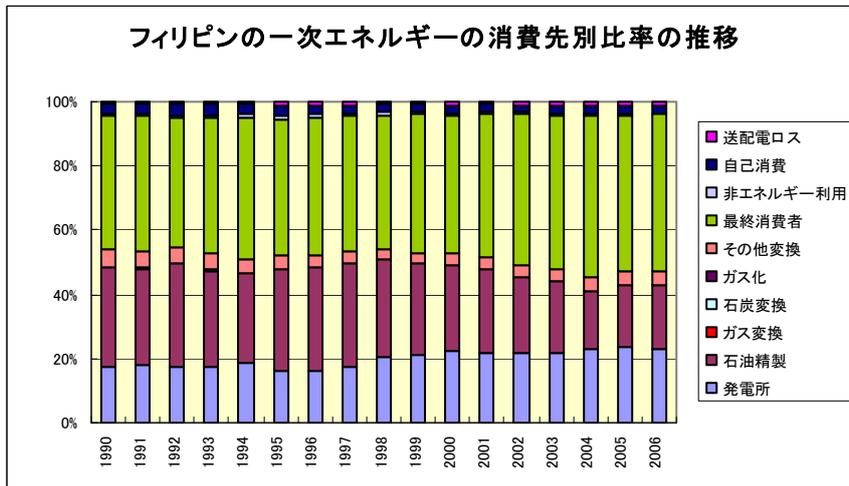


図 1.2-15 フィリピンの一次エネルギーの消費先別比率の推移

図 1.2-14 より、ここ数年エネルギーの消費量は横ばいであることが分かる。2006 年のフィリピンでは 64%が最終消費部門で、25%が石油精製で消費されている。両者で 89%の一次エネルギーが消費されている。しかし石油精製は 1996 年の 39%が 2006 年では 25%と減少している。その減少分は発電所と最終消費部門に回っている。

## 1.2.4 ベトナム

### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-4、図 1.2-16 はベトナムの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。

表 1.2-4 ベトナムの一次エネルギー供給量の推移(ktoe)

ベトナム	生産	輸入	輸出	その他
1990	24,711	2,957	-3,125	-219
1991	26,808	2,655	-4,669	-47
1992	28,769	3,186	-6,453	197
1993	30,568	4,181	-7,066	-580
1994	31,798	4,634	-8,232	103
1995	34,529	5,103	-9,816	276
1996	37,723	6,003	-11,495	21
1997	40,548	6,070	-12,204	-345
1998	43,944	6,980	-14,771	-322
1999	45,594	7,540	-17,585	320
2000	48,106	8,882	-18,650	-1,171
2001	50,062	9,235	-20,232	168
2002	53,165	10,145	-20,939	0
2003	54,383	10,719	-20,988	0
2004	65,234	11,545	-25,887	-713
2005	69,537	12,332	-29,933	-644
2006	71,940	12,217	-31,053	-814

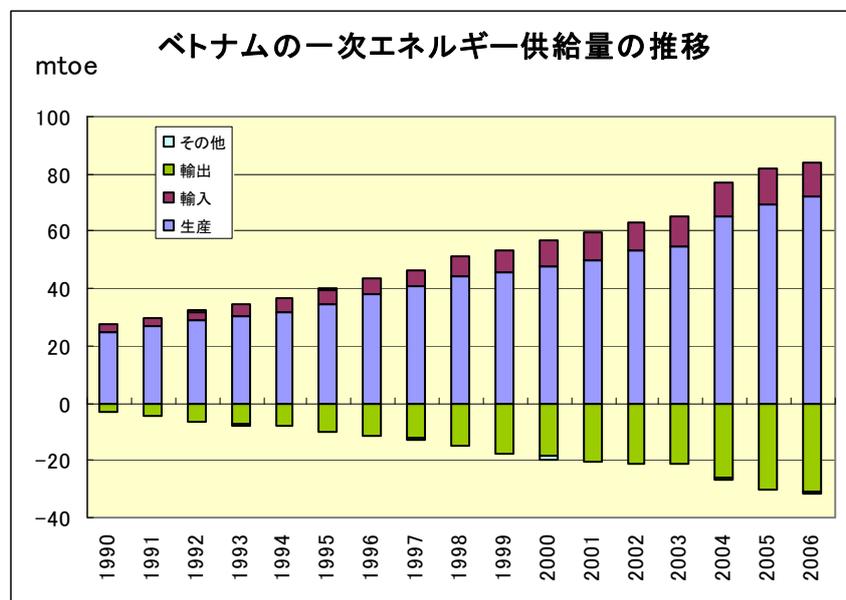


図 1.2-16 ベトナムの一次エネルギー供給量の推移

ベトナムでは1990年から2006年の間、総供給量は増大している。これは石炭の国内生産が増加したためで、石炭の輸出の増加、石油製品の輸入の増加なども同時に起きている。

(2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図 1.2-17、構成比率は図 1.2-18 に示されている。

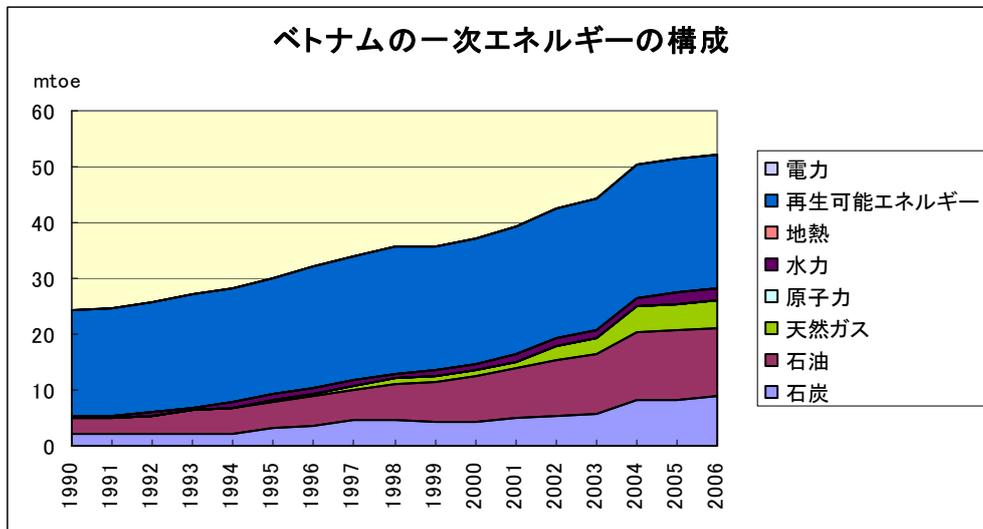


図 1.2-17 ベトナムの一次エネルギーの構成

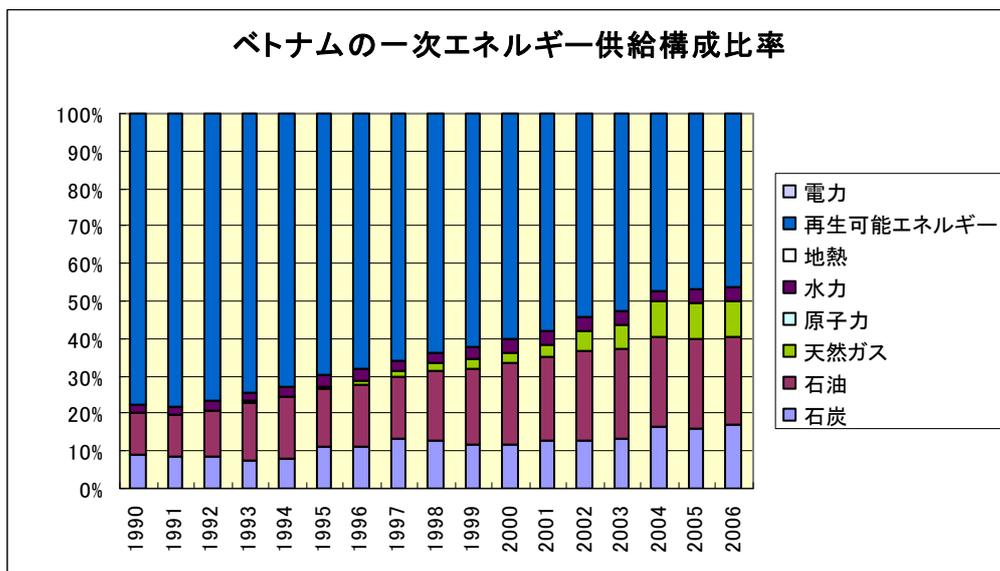


図 1.2-18 ベトナムの一次エネルギー供給構成比率

ベトナムの家庭では、薪炭などの再生可能エネルギーが主要なエネルギー源である。再生可能エネルギーの比率は、1990年では全体の80%であったが、2006年では50%で、ほとんどが家庭での煮炊きに利用されている。1990年以降化石燃料の利用が増えているが、特に2004年以降は天然ガスの利用が増加している。

### (3) 一次エネルギーの消費の推移

エネルギーの消費先別の推移は図 1.2-19、比率の推移は図 1.2-20 で示されている。

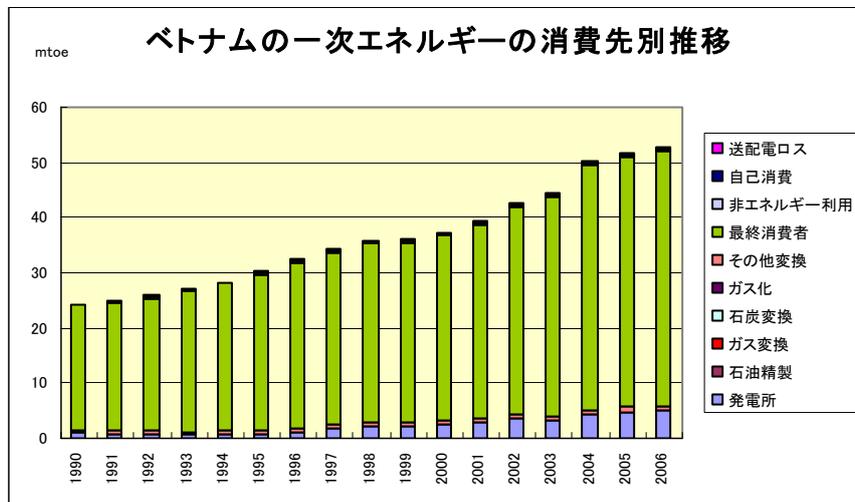


図 1.2-19 ベトナムの一次エネルギーの消費先別推移

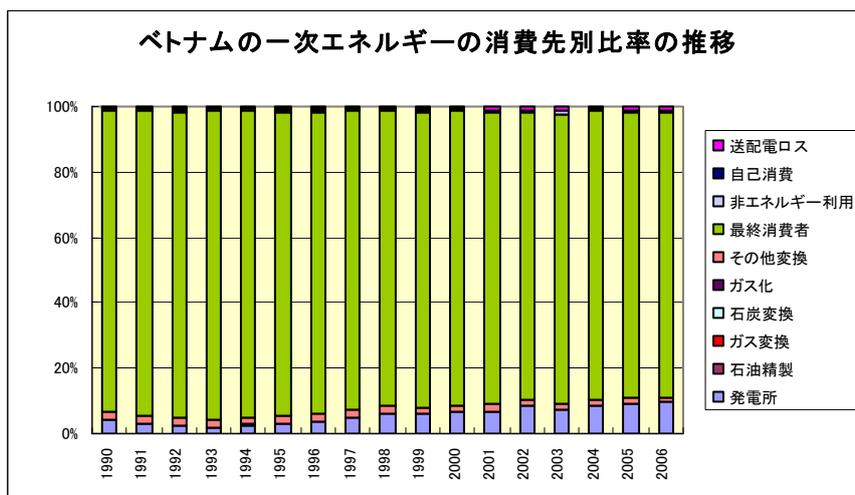


図 1.2-20 ベトナムの一次エネルギーの消費先別比率の推移

ベトナムには 2009 年 1 月現在、石油精製プラントはまだ稼動していないので、(現在ベトナム中部に建設中) 石油精製部門でのエネルギー消費はないが、電力部門や都市ガス部門などの転換部門でのエネルギー消費は 15%ほどで、残りの 85%が最終消費部門での消費である。

## 1.2.5 インド

### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-5、図 1.2-21 はインドの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。

表 1.2-5 インドの一次エネルギー供給量の推移(ktoe)

インド	生産	輸入	輸出	その他
1990	291,081	34,459	-2,831	-2,792
1991	300,671	38,223	-3,077	-3,267
1992	305,407	46,049	-3,887	-1,652
1993	308,914	48,998	-4,207	-102
1994	320,144	49,753	-3,846	1,074
1995	334,701	57,416	-4,028	-598
1996	341,176	64,700	-3,640	-1,859
1997	351,590	70,821	-3,108	-3,206
1998	350,324	75,862	-1,568	566
1999	357,441	90,612	-1,518	4,482
2000	364,334	100,297	-8,816	3,963
2001	372,312	102,419	-11,090	2,777
2002	381,382	107,205	-11,070	1,365
2003	394,337	115,687	-15,825	-2,923
2004	407,406	129,489	-19,042	1,529
2005	420,292	145,005	-22,370	-4,824
2006	435,640	168,609	-33,778	-4,651

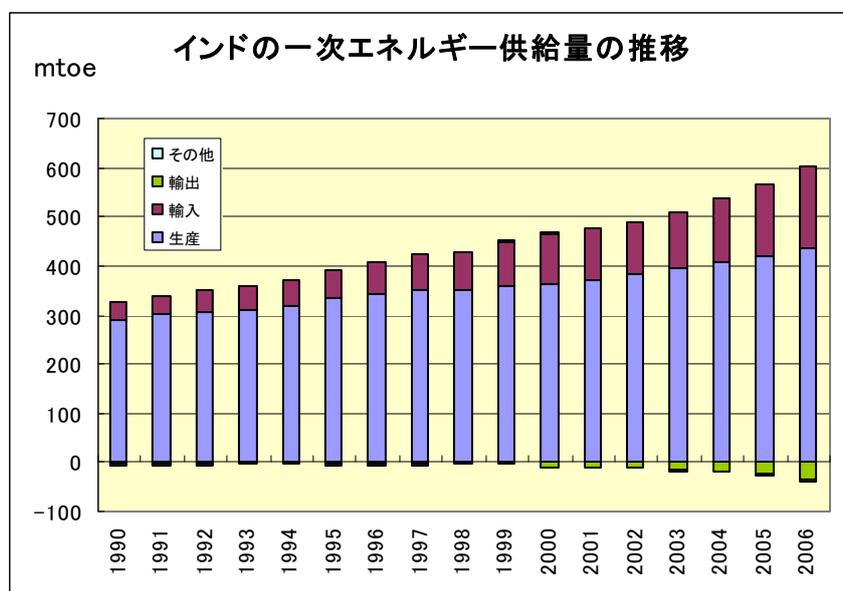


図 1.2-21 インドの一次エネルギー供給量の推移

インドではエネルギー需要の拡大とともに、国内でのエネルギー供給は1990年の90%から、2006年には80%に低下している。そのため輸入量は大きく輸出量を上回まわっている。また、国内石油製品の需給バランスをとりため、余剰石油製品の輸出が増加している。

(2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図 1.2-22、構成比率は図 1.2-23 に示されている。

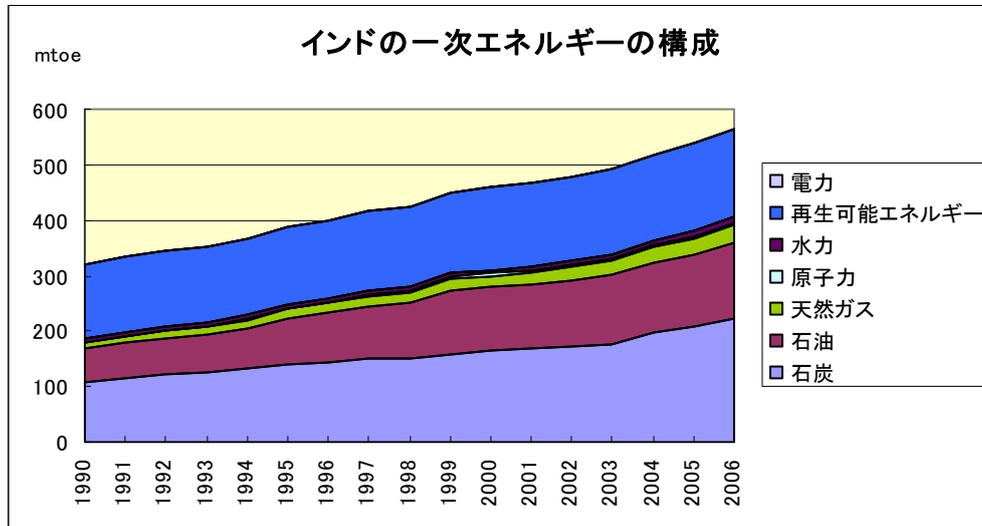


図 1.2-22 インドの一次エネルギーの構成

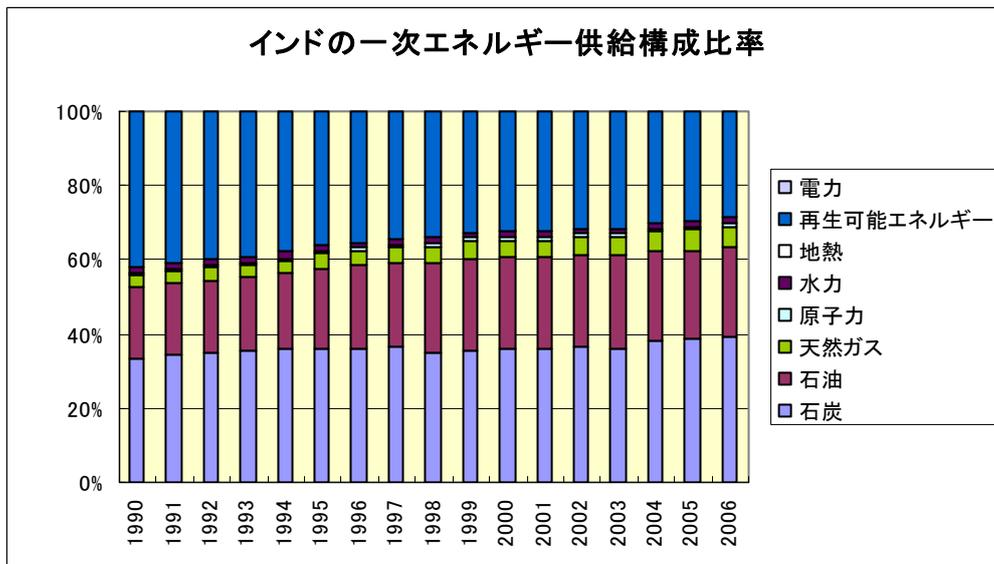


図 1.2-23 インド一次エネルギー供給構成比率

インドでは石炭、再生可能エネルギー、石油が主要な一次エネルギーとして利用されている。残りは、天然ガスが6%、原子力からの電力が1%ほど供給されている。

### (3) エネルギーの消費の推移

エネルギーの消費先別の消費量は図 1.2-24、比率は図 1.2-25 で示されている。

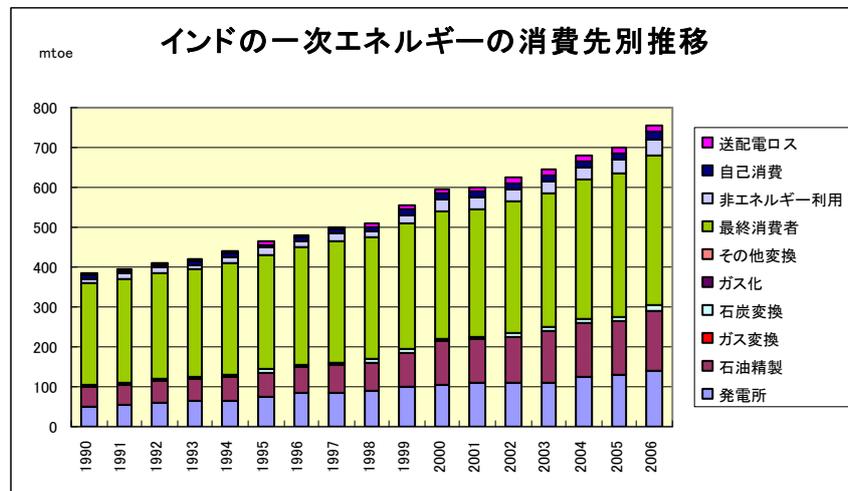


図 1.2-24 インドの一次エネルギーの消費先別推移

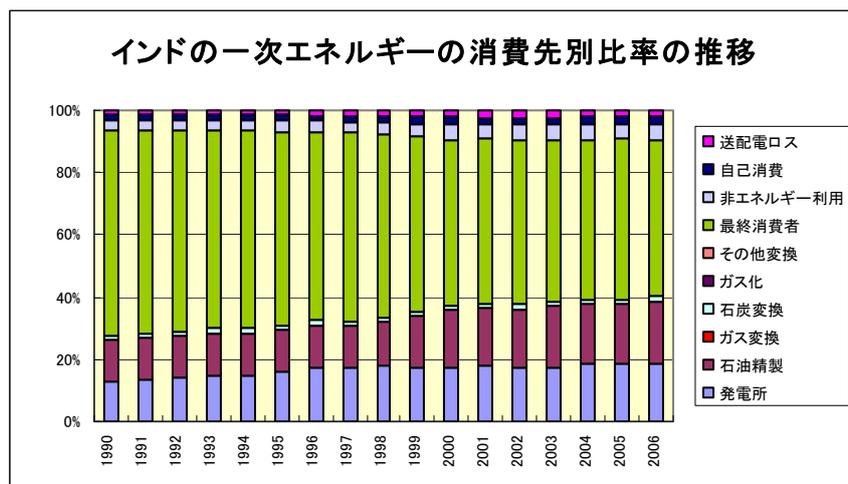


図 1.2-25 インドの一次エネルギーの消費先別比率の推移

インドでは一次エネルギーの総消費量は伸びており、2006 年では転換部門では発電所で 20%と石油精製部門で 20%の一次エネルギーが消費されている。両者をあわせて 40%ほどの消費となる。また、最終消費部門では、50%の一次エネルギーを消費している。

## 1.2.6 南アフリカ

### (1) 一次エネルギー供給の推移

表 1.2-6、図 1.2-26 は南アの一次エネルギー供給量を生産、輸入、輸出、その他に分類した推移を示している。

表 1.2-6 南アの一次エネルギー供給量の推移(ktoe)

南ア	生産	輸入	輸出	その他
1990	114,535	11,336	-33,922	-719
1991	116,930	9,919	-32,244	789
1992	115,041	11,189	-35,597	-1,176
1993	122,984	12,221	-38,623	-1,361
1994	128,282	14,056	-41,037	-940
1995	134,778	16,571	-44,203	-1,670
1996	134,993	17,229	-44,813	-1,330
1997	143,363	21,013	-52,852	-4,041
1998	144,991	20,699	-45,970	-10,760
1999	145,007	20,091	-51,632	-4,285
2000	145,625	20,778	-53,585	-1,548
2001	144,909	20,191	-54,438	-1,484
2002	143,837	21,064	-56,516	-3,110
2003	153,472	22,792	-54,093	-4,063
2004	157,461	23,334	-50,667	-837
2005	158,781	26,847	-55,323	-2,668
2006	158,676	27,829	-54,065	-2,625

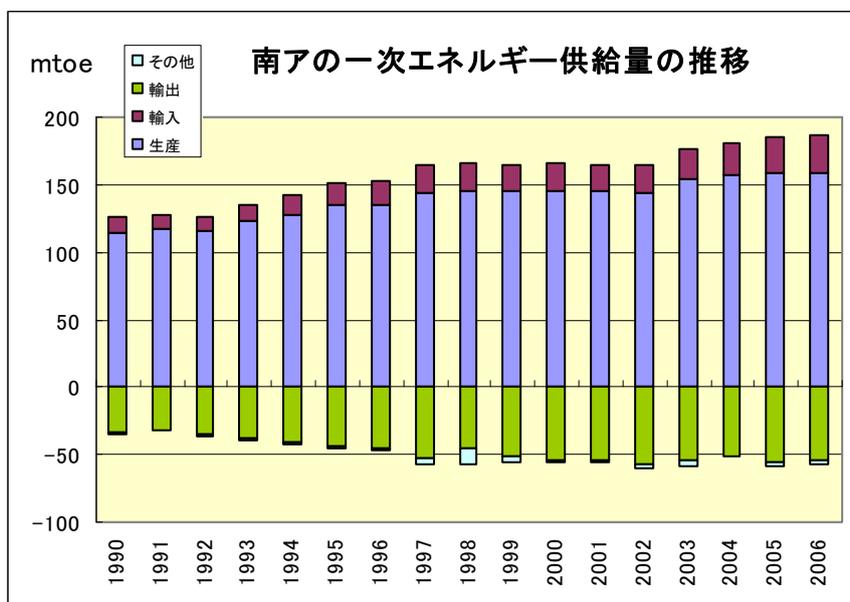


図 1.2-26 南アの一次エネルギー供給量の推移

## (2) 一次エネルギーのエネルギー構成

一次エネルギーの構成は図 1.2-27、構成比率は図 1.2-28 に示されている。この両図を見ると南アの一次エネルギーの構成は、石炭の比率が大きく 70%ほどを占めている。その他は石油、再生可能エネルギーなどであるが、原子力が一次エネルギーの中に占める割合は小さいものの安定的に稼働している。

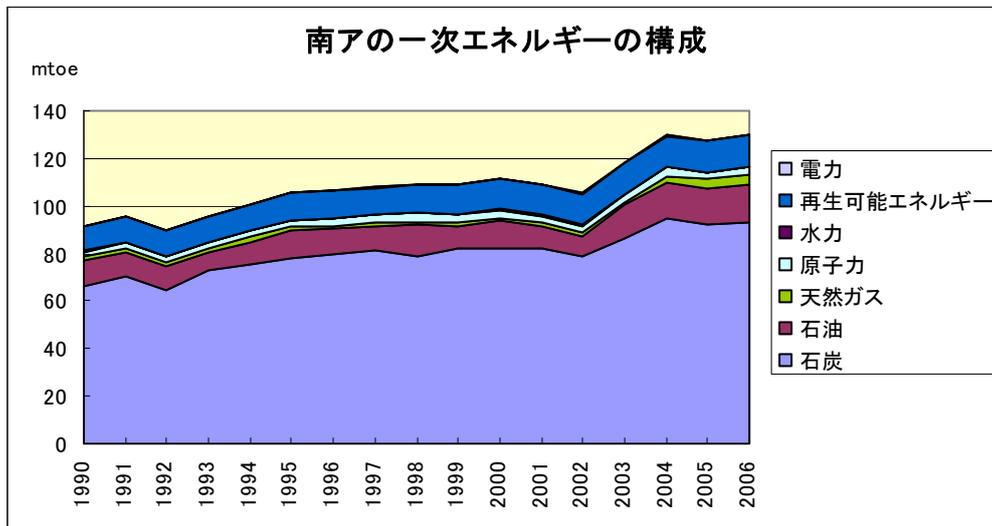


図 1.2-27 南アの一次エネルギーの構成

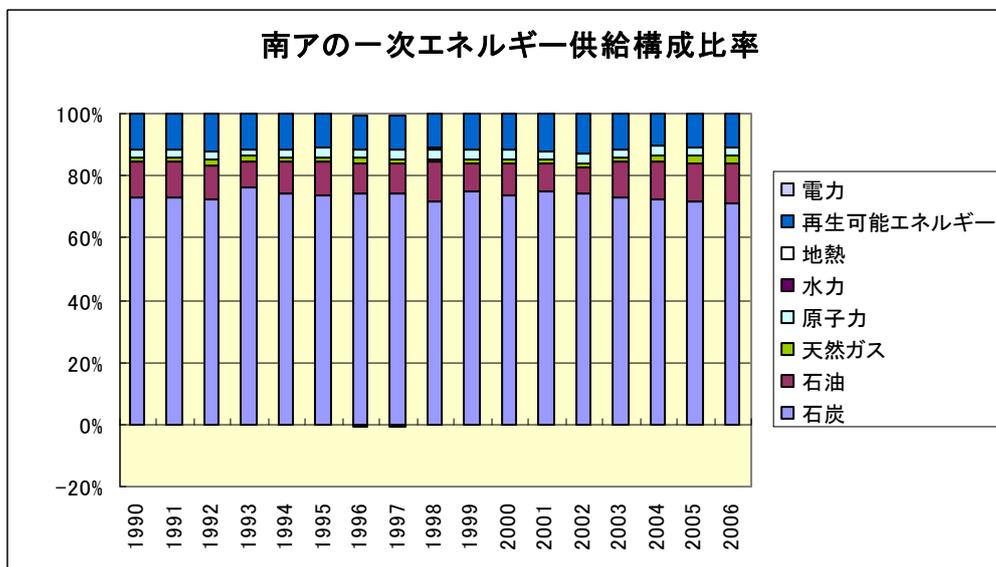


図 1.2-28 南アの一次エネルギー供給構成比率

### (3) エネルギーの消費の推移

エネルギーの消費先別の推移の量は図 1.2-29、比率は図 1.2-30 で示されている。

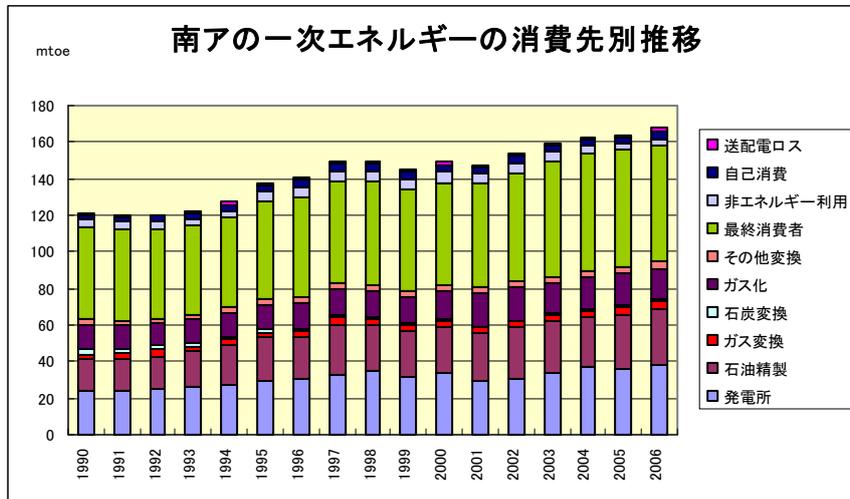


図 1.2-29 南アの一次エネルギーの消費先別推移

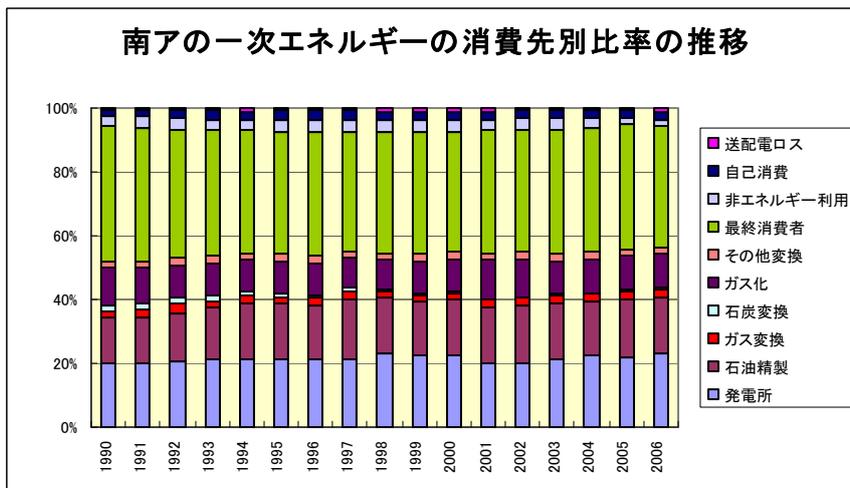


図 1.2-30 南アの一次エネルギーの消費先別比率の推移

2006年の南アの転換部門は発電所が23%、石油精製が18%、ガス化が10%、ガス変換が2%等で転換部門だけで56%と50%を超えている。南アでは、石炭液化や天然ガス液化などの事業が盛んで、この点がほかの国々と違った特色を持っている。

## 1.2.7 各国のエネルギーバランスの比較

### (1) 各国の GDP あたりの一次エネルギーの供給量比較

表 1.2-7、図 1.2-31 は各国の GDP あたりの一次エネルギーの供給量の推移を示している。1990 年から 2006 年まで日本はほとんど変動なく安定的に低い値で推移している。各国の 1990 年と 2006 年を比較すると、タイのみが平均 0.85% 増加していて、ベトナムとインドが 2.5%、インドネシアが 0.85%、フィリピンが 0.55%、南アが 0.4%、日本が 0.2% 減少している。タイは平均が上昇しているとはいえ、2004 年をピークにその後はわずかではあるが減少に転じている。一方、インドネシア、ベトナム、インド、南アの 2000 年以降の減少幅が大きく、これらの国は経済の拡大とともに GDP に対するエネルギー原単位は小さくなりつつある。一方、経済が成熟している日本は 1990 年から 2006 年間で、GDP に対するエネルギー原単位は、大きくは変化していない。

表 1.2-7 7カ国の GDP あたりの一次エネルギー供給量の推移 (toe/1000\$ at 2000)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南ア	日本
1990	0.94	0.55	0.47	1.62	1.19	0.82	0.1077
1991	0.91	0.55	0.46	1.55	1.22	0.87	0.1054
1992	0.89	0.55	0.49	1.49	1.21	0.83	0.1067
1993	0.87	0.53	0.5	1.45	1.18	0.88	0.1071
1994	0.84	0.53	0.52	1.39	1.14	0.89	0.1119
1995	0.83	0.54	0.54	1.35	1.12	0.91	0.1126
1996	0.8	0.56	0.54	1.32	1.07	0.88	0.1121
1997	0.8	0.59	0.57	1.29	1.07	0.87	0.1116
1998	0.85	0.61	0.56	1.29	1.03	0.87	0.1119
1999	0.94	0.62	0.57	1.23	1.02	0.86	0.1137
2000	0.92	0.61	0.56	1.19	1	0.84	0.1128
2001	0.93	0.63	0.54	1.18	0.96	0.8	0.1108
2002	0.9	0.64	0.52	1.19	0.95	0.74	0.1106
2003	0.88	0.64	0.5	1.15	0.9	0.81	0.1081
2004	0.88	0.65	0.49	1.22	0.88	0.84	0.1087
2005	0.85	0.64	0.46	1.15	0.83	0.79	0.1061
2006	0.82	0.63	0.43	1.08	0.8	0.77	0.1037

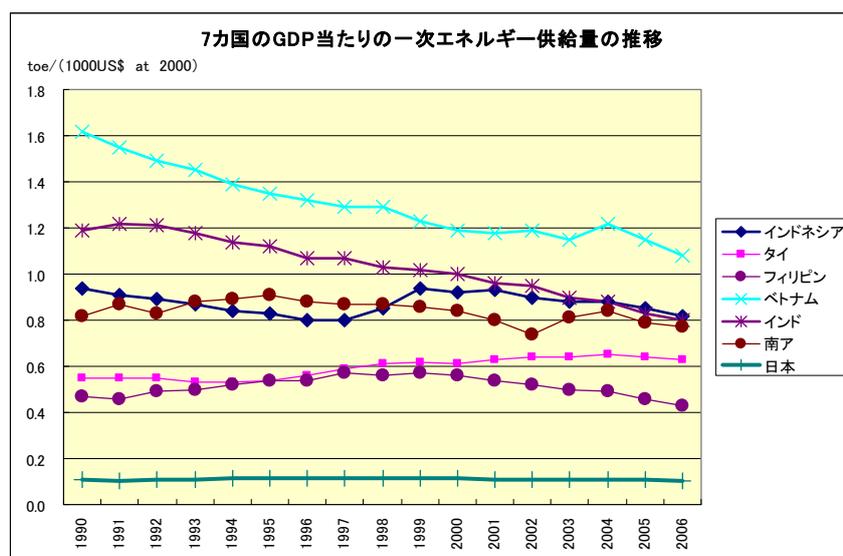


図 1.2-31 7カ国の GDP あたりの一次エネルギーの供給量の推移

次に購買力平価（Purchasing Power Parity: PPP）での為替レート<sup>3</sup>による実質GDPあたりの一次エネルギー供給量を分析する。表 1.2-8 は各国の 2005 年における PPP ベースの実質GDPあたりの一次エネルギー供給量を示している。

表 1.2-8 PPP ベースの GDP あたりの一次エネルギー供給量

	市場為替レート 実質GDP(10億 US\$) at 2000	PPPベース 実質GDP(10 億US\$) 2000基準	一次エネルギー供給量 (ktoe)	一次エネルギー供給量 対市場為替 レートGDP原 単位	一次エネルギー供給量対PPP ベースGDP原単 位 (toe/mill.US\$)
インドネシア	208	754	175,989	847	233
タイ	157	496	100,648	641	203
フィリピン	94	380	43,639	462	115
ベトナム	45	227	51,292	1,146	226
インド	644	3,362	538,103	835	160
南ア	161	491	127,637	794	260
日本	4,978	3,554	528,384	106	149

この表の最右列に示す PPP ベースの実質 GDP あたりの一次エネルギー供給量の方が、日本と各国の差が小さくなる、たとえば右から 2 列目に示す市場為替レートの実質 GDP を利用した場合、最も日本との差が大きいベトナムは 10 倍あるが、PPP ベースではわずか 1.5 倍になる。南アについても市場為替レートでは 7.5 倍であるが PPP ベースでは 1.7 倍の GDP あたりの一次エネルギー供給量である。南アと日本の GDP あたりの一次エネルギー供給量が 7.5 倍というのは感覚的に離れすぎている感じもする。PPP ベースの GDP あたりの一次エネルギー供給量の方が、実態に近い格差と思われる。日本を除く 6 カ国はすべて PPP ベースの一次エネルギー供給量は小さくなるが、日本だけは大きくなる。これは 6 カ国の PPP 為替レートが市場為替レートより高くなっている（PPP の方がドル安）が、日本だけは PPP ベースは市場為替レートより円安（PPP の方がドル高）にふれているためである。

したがって 6 カ国間の GDP あたりの一次エネルギー供給量の比較には PPP ベースによる GDP のドル変換のほうが実態を表現しているように思える。特に日本との比較では PPP ベースの GDP を利用した方がよい。

<sup>3</sup> PPP ベースの実質 GDP は、購買力平価による為替レートで換算されている。各国の市場為替レートと PPP ベースの為替レートは、以下の表の通りである。

### ※3 市場為替レートと PPP 為替レート対応表

Countries	Exchange	Unit	2000	2001	2002	2003	2004	2005
インドネシア	Market	Rupiah / US\$	8,422	10,261	9,311	8,577	8,939	9,705
	PPP		2,320				2,917	3,220
タイ	Market	baht / US\$	40.1	44.4	43.0	41.5	40.2	40.2
	PPP		12.7				12.6	12.7
フィリピン	Market	Peso / US\$	44.2	51.0	51.6	54.2	56.0	55.1
	PPP		11.0				12.3	12.7
ベトナム	Market	Don / US\$	14,168	14,725	15,280	15,510	15,746	15,859
	PPP		2,790				3,120	3,282
インド	Market	Rupee / US\$	44.9	47.2	48.6	46.6	45.3	44.1
	PPP		8.8				9.3	9.4
南アフリカ	Market	Rand / US\$	6.93	8.61	10.54	7.56	6.45	6.35
	PPP		2.27					2.50
日本	Market	Yen / US\$	108	122	125	116	108	110
	PPP		151				131	125

市場為替レート : Currency / US\$ by IFS

PPP 為替レート : Currency / International US\$ by world Bank

(2) 各国の一人あたりの一次エネルギーの供給量比較

表 1.2-9、図 1.2-32 は 7 カ国の 1000 人あたりの一次エネルギー供給量の推移を示している。

表 1.2-9 7カ国の一人あたりの一次エネルギー供給量の推移(toe/1000人)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	573.1	786.4	429.4	368.5	383.1	2591.8	3591.2
1991	593.7	839.4	415.6	368.0	390.3	2654.7	3620.1
1992	607.5	888.6	429.2	375.5	398.1	2438.1	3686.3
1993	628.5	924.0	437.9	389.2	398.2	2541.0	3697.9
1994	646.2	985.1	461.9	399.6	405.7	2621.5	3894.2
1995	678.1	1093.9	496.4	418.0	419.8	2696.2	3988.0
1996	695.0	1189.3	514.0	440.9	425.0	2652.0	4067.3
1997	719.5	1212.2	559.4	458.5	433.4	2626.3	4102.3
1998	658.7	1124.5	529.2	474.9	434.3	2600.5	4021.2
1999	725.9	1176.0	541.1	468.3	451.9	2543.7	4073.0
2000	735.7	1205.5	551.3	478.7	452.5	2528.9	4149.0
2001	759.5	1255.4	530.5	498.6	450.6	2436.4	4070.7
2002	764.4	1327.7	527.3	531.4	455.6	2326.7	4069.7
2003	766.9	1419.3	513.9	545.3	460.0	2578.7	4029.2
2004	792.5	1522.4	527.0	611.7	478.7	2789.6	4157.2
2005	800.3	1554.1	511.8	617.2	488.7	2721.9	4135.5
2006	806.4	1585.0	494.1	621.5	506.1	2739.2	4129.0

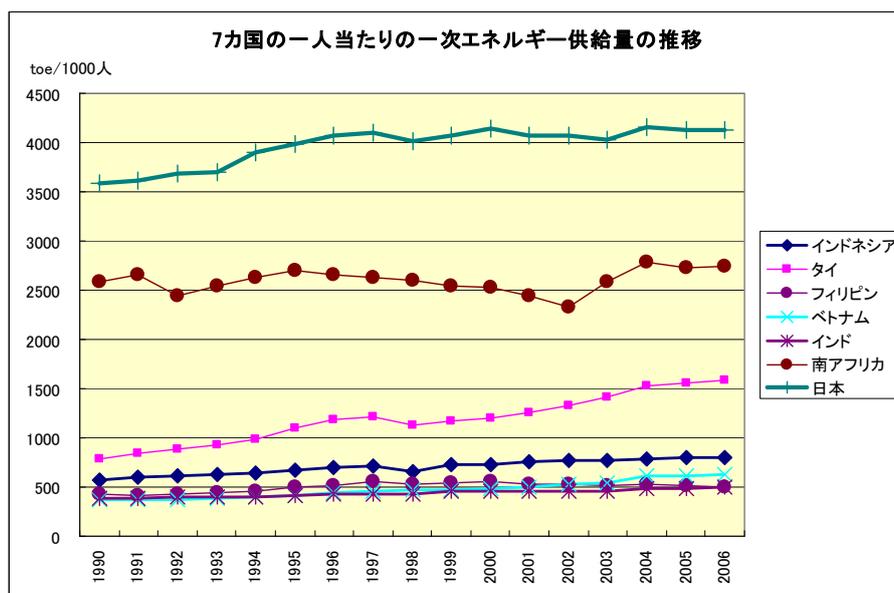


図 1.2-32 7カ国の一人あたりの一次エネルギー供給量の推移

一般的に経済規模の大きな国ほど生活レベルが高いという状況にあり、一人当たりエネルギー消費量も経済規模の大きな国ほど高い値を示す。図 1.2-32 では、一人あたりの一次エネルギー供給量をしめしているが、日本、南ア、タイ、インドネシアの順位に大きい。これは、経済の拡大に伴い国民生活においてエネルギー効率改善が重要になってくることを示している。エネルギー効率改善のセクター別重要度は、経済が発展段階では鉱工業部門が重要で、その後経済の成長とともに商業施設や家庭部門でのエネルギー効率化が重要になってくる。

### 1.3 セクター別最終エネルギー需要

#### 1.3.1 インドネシア

表 1.3-1、図 1.3-1 はインドネシアのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.3-1 インドネシアのセクター別最終エネルギー需要(ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	16,678	11,037	792	41,578	991
1991	17,344	12,216	921	42,384	966
1992	16,894	12,948	1,119	43,290	1,226
1993	18,007	13,848	1,346	43,853	1,420
1994	19,161	15,501	1,494	44,621	1,487
1995	20,680	16,975	1,568	45,658	1,551
1996	20,997	18,881	1,872	46,405	1,667
1997	24,091	20,931	1,983	47,921	1,625
1998	15,799	20,170	2,058	48,921	1,778
1999	28,133	19,958	2,215	50,937	1,912
2000	30,415	21,779	2,408	52,021	2,058
2001	31,506	22,923	2,490	53,236	2,034
2002	31,859	23,275	2,560	53,666	2,070
2003	29,164	23,952	2,739	54,723	2,334
2004	30,810	26,141	3,034	55,963	2,469
2005	34,360	25,722	3,177	56,021	2,336
2006	34,586	25,223	3,443	56,364	2,222

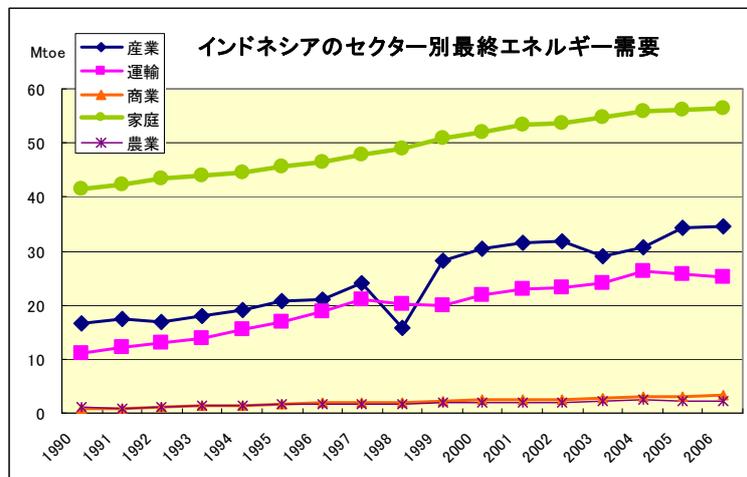


図 1.3-1 インドネシアのセクター別最終エネルギー需要

インドネシアのセクター別需要は3つのセクターで大半が占められている。家庭部門が最大のエネルギー消費部門で、次いで、産業部門、運輸部門が続き、商業部門と農業部門は限られた消費である。また、1990年からのセクター別のエネルギー消費の平均伸び率を見ると、商業が9.6%、運輸が5.3%、農業が5.2%、産業が4.7%、家庭が1.9%である。この傾向が今後とも継続すると、2025年には産業部門が家庭部門を抜いて最大のエネルギー消費部門になる可能性もある。2006年では商業部門は全体の3%に過ぎないが、20年後には、大

きなシェアを占めるものと思われる。インドネシアの最終エネルギーのセクター別構成比の推移が、図 1.3-2 に示されている。

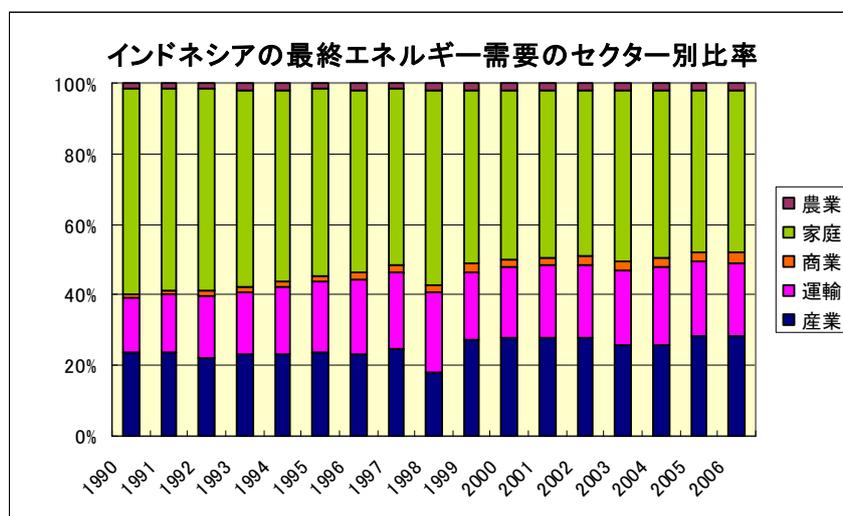


図 1.3-2 インドネシアの最終エネルギー需要のセクター別比率

2006 年においては、家庭部門が最終エネルギー消費全体の 46.3%を占めており、次いで産業部門が 28.4%、運輸が 20.7%となっている。その他商業 2.8%、農業 1.8%となっていて、産業部門の構成比は増加傾向にあり、逆に家庭部門は減少傾向にある。一方、運輸部門は安定的に推移している。

### 1.3.2 タイ

表 1.3-2、図 1.3-3 はタイのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.3-2 タイのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	8,643	10,916	1,031	7,923	1,822
1991	9,421	11,197	1,202	8,289	1,848
1992	11,008	12,192	1,552	8,222	1,915
1993	11,648	13,949	1,845	8,010	1,632
1994	13,371	15,544	1,730	7,859	1,593
1995	15,892	17,971	1,980	7,674	1,589
1996	17,881	19,495	2,217	7,632	1,802
1997	17,031	19,606	2,512	7,844	2,664
1998	14,680	17,188	2,573	7,878	2,557
1999	16,269	17,602	2,270	8,047	2,884
2000	16,876	17,402	2,377	8,382	2,820
2001	16,971	17,982	2,467	8,672	2,876
2002	18,843	18,870	2,725	8,878	3,060
2003	20,086	19,931	2,898	9,128	3,340
2004	21,906	21,630	3,122	9,788	3,554
2005	22,747	22,051	3,256	9,772	3,239
2006	23,345	21,473	3,486	10,017	3,342

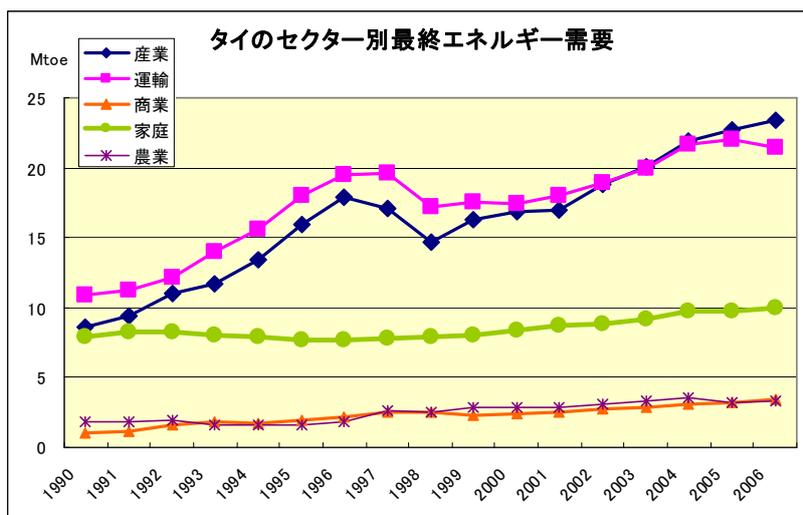


図 1.3-3 タイのセクター別最終エネルギー需要

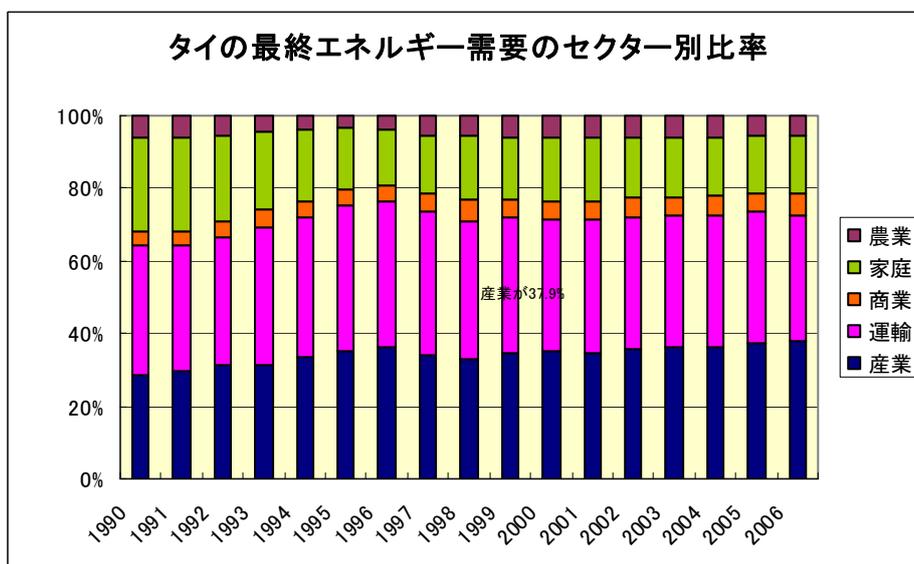


図 1.3-4 タイの最終エネルギー需要のセクター別比率

2006年においてタイでは最終エネルギー需要のうち産業部門が37.9%、運輸が34.8%、家庭が16.2%を占めている。商業部門はわずか5.7%で、農業部門は5.4%である。1990年から2006年までの16年間の平均伸び率は、産業は6.4%、運輸は4.3%、商業は7.9%、家庭は1.5%、農業は3.9%で、商業部門の伸びが高い。これをみるとタイは産業部門が発達してきているといえるが、一方では商業部門の消費伸び率は大きい構成比は小さい。このまま推移すると、今後は商業部門の消費比率が大きくなるので、この部門でのエネルギー効率改善が重要になってくる。

### 1.3.3 フィリピン

表 1.3-3、図 1.3-5 はフィリピンのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.3-3 フィリピンのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	3,916	2,655	550	4,428	1,175
1991	4,205	2,441	545	4,482	1,209
1992	4,121	2,812	551	4,662	1,470
1993	4,281	3,156	552	4,934	1,752
1994	4,061	5,975	1,821	4,428	410
1995	6,959	6,491	2,000	4,560	473
1996	7,148	7,328	2,331	4,796	527
1997	7,316	8,167	1,993	4,973	498
1998	7,352	7,999	1,759	5,138	498
1999	7,514	8,467	2,243	5,353	352
2000	7,333	8,394	2,592	5,370	299
2001	7,529	8,781	2,222	5,496	295
2002	8,119	8,666	2,153	5,606	330
2003	8,183	8,904	1,935	5,998	358
2004	8,445	9,203	2,000	5,988	301
2005	8,610	8,809	1,821	5,923	292
2006	8,826	8,327	1,807	5,878	302

2006年におけるフィリピンでは産業部門が35.1%、運輸部門が33.1%、家庭部門が23.4%、商業部門が7.2%、農業部門が1.2%となっている。一方、1990年から2006年までの16年間のセクター別平均伸び率は産業部門は5.2%、運輸部門は7.4%、商業部門は7.7%、家庭部門は1.8%、農業部門はマイナス8.1%である。現状の推移では、近々運輸部門が産業部門を超えて最大の最終エネルギー消費部門になる。農業部門は、マイナス8.1%であるが、1994年に大きく減少したものの、2004年からはほぼ横ばいで推移している。

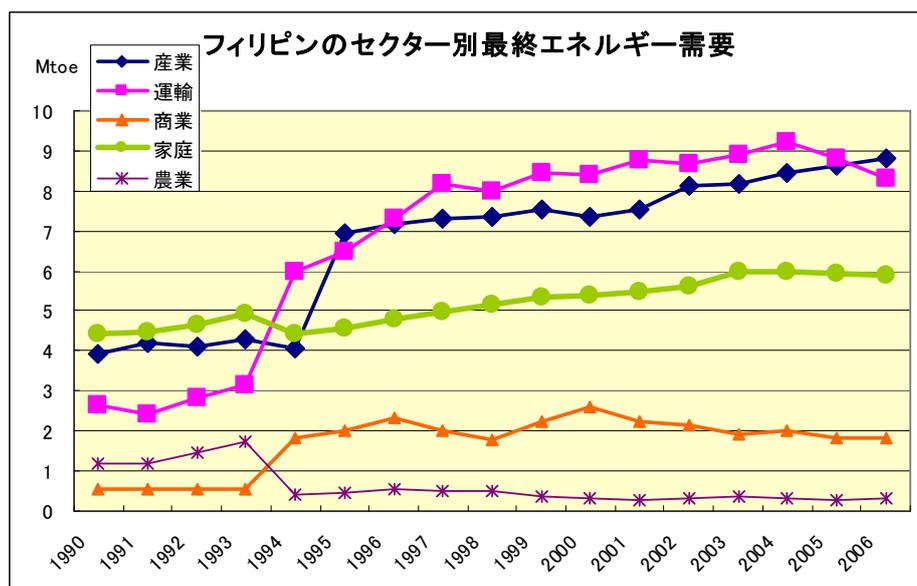


図 1.3-5 フィリピンのセクター別最終エネルギー需要

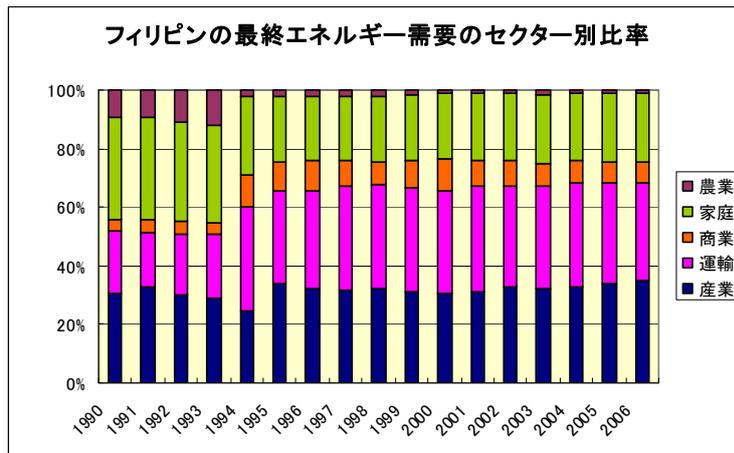


図 1.3-6 フィリピンの最終エネルギー需要のセクター別比率

### 1.3.4 ベトナム

表 1.3-4、図 1.3-7 はベトナムのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.3-4 ベトナムのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	1,718	1,412	334	18,779	244
1991	1,891	1,336	354	19,318	240
1992	2,034	1,504	342	19,766	263
1993	2,194	2,333	465	20,244	362
1994	2,287	2,576	548	20,774	385
1995	3,105	2,525	659	21,276	367
1996	3,365	2,767	878	22,396	399
1997	3,956	2,992	792	22,983	422
1998	4,180	3,183	924	23,641	429
1999	4,301	3,464	963	23,237	425
2000	4,654	3,764	1,095	23,485	400
2001	5,260	4,074	1,273	24,073	401
2002	6,001	4,969	1,322	24,645	455
2003	6,633	5,695	1,205	25,080	486
2004	9,072	7,093	1,524	26,055	604
2005	9,246	7,065	1,629	26,391	545
2006	9,627	6,933	1,738	27,057	530

図 1.3-8 はベトナムの最終エネルギー需要のセクター別消費比率を示している。2006 年におけるベトナムのエネルギー消費の構成比は家庭部門が 59%、産業 21%、運輸が 15.1%、商業が 3.8%、農業が 1.2%となっている。1990 年から 2006 年までの 16 年間のセクター別エネルギー消費平均伸び率は、産業は 11.4%、運輸は 10.5%、商業は 10.9%、家庭は 2.3%、農業は 5.0%である。今後この伸び率で推移すると、2019 年ごろには産業部門が家庭部門を超えて最大の最終エネルギー消費部門になる。他国と異なりベトナムでは農業も 5%で伸びている。ベトナムは、現在、経済の成長期にあり、産業部門や運輸部門のエネルギー効率改善が求められている。

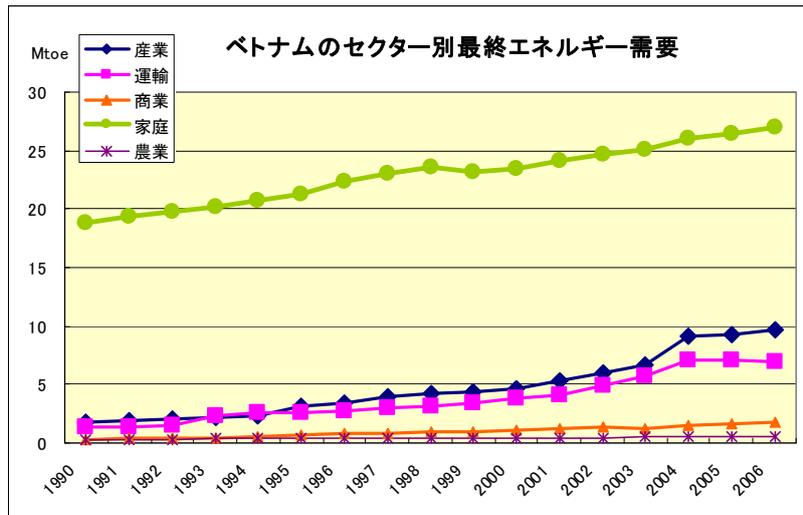


図 1.3-7 ベトナムのセクター別最終エネルギー需要

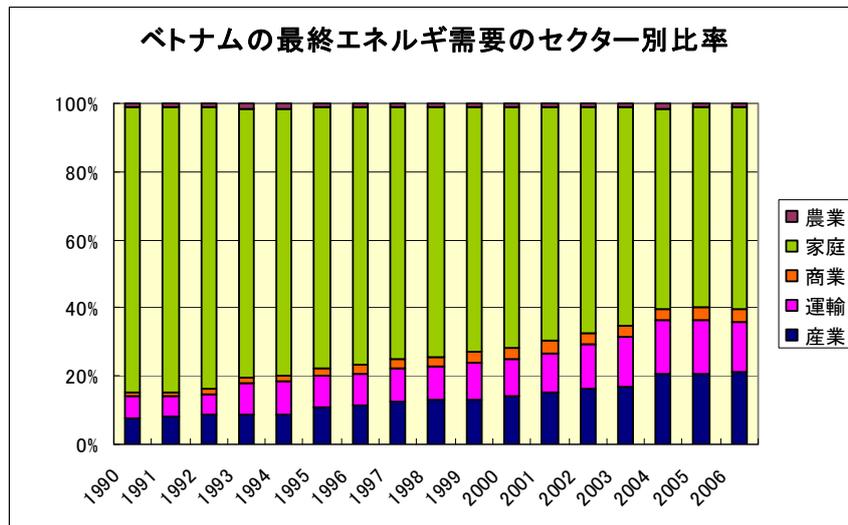


図 1.3-8 ベトナムの最終エネルギー需要のセクター別比率

### 1.3.5 インド

表 1.3-5、図 1.3-9 はインドのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。2006年におけるインドでは、家庭部門が 47.7%、産業部門が 32.6%、運輸部門が 11.7%、商業部門が 3.7%、農業部門が 4.3%となっている。インドの特徴的なことは農業が商業を上回っていることで、この現象は対象国の中ではインドだけである。1990年から2006年までの16年間のセクター別エネルギー消費平均伸び率は産業部門では2.8%、運輸部門は2.0%、商業部門は1.8%、家庭部門は1.6%、農業部門は6.1%である。最近ではインドの経済成長が高く、今後は、産業部門や運輸部門の高い成長が想定され、セクター別エネルギー消費構成比率の構成が変わってくるものと考えられ、産業部門や運輸部門でのエネルギー効率改善が必要になってくるものと思われる。

表 1.3-5 インドのセクター別最終エネルギー需要 (ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	70,261	28,347	9,367	122,992	5,571
1991	71,836	29,624	10,022	125,047	6,431
1992	73,693	30,851	9,942	127,055	6,838
1993	73,386	31,699	9,649	128,558	7,752
1994	76,632	33,372	10,172	130,753	9,096
1995	76,051	37,258	10,330	132,775	9,260
1996	83,978	29,610	10,625	134,645	10,406
1997	87,640	30,155	11,279	137,606	11,457
1998	88,819	31,290	9,470	140,627	12,078
1999	90,537	32,940	10,209	142,859	12,354
2000	87,099	33,663	10,233	144,631	11,496
2001	86,758	33,578	10,494	145,987	11,152
2002	90,310	34,602	11,008	148,532	11,605
2003	89,020	35,388	11,523	151,088	13,374
2004	94,080	36,983	11,393	154,693	13,537
2005	101,795	37,217	12,033	156,632	13,449
2006	109,048	39,045	12,478	159,319	14,271

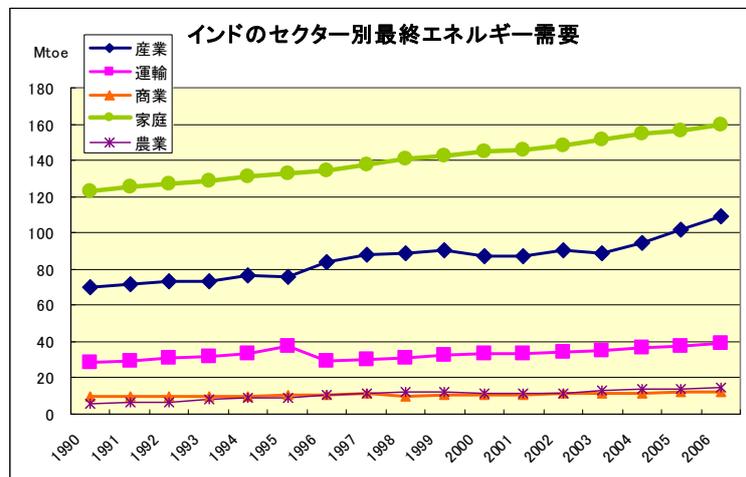


図 1.3-9 インドのセクター別最終エネルギー需要

図 1.3-10 インドの最終エネルギー需要のセクター別消費比率の推移を示している。

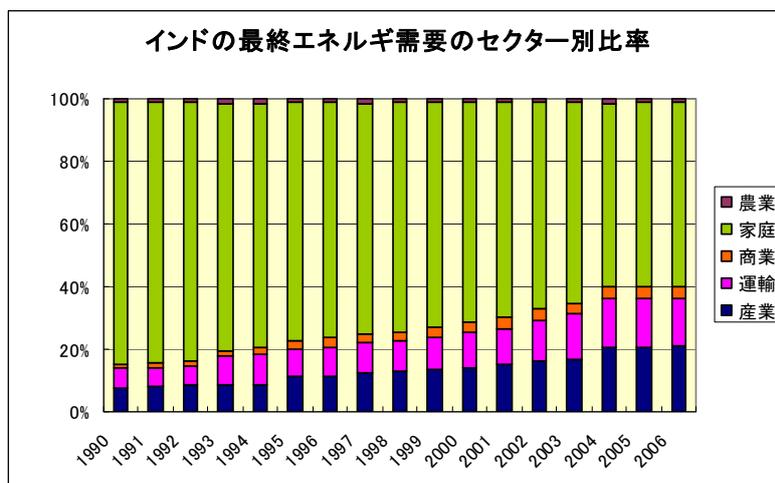


図 1.3-10 インドの最終エネルギー需要のセクター別比率

### 1.3.6 南アフリカ

表 1.3-6、図 1.3-11 は南アのセクター別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.3-6 南アのセクター別最終エネルギー需要(ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
1990	21,818	10,667	2,379	10,374	1,280
1991	20,573	10,672	2,478	10,591	1,309
1992	18,728	10,974	2,106	10,308	1,294
1993	16,527	11,012	2,413	11,190	1,718
1994	16,900	11,425	2,357	11,252	1,923
1995	17,728	12,794	2,486	11,309	1,969
1996	19,575	12,647	2,561	11,665	2,013
1997	20,555	13,077	2,804	11,930	1,934
1998	22,423	13,442	1,824	11,702	1,827
1999	20,654	13,578	2,043	11,698	1,721
2000	20,675	13,546	2,001	11,689	1,470
2001	18,564	13,624	2,992	13,193	1,573
2002	20,241	13,957	3,201	13,426	1,636
2003	21,378	14,421	3,595	14,163	1,686
2004	22,222	15,362	4,086	14,777	1,761
2005	22,773	15,722	4,394	15,298	1,609
2006	22,233	16,267	4,474	15,548	1,690

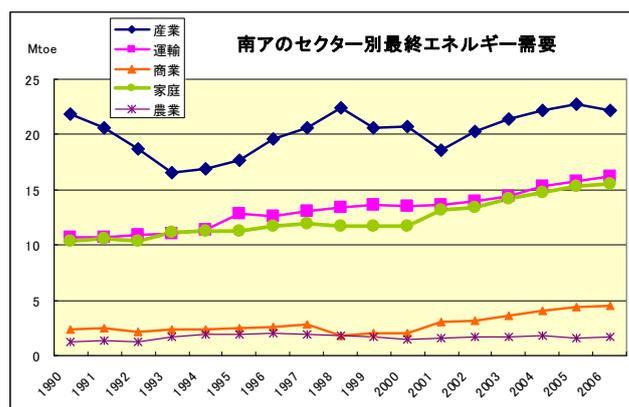


図 1.3-11 南アのセクター別最終エネルギー需要

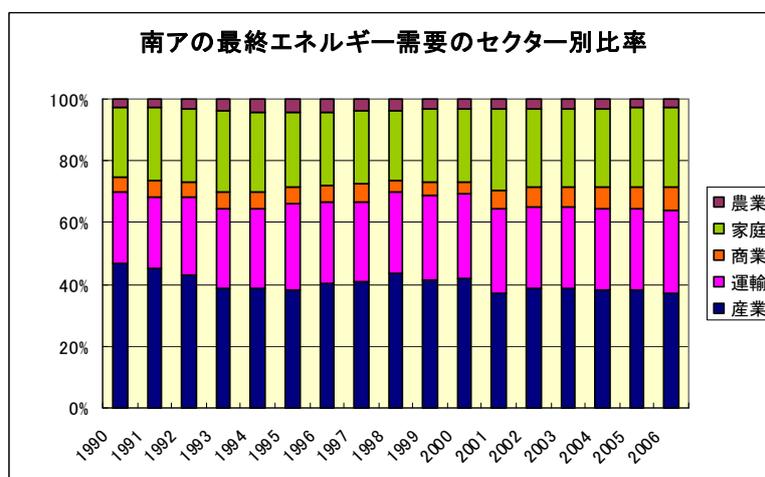


図 1.3-12 南アの最終エネルギー需要のセクター別比率

2006年における南アでは産業部門が37%、運輸部門27%、家庭25.8%、商業部門が7.4%、農業部門が2.8%となっている。1990年から2006年までの16年間のセクター別エネルギー消費の平均伸び率は産業部門では0.1%、運輸部門は2.7%、商業部門は4.0%、家庭部門は2.6%、農業部門は1.8%である。今後、現状で推移すると、2019年には運輸部門が最大の最終エネルギー消費部門になる。

### 1.3.7 各国のセクター別最終エネルギー需要の比較

#### (1) 7カ国のセクター別最終エネルギー需要

表 1.3-7、図 1.3-13 は 2006 年における 7 カ国のセクター別最終エネルギー需要の比較表と図である。

表 1.3-7 7カ国のセクター別最終エネルギー需要 (2006年、ktoe)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
インドネシア	34,586	25,223	3,443	56,364	2,222
タイ	23,345	21,473	3,486	10,017	3,342
フィリピン	8,826	8,327	1,807	5,878	302
ベトナム	9,627	6,933	1,738	27,057	530
インド	109,048	39,045	12,478	159,319	14,271
南ア	22,233	16,267	4,474	15,548	1,690
日本	101,987	91,129	67,736	48,574	2,675

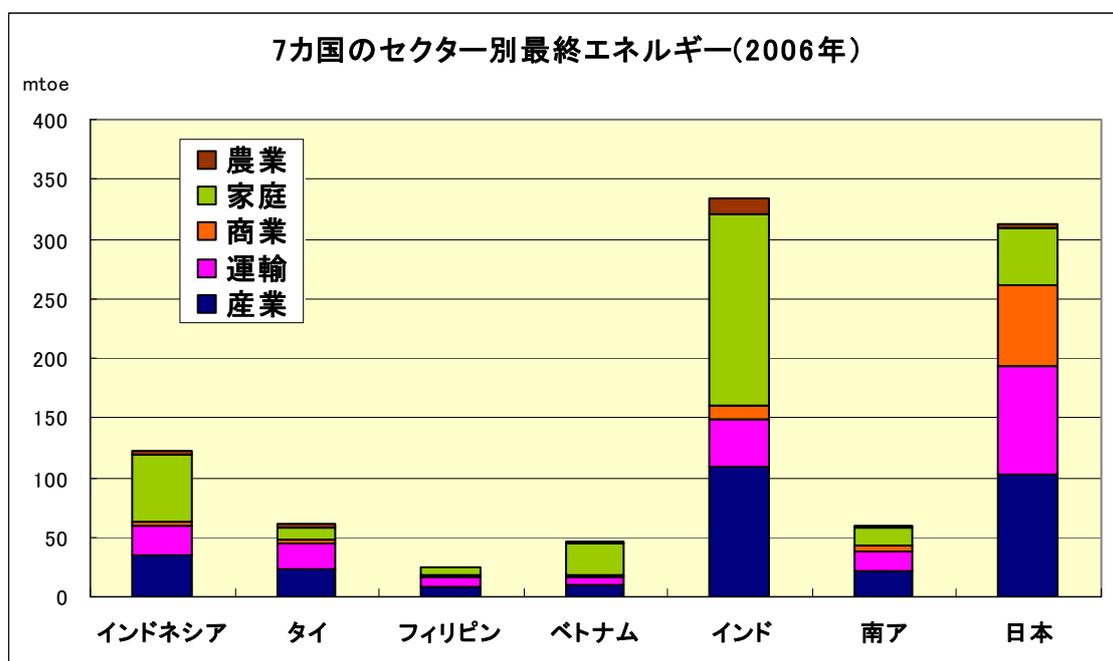


図 1.3-13 7カ国のセクター別最終エネルギー(2006年)

セクター別の最終エネルギーの比率を示したのが図 1.3-14 である。

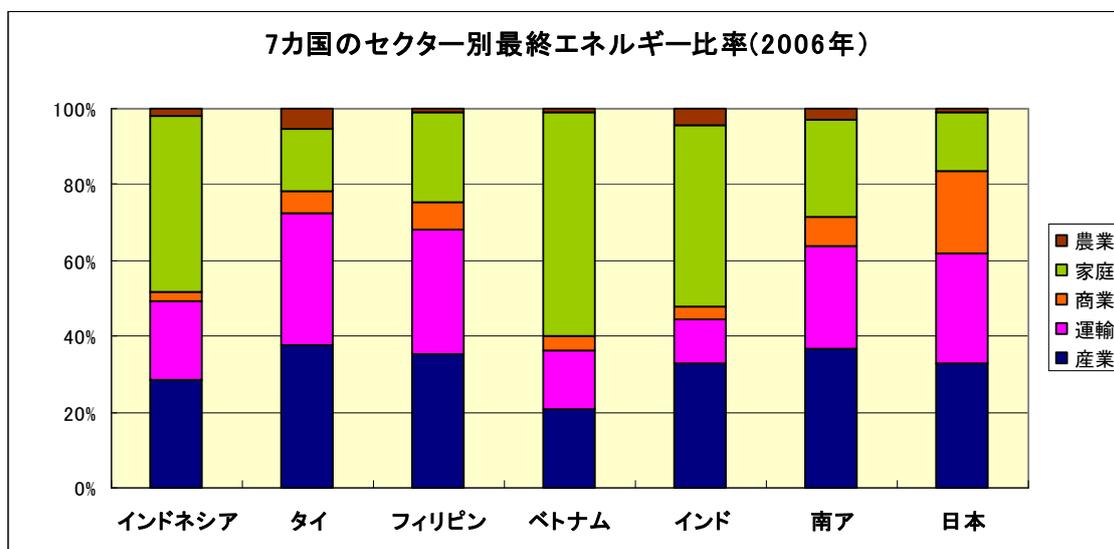


図 1.3-14 7カ国のセクター別最終エネルギー比率(2006年)

図 1.3-14 において、日本は農業部門でのエネルギー消費が相対的に小さい(1%以下)が、他の部門は、産業、運輸、商業、家庭、それぞれ 32.6%、29.2%、21.7%、15.6%と大きな差がなく推移している。セクター別最終エネルギー消費比率別に各国を分類すると、日本、南ア、タイ、フィリピングループとインドネシア、ベトナム、インドの2グループに分けることができる。前者は、各セクターが均等にエネルギーを消費していて、エネルギー効率改善においては、すべてのセクターでの効率改善が求められるグループで、後者は、産業部門や運輸部門が成長期にあるものの相対的には家庭部門でのエネルギー消費の割合が高く、将来、産業部門や運輸部門でのエネルギーの消費割合が増加するグループである。つまり、後者のグループでは、直近では家庭部門でのエネルギー効率改善は効果があるが、長期的には産業部門や運輸部門でのエネルギー効率改善が求められる国々である。

## (2) 7カ国のセクター別最終エネルギー需要の伸び率

表 1.3-8 は7カ国のセクター別の1990年から2006年までのエネルギー消費の平均伸び率を示したものである。

表 1.3-8 7カ国の16年間の最終エネルギー需要の伸び率(%)

	産業	運輸	商業	家庭	農業
インドネシア	4.7	5.3	9.6	1.9	5.2
タイ	6.4	4.3	7.9	1.5	3.9
フィリピン	5.2	7.4	7.7	1.8	-8.1
ベトナム	11.4	10.5	10.9	2.3	5.0
インド	2.8	2.0	1.8	1.6	6.1
南ア	0.1	2.7	4.0	2.6	1.8
日本	-0.2	1.1	2.4	1.5	1.1

この表より産業、運輸、商業の3セクターの伸び率のトップはいずれもベトナムである。ベトナムは経済の成長期にあり、エネルギー消費の面でも伸び率は大きい。一方、日本は経済が成熟し、エネルギー効率化が進んだこともあって、産業部門でのエネルギー消費はマイナス成長である。産業のエネルギー消費の伸び率が小さいのは南アも同様で0.1%と少ない。南アでは、化学部門を中心にエネルギー効率改善が進んでいるので、産業部門全体としては、低いエネルギー消費伸び率になっている。タイ、フィリピン、インドネシアは産業のエネルギー消費の伸び率は4.5%から6.5%の範囲内にあり、経済成長にあわせてエネルギー消費は伸びていることがわかる。商業部門のエネルギー消費伸び率はベトナム、インドを除いた5カ国でセクター別に見たときトップである。ベトナムの商業部門のエネルギー消費は産業部門に次いで大きく、ベトナムで最大の伸びではないが、伸び率としては大きい。日本の商業部門は、2.4%で日本国内の他のセクターよりは大きい。このように商業部門は、セクター別に見るとどこの国でも最後まで高い最終エネルギー消費が伸びる部門である。日本の家庭部門のエネルギー消費割合は16%あるが、伸び率は1.5%と低い。日本では、家庭での省エネ機器が普及していることによるものと思われる。運輸部門の伸び率はインド、南ア、日本では低く、ベトナム、インドネシア、タイ、フィリピンは高い。エネルギー消費を総括的に見ると、ベトナムは高度経済成長、日本は経済の成熟とエネルギー効率化進展、インド、インドネシア、タイ、フィリピン、南アは第三次産業の拡大という特徴をもっている。今後のエネルギー効率改善対策は、これらを考慮した方策が求められる。

### (3) 7カ国のセクター別の GDP または一人当たりの最終エネルギー消費の比較

#### a. 産業部門

表 1.3-9、図 1.3-15 は7カ国の産業部門の GDP 当たりの最終エネルギー消費量の推移を示している。

表 1.3-9 産業部門の GDP あたりの最終エネルギー消費(toe/mill.\$ 2000 年)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	378	293	202	504	501	548	64
1991	356	283	221	500	512	534	62
1992	332	311	224	432	501	501	61
1993	332	286	229	406	473	442	62
1994	320	300	209	390	459	440	64
1995	311	325	347	485	432	436	64
1996	282	345	336	465	439	468	63
1997	303	338	327	468	452	482	64
1998	224	330	337	462	436	529	63
1999	412	339	343	427	438	473	69
2000	401	327	299	406	410	441	70
2001	393	321	308	414	395	387	70
2002	410	336	317	437	406	411	72
2003	360	326	304	439	377	423	71
2004	351	337	296	546	359	422	70
2005	357	330		503	357	403	68
2006	336	318				370	68

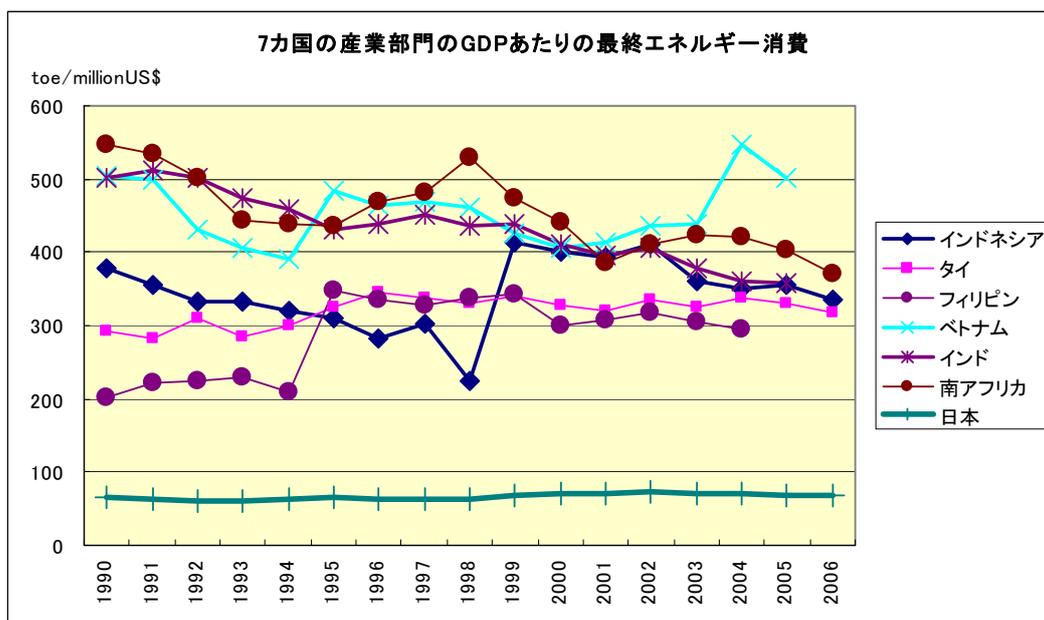


図 1.3-15 7カ国の産業部門の GDP あたりの最終エネルギー消費

上の図表より特徴的なことは、日本は安定的に低いエネルギー消費効率（対 GDP）となっており、産業界でのエネルギー消費効率の技術力が優れていることを示している。2005年ではフィリピンが2位で、タイ、インドネシア、インド、南アの順になっている。

#### b. 運輸部門

表 1.3-10、図 1.3-16 は7カ国の運輸部門の GDP 当たりの最終エネルギー消費量の推移を示している。

表 1.3-10 7カ国運輸部門の GDP あたりの最終エネルギー消費 (toe/百万\$)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	1,545	1,920	956	2,720	1,202	646	291
1991	1,492	1,839	747	2,253	1,240	637	300
1992	1,444	1,808	892	2,062	1,192	652	309
1993	1,435	1,843	1,036	3,077	1,136	651	317
1994	1,472	1,905	2,043	3,161	1,097	652	331
1995	1,574	2,070	2,223	2,846	1,110	705	331
1996	1,680	2,075	2,379	2,974	802	653	319
1997	1,899	2,000	2,392	2,869	759	644	322
1998	2,378	1,964	2,203	2,930	743	647	329
1999	2,528	1,853	2,209	3,053	740	622	307
2000	2,821	1,763	1,864	3,075	706	602	300
2001	2,919	1,724	1,668	3,028	653	559	323
2002	2,475	1,734	1,538	3,537	634	539	294
2003	2,190	1,829	1,450	3,689	594	535	288
2004	2,144	1,902	1,345	4,041	546	549	287
2005	1,909	1,923		3,610	499	514	284
2006	1,657	1,794				490	279

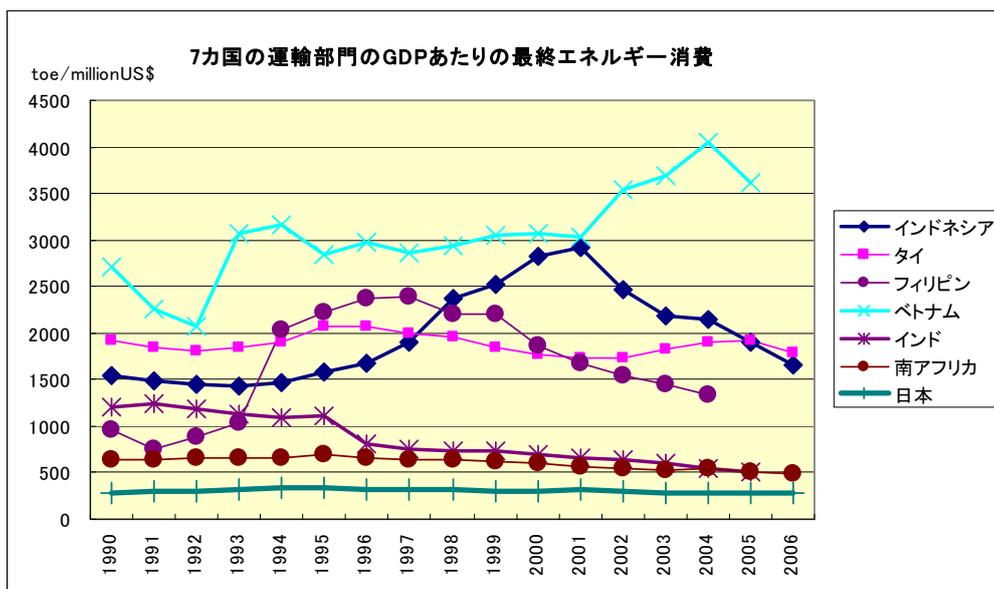


図 1.3-16 7カ国の運輸部門の GDP あたりの最終エネルギー消費

このデータより、日本の運輸部門は、産業部門と同じように安定的に推移しており、他国よりエネルギー消費効率小さい。2004年において、南アとインドはほぼ同等、ついでフィリピン、タイ、インドネシアとなっているが、インドネシアは2001年からエネルギー部門の行政改革により急速にエネルギー消費効率が改善しつつある。2006年ではタイを抜いたエネルギー効率になっている。逆にベトナムは他の国とはかけ離れて悪いエネルギー消費効率となっている。

### c. 商業部門

表 1.3-11、図 1.3-17 は 7カ国の商業部門の GDP 当たりの最終エネルギー消費量の推移を示している。

表 1.3-11 7カ国商業部門の GDP あたりの最終エネルギー消費(toe/百万\$)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	22.3	48.7	38.4	97.5	109.1	48.4	22.1
1991	24.5	54.0	38.2	96.7	112.6	48.8	21.3
1992	27.8	61.8	39.0	82.3	105.9	48.8	21.3
1993	30.7	57.2	38.4	96.6	96.4	49.0	21.9
1994	32.0	49.5	121.2	93.5	97.4	50.1	22.1
1995	31.6	52.9	123.3	104.2	90.1	51.7	23.1
1996	36.2	56.8	132.1	131.2	86.1	53.8	22.2
1997	37.2	65.0	103.8	112.1	84.8	55.0	21.7
1998	49.0	77.4	88.4	124.5	65.1	55.5	22.9
1999	51.0	68.1	109.4	129.0	64.0	57.5	21.4
2000	49.5	69.8	121.6	142.6	60.8	59.4	22.2
2001	50.5	72.5	102.9	156.6	57.8	61.4	21.7
2002	48.5	77.4	97.1	152.3	57.2	63.4	22.8
2003	48.8	79.5	84.4	130.3	56.4	65.9	22.1
2004	51.8	80.1	83.9	154.4	51.1	68.4	22.2
2005	53.4	80.8		156.0	50.3	73.7	22.1
2006	55.9	84.6				78.4	21.7

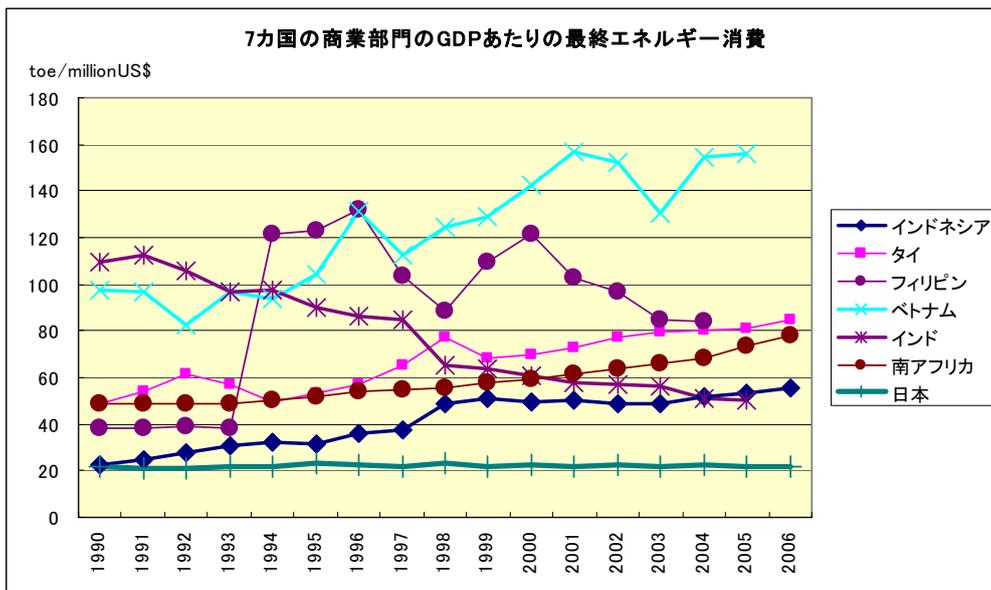


図 1.3-17 7カ国の商業部門の GDP あたりの最終エネルギー消費

商業部門についても日本は安定している。2004 年には、インドとインドネシアがほぼ同等で2位、次いで南ア、タイ、フィリピン、ベトナムとなっている。一方、経年ではインドネシア、南ア、タイ、ベトナムは上昇傾向にある。

#### d. 家庭部門

家庭部門は GDP あたりではなく一人当たりのエネルギー消費量を比較する。表 1.3-12、図 1.3-18 は7カ国の家庭部門の1000人当たりの最終エネルギー消費量の推移を示している。

表 1.3-12 7カ国家庭部門の一人あたりの最終エネルギー消費 (toe/1000 人)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	231.8	141.9	72.7	284.5	147.3	294.7	307.4
1991	232.4	146.5	71.9	287.3	146.8	294.7	313.2
1992	232.3	143.5	73.0	288.8	146.2	280.9	325.7
1993	232.7	138.1	75.5	290.7	144.8	298.6	341.4
1994	232.9	133.9	66.2	293.3	144.5	293.9	342.4
1995	234.4	129.2	66.7	295.5	143.9	289.1	360.9
1996	235.6	127.2	68.5	306.1	142.9	291.6	361.6
1997	240.5	129.4	69.4	309.3	143.3	291.5	360.1
1998	242.7	128.7	70.1	313.3	143.6	279.3	363.2
1999	249.8	130.2	71.3	303.4	143.1	272.5	372.5
2000	252.7	134.7	69.8	302.5	142.4	265.7	383.1
2001	255.2	138.4	70.0	305.9	141.1	294.4	371.8
2002	253.8	140.6	69.9	309.1	141.3	296.7	384.4
2003	255.4	143.4	73.3	310.0	141.5	309.2	372.6
2004	257.8	152.5	71.7	317.6	142.6	318.8	377.6
2005	254.8	150.9		317.6	142.3	326.2	392.7
2006	253.8	153.6				328.1	380.2

このデータより日本が一人あたりのエネルギー消費量が多く次いで南ア、ベトナム、インドネシア、タイ、インド、フィリピンとなっている。いずれの国も変動は大きくなく、安定しているが全体的に上昇方向である。このように家庭部門でのエネルギー消費量は、伸び率は小さいものの経済の成長段階に関係なく消費が伸び続けるといった特徴がある。

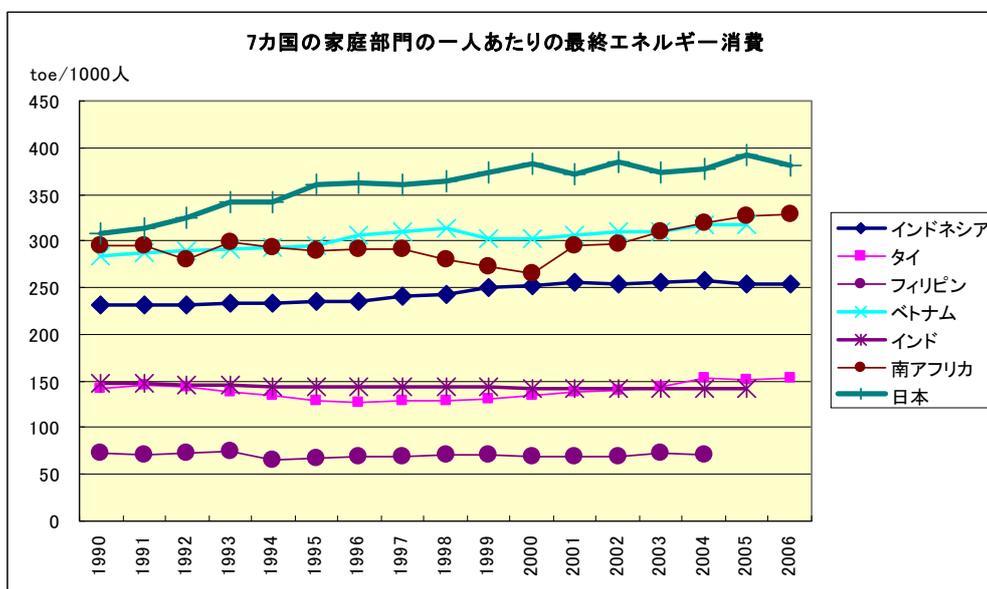


図 1.3-18 7カ国の家庭部門の一人あたりの最終エネルギー消費

e. PPP ベースの GDP あたりの最終エネルギー消費原単位

全部門の市場為替レート GDP 当たり、および一人当たりの最終エネルギー消費については表 1.3-13、図 1.3-19 に示されている。

表 1.3-13 市場為替レート GDP あたりの最終エネルギーの消費(toe/100 万 US\$)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	725.3	387.8	271.0	1499.2	938.8	457.3	74.1
1991	688.1	377.5	272.1	1455.7	958.6	456.4	72.7
1992	655.5	381.9	284.0	1399.3	932.2	453.1	72.7
1993	639.5	375.3	296.6	1373.0	895.3	443.8	73.1
1994	618.9	375.7	322.7	1308.6	865.7	438.0	74.7
1995	593.5	385.6	348.3	1264.9	828.1	457.1	75.9
1996	585.3	400.5	353.4	1233.4	782.4	450.0	75.1
1997	589.1	411.1	347.2	1187.7	778.7	453.2	74.5
1998	622.5	421.1	345.6	1165.8	736.3	458.1	74.9
1999	707.6	432.4	350.2	1118.6	710.2	435.4	76.7
2000	718.8	423.9	330.8	1075.6	696.2	422.1	75.2
2001	711.4	435.9	329.3	1059.9	659.9	412.6	74.1
2002	690.8	445.2	323.2	1052.8	659.4	416.9	75.0
2003	652.9	451.2	312.7	1032.3	620.0	428.6	73.4
2004	653.5	457.2	301.5	1078.7	593.2	418.0	72.4
2005	642.3	438.8	280.9	1009.2	559.9	399.4	71.1
2006	612.3	429.6	264.2	952.2	538.1	379.6	69.2

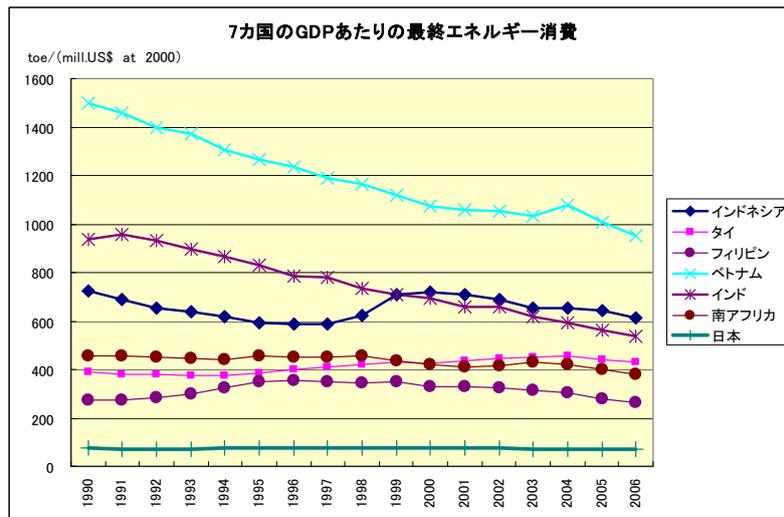


図 1.3-19 7カ国の GDP あたりの最終エネルギー消費

この図より日本は他国より市場為替レートの GDP あたりエネルギー消費量が小さいことがわかる。現在ベトナムとインドは急速に減少しつつあり、他の4カ国（インドネシア、タイ、フィリピン、南ア）はベトナム、インドに比して緩やかな動きとなっている。

次に PPP(購買力平価)の為替レートをベースにした実質 GDP を用いて算出した GDP あたりの最終エネルギー消費、セクター別の最終エネルギー消費について分析する。ここでは2005年における PPP ベースの GDP あたりの最終エネルギー消費原単位と比較してみる、ここでセクター別の PPP ベース GDP は各セクター別の市場為替レート GDP の比率を計算し、これを全体の PPP ベースの GDP にかけることによって推算した。

表 1.3-14 2005 年の PPP ベース GDP (単位 10 億 US\$)

	産業GDP	運輸GDP	商業GDP	農業GDP	他GDP	合計
インドネシア	344	49	224	99	38	754
タイ	203	36	143	51	63	496
フィリピン	109	29	113	58	71	380
ベトナム	85	10	61	48	24	227
インド	901	419	1,410	632	0	3,362
南ア	124	48	262	13	44	491
日本	918	220	2,231	50	135	3,554

2005年のデータを用いて7カ国について PPP ベースによる実質 GDP あたりエネルギー消費量と比較する。表 1.3-15 は、全部門の GDP あたりエネルギー消費量で、セクター別の市場為替レート GDP あたりの最終エネルギー消費が表 1.3-16、セクター別 PPP ベースの GDP あたりの最終エネルギー消費が表 1.3-17 である。

表 1.3-15 PPP ベースの GDP あたりの最終エネルギー消費原単位

	市場為替レート 実質GDP(10億 US\$) 2000年価 格	PPPベース 実質GDP(10 億US\$) 2000年価格	最終エネル ギー消費量 (ktoe)	最終エネル ギー消費量 対市場為替 レートGDP原 単位	最終エネルギー 消費量対PPP ベースGDP原単 位 (toe/mill.US\$)
インドネシア	208	754	133,526	642	177
タイ	157	496	68,935	439	139
フィリピン	94	380	26,503	281	70
ベトナム	45	227	45,176	1,009	199
インド	644	3,362	360,647	560	107
南ア	161	491	64,217	399	131
日本	4,978	3,554	353,755	71	100

出典：PPP ベースの GDP エネルギー経済統計要覧'08 IEEJ より引用

表 1.3-15 をみると、PPP ベースの GDP あたりエネルギー原単位は市場為替レートの GDP あたりの最終エネルギー原単位と比較して各国の格差が小さくなっている。たとえば市場為替レートの GDP を用いた場合、日本とベトナムの原単位は 14 倍の差があるが、PPP ベースの GDP を利用すると 2 倍となる。市場為替レートで示されているように日本とベトナム間で 14 倍ものエネルギー効率格差があるとは思えず、PPP ベースの GDP の方が実態を反映しているように思える。対象国では、PPP ベース為替レートは、市場為替レートより、邦貨高（ドル安）に出てくるが、日本だけは、PPP 為替レートは円安（ドル高）に出てくる。この変化が他の 6 カ国と日本とのエネルギー消費格差を小さくしている。フィリピンでは 2000 年の PPP 為替レートが 11 ペソ/ドルと極端にペソ高に設定されているため、PPP ベースではエネルギー原単位がフィリピンの方が日本より小さくなっている。以上のことから一般的には PPP ベースの GDP あたりのエネルギー消費原単位は市場為替レートによる GDP あたりエネルギー消費量より小さくなるので、日本とのエネルギー効率の格差は縮小する。

表 1.3-16 セクター別市場為替レート GDP あたりの最終エネルギー消費

(ktoe/bill.US\$)

	産業	運輸	商業	農業
インドネシア	357	1,909	53	86
タイ	330	1,923	81	200
フィリピン	296	1,345	84	22
ベトナム	503	3,610	156	58
インド	357	499	50	119
南ア	403	514	74	377
日本	68	284	22	38

表 1.3-17 セクター別の PPP ベース GDP あたりの最終エネルギー消費

(ktoe/bill.US\$)

	産業	運輸	商業	農業
インドネシア	100	524	14	24
タイ	112	607	23	63
フィリピン	78	317	18	5
ベトナム	108	713	27	11
インド	113	89	9	21
南ア	183	327	17	123
日本	110	420	31	56

表 1.3-16、表 1.3-17 をグラフで表現したのが図 1.3-20、図 1.3-21 である。

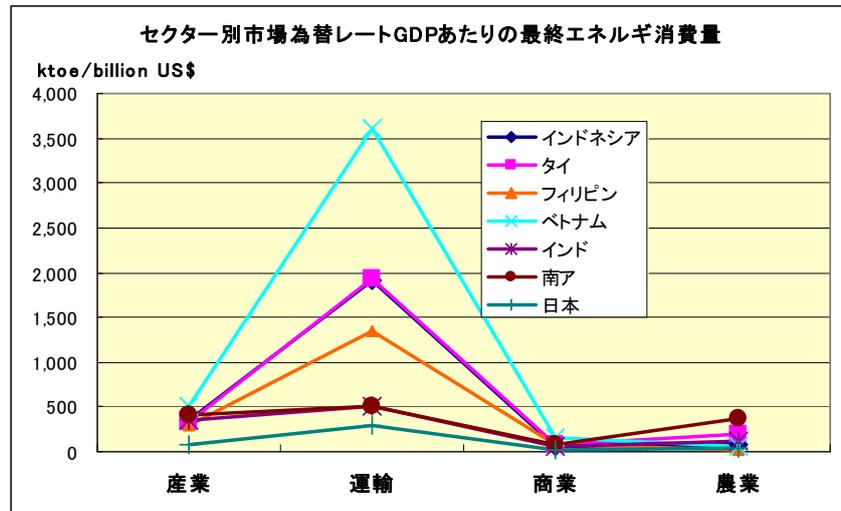


図 1.3-20 セクター別市場為替レート GDP あたりの最終エネルギー消費量

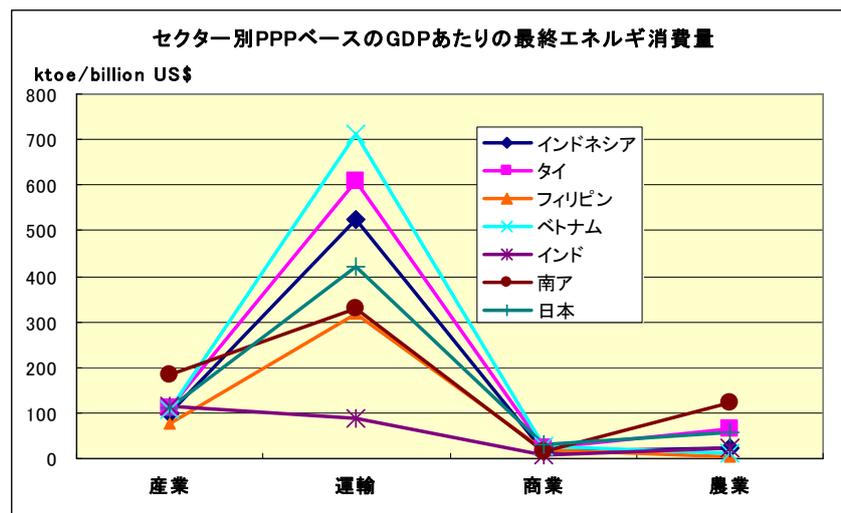


図 1.3-21 セクター別 PPP ベースの GDP あたりの最終エネルギー消費量

セクター別においても PPP ベースの GDP あたりのエネルギー消費原単位は市場為替レート GDP よりも各国の差は小さい。市場為替レート GDP を利用する場合はフィリピンの農業部門を除くと日本はいずれの国ともエネルギー消費原単位は小さいが、PPP ベース GDP では、産業部門では 4 位、運輸部門では 4 位、商業では最下位、農業では 5 位になってしまう。これは、実態を表しているようには思えない。セクター別の PPP 為替レートの GDP に問題があるものと思われる。(全体の PPP ベース GDP をセクター別 GDP で比例配分できないものと思われる)

次に一人当たりの最終エネルギー消費は、表 1.3-18、図 1.3-22 のとおりである。

表 1.3-18 一人当たりの最終エネルギー (toe/1000 人)

	インドネシ	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南アフリカ	日本
1990	441.3	551.1	250.1	341.1	302.9	1441.4	2469.8
1991	448.6	574.8	243.9	344.5	305.9	1394.9	2496.6
1992	448.3	620.7	249.6	353.4	307.0	1327.1	2510.7
1993	464.0	652.1	260.1	368.4	302.6	1288.5	2524.3
1994	475.0	702.9	288.6	375.7	308.5	1285.1	2599.9
1995	485.7	778.9	318.7	391.4	311.5	1353.3	2686.3
1996	509.7	848.2	334.4	410.6	309.7	1359.1	2726.5
1997	531.0	850.2	337.7	421.1	316.0	1373.0	2738.7
1998	481.9	771.7	326.6	430.5	310.6	1362.7	2690.1
1999	545.8	819.6	334.3	426.3	314.8	1294.1	2748.8
2000	576.3	835.9	326.4	431.9	315.3	1274.7	2766.8
2001	583.1	872.2	323.9	448.8	308.7	1256.9	2721.2
2002	584.0	931.0	325.1	471.2	315.1	1304.4	2760.7
2003	570.7	1003.0	323.3	488.7	316.0	1363.9	2733.4
2004	592.1	1070.9	324.3	542.9	322.4	1379.9	2769.4
2005	607.2	1064.4	310.8	543.6	327.6	1369.5	2768.7
2006	604.7	1086.3	302.0	548.0	338.5	1352.1	2753.3

これらのデータより、日本が1位で、次いで2位は南ア、3位はタイで、経済的に発展した国々が上位を占めている。残りの4カ国の変動は少なく、上の3カ国に比して低い位置にある。

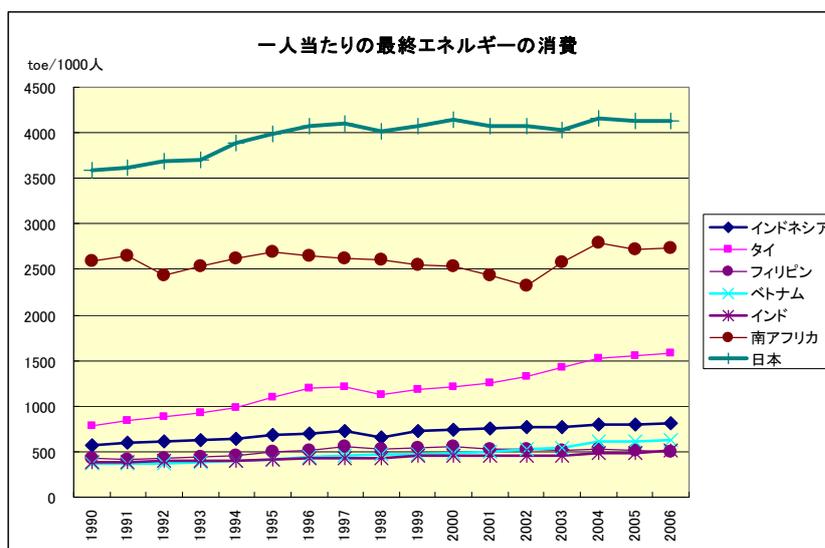


図 1.3-22 一人当たりの最終エネルギーの消費

## 1.4 エネルギー多消費産業

エネルギー効率改善の主たるセクターは、産業部門、運輸部門、商業部門、家庭部門である。この中で産業部門は、エネルギーを多く使う鉄鋼、窯業、製紙、化学などのエネルギー多消費産業と食品、機械、アパレル、IT などのエネルギーをあまり使わない産業とに分かれる。

ここでは、対象国別にエネルギー多消費産業としてどのような産業があるかを分析する。エネルギー消費量の多い産業の効率改善をすることは、当該国のエネルギー消費量を減らすのに効果が大きい。この章では、エネルギー多消費産業とそのエネルギー消費量の大きさを把握することに努め、生産量あたりのエネルギー消費量や産業別付加価値あたりのエネルギー消費量といった「産業別のエネルギー効率」については次章で分析する。

## 1.4.1 インドネシア

表 1.4-1、図 1.4-1 はインドネシアの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.4-1 インドネシアの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)

	鉄鋼	鉱業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	1,293	967	537	1	1,405	0	0	58	543	0	284	948
1991	1,665	621	564	1	1,596	0	0	47	453	0	258	924
1992	1,549	915	578	9	1,594	51	0	63	569	0	307	1,030
1993	1,738	1,003	657	10	1,703	74	0	68	630	0	334	1,132
1994	1,665	1,010	691	9	2,112	208	0	68	642	0	333	1,143
1995	1,775	1,053	794	14	2,328	352	0	69	688	0	339	1,199
1996	1,853	1,059	830	57	2,229	278	0	69	700	0	337	1,208
1997	1,841	1,109	904	81	3,187	139	0	71	742	0	350	1,270
1998	1,838	977	902	89	2,828	122	0	61	681	0	296	1,130
1999	1,919	1,095	1,036	569	2,767	511	0	68	771	0	329	1,268
2000	1,669	1,072	1,042	699	2,831	481	0	66	763	0	319	1,245
2001	1,655	1,132	1,084	136	4,700	507	0	70	800	0	338	1,313
2002	1,570	1,160	1,078	146	4,396	308	0	73	812	0	351	1,342
2003	1,297	1,046	918	124	4,246	1,050	0	67	718	0	323	1,205
2004	919	1,112	761	141	4,533	715	0	77	706	0	368	1,257
2005	1,052	1,375	954	133	4,554	732	0	94	876	0	454	1,555
2006	859	864	665	185	4,245	1,005	0	58	568	0	278	984

注) 2006 年のデータは 2005 年に比して大きく減少している。これは、2006 年のいくつかの部門では、年間データが計上されていないためである。したがって、2005 年までのデータが分析の対象となる。

出典: IEA データベース

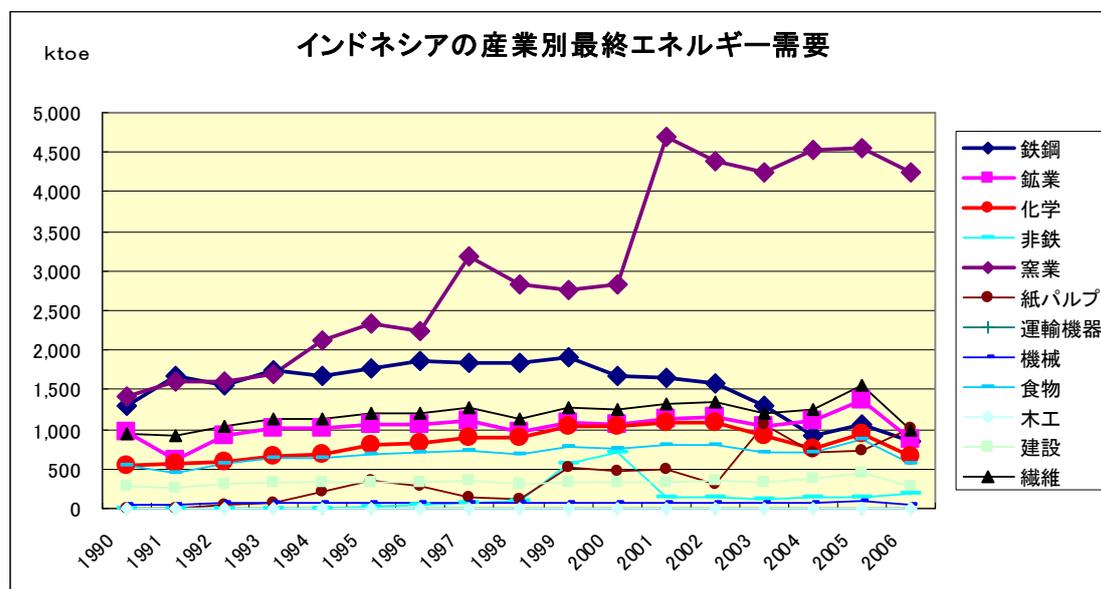


図 1.4-1 インドネシアの産業別最終エネルギー需要

2005 年において、最終エネルギー需要を産業別はその大きさの順に見ると、窯業が大きく、次いで繊維、鉱業、鉄鋼、化学となっている。このことからインドネシアのエネルギー多消費部門は窯業、繊維、鉱業、鉄鋼であるということがわかる。

## 1.4.2 タイ

表 1.4-2、図 1.4-2 はタイの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.4-2 タイの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)

	鉄鋼	鉱業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	312	57	525	0	1,868	150	0	225	3,443	73	148	735
1991	339	53	584	0	2,057	166	0	295	3,627	80	195	821
1992	411	42	659	0	2,441	218	0	260	4,442	103	223	903
1993	511	44	736	0	3,207	207	0	311	3,870	129	183	952
1994	563	36	824	0	3,611	241	0	481	4,037	103	336	1,052
1995	566	27	774	0	3,989	271	0	629	4,904	99	277	1,265
1996	697	45	1,340	0	4,860	313	0	688	5,646	98	318	1,103
1997	675	46	1,234	0	4,411	312	0	640	5,661	94	371	1,056
1998	500	31	1,102	0	3,177	272	0	569	4,849	91	257	980
1999	543	69	1,299	0	3,792	360	0	713	5,330	108	239	1,041
2000	646	11	1,160	0	3,735	381	0	751	5,538	123	150	1,071
2001	618	17	1,163	0	4,270	388	0	819	4,862	156	130	1,061
2002	753	17	1,333	0	4,792	395	0	902	5,475	159	150	1,092
2003	841	24	1,330	0	5,081	397	0	993	6,292	169	154	1,079
2004	927	32	1,338	0	5,727	391	0	1,107	6,613	187	172	1,058
2005	919	27	1,597	0	6,561	374	0	1,184	6,764	193	155	1,009
2006	905	29	1,517	0	7,508	381	0	1,243	6,757	197	140	941

出典:IEA データベース

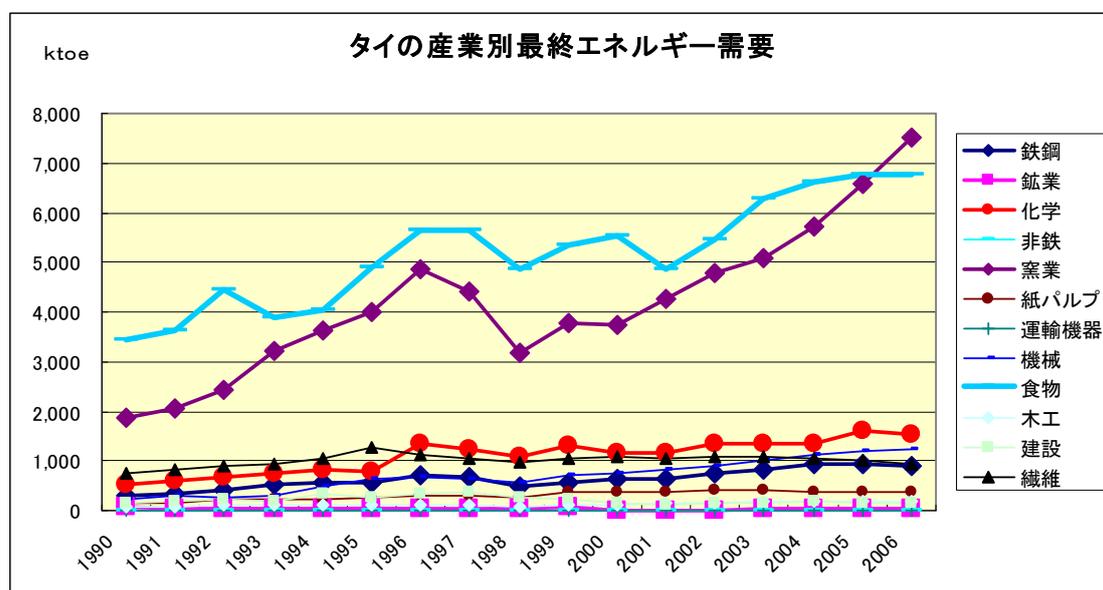


図 1.4-2 タイの産業別最終エネルギー需要

2006年の最終エネルギー需要の大きさの順を見ると、食品・窯業が大きく、3位以下は化学、機械、繊維、鉄鋼となっている。このことからタイのエネルギー多消費産業は窯業、食品、化学、繊維である。

### 1.4.3 フィリピン

表 1.4-3、図 1.4-3 はフィリピンの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.4-3 フィリピンの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)

	鉄鋼	鉱業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	379	0	175	0	535	182	0	0	294	102	84	87
1991	369	0	173	0	728	173	0	0	311	107	87	84
1992	357	0	156	0	661	176	0	0	320	134	108	87
1993	389	0	167	0	694	193	0	0	401	162	129	96
1994	311	201	194	0	1,132	218	0	69	757	63	107	218
1995	348	213	208	0	1,227	269	0	75	795	56	146	234
1996	372	170	222	0	1,257	183	0	75	815	38	153	234
1997	401	136	224	0	1,353	156	0	100	823	33	174	247
1998	403	141	235	0	1,280	169	0	107	881	35	173	268
1999	384	130	355	0	1,200	248	0	107	870	36	188	264
2000	404	126	305	0	1,046	251	0	144	783	35	181	255
2001	409	128	361	0	977	252	0	163	862	35	186	274
2002	384	727	308	0	1,114	249	0	171	859	35	56	242
2003	398	154	317	0	1,360	269	0	244	914	37	158	251
2004	359	204	302	0	1,396	271	0	261	885	35	155	257
2005	351	190	318	0	1,550	247	0	285	913	32	123	251
2006	400	193	341	0	1,671	170	0	288	874	32	119	221

出典:IEA データベース

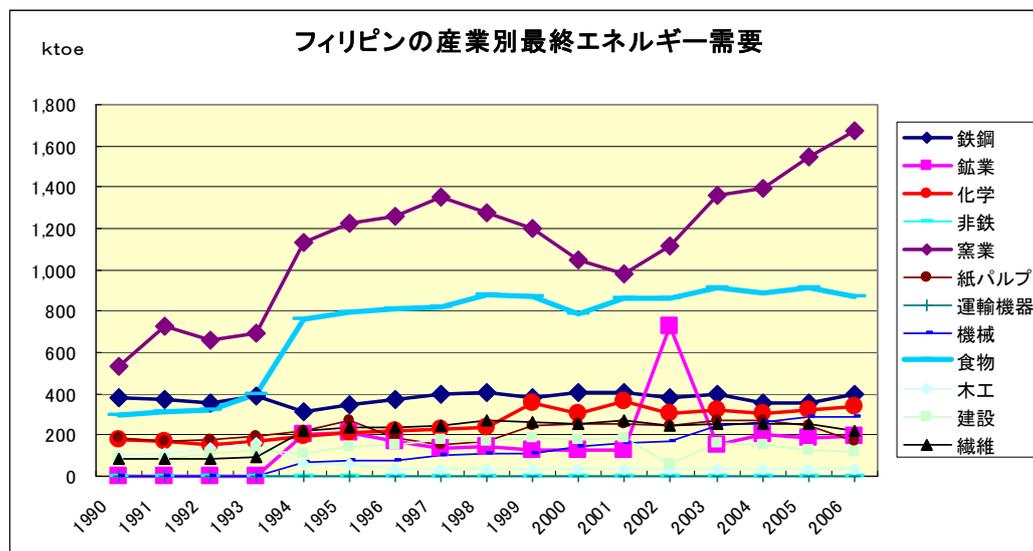


図 1.4-3 フィリピンの産業別最終エネルギー需要

2006年において、最終エネルギー需要の大きさの順を見ると、窯業が大きく、2位は食品、以下鉄鋼、化学、機械になっているが、3位以下の差は少ない。このことからフィリピンのエネルギー多消費産業は窯業、食品、鉄鋼、化学であるということがわかる。

#### 1.4.4 ベトナム

ベトナムの産業別最終エネルギー需要量はIEAのデータベースは掲載されていないので、2007年にJICA案件として実施された「ベトナムエネルギーマスタープラン策定調査」の調査結果のデータを利用する。このデータはIEAの産業部門エネルギー消費統計とは大きな差がある。表1.4-4、図1.4-4はベトナムの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である

表 1.4-4 ベトナムの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)

	鉄鋼	鋳業	化学	非鉄	窯業	紙/パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	28		7		641	94						119
1991	33		68		937	111						105
1992	35		98		940	106						106
1993	46		118		1,058	108						83
1994	47		130		1,218	124						90
1995	62		144		1,379	145						93
1996	84		158		1,492	131						111
1997	98		171		1,595	150						132
1998	104		149		1,836	179						135
1999	119		176		1,993	169						139
2000	130		215		2,308	171						159
2001	144		187		2,751	174						162
2002	201		224		3,165	204						213
2003	261		291		3,526	218						238
2004	288		319		3,787	276						252
2005	308		301		4,079	254						258
2006	305											

出典：2007年ベトナムエネルギーマスタープラン策定調査より

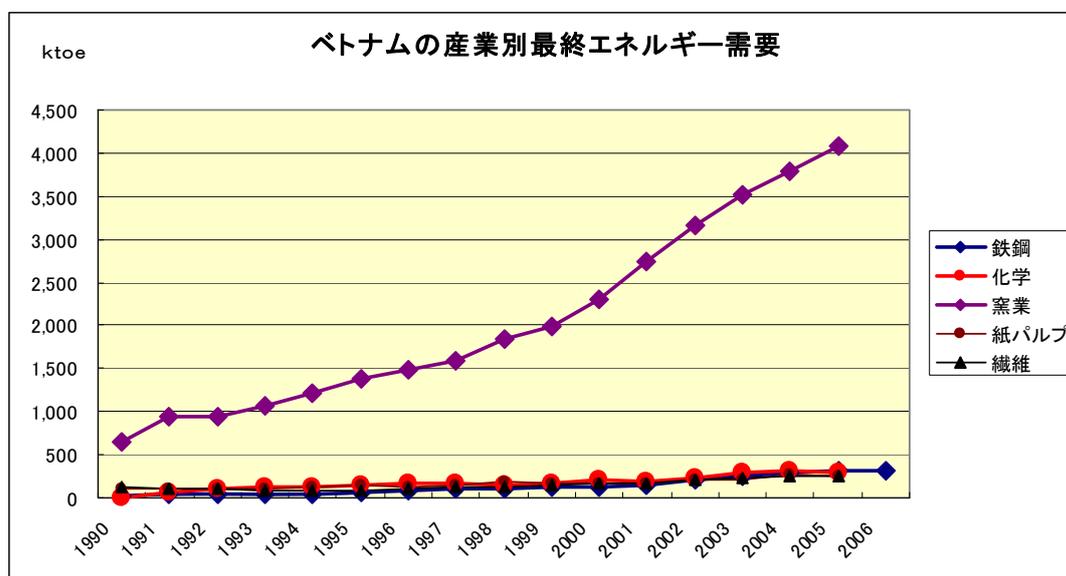


図 1.4-4 ベトナムの産業別最終エネルギー需要

上図よりベトナムでは窯業で消費するエネルギーが他の産業に比して大きいことがわかる。一方、鉄鋼、化学、紙パルプは同程度のエネルギー消費量である。

### 1.4.5 インド

表 1.4-5、図 1.4-5 はインドの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.4-5 インドの産業別最終エネルギー需要(ktoe)

	鉄鋼	鋳業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	9,309	634	6,091	408	7,164	1,417	0	466	549	0	0	2,372
1991	11,141	608	6,553	416	7,351	1,404	0	450	581	0	0	2,138
1992	11,766	647	6,617	462	7,178	1,283	0	447	654	0	0	2,115
1993	11,300	661	6,675	460	7,212	1,478	0	446	765	0	0	2,125
1994	10,654	764	7,427	419	7,887	1,587	0	491	885	0	0	2,097
1995	11,620	1,057	7,569	465	7,613	1,644	0	589	1,095	0	0	1,987
1996	12,088	1,537	7,806	457	7,717	1,818	0	695	7,314	0	0	2,158
1997	12,759	1,600	8,219	472	7,611	1,754	0	732	7,445	0	0	2,141
1998	9,664	783	7,154	452	9,449	1,730	0	655	7,371	0	0	2,287
1999	9,353	786	6,655	438	9,972	1,355	0	826	8,202	0	0	2,173
2000	10,601	815	6,532	505	9,842	1,266	0	750	8,087	0	0	2,013
2001	10,480	810	6,377	475	9,541	1,331	0	690	7,856	0	0	1,929
2002	13,384	895	5,972	353	9,770	1,290	0	772	7,988	0	0	1,608
2003	13,403	931	5,286	394	9,668	1,310	0	640	7,773	0	0	1,189
2004	14,780	940	5,505	658	9,929	1,352	0	592	8,055	0	0	1,406
2005	15,287	929	5,109	702	9,517	1,422	0	593	7,566	0	0	1,252
2006	18,233	965	5,378	373	9,944	1,309	0	616	8,613	0	0	1,234

出典:IEA データベース

2006年において、最終エネルギー需要の大きさの順を見ると、鉄鋼が大きく、2位は窯業、食品、化学、繊維になっている。このことからインドのエネルギー多消費産業は鉄鋼、窯業、食品、化学である。

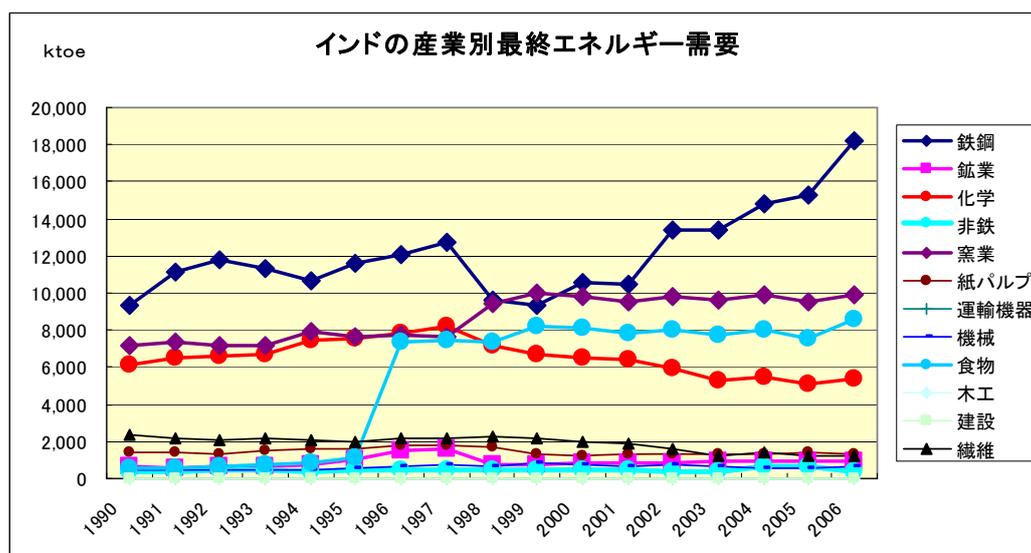


図 1.4-5 インドの産業別最終エネルギー需要

### 1.4.6 南アフリカ

表 1.4-6、図 1.4-6 は南アの産業別最終エネルギー需要の推移表と図である。

表 1.4-6 南アの産業別最終エネルギー需要 (ktoe)

	鉄鋼	鉱業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	運輸機器	機械	食品	木工	建設	繊維
1990	8,107	3,464	958	2,107	1,494	115	0	123	0	0	0	31
1991	7,530	3,254	951	1,606	1,236	116	0	191	0	0	0	31
1992	6,204	3,522	1,056	1,289	1,106	81	0	183	32	42	2	32
1993	4,377	3,440	1,199	558	1,140	83	4	99	48	47	235	34
1994	5,378	3,492	1,076	530	1,395	109	7	115	109	56	260	74
1995	5,680	3,658	1,398	616	1,337	92	4	118	83	55	279	48
1996	5,005	3,802	1,371	1,143	1,103	92	5	128	102	61	310	54
1997	4,406	3,896	1,164	1,281	1,012	97	5	141	105	74	319	54
1998	5,888	3,978	1,693	1,291	1,136	97	4	30	106	61	274	41
1999	5,708	3,462	1,244	1,323	1,133	152	9	33	105	56	244	44
2000	5,951	3,111	1,268	1,342	1,103	192	14	34	109	41	241	41
2001	5,717	4,053	959	1,305	793	191	7	46	78	22	228	42
2002	5,995	4,136	983	1,328	942	189	8	46	80	25	207	45
2003	5,963	3,994	977	1,398	1,319	180	8	51	85	23	230	45
2004	6,417	4,218	1,046	1,544	1,525	178	7	45	82	25	206	45
2005	6,295	4,525	1,822	1,603	1,618	201	8	49	88	26	207	45
2006	5,675	4,660	1,848	1,651	1,358	205	8	49	90	26	221	46

出典:IEA データベース

2006 年において、最終エネルギー需要の大きさの順を見ると、鉄鋼、鉱業が大きく、3 位以下は化学、非鉄、窯業になっている。このことから南アのエネルギー多消費産業は鉄鋼、鉱業、化学、非鉄、窯業である。

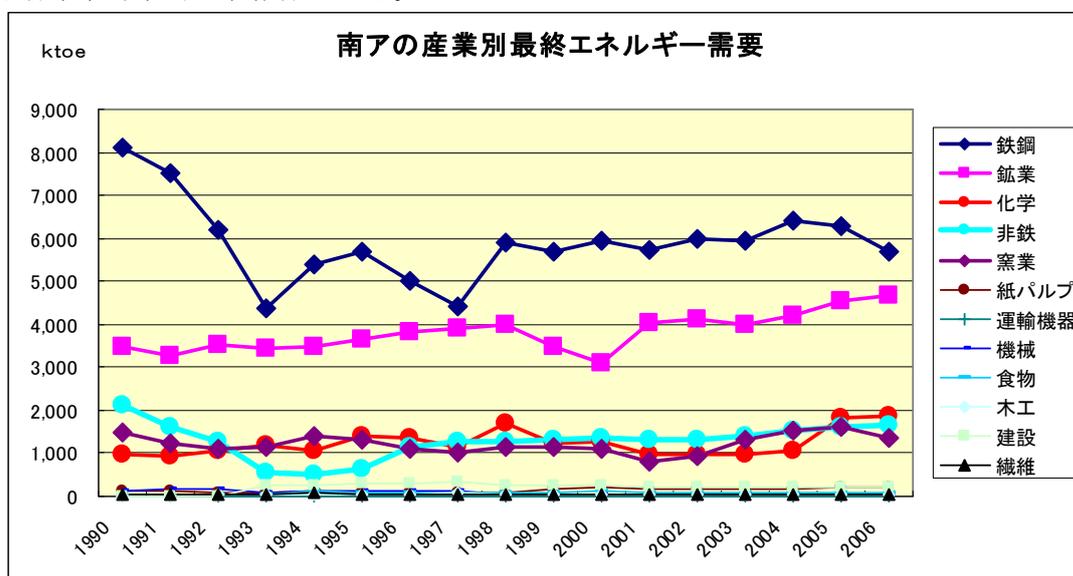


図 1.4-6 南アの産業別最終エネルギー需要

#### 1.4.7 各国のエネルギー多消費産業の比較

日本を含めて7カ国のエネルギー多消費産業を示しているのが表 1.4-7 である。この表で◎はエネルギー消費がもっとも多く、しかも2位または3位より際立って多いことを示している。また、○は2位で、かつ3位よりもはるかにエネルギーの消費が多いことを示している。

表 1.4-7 7カ国のエネルギー多消費産業の比較

	鉄鋼	鋳業	化学	非鉄	窯業	紙パルプ	食品	繊維	機械
インドネシア	4				◎	2		3	
タイ			3		◎		◎	4	
フィリピン	3		4		◎		○		
ベトナム	2		4		◎	3			
インド	◎		4		2		3		
南ア	◎	◎	3	4					
日本	◎		◎		4	5			3

この表によると、インドネシアは窯業が圧倒的にエネルギーを消費している。タイは窯業と食品のエネルギー消費量が他の産業に比して大きい。窯業は最近数年間急上昇しており、食品はこの数年横ばいである。フィリピンは窯業が1位、食品が2位で3位以下は大きな差はない。フィリピンもこの数年窯業の伸びが大きく、食品は横ばいである。インドは鉄鋼が圧倒的に1位だが、2,3,4位に窯業、食品、化学が位置しているが、いずれもこの5年の間変動は少なくその順位は安定している。南アは、鉄鋼、鋳業が1,2位を占め化学、非鉄がそれについている。日本は化学、鉄鋼が1,2位でほぼ同程度のエネルギーを消費しており、ついで、機械、窯業、紙パルプが次のグループとなっている。このように、窯業、鉄鋼、化学、食品部門が対象国の共通的なエネルギー多消費産業ということになり、これらへのエネルギー効率改善がエネルギー消費の節約に効果が期待できる。

## 1.5 業種別エネルギー消費効率

ここではエネルギー消費効率の定義は業種別 GDP あたりのエネルギー消費量とする。この定義によるエネルギー消費効率を計算するためには業種別 GDP とエネルギー消費量のデータが必要である。ところが、これらのデータにいくつかの問題がある。エネルギー消費量は世界各国のデータが統一的に IEA のデータベースで公表されている。この中でセクター別（エネルギー転換部門、農業、工業、運輸、商業、家庭など）のデータはあるが、業種別（鉄鋼、非鉄金属、窯業、化学、製紙など）データとなると、国によっては掲載されていない場合がある。

たとえば、ベトナムでは製造業全体のエネルギー消費量はあるが、業種別のデータはない。また、タイとフィリピンは、鉄鋼、窯業、化学、製紙などのデータはあるが、非鉄部門のデータはないなどである。一方、業種別 GDP は各国の統計機関が公表しているデータをもとにして推計を行った。もととなる業種の分類は各国で異なるが、この分類は IEA の分類でも異なっている。そのため、GDP の業種とエネルギー消費量の業種が完全には対応していない場合がある。

次の表は IEA、および各国の業種別 GDP の分類を示している。本章では主要なエネルギー多消費産業として鉄鋼、窯業、化学、食品、非鉄を選択している。南アでは非鉄金属部門のエネルギー消費の割合が高いため、あえてこの章では取り上げている。この表で見てわかるように、窯業、化学は、ほぼエネルギー消費と GDP の産業部門が対応しているが、鉄鋼部門として鉄鋼・Basic metal を範疇とし、非鉄金属部門としては、非鉄金属・金属製品・Fabricated metal の合計を範疇とし、食品部門は、食品・飲料・たばこの合計を範疇としている。このことからエネルギー消費の業種分類と GDP の業種分類が、必ずしも一致しているとは言えない。

また、タイ・フィリピン・日本・インドの食品部門のエネルギー消費は、食品・飲料・タバコのすべてを含んでいるが、インドネシアは、食品部門には食品・飲料が含まれているが、タバコは独立した部門になっている。南アのタバコは「その他部門」に入っている。これらを食品部門として見るには、個別を合計することで、ある程度は共通した食品部門とすることができる。

またインドでは金属製品と一般機械が一緒になっているので、これは非鉄の中に分類した。

次に分母となる GDP は、すべて名目 GDP をドル換算して推算を行っている。今回は、時系列分析に主眼があるのではなく、クロス分析による各国比較に重点があるため、有効な直近データの名目値をドル換算することで、各国比較をおこなう。

表 1.5-1 エネルギー消費と GDP の業種の分類

	エネルギー消費分類	GDP分類						
	IEA	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南A	日本
食品			○	○	○	○	○	○
飲料	○	○	○	○	○	○	○	○
たばこ		○	○	○	○			
織物・繊維		○	○	○	○	○		○
ガーメント・衣類	○	○	○	○	○			○
皮革製品、靴		○	○	○	○			○
木・合板(家具を除く)	○	○	○	○	○	○	○	○
紙・紙製品	○	○	○	○	○	○	○	○
印刷・出版		○	○	○	○	○	○	○
石油・同製品		○	○	○	○		○	○
石炭								
基礎化学品							○	
その他の化学品							○	
化学・同製品	○	○	○	○	○	○		○
ゴム・プラスチック		○	○		○	○		
ゴム				○			○	○
プラスチック							○	○
窯業	○	○	○	○	○	○	○	○
鉄鋼	○	○	○	○	○	○	○	○
basic metal		○	○	○	○	○		
非鉄金属	○						○	○
金属製品		○		○	○			○
Fabricated metal			○		○	○	○	
一般機械		○	○	○	○			○
会計・計算機					○		○	
電気機械			○	○	○	○	○	○
ラジオ・TV/通信機器・		○	○		○		○	○
電子部品・デバイス								○
精密機械・特殊機械		○	○		○			○
自動車組み立て・修理						○		
自動車・トレーラー		○						
その他輸送機器	○	○	○	○	○	○	○	○
輸送用機械								
家具・その他		○						
家具			○	○	○	○	○	○
リサイクル					○			
たばこ・宝石・その他							○	
その他	○		○	○		○		○

IEA は GDP あたりのエネルギー消費の指標については、次のような見解を示している。

「IEA はエネルギー効率を示す指標を計算するのに伝統的に GDP あたりのエネルギー消費という指標を利用しているが、1 国のエネルギー利用や効率の推移を見るには、この指標でよいが、産業部門のエネルギー効率の進展度合いを業種やプロセス別に国際比較やポテンシャルを検証するには適切ではない。その理由は生産物の品質、プロセスの構成、原料等が国によって大きく異なるからである。さらに経済的な比をベースにした指標は技術データには適さない。特に、エネルギーを多く消費する産業では、多くのプロセスを含み、広範囲の生成物があるので1つの指標で表現することには無理がある。」

(出典：IEA の“Worldwide Trends in Energy Use and Efficiency” の 27 ページ)

IEA が指摘するように、GDP あたりのエネルギー消費量は、技術的なエネルギー効率を計算するには適切ではないと考える。しかし、実際にはエネルギー消費や生成物のデータの有用性の問題もあり、既存のデータでエネルギー効率を計算するためには、GDP あたりのエネルギー消費原単位しかない。本調査では、GDP あたりのエネルギー消費原単位とともにできるだけ生産量当たりのエネルギー消費原単位を計算し、両者を比較分析することで、IEA の問題指摘の回答としたい。以上の立場から各国のドルベース GDP あたりのエネルギー消費原単位を計算する。

### 1.5.1 インドネシア

次の表は 2005 年のインドネシアのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-2 インドネシアのエネルギー消費原単位(2005 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万 \$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	1,052	2,067	0.509
化学	954	13,204	0.072
窯業	4,554	3,888	1.171
非鉄	133	2,183	0.061
紙	732	6,422	0.114
食品	876	16,035	0.055

出典)エネルギー消費:IEA データベース

GDP:ARC レポート 2007.12 の生産高データより調査団が推定

この表より、インドネシアではエネルギーの使用量は窯業、鉄鋼、化学、食品の順で多く、GDP は食品、化学、紙、窯業となっている。原単位は窯業、鉄鋼、紙、化学の順になる。

### 1.5.2 タイ

次の表は 2004 年のタイのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-3 タイのエネルギー消費原単位 (2004 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万 \$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	927	685	1.353
化学	1,338	5,873	0.228
窯業	5,727	2,464	2.324
非鉄	0	1,666	0.000
紙	391	1,457	0.268
食品	6,613	10,582	0.625

出典:エネルギー消費:IEA データベース

GDP:JETRO 統計集(06/07)

この表より、タイではエネルギーの使用量は食品、窯業、化学、鉄鋼の順で多く、GDP は食品、化学、窯業、非鉄となっている。原単位は窯業、鉄鋼、食品の順になっている。非鉄は GDP はあってエネルギー消費が 0 となっているのは現実上考えられないのでデータが収集されていないか、タイ国が IEA に連絡していないか、分類上の問題かのいずれかである。

### 1.5.3 フィリピン

次の表は 2005 年のフィリピンのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-4 フィリピンのエネルギー消費原単位 (2005 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万\$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	351	586	0.599
化学	318	1,695	0.188
窯業	1,550	519	2.986
非鉄	0	394	0.000
紙	247	302	0.817
食品	913	11,754	0.078

出典)エネルギー消費:IEA データベース

GDP:フィリピン Year Book 2008 p3-26

この表より、フィリピンではエネルギーの使用量は窯業が突出しており、ついで食品、鉄鋼が続いている。GDP は食品が突出しており次いで化学、窯業となっている。原単位は窯業、紙、鉄鋼となっている。フィリピンでは物量的には食品が圧倒的だがエネルギー原単位は小さい。また非鉄もエネルギー0になっているのはタイと同じ状況と思える。

### 1.5.4 ベトナム

ベトナムは、2007 年に JICA による「ベトナム国家エネルギーマスタープラン調査」が実施され、その調査団が作成した鉄鋼、窯業、化学、製紙部門の 4 業種のエネルギー消費量をデータとして利用する。次の表は 2005 年のベトナムのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-5 ベトナムのエネルギー消費原単位(2005 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万\$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	359	538	0.667
化学	302	1,013	0.298
窯業	1,396	1,662	0.840
紙	271	358	0.757

出典)エネルギー消費:「ベトナム国家エネルギーマスタープラン調査」

GDP:2006 年版ベトナム統計年鑑(日越貿易会編)

この表より、ベトナムではエネルギーの使用量は窯業が突出しており、ついで鉄鋼、化学、紙がいずれも同程度が続いている。GDP は窯業、化学、鉄鋼となっている。原単位は窯業、紙、鉄鋼、化学となっている。他の国に比して窯業の原単位が小さい。

### 1.5.5 インド

次の表は 2005 年のインドのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-6 インドのエネルギー消費原単位 (2005 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万\$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	15,287	16,200	0.944
化学	5,109	36,030	0.142
窯業	9,517	3,520	2.704
非鉄	1,295	8,499	0.152
紙	1,422	2,335	0.609
食品	7,566	19,350	0.391

出典)エネルギー消費:「ベトナム国家エネルギーマスタープラン調査」より  
GDP: Statistical Outline of India 2007-2008 p20

この表より、インドではエネルギーの使用量は鉄鋼が突出しており、ついで窯業、食品、化学と続いている。GDP は化学が突出しており、次いで食品、鉄鋼となっている。原単位は窯業が他を圧して大きく、次いで鉄鋼、紙となっている。

### 1.5.6 南アフリカ

次の表は 2005 年の南アのエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-7 南アのエネルギー消費原単位 (2005 年)

	エネルギー消費(ktoe)	GDP(百万\$)	原単位(toe/1000\$)
鉄鋼	5,675	3,213	1.766
化学	1,848	4,347	0.425
窯業	1,358	1,270	1.070
非鉄	1,651	3,518	0.469
紙	205	2,956	0.069
食品	89	6,996	0.013

出典)エネルギー消費:IEA データベース、GDP:アフリカ開発銀行

この表より、南アではエネルギーの使用量は鉄鋼が突出しており、ついで化学、非鉄、窯業と続いている。GDP は食品、化学、非鉄、鉄鋼となっている。原単位は鉄鋼、窯業が大きく、次いで非鉄、化学となっている。

### 1.5.7 各国のエネルギー消費効率の比較

上に述べた6カ国に日本を参考に追加した7カ国のエネルギー消費の原単位を表でまとめたのが次の表である。

表 1.5-8 7カ国のエネルギー消費原単位比較表

	鉄鋼	化学	窯業	非鉄	紙	食品
インドネシア	0.509	0.072	1.171	0.061	0.114	0.055
タイ	1.353	0.228	2.324	0.000	0.268	0.625
フィリピン	0.599	0.188	2.986	0.000	0.817	0.078
ベトナム	0.667	0.298	0.840		0.757	
インド	0.944	0.142	2.704	0.152	0.609	0.391
南ア	1.766	0.425	1.070	0.469	0.069	0.013
日本	0.446	0.160	0.295	0.031	0.196	0.044

またこの表を国別にグラフ化したのが次の2つの図である。

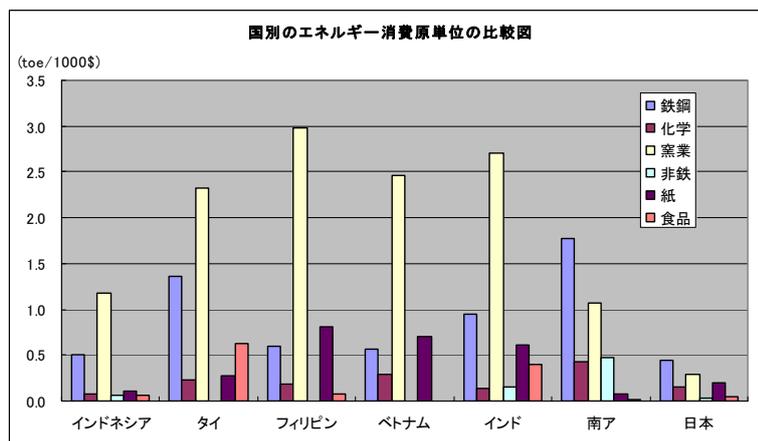


図 1.5-1 国別のエネルギー消費原単位の比較図

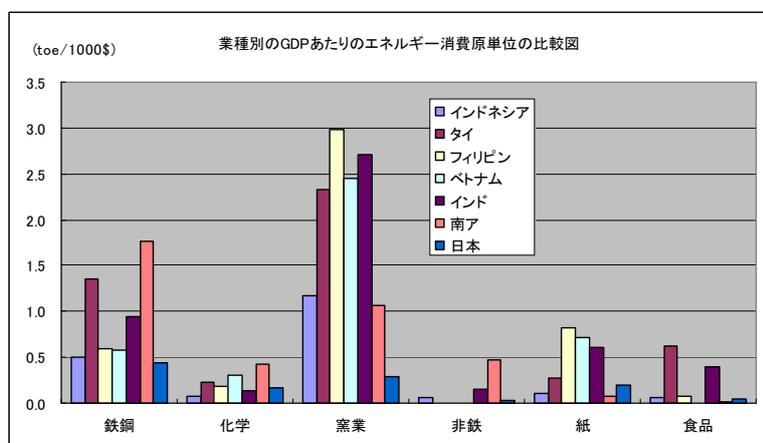


図 1.5-2 業種別の GDP あたりのエネルギー消費原単位の比較図

この2つの図より南ア、日本、ベトナムを除くアジア4カ国では窯業の原単位が大きいことがわかる。特にフィリピン、インド、タイの順で大きい。

次に大きいのが鉄鋼で、南アが日本の3倍、タイが日本の2.5倍ほど大きく、ついでインドが日本の2.0倍、ベトナムが日本の1.4倍と続いている。

窯業と鉄鋼に続くのが、製紙、化学であるが、GDPに対するエネルギー消費割合は、窯業や鉄鋼と比較すると各段に小さい。また、食品はタイとインドが目立つ程度であるが、非鉄は、南アが目立つ程度である。

日本はいずれの業種でも全体的にエネルギー消費割合は小さくエネルギー効率がよいことがわかる。鉄鋼、窯業、非鉄では一番効率がよく、化学はインドネシアが、製紙ではインドネシアと南アが、食品では南アが、それぞれ日本のGDPに対するエネルギー消費効率よりよい。インドネシアの化学と製紙部門が日本よりも効率がよくなっているが、これをただちに信用することはできない。これが本当に当産業のエネルギー効率の差なのか、統計データの不都合によるものなのか、今のところ不明である。

#### 〈参考〉業種別生産量あたりの消費原単位

本項では生産量あたりのエネルギー消費原単位について検討する。これまではGDPあたりのエネルギー消費量の効率について述べてきたが、この指標は業種単位での付加価値額を基準にしたエネルギーの消費量効率を表現している。この指標は経済価値が基準であるために、その国の経済情勢が大きく影響与える。すなわち生産された品目の売値、生産量や為替が絡んでくる。

他国に比して日本のように経済が成熟した国と、日本に比してGDPがまだ数分の1しかない中進国や途上国と比較をすると、分母に当たる業種のGDPは日本がかなり大きくなり、必然的にエネルギー消費効率が良くなる傾向がある。そこでより実態をよく表すと考えられる主要製品の単品の生産量あたりのエネルギー消費を分析する。

IEAは物理的な指標を利用する方が経済的な要素を含む指標よりも望ましいとしている。それはこの物理的な指標は価格の変動の影響を受けず、直接にこのプロセスに関連しており、エネルギー効率改善のポテンシャルを分析するには適している。しかし、この指標の問題は主要製品単品の生産量のデータの入手が容易ではないことで、仮に入手しえてもそれに要したエネルギー消費量までは入手困難である。IEAのデータベースを利用する限りエネルギー消費量のデータは業種単位となる。また、ひとつの業種でも広範な製品を製造している場合が多く、特定の製品のエネルギー消費量の中には、その生産活動とは関係のないエネルギーが消費されているケースがある。たとえば、鉄鋼業で化学品を生産しているケース、窯業のセメント、ガラスのように異質の製品が生産されているケース、化学部門のように、トンベースの石油化学品とグラム単位の薬品が混在するケースなどである。

製品の生産量、エネルギー消費量を厳密に定義してデータを収集するには、生産会社の中に入り込み、データを手入手する必要がある。中進国や途上国では、この種のデータを記録していない企業もあり、たとえ記録していても公開することは期待できない。

ここでは、各国の業種ごとの主要製品生産量をもってその業種の生産量全体とし、その業種で使用したエネルギー消費量を生産に要したエネルギーと仮定してエネルギー消費効率の指標とする。

### (1) 鉄鋼

次の表は 2006 年における鉄鋼業におけるエネルギー消費原単位を示している。

表 1.5-9 鉄鋼業におけるエネルギー消費原単位 (toe/t)

	鉄鋼生産量(千t)	エネルギー消費量(ktoe)	原単位(toe/t)
フィリピン	558	400	0.717
ベトナム	1,400	308	0.220
インドネシア	3,788	859	0.227
タイ	5,210	905	0.174
南アフリカ	9,718	5,675	0.584
インド	44,001	18,233	0.414
日本	116,226	22,402	0.193

出典:鉄鋼生産量:鉄鋼統計要覧 2006

エネルギー消費: IEA データベース(ベトナムのみ予測モデルより)

この表をグラフで示したのが次の図である。

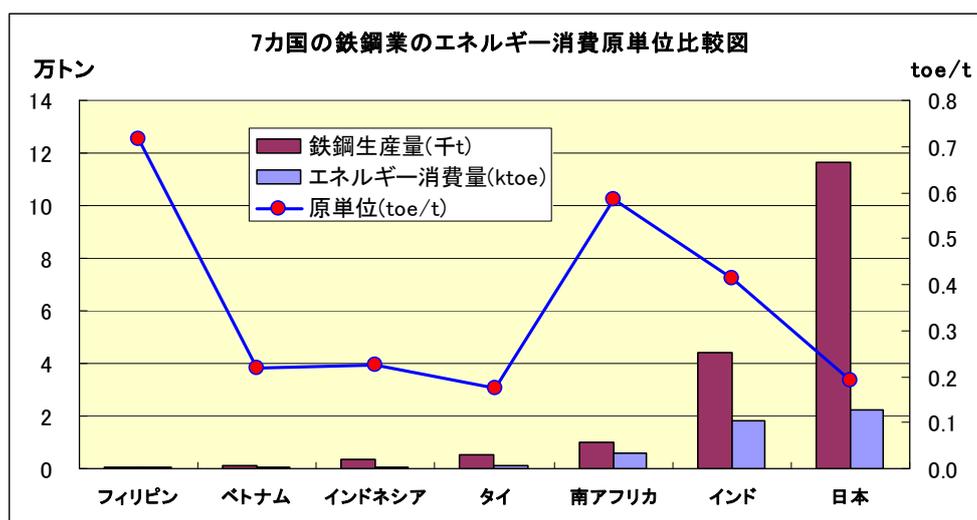


図 1.5-3 7カ国の鉄鋼業のエネルギー消費原単位比較図

これらの表と図より鉄鋼をある程度生産しているのは南ア、インド、日本の3国である。南アは日本の約3倍、インドは約2倍となっている。タイは日本の原単位より良好に出ている。

るが、鉄鋼の生産の構造が異なるのか、あるいは統計データが原因して、このような結果になっているものと思われる。いずれにしても日本の鉄鋼のエネルギー消費原単位は世界 1 位であることから、日本より原単位がよい国のデータは詳細な調査が必要である。

## (2) セメント

次の表は特定のセメントの生産量、エネルギー消費量、原単位を示している。

表 1.5-10 セメントの生産量(1000t)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南ア	日本
1995	23,136	34,051	10,566	5,828	67,722	7,437	90,474
1996	24,648	38,749	12,429	6,585	73,261	7,664	94,492
1997	20,702	37,136	14,681	8,019	82,873	7,891	91,938
1998	22,344	22,722	12,888	9,738	87,646	7,676	82,328
1999	22,806	25,354	12,557	10,489	100,230	8,211	80,120
2000	27,789	25,499	11,959	13,298	99,227	8,715	81,097
2001	18,629	27,913	11,378	16,073	106,491	8,036	76,550
2002	33,000	31,679	11,396	21,121	111,778	8,525	
2003	40,476	32,530	10,000	24,127	117,035	8,883	
2004	32,448	35,626		26,153	125,000	12,348	

出典: Statistical Yearbook(fifty-first issue) 2008 p432-p434

表 1.5-11 窯業のエネルギー消費量(ktoe)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南ア	日本
1995	2,328	3,989	1,227	1,328	7,613	1,337	11,071
1996	2,229	4,860	1,257	1,411	7,717	1,103	11,295
1997	3,187	4,411	1,353	1,472	7,611	1,012	11,005
1998	2,828	3,177	1,280	1,653	9,449	1,136	9,347
1999	2,767	3,792	1,200	1,688	9,972	1,133	9,427
2000	2,831	3,735	1,046	1,747	9,842	1,103	9,585
2001	4,700	4,270	977	1,976	9,541	793	9,151
2002	4,396	4,792	1,114	2,246	9,770	942	8,886
2003	4,246	5,081	1,360	2,439	9,668	1,319	9,039
2004	4,533	5,727	1,396	2,681	9,929	1,525	8,467
2005	4,554	6,561	1,550	3,009	9,517	1,618	8,702
2006	4,245	7,508	1,671		9,944	1,358	8,931

出典: IEA データベース、ベトナムは「ベトナムマスタープラン策定調査」より

表 1.5-12 窯業のエネルギー消費原単位(toe/t)

	インドネシア	タイ	フィリピン	ベトナム	インド	南ア	日本
1995	0.101	0.117	0.116	0.237	0.112	0.180	0.122
1996	0.090	0.125	0.101	0.227	0.105	0.144	0.120
1997	0.154	0.119	0.092	0.199	0.092	0.128	0.120
1998	0.127	0.140	0.099	0.189	0.108	0.148	0.114
1999	0.121	0.150	0.096	0.190	0.099	0.138	0.118
2000	0.102	0.146	0.087	0.174	0.099	0.127	0.118
2001	0.252	0.153	0.086	0.171	0.090	0.099	0.120
2002	0.133	0.151	0.098	0.150	0.087	0.110	
2003	0.105	0.156	0.136	0.146	0.083	0.148	
2004	0.140	0.161		0.145	0.079	0.124	

出典: 生産量 Statistical Year Book Fifty First Issue 2008 by United Nations

エネルギー消費量 IEA データベース

(ベトナムのみベトナムマスタープラン策定調査団作成の予測モデルより)

エネルギー消費原単位の推移をグラフで示したのが図 1.5-4 である。この表と図を見ると日本がフィリピン、ベトナム、インドよりエネルギー消費効率が悪いと出ているが、この分析結果は疑問である。国連の資料では日本のデータが 2001 年までしかないこと、南アフリカのデータが政府発表と比べて大きいことから、生産量データに問題があるように思える。あるいは生産量の製品分類の違いによるものとも思える。

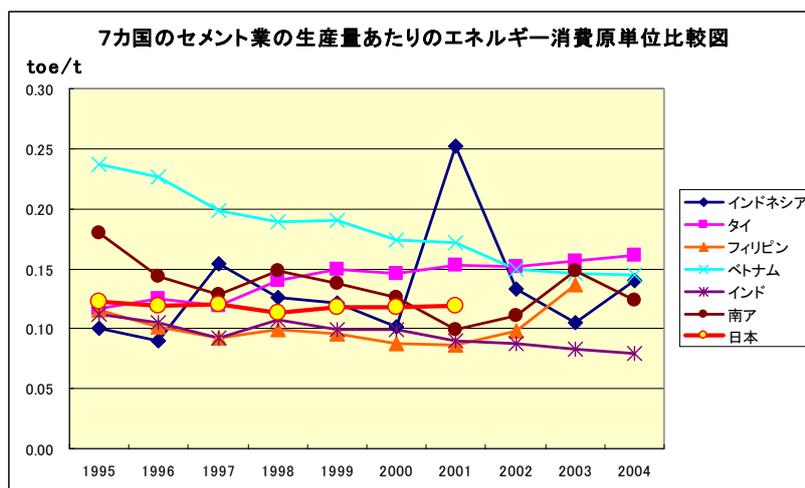


図 1.5-4 7カ国のセメント業の生産量あたりのエネルギー消費原単位比較図

### (3) 製紙

次の表は紙の生産量、エネルギー消費量、原単位を示している。

表 1.5-13 紙の生産量(1000t)

	インドネシア	インド	フィリピン	タイ	南ア	ベトナム	日本
1996	4,121	3,025	613	2,036	1,871	125	30,014
1997	4,822	2,922	613	2,271	2,047	125	31,014
1998	5,487	3,320	987	2,367	2,105	190	29,886
1999	6,978	3,845	1,010	2,434	2,900	356	30,631
2000	6,977	3,794	1,107	2,312	2,982	384	31,828
2001	6,995	4,094	1,056	2,445	3,523	762	30,717
2002	6,995	4,105	1,056	2,444	3,579	807	30,686
2003	7,040	4,075	1,091	3,420	3,645	779	30,457
2004	7,223	4,434	1,097	3,431	3,774	888	29,253
2005	7,223	4,183	1,097	3,431	3,774	888	29,295

出典: Statistical Yearbook(fifty-first issue) 2008 p428

表 1.5-14 製紙業のエネルギー消費量(ktoe)

	インドネシア	インド	フィリピン	タイ	南ア	ベトナム	日本
1996	278	1,818	183	313	92	133	9,831
1997	139	1,754	156	312	97	152	10,152
1998	122	1,730	169	272	97	182	8,834
1999	511	1,355	248	360	152	172	9,145
2000	481	1,266	251	381	192	174	9,541
2001	507	1,331	252	388	191	177	8,958
2002	308	1,290	249	395	189	207	9,006
2003	1,050	1,310	269	397	180	222	8,938
2004	715	1,352	271	391	178	280	8,822
2005	732	1,422	247	374	201	258	8,942

出典: IEA データベース

表 1.5-15 製紙業のエネルギー消費原単位(toe/t)

	インドネシア	インド	フィリピン	タイ	南ア	ベトナム	日本
1996	0.0675	0.6010	0.2985	0.1537	0.0492	1.0661	0.3275
1997	0.0288	0.6003	0.2545	0.1374	0.0474	1.2180	0.3273
1998	0.0222	0.5211	0.1712	0.1149	0.0461	0.9575	0.2956
1999	0.0732	0.3524	0.2455	0.1479	0.0524	0.4838	0.2986
2000	0.0689	0.3337	0.2267	0.1648	0.0644	0.4541	0.2998
2001	0.0725	0.3251	0.2386	0.1587	0.0542	0.2325	0.2916
2002	0.0440	0.3143	0.2358	0.1616	0.0528	0.2570	0.2935
2003	0.1491	0.3215	0.2466	0.1161	0.0494	0.2849	0.2935
2004	0.0990	0.3049	0.2470	0.1140	0.0472	0.3158	0.3016
2005	0.1013	0.3399	0.2252	0.1090	0.0533	0.2908	0.3052

紙の消費原単位をグラフで表現したのが図 1.5-5 である。

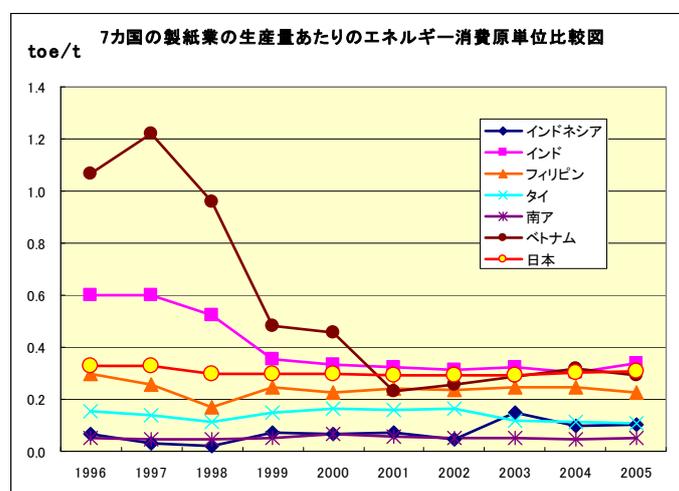


図 1.5-5 7カ国の製紙業の生産量あたりのエネルギー消費原単位比較図

この図より日本はインドに次いで悪い原単位になっている。しかし日本のエネルギー消費原単位は他国より優れているはずと思われるので、この分析結果には問題がある。その理由として①紙の生産量のデータに問題がある、②エネルギー消費量に問題がある、③紙の生産量、エネルギー消費量の対応が一致していないなどが指摘できる。すなわち紙の生産量の定義、エネルギー消費の紙業界の定義が一致していないものと思える。現段階では上記3項目のうちどれが、理由なのか判断する材料がない。

#### (4) 考察

以上鉄鋼業、窯業（セメント）、製紙部門について分析してきたが、生産量当たりのエネルギー消費量において、日本が必ずしも優位な立場にあるとは言えない。これは生産量、エネルギー消費の両面ともにデータの信憑性の問題から来るものと思われる。エネルギー効率化を検討するため、指標として業界単位のGDPあたりのエネルギー消費原、生産量あたりのエネルギー消費原単位を計算することは、現在のデータでは、正確には捉えられないものと思われる。正確なエネルギー消費原単位を検討するには、たとえば、各国のトップランナ

一的な企業または工場を選定（Bench Mark、Best practice、Best available など）し、そこから得られたデータで各国のエネルギー効率を比較することなどが必要と思える。また、業界全体としてエネルギー効率を検討するのであれば、その業界の企業等にデータ提出を義務づけ、そのデータを分析することが必要である。

## 1.6 電力セクターの概況

### 1.6.1 インドネシア

#### (1) 電力産業の構造

インドネシアの電力事業は、エネルギー・鉱物資源省（MEMR）の監督の下、政府100%保有の株式会社である国有電力会社 PT. PLN (Persero)（以下、PLN）がほぼ独占的に電力事業を担っている。

PLN は、構造改革の進展により発電部門の分社化や給電・配電部門の業務分離を実施してきたが、基本的には垂直統合型である。発電部門に関しては、PLN の発電部門の一部が子会社化されたインドネシア・パワー社(IP)、ジャワ・バリ発電会社(PJB)及び地熱発電を扱っている PT Geo Dipa Energy(PT GDE)のほか、1992 年より参入が認められた IPP による電力供給も増加しつつある。なお、送電・配電部門も、一部小規模なものを除けば、PLN の独占状態である。

その他の電力セクターに関わる行政組織としては、PLN を所有・管理する国有企業国務大臣府、国家大の開発政策・計画の策定・調整を担う国家開発企画庁（BAPPENAS）、エネルギー政策・計画の策定・調整を担う国家エネルギー調整委員会（BAKOREN）、原子力発電に関する研究・開発を行うインドネシア原子力庁（BATAN）等が挙げられる。

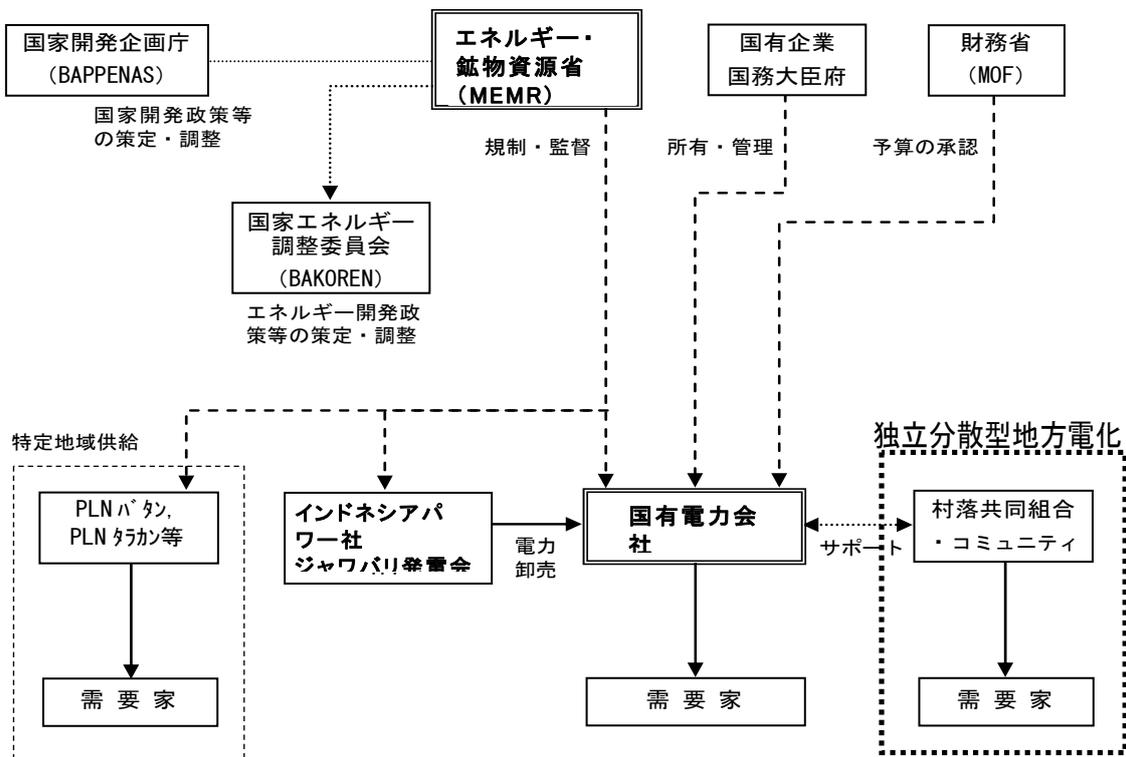


図 1.6-1 電力セクターの枠組み

## (2) 発電部門

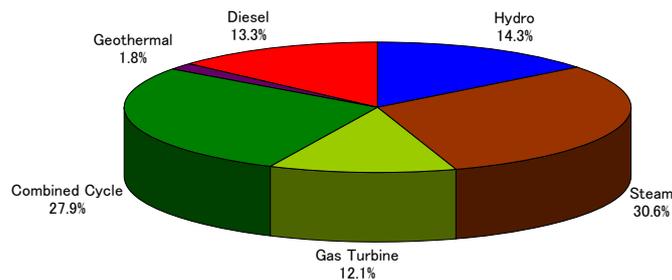
インドネシアの発電部門は PLN の独占状態であり、PLN の 2005 年現在の発電設備容量は 22,515MW となっている。地域別に所有している設備の容量を表 1.6-1 に示すが、2/3 以上の設備容量が大需要地である Java 地域に集中している。

表 1.6-1 地域毎の発電設備容量

PLN Unit/Province	Installed Capacity(MW)
Region of Naggroe Aceh. D	143.92
Region of North Sumatera	0.44
Region of West Sumatera	43.06
Region of Riau	161.27
Region of South Sumatera, Jambi & Bengkulu	79.14
-South Sumatera	36.38
-Jambi	16.65
-Bengkulu	26.11
Region of Bangka Belitung	94.59
Region of Lampung	7.25
Region of West Kalimantan	283.69
Region of South & Central Kalimantan	398.72
-Central Kalimantan	313.57
-South Kalimantan	85.15
Region of East Kalimantan	297.61
Region of North, Central Sulawesi & Gorontalo	353.78
-North Sulawesi	181.94
-Gorontalo	41.00
-Central Sulawesi	130.84
Region of South & Southeast Sulawesi	496.07
-South Sulawesi	416.99
-Southeast Sulawesi	79.08
Region of Maluku	207.34
Region of Papua	184.67
Region of Bali	5.58
Region of West Nusa Tenggara	147.46
Region of East Nusa Tenggara	151.71
PT PLN Batam	137.50
PT PLN Tarakan	31.64
G & T Northern Part of Sumatera	1,524.05
G & T Southern Part of Sumatera	1,410.05
P3B Sumatra	0.00
<b>Total Non Java</b>	<b>6,159.54</b>
Distribution East Java	13.65
Distribution Central Java	0.64
-Central Java	0.38
-Yogyakarta	0.26
Distribution West Java	0.93
-West Java	0.71
-Banten	0.22
Distribution Jakarta Raya & Tangerang	0.00
PT Indonesia Power	9,005.19
PT PJB	6,477.14
P3B Java-Bali	0.00
Muara Tawar	858
<b>Total Java</b>	<b>16,355.55</b>
<b>Total Indonesia</b>	<b>22,515.09</b>

出典 : Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006;  
Pengkajian Energi Universitas Indonesia

発電方式別の設備容量の比率を図 1.6-2 に示す。最も構成比率が大きいのは汽力であり、ガスコンバインドサイクル、水力、ディーゼル、ガスタービンの順に続くが、それぞれ、10%以上の比率を持っており、非常に多様な電源構成形態を示している。



出典: Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006;  
Pengkajian Energi Universitas Indonesia

図 1.6-2 PLN の電源構成

### (3) 送電部門

送電部門は PLN により、独占的に運営がなされている。最も基幹系統と呼ぶべきものは、ジャワ島にほぼ集中し (図 1.6-3 参照)、その他、見るべきものはスマトラ島の系統であり、スラベシ、カリマンタン他にも若干は整備されているが、規模は小さい。PLN の送電回線長と変電所容量の経年変化を表に示すが、年々設備の増強は進んでいる。

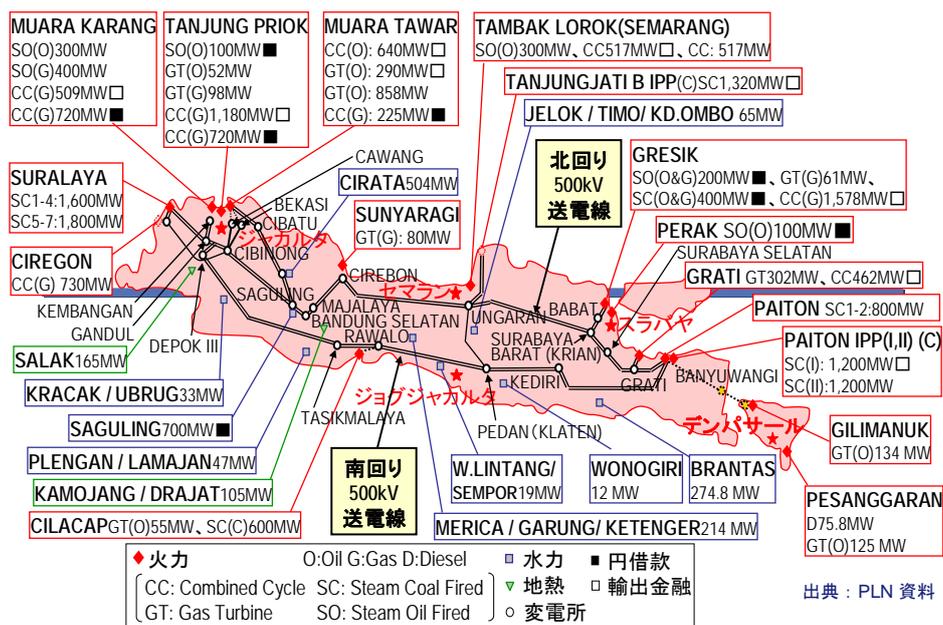


図 1.6-3 ジャワ地域の基幹系統図

表 1.6-2 PLN の送電設備の概要

年	2002	2003	2004	2005	2006
系統回線亘長(km)	25,989	28,172	30,793	30,945	32,917
変電所容量(MVA)	51,845	53,399	54,128	53,976	54,409

出典: Annual Report 2006; PT PLN

#### (4) 配電部門

配電部門も一部の小規模な地方配電以外は PLN が実施している。PLN の配電設備の概要は表 1.6-3 に示す通りである。

表 1.6-3 PLN の配電設備の概要

年		2003	2004	2005	2006
配電回線互長 (km)	中圧	233,388	285,050	239,383	262,216
	低圧	313,829	322,703	324,454	326,206
配電変電所容量(MVA)		30,255	30,595	29,013	30595

出典: Annual Report 2006; PT PLN

#### (5) 電力需給状況

インドネシアの代表的な系統であるジャワ・バリ系統の最大電力と販売電力量を図 1.6-4 に示す。需要を示す最大電力、販売電力量は年々増加している。一方で、発電設備容量の増加は限定的であり、供給予備力が年々減少しており、電力需給が逼迫してきている状況が分かる。

ジャワ・バリ系統の既往最大電力 (16,251MW) を記録した 2007 年 11 月 21 日の日負荷曲線を図 1.6-5 に示す。基本的には点灯ピーク型を示している。

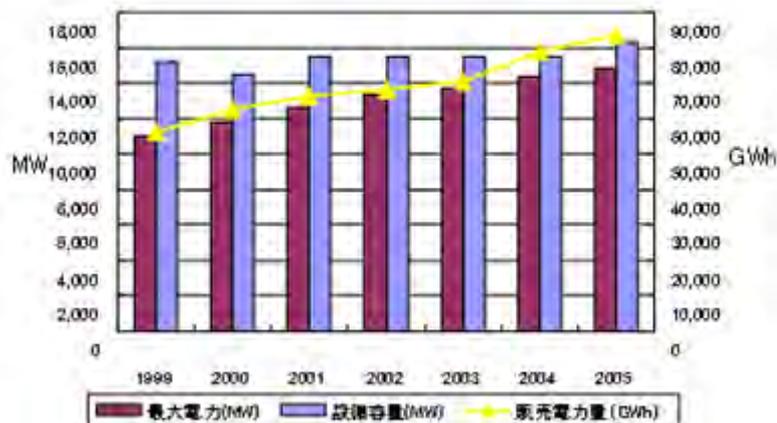
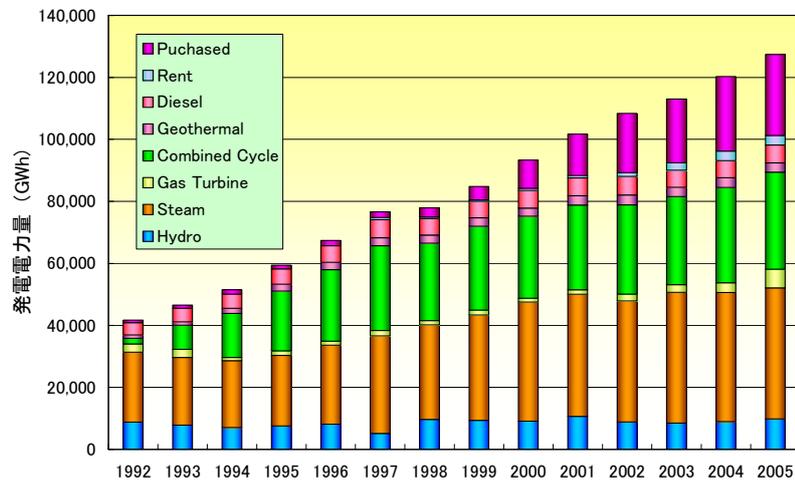


図 1.6-4 ジャワ・バリ系統の最大電力と販売電力量



図 1.6-5 日負曲線(2007年11月21日)

旺盛な電力需要の伸張に合わせて、発電電力量も年々増加の一途をたどっており、1992-2005年の年平均の増加率は9%程度を保っている。需要の増勢に対応するために、ここ数年は石炭火力発電の発電量を増やしていることが特徴的である。(図 1.6-6 参照)



出典:Indonesia Energy Outlook & Statistics 2006;  
Pengkajian Energi Universitas Indonesia

図 1.6-6 PLN における発電電力量の推移

## (6) 需給計画

### a. 需要予測

エネルギー鉱物資源省 (MEMR) は、毎年、今後 20 年間の電力需要の予測及び電源開発計画を「国家電力総合計画」(RUKN) として策定し公表している。これを踏まえて PLN が 10 ヶ年間の「電力供給事業計画」(RUPTL) を作成している。RUKN2006-2026 では、ジャワ・バリ地域の電力需要について図 1.6-7 に示すように、電力需要は年率 6.6%で増加して 2026 年には 327TWh に、最大電力は現在の 3 倍以上となる 53,000MW に達するものと予想している。

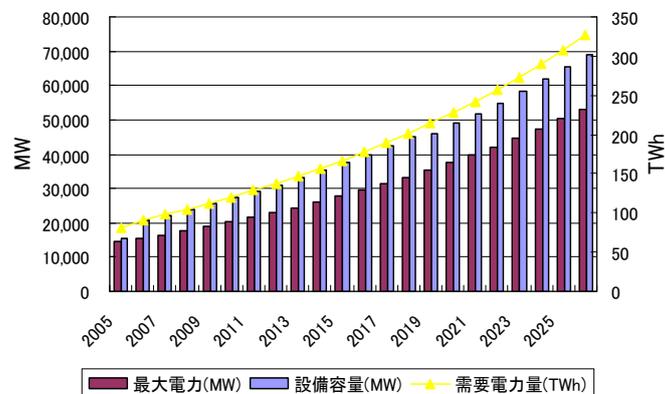


図 1.6-7 ジャワ・バリ系統の電力需要予測

## b. 電源開発計画

インドネシア政府は以前より補助金を支給し石油燃料価格を国際価格より安く統制していたが、2005年、世界的な原油高で石油燃料補助金は政府予算の三分の一に達する規模にまで膨張し国家財政の大きな負担となったため、補助金の多くを削減し石油燃料の大幅値上げを敢行した。政府並びに PLN はこれに伴い、今後の電源開発において石油燃料への依存度を下げる必要に迫られたため、インドネシアに大量に賦存する低カロリーの石炭（5,000kcal/kg 以下）に着目し、2009年までに総計 22,000 MW の石炭火力発電所の建設を加速して実施するというプログラムを採択した。総計 22,000MW の内訳は、次のとおり。

- ① PLN による発電所：10,000 MW（クラッシュ・プログラムと呼称される）
- ② IPP による発電所：10,000 MW
- ③ PLN と IPP のパートナーシップによる発電所：2,000MW

PLN は、大統領令 2006 年 71 号（2006 年 7 月 5 日付）をもって、ジャワ島内 10 ヶ所（合計 6,900MW）及びジャワ・バリ島外 30 ヶ所の計 40 ヶ所の石炭火力発電所を開発する責務を負い、2009～2010 年の完成目指して EPC 方式での石炭火力発電所の建設が開始されている。

クラッシュ・プログラムの実施に伴い、図 1.6-8 に示すように石炭火力の急増によって電源構成が短期間で大きく変化することになる。

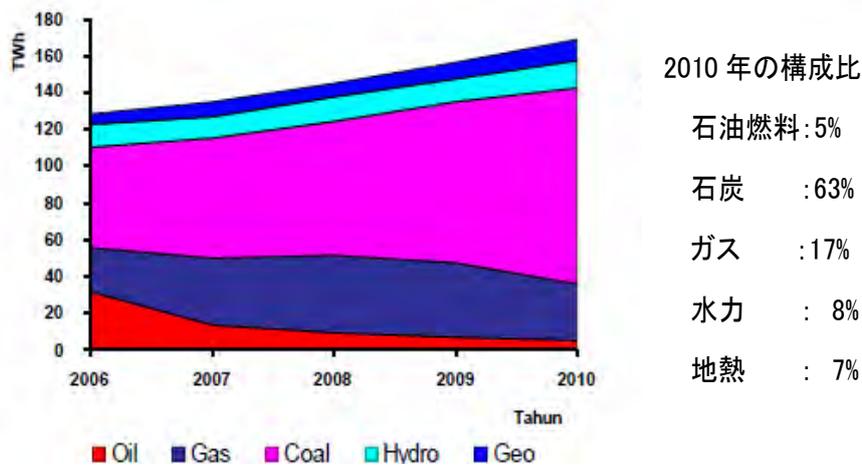


図 1.6-8 電源(燃料)構成の変化(目標)

(7) 電気料金体系

PLN の電気料金表は以下のとおりである。

表 1.6-4 PLN の電気料金表

類別	区分概要		契約電力	基本料金 (Rp/kVA/月)	従量料金 (Rp/kWh)	
	電圧	適用需要家			月契約	14,800
S-1	低圧	適用需要家 小口需要家	220VA	-	30kWhまで	123
S-2	低圧	公共施設(中小)	450VA	10,000	30kWhを超え60kWhまで	265
			900VA	15,000	60kWh超	360
			1,300VA	25,000	20kWhまで	200
			2,200VA	27,000	20kWhを超え60kWhまで	295
			2,200VAを超え200kVAまで	30,500	60kWh超	360
S-3	中圧	公共施設(大)	200kVA超	29,500	20kWhまで	250
R-1	低圧	小規模住宅	450VAまで	11,000	20kWhを超え60kWhまで	335
			900VA	20,000	60kWh超	405
			1,300VA	30,100	20kWhまで	275
			2,200VA	30,200	20kWhを超え60kWhまで	445
R-2	低圧	中規模住宅	2,200VAを超え6,600VAまで	30,400	60kWh超	495
R-3	低圧	大規模住宅	6,600VA超	34,260	20kWhを超え60kWhまで	445
B-1	低圧	小規模業務	450VA	23,500	60kWh超	495
			900VA	26,500	20kWhまで	385
			1,300VA	28,200	20kWhを超え60kWhまで	445
			2,200VA	29,200	60kWh超	495
B-2	低圧	中規模業務	2,200VAを超え200kVAまで	30,000	20kWhまで	390
B-3	中圧	大規模業務	200kVA超	28,400	20kWhを超え60kWhまで	445
I-1	低圧	家内・小規模工業	450VAまで	26,000	60kWh超	452
			900VA	31,500	ピーク時	K×452
			1,300VA	31,800	オフピーク時	452
			2,200VA	32,000	30kWhまで	160
			2,200VAを超え14kVAまで	32,200	30kWh超	395
I-2	低圧	中規模工業	14kVAを超え200kVAまで	32,500	72kWhまで	315
I-3	中圧	大規模工業	200kVA超	29,500	72kWh超	405
I-4	高圧	大規模工業	30,00kVA以上	27,000	104kWhまで	450
P-1	低圧	政府機関(中小)	450VAまで	20,000	104kWh超	460
			900VA	24,600	196kWhまで	455
			1,300VA	24,600	196kWh超	460
			2,200VA	24,600	80時間まで	455
P-2	中圧	政府機関(大)	200kVA超	23,800	80時間超	460
P-3	低圧	公衆街路灯	-	-	ピーク時350時間まで	K×439
T	中圧	国有鉄道	200kVA超	23,000	350時間超(ピーク時)	439
C		PIUKU向け大口 (国有鉄道・公益電力 事業許可保持者用)	200kVA超	26,500	350時間超(オフピーク時)	439
M		臨時使用	-	-	ピーク時	K×360
					オフピーク時	360

〔出所〕 PLN資料。

(注) 2008年6月本時点で変更なし。

K: 各地域のピーク時間帯とピーク時間帯以外の電力量の比 P: 純公共施設(教会、モスクなど)-1、一般公共施設(学校関係施設)-1.5。

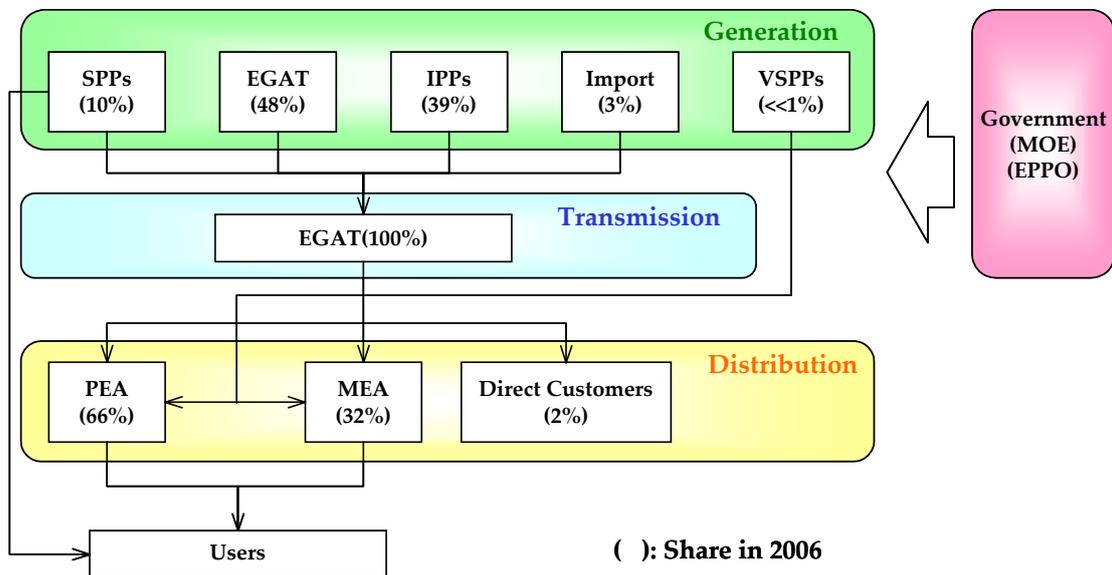
出典: 海外諸国の電気事業 2008

## 1.6.2 タイ

### (1) 電力産業の構造

タイの電気事業はエネルギー省（Ministry of Energy）の管轄の下、1990年代の電気事業改革により自由化が促進され、現在は下図に示すとおり6つの事業者到大別される。6つの事業者は発送電を担当するタイ電力公社（EGAT：Electricity Generating Authority of Thailand）、首都圏（バンコクおよび隣接する2県）で配電事業を運営する首都圏配電公社（MEA：Metropolitan Electricity Authority）、その他の県で配電事業を行う地方配電公社（PEA：Provincial Electricity Authority）、発電事業を運営するIPP（Independent Power Producer）、10MW-90MW以下の発電事業を行う小規模発電事業者SPP（Small Power Producer）、10MW以下の発電事業を行う超小規模発電事業者VSPP（Very Small Power Producer）で構成される。IPPはタイ国の発電用容量の40%以上を占めるにいたり、主な事業者としてEGCO、REGCO、KEGCO、およびEGATの子会社であるRatchaburi発電会社があり、EGATは現在7つのIPPと電力購入協定（PPA）を締結している。

2007年12月11日にEnergy Industry Act B.E.2550が施行され、これにより、電力事業を規制・監理するエネルギー規制委員会（Energy Regulatory Board）の設立が決定された。この下で、今後は送電系統を一元管理する系統運用者を持つシングルバイヤーモデルを導入する計画となっている。



出典：「インドシナ地域電力セクター域内協力に係るプロジェクト研究」；JICA

図 1.6-9 タイの電力セクター構造

(2) 発電部門

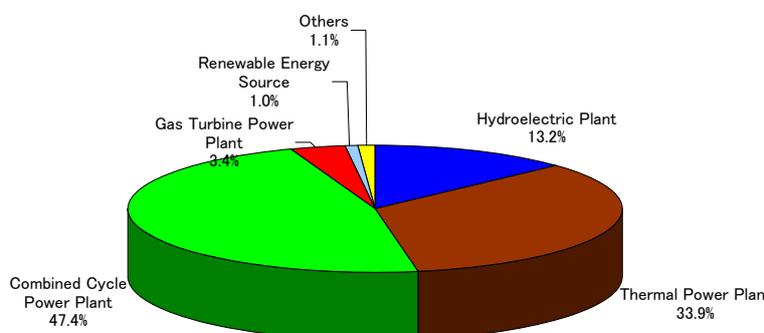
タイの2007年11月現在の発電設備の一覧を表1.6-5に示す。全体で約28,530MWの発電設備容量を有しており、その内、EGATの設備が約15,794MW(55%)を占めている。

燃料種別に見ると、ガスコンバインドサイクルの発電設備容量の比率が最も多く、約47%を占めており、続いて石油、ガス焚きを中心とした火力発電が約34%、水力が約13%を占めている。

表 1.6-5 タイの発電設備(2007年11月現在)

Plant	Fuel Type	Installed Capacity (MW)	Plant	Fuel Type	Installed Capacity (MW)
<b>&lt;EGAT&gt;</b>			<b>&lt;Others&gt;</b>		
<b>Hydroelectric Plant</b>			<b>Hydroelectric Plant</b>		
Bhumibol		779.2	Theun Hinboun Hydro		214.0
Sirikit		500.0	Houay Ho hydro		126.0
Ubolratana		25.2	<b>Thermal Power Plant</b>		
Sirindhom		36.0	Khanom Thermal	Oil/Gas	140.1
Chulabhorn		40.0	Ratchaburi Thermal	Oil/Gas	1,440.0
Nam Pung		6.0	BLCP Power Co.,Ltd	Bituminous Coa	1,346.5
Sruinagarind		720.0	SPP	Coal	370.0
Vajiralongkorn		300.0	SPP	Oil	9.0
Tha Thung Na		39.0	<b>Combined Cycle Power Plant</b>		
Kaeng Krachan		19.0	Khanom CC	Gas	678.0
Bang Lang		72.0	Rayong CC Block1	Gas	294.7
Ban Santi		1.3	Block2	Gas	287.7
Mae Ngat		9.0	Block3	Gas	289.8
Huai Kum		1.1	Block4	Gas	302.9
Rajjaprabha		240.0	Ratchaburi CC Block1	Gas	685.0
Pak Mun		136.0	Block2	Gas	675.0
Lam Takhong		500.0	Block3	Gas	681.0
Miscellaneous		0.4	Tri Energy Co.,Ltd	Gas	700.0
<b>Thermal Power Plant</b>			Independent Power Co.,Ltd	Gas	700.0
South Bangkok	Oil/Gas	1,330.0	Grow IPP Co.,Ltd	Gas	713.0
Bang Pakong	Oil/Gas	2,300.0	Eastern Power Co.,Ltd	Gas	350.0
Mae Moh	Lignite	2,400.0	Gulf Power Generation Co.,Ltd	Gas	734.0
Krabi	Oil	340.0	SPP	Gas	1,293.0
<b>Combined Cycle Power Plant</b>			<b>Renewable Energy Source</b>		
Bang Pakong Block1-2	Gas	772.6	SPP	Biomass	287.1
Block3-4	Gas	657.1	<b>Gas Turbine Power Plant</b>		
South Bangkok Block1	Gas	335.0	SPP	Gas	120.0
Block2	Gas	618.0	<b>Miscellaneous</b>		
Num Phong Block1-2	Gas	737.2	EGAT-TNB		
Wang Noi Block1-2	Gas	1,304.4			
Block3	Gas	722.8			
<b>Gas Turbine Power Plant</b>					
Lan Krabu	Gas	237.0			
Nong Chok	Diesel	366.0			
Surat Thani	Diesel	244.0			
<b>Diesel</b>					
Mae Hong Son	Diesel	4.4			
<b>Renewable Energy Source</b>					
<b>Total installed capacity of EGAT</b>		<b>15,793.6</b>	<b>Total installed capacity of Others</b>		<b>12,736.7</b>
			<b>Grand total Capacity</b>		<b>28,530.3</b>

出典: Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1); EGAT



出典: Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1); EGAT

図 1.6-10 タイの電源構成

EGTA の発電所全体の発電原価を表 1.6-6 に示す。2006 年、2007 年における値は 2Baht/kWh を若干超える水準であった。

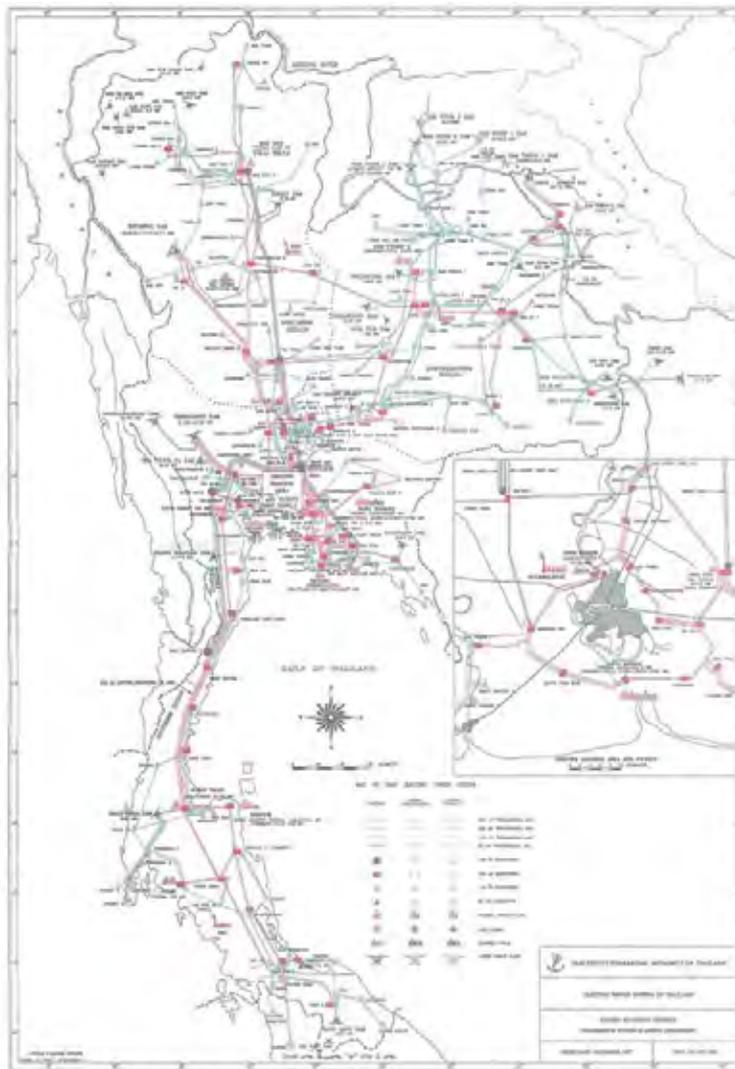
表 1.6-6 発電原価

EGAT Generation Costs	2007年	2006年
Baht/kWh	2.18	2.28
Uscent/kWh	6.55	6.83
Exchange Rate	1Baht=	0.03 US\$

出典:EGAT Annual Report 2007 の値より算出

### (3) 送電部門

送電システムはシングルバイヤーである EGAT が所有、運営を行っている。ほぼ全土を 230kV で網羅しており、中央と北部では 500kV の整備も終わっている。



出典: Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1); EGAT

図 1.6-11 タイのグリッドマップ

表 1.6-7 EGAT の送電システムシステム(2007 年時点)

Voltage Level (kV)	Line Length (Circuit-km)	Number of Substations	Transformer Capacity (MVA)
500	3,432.90	9	13,049.98
230	13,304.00	67	40,660.04
132	8.71	-	133.40
115	13,765.21	130	14,966.24
69	46.06	1	33.00
300(HVDC)	22.99	-	388.02
<b>Total</b>	<b>30,579.87</b>	<b>207</b>	<b>69,230.68</b>

#### (4) 配電部門

タイには主な配電事業者として、首都圏配電公社(MEA)と地方配電公社(PEA)が存在する。

##### ・首都圏配電公社(MEA)

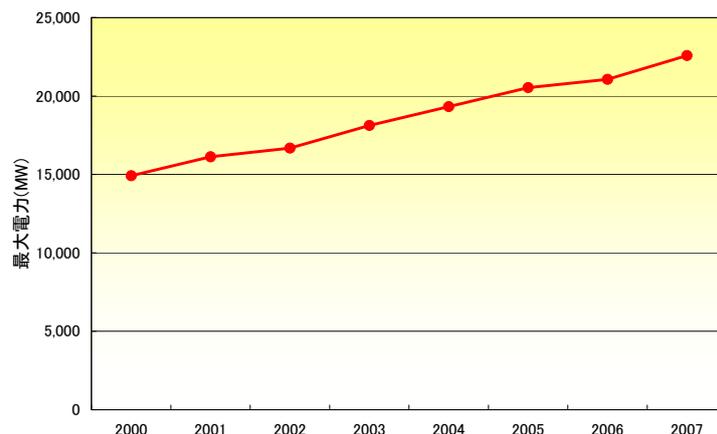
MEA は、EGAT が設立される以前の 1958 年にバンコク電気会社と政府の発電局が合併して設立された。現在、MEA は首都バンコクと隣接する 2 つの県(サムロプラカーン県、ノンタブリ県)で配電事業を行っている。供給量は消費電力量ベースで全体の約 32%を占めている。

##### ・地方配電公社(PEA)

PEA は、1960 年に地方電化の推進を目的に設立された。MEA の管轄以外の地域(73 県)を 4 つのグループに分けて配電事業を行っており、営業区域はタイ全土の 99%を占めている。供給量は消費電力量ベースで全体の約 66%を占めている。

#### (5) 電力需給状況

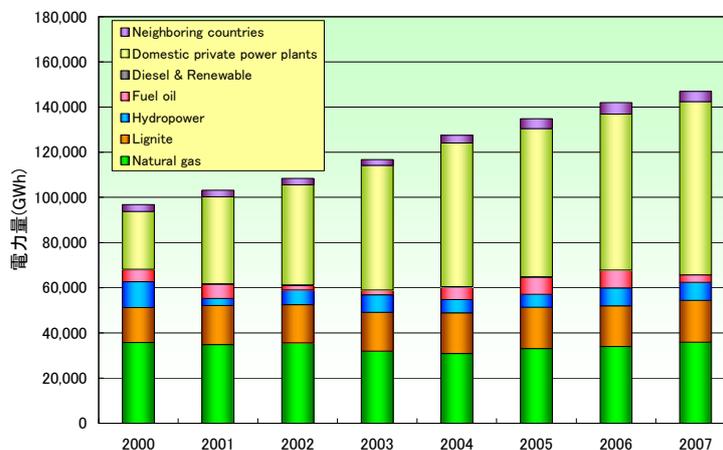
タイの最大電力の推移を図 1.6-12 に示す。最大電力は年々記録を更新しており、2000-2007 年の間は年平均で約 6%で増加している。



出典: Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1); EGAT

図 1.6-12 タイの最大電力の推移

電力需要の伸張に合わせて、発電電力量も年々増加の一途をたどっている。発電タイプ別に見ると、国内の IPP の発電量が増えている。このほとんどはガスコンバインドサイクルによる発電である。



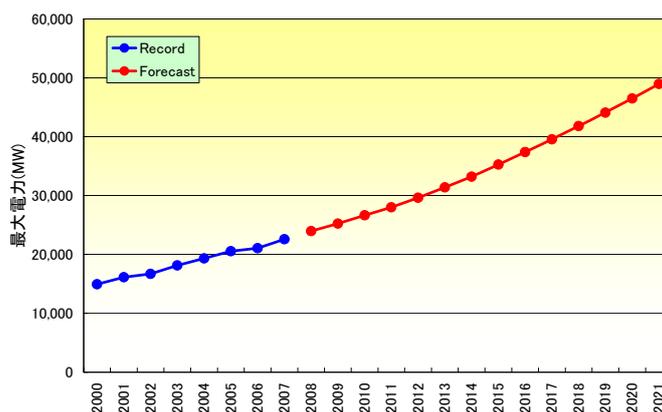
出典:EGAT Annual Report

図 1.6-13 タイの発電電力量の推移

## (6) 需給計画

### a. 需要予測

タイの電力需要予測の最新値は EGAT から発刊されている Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1) に掲載されている。その値を図 1.6-14 に示す。これによると、最大電力は、今後 2021 年までは年率で 6%弱のペースで伸びると想定されており、2021 年には 48,958MW に達すると想定されている。



出典:Thailand Power Development Plan 2007-2021 (PDP2007:Revision1); EGAT

図 1.6-14 最大電力予測値

b. 電源開発計画

前項の需要想定に対して、EGAT は表 1.6-8 に示す電源開発メニューを計画している。

表 1.6-8 タイの電源開発計画

Year	Power Plants	Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Reserve Margin (%)	
2007	Total installed capacity (as of December 2007)	28,530.3	22,586	20.4	
2008	Chana combined cycle power plant	710 MW			
	Gulf Power Generation Co. Ltd. #2	734 MW			
	Ratchaburi Power Co. Ltd. # 1-2	2x700 MW			
	Solar energy and wind energy power plants (RPS)	3 MW	31,377.3	23,957	23.6
2009	Retirement of South Bangkok thermal power plant #1-3	-710 MW			
	CHP of South Bangkok combined cycle power plant #2	74 MW			
	SPPs	88 MW			
	Small hydropower plant (RPS)	45.7 MW			
	South Bangkok combined cycle power plant #3	715 MW			
	Bang Pakong combined cycle power plant #5	719 MW			
	Retirement of Bang Pakong combined cycle power	-772.6 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Nam Theun 2)	920 MW	32,456.4	25,225	21.1
	2010	CHP of Wang Noi combined cycle power plant #1-3	243 MW		
SPPs		225 MW			
North Bangkok combined cycle power plant #1		685 MW			
Small hydropower plant (RPS)		33 MW	33,642.4	26,635	22.7
2011	Power purchased from Lao PDR (Nam Ngum 2)	596.6 MW			
	SPPs	25 MW			
	Retirement of Khanom thermal power plant #1	-69.9 MW	34,194.1	27,996	18.5
2012	New IPP power plant (Gas)	800 MW			
	New IPP power plant (Coal)	660 MW			
	Wang Noi combined cycle power plant #4	700 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Theun Hinboun –	220 MW			
	SPPs	245 MW	36,819.1	29,625	20.6
2013	Retirement of South Bangkok thermal power plant #4-5	-620 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Nam Ngum 3)	440 MW			
	Bang Pakong combined cycle power plant #6	700 MW			
	New IPP power plant (Gas)	800 MW			
	New IPP power plant (Coal)	540 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Hong Sa 1)	490 MW			
	SPPs	200 MW	39,369.1	31,384	22.0
2014	Power purchased from Lao PDR (Nam Theun 1)	523 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Nam Ngiep)	261 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Hong Sa 2 - 3)	2x490 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Nam Ou 1)	200 MW			
	SPPs	200 MW	41,533.1	33,216	21.1

つづく

Year	Power Plants	Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Reserve Margin (%)	
2015	Retirement of Rayong combined cycle power plant #1-4	-1175.1 MW			
	Power purchased from Lao PDR (Nam Ou 2)	843 MW			
	New IPP power plant (Gas)	2x800 MW			
	Thermal power plant (Coal) – EGAT #1 SPPs	700 MW 210 MW	<b>43,711.0</b>	<b>35,251</b>	<b>19.8</b>
2016	Thermal power plant (Coal) – EGAT #2-3 SPPs	2x700 MW 200 MW			
	Retirement of Khanom thermal power plant #2	-70.2 MW			
	Retirement of Khanom combined cycle power plant	-678 MW	<b>44,562.8</b>	<b>37,382</b>	<b>17.2</b>
	2017	Retirement of Bang Pakong combined cycle power	-328.5 MW		
New IPP power plant (Gas/Coal)		700 MW			
South Bangkok combined cycle power plant #4-5		2x700 MW			
Power purchased from neighboring countries		510 MW			
Thermal power plant (Coal) – EGAT #4 SPPs		700 MW 200 MW			
Retirement of SPPs		-180 MW	<b>47,564.3</b>	<b>39,560</b>	<b>16.7</b>
2018		Retirement of Bang Pakong combined cycle power	-328.5 MW		
		Retirement of Nam Pong combined cycle power plant #1	-370.56 MW		
	New IPP power plant (Gas/Coal)	700 MW			
	Southern region combined cycle power plant - EGAT	700 MW			
	Power purchased from neighboring countries SPPs	1780 MW 175 MW			
	Retirement of SPPs	-42 MW	<b>50,178.2</b>	<b>41,795</b>	<b>16.6</b>
	2019	Retirement of Bang Pakong combined cycle power	-1100 MW		
North Bangkok combined cycle power plant #2		700 MW			
Power purchased from neighboring countries		2600 MW			
Retirement of SPPs		-189 MW	<b>52,189.2</b>	<b>44,082</b>	<b>15.5</b>
2020	Retirement of South Bangkok combined cycle power	-335 MW			
	Retirement of Nam Pong combined cycle power plant #2	-366.6 MW			
	Power purchased from neighboring countries	2600 MW			
	Thermal power plant (Nuclear) – EGAT #1-2	2x1000 MW			
	Retirement of power plant of Tri Energy Co. SPPs	-700 MW -188 MW	<b>55,199.6</b>	<b>46,481</b>	<b>17.4</b>
2021	Retirement of SPPs	-200 MW			
	Power purchased from neighboring countries	1200 MW			
	Thermal power plant (Nuclear) – EGAT #3-4	2x1000 MW	<b>58,199.6</b>	<b>48,958</b>	<b>16.2</b>
Total installed capacity (as of December 2006)		28,530.3	MW		
Total added capacity		38,093.3	MW		
Total retired capacity		- 8,424.0	MW		
<b>Grand total installed capacity (at the end of 2021)</b>		<b><u>58,199.6</u></b>	<b>MW</b>		

出典: Thailand Power Development Plan 2007–2021 (PDP2007:Revision1); EGAT

## (7) 電気料金体系

MEA の料金制度を例示する。料金単価の増減方式と時間帯別料金制度で省エネおよびピークシフトを促している。次表に大規模需要家の時間帯別料金表 (MEA、Time of Use Tariff) を示す。ピーク・オフピーク間で 2.3 倍程度である。

表 1.6-9 大規模需要家の料金表 (MEA、Time of Use Tariff)

	Demand Charge (Baht/kW)	Energy Charge (Baht/kWh)		Service Charge (Baht/month)
	On Peak	On Peak	Off Peak	
69kV and over	74.14	2.6136	1.1726	228.17
12 – 24 kV	132.93	2.6950	1.1914	228.17
Below 12 kV	210.00	2.8408	1.2246	228.17
Notes: On Peak	Monday-Friday			9 am to 10 pm
Off Peak	Monday-Friday			10 pm to 9 am
	Saturday-Sunday, National Labor Day and normal public holiday			0 am to 12 pm
<p>注) 対象需要家は、15 分値で 1,000kW を超える需要家、あるいは単相契約で月に 250,000kWh を 3 ヶ月連続で超える需要家。上記以外に力率課金(無効電力の 15 分値が有効電力の最大値の 61.97%を超える場合、超過分に対し 1kvar ごとに 14.02Baht の追加課金)もある。</p>				

出典: MEA website

### 1.6.3 フィリピン

#### (1) 電力産業の構造

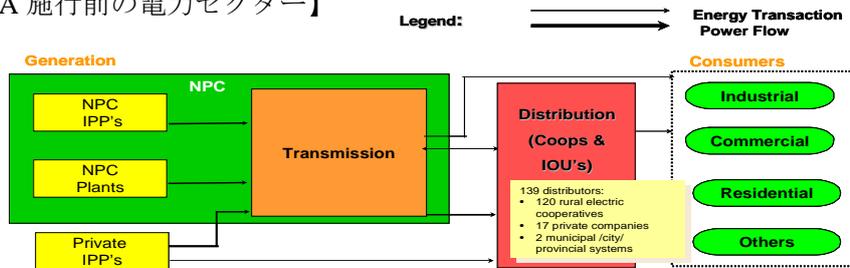
フィリピンでは、1980年代から電力不足が続き、1992年から1993年にかけて電力危機が発生、1日5-6時間に及ぶ停電が頻発した。政府はこれに対して発電部門に民間の独立電力事業者(IPP)を積極的に誘致することにより電源の開発を促進し、1994年には電力不足は解消された。

これらIPP事業における電力購入契約は、ドル連動の売電価格、発電電力の買い取り保証、国家電力公社(以下NPC)による燃料供給契約、輸出信用機関による低利融資・保証とそれに対するフィリピン政府の保証など、IPP事業者には有利な条件がそろっていた。それにより民間投資が促進された反面、電力の買い取り義務を負わされたNPCは配電会社への卸価格はペソ建てで、しかも価格が政策的に低く抑えられたことから、逆ザヤが生じる事態となった。その様な状況に加えて1997年にアジア通貨危機が発生し、ペソの対ドル相場が急落したことにより、NPCの財務状況が悪化し、長期債務の返済が困難な状況に陥った。

このような状況の下、政府はNPCの債務削減と経営の効率化を目的として2001年6月に電力産業改革法(EPIRA、Republic Act 9136)を施行した。同法によるフィリピンの電力セクターの主な変更点は次のとおりである。

- 電力セクターの発電、送電、配電、供給部門への水平完全分離
- それに伴いNPCからの送電部門を分離し、送電会社(TransCo)を設立
- NPC、TransCoの資産を資産負債管理公社(PSALM)への移管ならびに資産の民間売却
- 電力卸スポット市場(WESM)の設立、オープンアクセスの実施
- エネルギー規制委員会(ERC)の設立

【EPIRA 施行前の電力セクター】



【EPIRA 施行後の電力セクター】

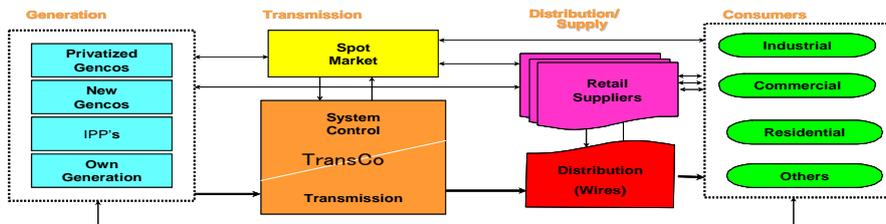


図 1.6-15 フィリピンの電力セクター構造

EPIRA では、2002 年中に卸売市場を創設し、2005 年までに NPC の資産売却を終了させ、2006 年にオープンアクセスを認める予定であった。しかし、卸市場(WESM)は 4 年遅れの 2006 年 6 月ようやく稼動するなど、改革の進捗は遅れている。

また、EPIRA の最重要目的は 1 兆ペソを超える NPC の長期債務を処理するとともに、電力産業に競争原理を導入し、電力料金を低減させることにあったが、その目的も調査の 2007 年 7 月時点では達成されていない。

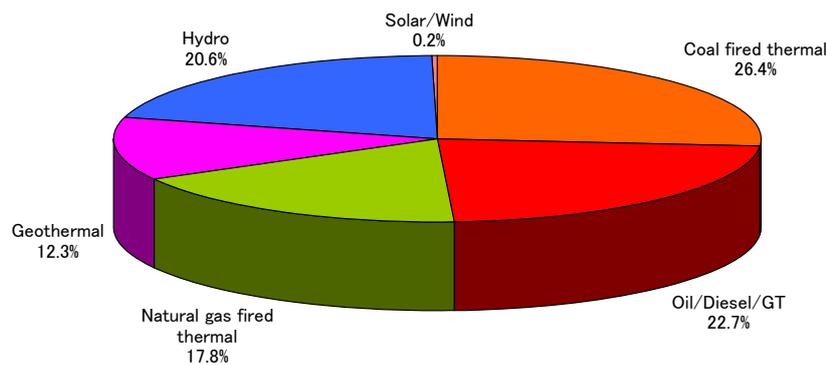
債務処理進まないが主な理由としては、民間投資家が買い取った施設には PPA (Purchase Power Agreement)がつかないため、投資家の投資意欲が盛り上がっていないためといわれている。

電力料金についても、このことにより卸市場への参加者の多様化が進まず、また、小売市場も 8 割程度を MERALCO (配電会社) の寡占となっていることから、競争原理が十分働かず、高止まりしているとの指摘がなされている。

## (2) 発電部門

電力自由化途上であるフィリピンの発電部門は、まだ NPC の売却が完了していない(法律では施行時点の資産の 70%まで売却予定)ために、大別すれば、NPC、NPC と IPP 契約を結んでいる民間の発電所(IPP 契約は PSALM との契約に変更される。)と NON-NPC の民間の発電所に分かれる。

図 1.6-16 にフィリピンの認可出力(Installed Capacity)ベースの供給力の構成を示す。2008 年 4 月現在で 15,937MW の供給力を有しており、その内石炭火力が 26.4%、石油ベースの発電所が 22.7%、天然ガス火力が 17.8%、水力が 20.6%を占めている。特徴的なのは島嶼国であることから、ディーゼル発電の比率が多いこと、地熱発電の比率が世界最高レベルであること、石炭火力の比率が低いことである。



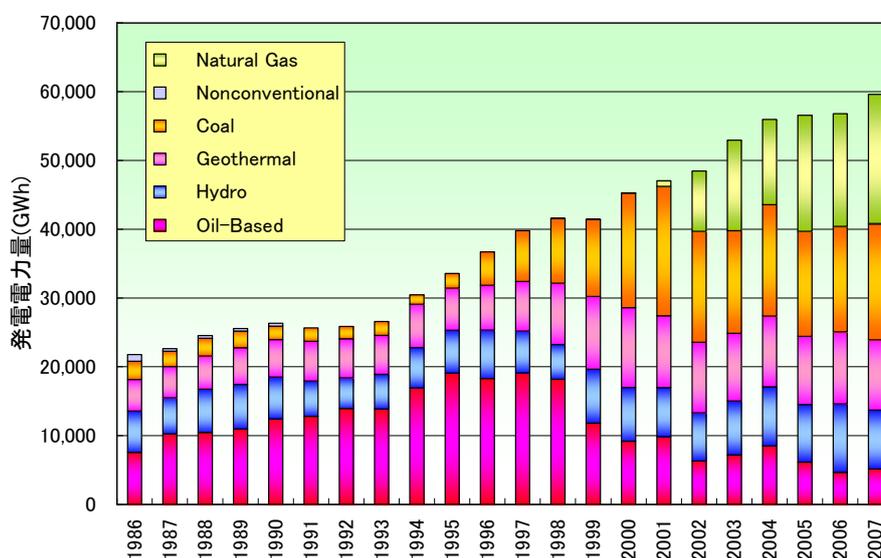
出典:DOE HP

図 1.6-16 フィリピンの電源構成

フィリピンの燃料種別毎の発電電力量は図 1.6-17 に示すとおりである。2001 年以降に Malampaya ガス田での天然ガスの生産が開始されたことにより、天然ガス火力による発電が本格化し、その量は年々増えており、それに置き換わられる形で石油ベースの発電が減っている。

天然ガス火力に関していうと、設備利用率 70%に到達する勢いで発電している。一方で

石炭火力は 50%にも満たない水準で運転しており、一般的に考えられている経済的な運転領域を無視する形となっているのが、フィリピンの特徴であり課題でもある。(一般的には経済性を考慮し、石炭火力 70~80%、ガス火力 40~50%)。



出典:DOE HP

図 1.6-17 フィリピンの燃料種別の発電電力量

### (3) 送電部門

送電部門は先述のとおり、2003年3月1日にNPCより独立した送変電会社であるTransCoが運営・保守管理ならびに新設計画・建設を実施している。また、TransCoは系統運用も実施しており、Luzon、Visayas、Mindanaoに給電指令所を有し、日々、需給バランスを監視しながら、系統の運用を行っている。

TransCoの送電線延長は海底ケーブルも含め、約21,319kmであり、変電所は93箇所、約24,310MVAの容量を有している。

政府は2006年にTransCoの経営、グリッドの運用等の事業権(25年間)についてコンセッション契約を公募することにより民営化を図ることを発表、入札を実施してきたが、過去3回入札が成立しなかったが、2007年12月の第4回目の入札でMonte Oro Grid Resources Corp.、Calaca High Power Corp.、State Grid Corp. Of Chinaのコンソーシアムが権利を落札した。現在はこのコンソーシアムに対する議会の認可手続きが行われている最中であり、それが降り次第、事業権が与えられることとなっている。



出典: "TransCo Annual Report"

図 1.6-18 フィリピンのグリッドマップ

#### (4) 配電部門

フィリピンの配電事業者は、最大手の MERALCO など 16 の民間配電事業者(Private Investor-Owned Utilities)、120 の地方電化組合(Electric Cooperatives)、8 つの地方自治体 (Local Government Unit-Owned Utilities) の合計 144 の事業者からなっている。

## (5) 電力需給状況

フィリピンの電力システムは地域的に Luzon、Visayas、Mindanao に分かれており、TransCo がそれぞれの地域に給電指令所を有して運営している。この内、Luzon と Visayas のシステムは連系されている。このような状況から、全土合計ではなく各地域の最大電力の経年推移を示す。

各地域とも 1990 年代以降、電力需要は着実に増勢を続けており、この 5 年間の平均の増加率は 3-4% を示している。

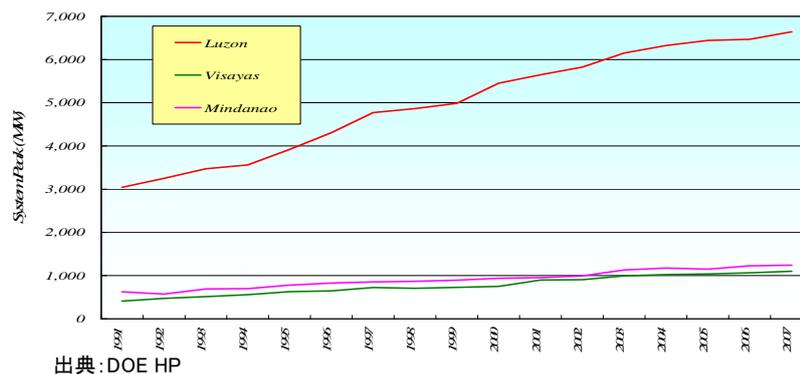


図 1.6-19 地域別最大需要推移

2007 年のフィリピンの電力需給状況は表 1.6-10 に示すとおりである。DOE の”Power Supply and Demand Outlook 2006-2014”によると系統を安定的に運用するのに必要な供給予備力は Luzon と Visayas 系統で 23.4%、Mindanao 系統で 21.0%としているので、Luzon、Mindanao 地域では、まだ供給には余力があるが、Visayas 地域は徐々に需給が逼迫する状況になってきている。

表 1.6-10 フィリピンの電力の需給状況

	2007年最大電力 (MW)	Installed Capacity (MW)	Dependable Capacity (MW)	供給予備率 (Dependable基準) (%)
Luzon	6,543	12,172	10,029	53.3%
Visayas	1,102	1,832	1,494	35.6%
Mindanao	1,241	1,933	1,682	35.5%

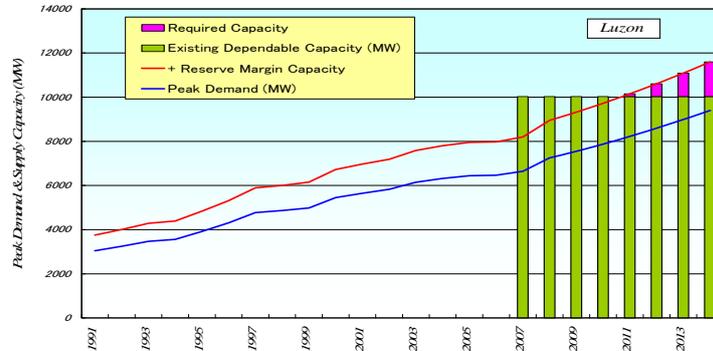
出典: DOE HP

## (6) 需給計画

### a. 需要予測

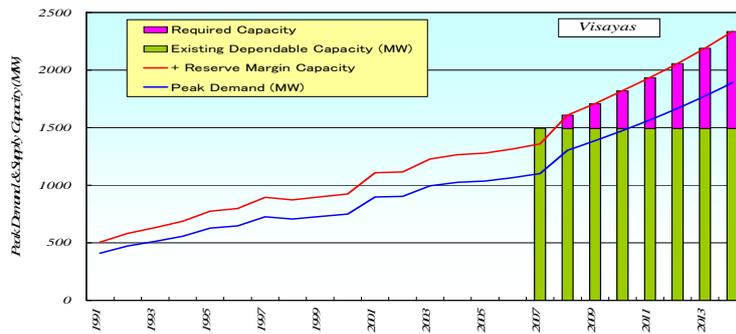
フィリピンの最新の電力需要予測は DOE が 2008 年に発行した”Philippine Energy Plan 2007-2014”に掲載された 2014 年までのものである。これによると 2014 年時点で最大電力は Luzon で 9,397MW、Visayas で 1,892MW、Mindanao で 2,112MW に達すると予想されている。これに対して、リザーブマージンを Luzon と Visayas において 23.4%、Mindanao において 21.0%を考慮すると 2014年に必要となる供給能力は Luzon で 11,596MW、Visayas で 2,335MW、Mindanao で 2,556MW となる。このような条件と現在の設備容量(Dependable Capacity)の関

係を示したものを図 1.6-20、図 1.6-21、図 1.6-22 に示す。この図の内、ピンク色の部分が 2014 年までに追加投入が必要な発電設備容量を示している。これから、2014 年までにフィリピン全土で 2,200MW 以上の新規開発が必要であることが分かる。



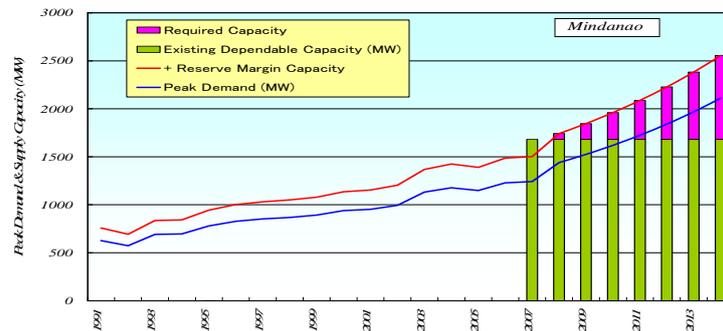
出典：“Philippine Energy Plan 2007-20014”と  
 ”Power Supply and Demand Outlook 2006-2014”に基づき作成

図 1.6-20 Luzon システムの電力需要予測



出典：“Philippine Energy Plan 2007-20014”と  
 ”Power Supply and Demand Outlook 2006-2014”に基づき作成

図 1.6-21 Visayas システムの電力需要予測



出典：“Philippine Energy Plan 2007-20014”と  
 ”Power Supply and Demand Outlook 2006-2014”に基づき作成

図 1.6-22 Mindanao システムの電力需要予測

## b. 電源開発計画

フィリピンの発電部門は完全民営化、自由化に向かっているため、国家の電力供給計画が、はたしてどういう意味を持つかは不明であるが、上記の需要予測に基づき”Philippine Energy Plan 2007-20014”では表 1.6-11 に示すような電力設備の開発計画を示している。

表 1.6-11 電源開発計画一覧

Project Name	Capacity (MW)	Target Year	Location
<b>Luzon</b>			
<b>Committed</b>	<b>608.25</b>		
Northwind Power Project, Phase2	8.25	2008	Burgos, Ilocos Norte
Coal-Fired Power Plant	600.00	2011	Mariveles, Bataan
<b>Indicative</b>	<b>3,103.00</b>		
Burgos Wind Power Project Phase I	40.00	2009	Ilocos Norte
Ilijan CCGT expansion	300.00	2009	Ilijan, Batangas City
Bulacan Biomass-to-Energy Project	15.00	2009	Bocau, Bulacan
Burgos Wind Power Project Phase II	46.00	2010	Ilocos Norte
2 <sup>nd</sup> Phase CFB Coal-Fired Power Plant	50.00	2010	Mabalacat, Pampanga
Coal Fired Power	300.00	2010	Subic
San Gabriel Power Plant	550.00	2011	Sta.Rita, Batangas City
Kalayaan Pumped Storage Power Plant III(CBK Expansion)	360.00	2011	Kalayaan, Laguna
Tanawon Geothermal Project	40.00	2011	Sorsogon
Rangas Geothermal Project	40.00	2013	Sorsogon
Manito-Kayabon Geothermal Project	40.00	2013	Sorsogon
Balingtingon River Multi-purpose Project	44.00	2013	Nueva Ecija
Pagbilao Expansion	400.00		Pagbilao, Quezon
Pantabangan Expantion	78.00		Pntabangan, Nueva Ecija
2 x 150MW CCGT Power Station	300.00		Quezon Province
Quezon Power Expansion Project	500.00		Mauban, Quezon
<b>Visayas</b>			
<b>Committed</b>	<b>220.00</b>		
Cebu Coal Fired Power Plant, Phils	200.00	2010	Naga, Cebu
Nasulo Geothermal	20.00	2010	Nasuji, Valencia, Negros Oriental
<b>Indicative</b>	<b>624.00</b>		
Coal-fired Plant	100.00	2010	Conception, Iloilo Panay Island
Toledo Coal Expansion	246.00	Phase I-2010	Toledo City, Cebu
Panay Biomass Power Project	25.00	Phase I-2010	Panay Island
GBPC Coal-Fired Plant(2x82MW)	164.00	II-2011	Iloilo, Panay Island
Dauin Geothermal	40.00	2010	Dauin, Negros Oriental
Aklan Hydropower Project	41.00	2011	Libacao, Aklan
Villasiga HEP	8.00	2011	Sibalom, Antique
		2012	
		2012	
<b>Mindanao</b>			
<b>Committed</b>	<b>92.50</b>		
Mindanao 3 Geothermal	50.00	2010	North Cotabato
Sibulan Hydropower	42.50	2009	Sta.Cruz, Davao del Sur
<b>Indicative</b>	<b>745.50</b>		
Cabulig Hydro	8.00	2010	Plaridel, Jasaan Misamis Oriental
Tamugan AB. Panigan and Suawan Hydroelectric Power	34.50	2010	Hedcor Tamugan, Inc.
Cagayan de Oro Biomass Power Project	10.00	2010	Cagayan de Oro
Agus 3 Hydroelectric Plant	225.00	2011	
SM 200MW CFBB CFTPP	200.00	2011	Southern Mindanao
Sultan Kudarat Coal	200.00	2012	Sultan Kudarat
Tagoloan Hydropower	68.00	2012	Bukidnon
<b>Total Committed</b>	<b>920.75</b>		
<b>Total Indicative</b>	<b>4,472.50</b>		

出典: "Philippine Energy Plan 2007-20014"

## (7) 電気料金体系

以下に首都マニラに配電を行っている MERALCO の料金単価の一例（家庭部門）を次表に示す。料金単価における逓増方式とピークシフトを促す時間帯別料金等が設定されている。また産業部門等、力率による調整がある場合（力率 85%より高ければ 1%ごとに 3%の割引、85%より低ければ 1%ごとに 6%の追加）もある。

表 1.6-12 料金単価一例(家庭部門・MERALCO)

Distribution Charge (per kWh)		Supply Charge (per kWh)	
0-200 kWh	0.5729	0.5271	
201-300 kWh	0.8765	Metering Charges	
301-400 kWh	1.1628	Energy (per kWh)	0.2435
401 kWh and up	1.6615	Fixed Amount (per customer)	5.00

出典：MERALCO website

MERALCO の時間帯別料金制度は 2007 年 6 月の ERC の認可を受け開始したフェーズ 1 の段階にあり、年平均で 750kW 以上のデマンドの顧客と家庭部門の 2,000kWh の電力消費量の顧客が対象である。フェーズ 2 では対象を拡大する予定である。設定時間と料金は次表の通りである。このオプションへの申し込みにはメーター費用と月々の追加料金も発生する。

表 1.6-13 時間帯別料金表

Peak and Off-Peak Hours		
Peak Periods	Monday to Saturday	8 am to 9 pm (13 hours)
	Sunday	6 pm to 8 pm (2 hours)
Off-Peak Periods	Monday to Saturday	12 am to 8 am, 9 pm to 12 am (11 hours)
	Sunday	12 am to 6 pm, 8 pm to 12 am (22 hours)
Peak and Of-Peak Rates		
	Dry Season (Jan. – June)	Wet Season (July – Dec.)
Weekday (Monday to Saturday)		
Peak Rate	P6.4852/kWh	P6.1053/kWh
Off-Peak Rate	P3.0925/kWh	P3.0925/kWh
Weekend (Sunday)		
Peak Rate	P6.4852/kWh	P6.1053/kWh
Off-Peak Rate	P3.0925/kWh	P3.0925/kWh

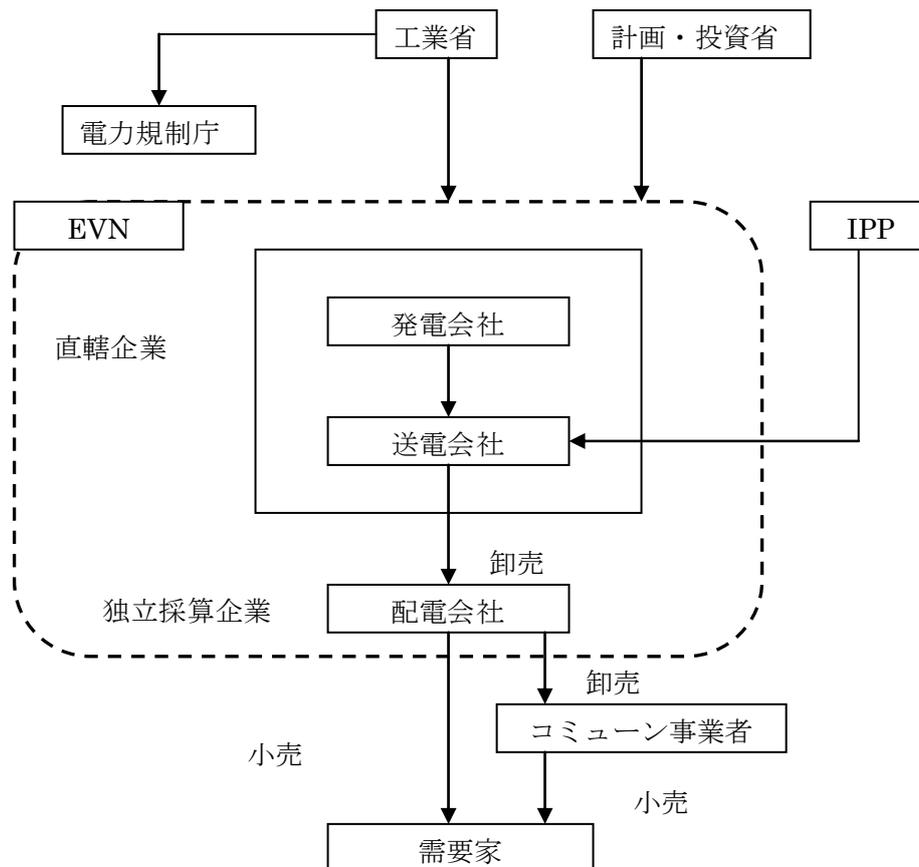
出典：MERALCO website

## 1.6.4 ベトナム

### (1) 電力産業の構造

ベトナムの電気事業は国営電気事業者である EVN が中心となり、その他発電部門の IPP と地方部の小規模な Commines と呼ばれる小売事業者により形成されている。

EVN は直轄企業である発電会社や 4 つの送電会社を通じて、全国の発送電事業を行い、傘下にある独立採算の配電会社 9 社に電力の卸売を行っており、その配電会社が全国の需要家に電力を供給している。



出典:「インドシナ3カ国電力事情調査」;海外電力調査会

図 1.6-23 ベトナムの電気事業形態

### (2) 発電部門

発電部門は EVN の直轄企業と IPP から成り立っている。2005 年 12 月現在、ベトナムの発電設備容量は 11,340MW に達しており、その内、約 22%を IPP/BOT が占めている。

EVN の直轄発電企業は、基幹送電系統に接続する発電所 19 箇所がそれぞれ独立した企業形態をとったものであり、各社は給電指令所からの日常的な運転指令や EVN が作成する総合的な保守計画に従って、発電や保守などを実施している。

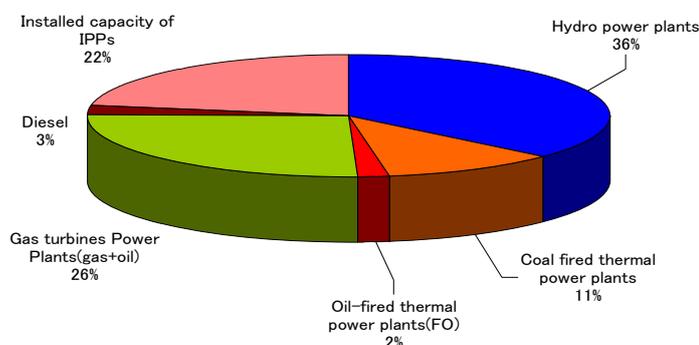
表 1.6-14 EVN 直轄発電企業

水力発電会社	Hoa Binh、Thac Ba、Ialy、Tri An、Thac Mo、Da Nhim-Ham Thuan-Da Mi、Vinh Son-Song Hinh、Dai Ninh、Quang Tri、Tuyen Quang
火力発電会社	Pha Lai、Uong Bi、Ninh Binh、Thu Duc、Can Tho、Hai Phong、Quang Ninh、Ba Ria、Phu My

EVN の発電設備は図 1.6-15 に示すとおりであり、2005 年 12 月現在で設備容量で 8,882MW に達しており、燃料種別毎の比率で見ると水力の比率が大きいことが他国との比較から見ると特徴的であり、その比率は 36% にのぼる。

表 1.6-15 EVN の発電所一覧(2005 年 12 月現在)

Power Plants	Installed capacity (MW)
<b>Total installed capacity of Vietnam power system</b>	<b>11,340</b>
<b>Installed capacity of EVN's power plants</b>	<b>8,822</b>
<b>Hydro power plants</b>	<b>4,155</b>
Hoa Binh	1,920
Thac Ba	120
Tri An	420
Da Nhim-Song Pha	167
Tac Mo	150
Vinh Son	66
Ialy	720
Song Hinh	70
Ham Thuan-Da Mi	476
Hydro	46
<b>Coal fired thermal power plants</b>	<b>1,245</b>
Pha Lai 1	440
Pha Lai 2	600
Uong Bi	105
Ninh Binh	100
<b>Oil-fired thermal power plants(FO)</b>	<b>198</b>
Thu Duc	165
Can Tho	33
<b>Gas turbines Power Plants(gas+oil)</b>	<b>2,939</b>
Ba Ria	389
Phu My 2-1	732
Phu My 1	1,090
Phu My 4	450
Thu Duc	128
Can Tho	150
<b>Diesel</b>	<b>285</b>
<b>Installed capacity of IPPs</b>	<b>2,518</b>



出典: EVN HP

図 1.6-24 EVN の電源構成

ベトナムにおいて IPP の発電設備の導入は、1990 年代後半から本格的に進められ、2006 年 11 月現在では、北部に 3 箇所、南部に 6 箇所が建設されている。特に南部への IPP 進出が多く見られ、最近では規模の大きいコンバインド・サイクルである Phu My 3(720MW)や Phu My 2-2(720MW)が、それぞれ 2004 年 2005 年に運転を開始した。これにより、南部では IPP 設備容量の比率が約 9 割を占めるに至っている。

### (3) 送電部門

送電部門は、主に EVN の直轄企業である中央給電指令所(National Load Dispatching Center : NLDC)と送電会社(Power Transmission Company : PTC)からなる。

指令であり、南北ベトナムの需給調整の要となっている。中央給電指令所のほかに北部、中部、南部の各地域に地域給電指令所が存在し、中央給電指令所と調整を取りつつ、担当する地域において 220kV 及び 110kV 系統の運用を実施している。

送電会社としては PTC1(北部)、PTC2(中北部)、PTC3(中南部)、PTC4(南部)の 4 社があり、500kV、220kV、110kV 送電設備を運用管理している。これらの PTC の主たる業務は、送変電設備の保守・運用である。

### (4) 配電部門

配電会社(Power Company : PC)は、EVN 参加の独立採算企業として位置づけられ、地域別に 9 社が設置されている。各社は、各地域の需要家や先述の Commune 事業者(電化組合)へ電力供給を行っている。PC は 110kV 以下の送配電線の運転・保守、料金収集などの営業業務、さらに地方電化などを実施している。PC は EVN の卸売料金に従って電力を調達して、全国一律の小売料金で電力を供給している。なお、送電系統に接続されていない地域では小規模発電会社から周辺地域に電力供給していることもある。

9 配電会社は次の通り。

PC1 : 北部(ハノイ市、ハイフォン市を除く)

PC2 : 南部(ホーチミン市、ドンナイ省を除く)

PC3 : 中部

Hanoi Power Company(HPC) : ハノイ市

Ho Chi Minh city Power Company(HCMPC) : ホーチミン市

Hai Phong Power Company(HPPC) : ハイフォン市

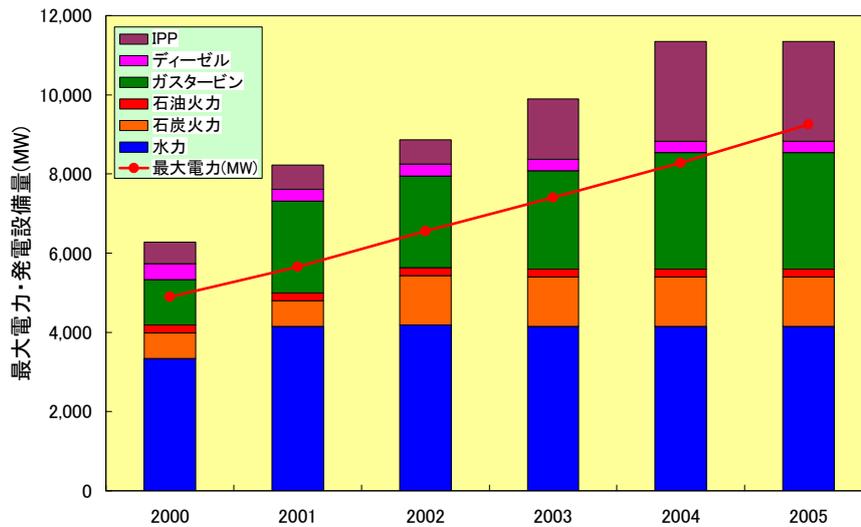
Dong Nai Power Company(DNPC) : ドンナイ省

Hai Duong Power Company(HDPC) : ハイドン省

Ninh Binh Power Company(NBPC) : ニンビン省

### (5) 電力需給状況

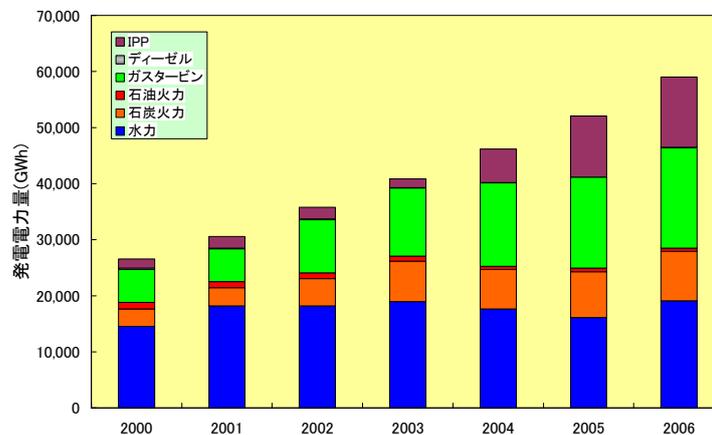
ベトナムの最大電力と発電設備容量の推移を図 1.6-25 に示す。2005 年に最大電力は 9,255MW に達しており、2000-2005 年までの 6 年間の平均年増加率は 13%を超えている。その需要をまかなうために、2005 年において 11,340MW 発電設備量をあてている。最大電力に対する余裕率は 22%程度である。



出典: 最大電力に関しては「インドシナ3カ国電力事情調査」; 海外電力調査会  
 発電設備量に関しては EVN Annual Report

図 1.6-25 最大電力と発電設備容量の推移

旺盛な電力需要の伸張に合わせて、発電電力量も年々増加の一途をたどっており、2000-2006年の年平均の増加率は14%に達している。水力による発電量は全体の30%を占め、比較的高いもののほとんど増加していないが、一方でガスタービン、IPPによる発電電力量の増加が顕著となっている。



出典: EVN Annual Report

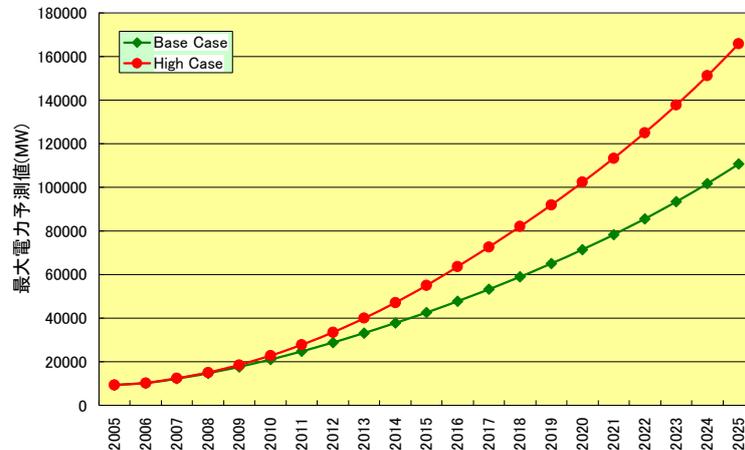
図 1.6-26 発電電力量の推移

## (6) 需給計画

### a. 需要予測

ベトナムの最新の電力需要予測は第6次電力開発計画(PDP6)に示されている。その数値を図1.6-27に示す。この中では、Base CaseとHigh Caseが設定されており、Base Caseでは2007-2015年まで年率平均で約17%、2015年以降2025年まで約10%の伸び率を見込んでお

り、High Case に至っては 2007-2015 年まで年率平均約 21%、2015-2020 で約 13%、2020-2025 年で約 10%と非常に大きな伸び率を想定している。その結果、最大電力は 2025 年において Base Case で 110,741MW、High Case で 165,834MW に達すると想定されている。



出典:PDP6

図 1.6-27 最大電力予測値

#### b. 電源開発計画

PDP6 では、前項のような非常に旺盛な需要に対応するために、次のような方針で電源の開発を進めるべく計画を立てている。

水力：国産エネルギー資源として最優先で開発を進める。しかし技術的、経済的に開発可能な量は 18～20GW が限界と評価されており、2015 年までには開発はほぼ終了する。

原子力：2020 年 1 号機運転開始を目指す。

ディーゼル・石油火力：現在稼働中の発電所は順次停止させる予定であるが、中部において石油あるいはガスによる火力発電所の新設が計画に残されている。

ガス火力：ベトナム南部沿岸にガス資源が分布しており、これらの国内ガス田の開発とともにガス火力発電所を順次建設する。現在確認されている埋蔵量から算出された供給力は約 17GW で、2020 年にほぼ開発が終了する。

再生可能エネルギー：開発計画にある再生可能エネルギーは 30MW 以下の小水力および風力である。小水力は主に民間会社による開発が見込まれている。

揚水式水力：2019 年に北部と南部でそれぞれ 1 号機運転開始の計画である。

石炭火力：上記開発でも需要に対して供給が不足する場合、全て石炭火力で補う計画となっている。北部に賦存する国内炭を使用した石炭火力を中心として開発を進めるが、中部南部についても 2012 年以降に輸入炭を燃料とした石炭火力が計画されている。

### (7) 電気料金体系

ベトナムの電気料金は全国統一で、基本料金はなく、供給電圧と用途により異なる単価が設定されている。用途は家庭用、製造業用、商業用、官庁用の区分があり、それぞれ従量料金制がとられている。

家庭用は、供給電圧が最小の 100kWh/月以下と最大の 301kWh/月以上では 3.1 倍の格差がつけられている。工業用、商業用については時間帯別に単価設定されており、オフピーク時とピーク時ではいずれも 3 倍以上の格差がつけられている。

表 1.6-16 ベトナムの電気料金表(2007 年改定)

(単位:ドン/kWh)

需要種類		時間帯		
		オフピーク(22 時～4 時)	通常(4 時～18 時)	ピーク(18 時～22 時)
工業	100kV 超過	425	785	1590
	22～110kV	445	815	1645
	6～22kW	480	860	1715
	6kV 以下	505	895	1775
商業	6kV 超過	885	1510	2715
	6kV 以下	915	1580	2855
官庁	6kV 超過	990		
	6kV 以下	1030		
家庭	100kWh/月以下	550		
	101～150kWh/月	1110		
	151～200kWh/月	1470		
	201～300kWh/月	1600		
	301kWh/月以上	1720		

出典: 海外電気事業統計 2008 をもとに作成

## 1.6.5 インド

### (1) 電力産業の構造

インドにおいては中央政府と州政府に各電力省があり、中央政府が同省直轄の発電会社、送電会社を保有する一方で、州政府は参加の州電力庁を管理し、配電と州の発電所を管理している。

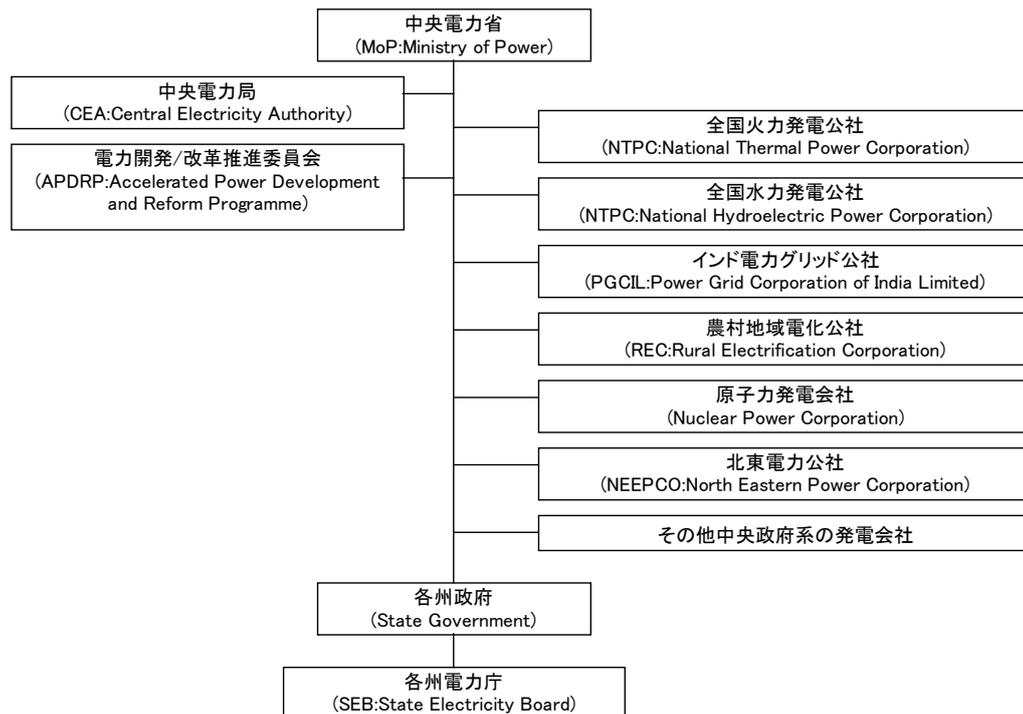


図 1.6-28 インドの電気事業の組織形態

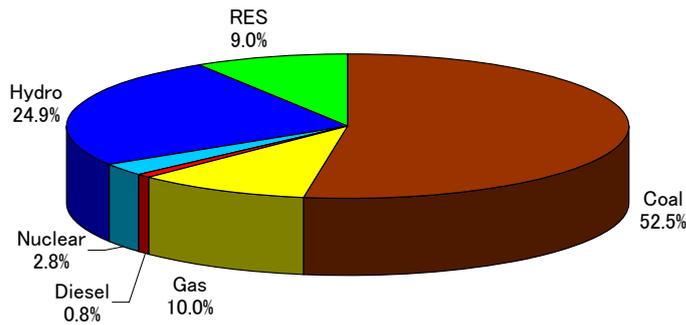
### (2) 発電部門

インドの発電部門は主に中央政府の管轄下にある全国火力発電公社、全国水力発電公社、原子力発電公社、北東電力公社、その他の中央政府直轄の発電会社(7社程度)並びに州政府が運営している発電所により構成されている。

2008年10月31日の段階で、インドの電力事業者が所有している発電設備容量は146,752.81MWであり、それに加えて、1MW以上の容量を有する自家発電の容量が2007年3月31日段階の合計で19,509.49MW程度であり、総合計で166,262MWの設備容量が存すると考えられる。

燃料種毎の設備比率は図1.6-29に示すとおりであり、半量以上が石炭火力であり、4分の1を水力が占めている。

表1.6-17に発電所の所有者別の設備容量を示す。これによると、州政府が半量以上を所有しており、インドの発電セクターで重要な役割を果たしていることが分かる。



出典: Ministry of Power HP のデータ(自家発電除き)より作成

図 1.6-29 インドの電源構成(2008年10月31日現在)

表 1.6-17 所有形態毎の発電設備容量(2008年10月31日現在)

単位: MW

	Thermal				Nuclear	Hydro	RES	Total
	Coal	Gas	Diesel	Total				
州政府	42,627.50	3,882.02	602.61	47,112.13	0.00	26,675.76	2,247.68	76,035.57
中央政府直轄	29,120.00	6,638.99	0.00	35,758.99	4,120.00	8,592.00	0.00	48,470.99
民間	5,241.38	4,183.00	597.14	10,021.52	0.00	1,230.00	10,994.73	22,246.25

出典: Ministry of Power HP のデータ(自家発電除き)より作成

### (3) 送電部門

送電設備は中央政府の直轄部門であるインド電力グリッド公社と州の電力庁により所有されているが、運営はインド電力グリッド公社が担当している。

インドグリッド公社は国内送電網の拡充を目的として1989年に設立され、それまでNTPC、NHPC、NEEPCOなどが所有していた送電設備資産を受け継ぎ、また中央電気規制委員会が所有していた中央給電指令所を受け継いでいる。

表 1.6-18 送電設備の概要(2008年10月31日現在)

	Central Sector	State Sector	Total
<b>Transmission Lines(c-km)</b>			
765kV	2,439	409	2,848
400kV	58,806	27,059	85,865
220kV	10,034	111,274	121,308
500kV HVDC Lines(c-km)	4,557	1,504	6,061
<b>Sub Stations (MVA)</b>			
765kV	4,500	0	4,500
400kV	52,610	55,127	107,737
220kV	4,476	166,097	170,573
500kV HVDC Converter/BTB Station(MW)	11,000	3,000	14,000

出典: Ministry of Power HP

### (4) 配電部門

配電部門は主に州の電力庁が担当しており、小売部門もかねている。インドにおける配電部門の標準的な運用電圧は33kV以下である。2005年3月31日段階での配電設備の概要は表 1.6-19 に示すとおりである。

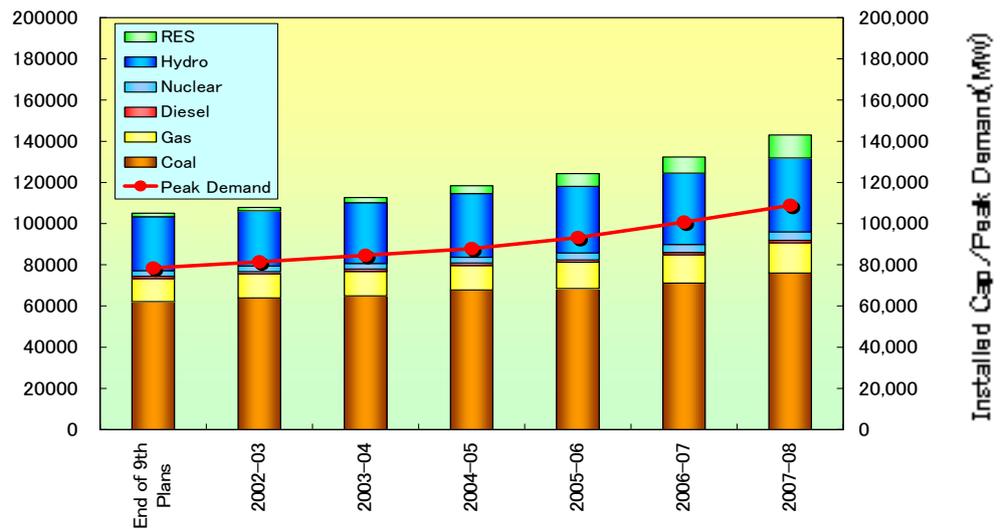
表 1.6-19 配電線の概要

Voltages	Length of Lines (c-km)
33/22kV	299,639
15/11kV	1,971,722
6.6/3.3/2.2kV	6,431
Up to 500V	3,953,456

出典: All India Electricity Statistics 2007; CEA

(5) 電力需給状況

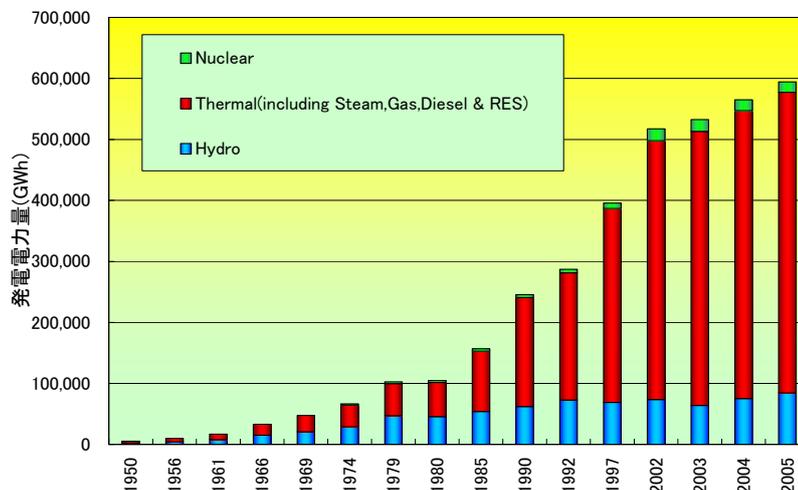
インド全体の最大電力と発電設備容量の推移を図 1.6-30 に示す。2007-2008 年度までは、好調な経済を背景に電力需要は着実に伸び、最大電力は 108,866MW に達している。単純に全土の発電設備容量と比率をとった場合のリザーブマージンは 2007-2008 年度の段階で約 30%程度となっている。この数字だけからは発電設備容量に十分な余裕があることを感じさせる。しかし、後述するようにインドの送電ロスが 30%を超えるといわれており（表 1.7-12 参照）、その影響で電力供給不足が全土で発生しているといわれている。



出典: Power Scenario at a Glance ; CEA Dec. 2008

図 1.6-30 インドの最大電力の推移

電力需要の伸張に合わせて、発電電力量も増加の一途をたどっており、2004-05 年度は 594,456GWh に達した。1980 年台以降は、電力需要の伸びを主に火力の供給力により満たしてきたことが図 1.6-31 より明らかである。



出典: All India Electricity Statistics 2007; CEA

図 1.6-31 インドの発電電力量の推移 (自家発除き)

## (6) 需給計画

### a. 需要予測

インドの最新の需給計画は政府の Planning Commission が策定している第 11 次 5 カ年計画に示されている。

これによると最大電力は、今後年率 8% 程度で伸び、5 カ年計画の最終年である 2012 年度には 151,000MW に達すると想定されている。

### b. 電源開発計画

上記需要を満たすために、計画では表 1.6-20 に示す電源をこの 5 年間で追加開発する計画である。

表 1.6-20 第 11 次 5 カ年計画

単位: MW

	水力	火力	原子力	11次追加計画	風力・再生可能合計	合計
発電設備容量(2007年3月31日時点)	34,653.77	86,014.84	3,900.00	—	7,760.60	132,329.21
第11次計画(2007-2012)追加開発量	16,553.00	58,644.00	3,380.00	78,577.00	14,000.00	92,577.00
計画発電設備容量(2012年3月31日時点)	51,206.77	144,658.84	7,280.00	—	21,760.60	224,906.21

出典: Five Year Plan 2007-12; Planning Commission

(7) 電気料金体系

インドには数多くの配電会社があるが、一例としてハリヤナ州（Untar Haryana Bijli Vitran Nigam Limited）の産業・家庭部門の料金表を以下に示す。家庭部門では、省エネを推進する逓増方式（使用量の増加につれ料金単価も上昇する方式）を取っている。産業用に逓増方式は採用されていないが、力率による課金・割引（90%を基準）がある。

表 1.6-21 料金表(サンプル)

Domestic Supply		
Energy Charge	～40kWh	263 Paise/kWh
	40～300kWh	363 Paise/kWh
	300kWh～	428 Paise/kWh
Monthly Minimum Charge	～1kW	Rs60/kW
	1kW～	Rs60/kW +Rs40/additional kW

H.T. Industrial and Steel Furnace Power Supply		
Energy Charge	409 Paise/kWh	
Monthly Minimum Charge	200 Rs/kVA	アーク炉、鉄鋼炉等
	250 Rs/kVA	その他
Power Factor ・90%が基準	90%以上	90%より力率1%増ごとに販売電力量の0.5%ディスカウント
	80-90%	90%より力率1%減ごとに販売電力量の1%加算
	80%未満	80%より力率1%減ごとに販売電力量の2%加算

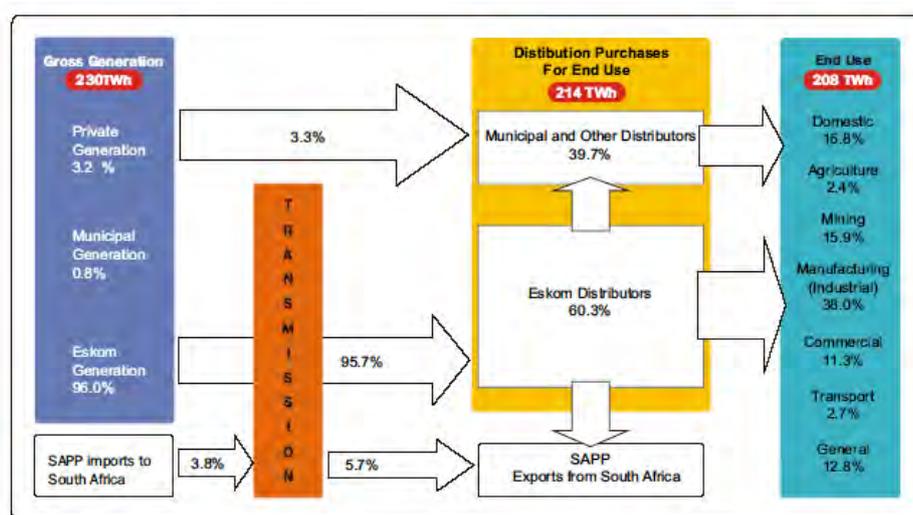
出典: Untar Haryana Bijli Vitran Nigam Limited website

## 1.6.6 南アフリカ

### (1) 電力産業の構造

電力産業の構造は以下に示すとおりであり、発電部門は送電部門を独占している Eskom がほぼ独占しており、約 95%の発電供給を行っている。その他自治体営、民間の発電所が発電に参入している。また、南ア、モザンビーク、ボツワナ、マラウイ、アンゴラ、レソト、ナミビア、スワジランド、タンザニア、ザンビア、ジンバブエ等が参加している Southern African Power Pool(以下 SAPP)との電力融通も行っている。

DME によると配電部門は Eskom 配電会社と 415 の地方自治体営により構成されている。自治体営は南アの販売電力量で全体の 60%を供給している。逆に Eskom は、全体の販売電力量の 40%を供給している。



出典: Electricity Supply Statistics for South Africa 2004, NERSA

図 1.6-32 南アの電力産業構造

### (2) 発電部門

Eskom は南アの国営電力会社であり、国内の 95%の電力を発電供給しており、合計の設備出力で世界第 13 位、販売電力量で世界 9 位の大企業である。Eskom の諸元を下表に示す。残りの 5%は地方自治体や民間の余剰電力分である。

表 1.6-22 Eskom 諸元

社員数	35,404 人
顧客数	4,152,312
販売電力量	224,366GWh
名目設備容量	43,037MW
純最大設備容量	38,744MW
送配電線延長	366,203km

出典: "Annual Report 2008" Eskom

### (3) 送電部門

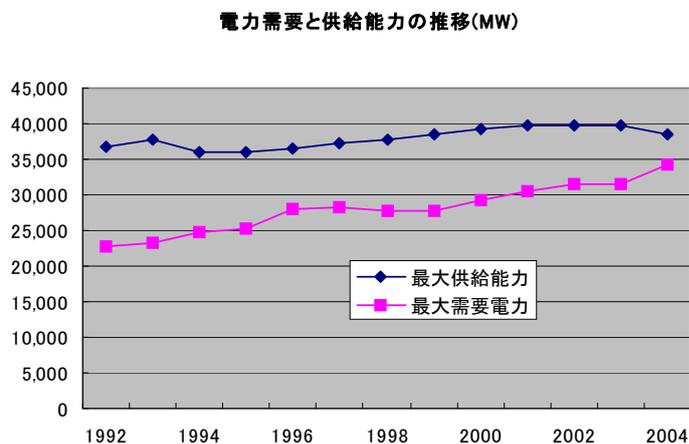
送電部門は Eskom による自然独占となっている。政府が効率化規制組織を創設し、全ての参入者にオープンアクセスを確保する予定である。消費者は SAPP や IPP からの購入も可能であり、そのアクセスに対する公平性の確保を目指している

### (4) 配電部門

配電は現在 Eskom と 415 の地方自治体により行われている。地方自治体は南アの全需要家のうち 60%、販売電力量で 40%の供給を行っている。地方自治体の配電部門は一般的には各自治体の行政区域の消費者に電力供給を行っている。

### (5) 電力需給状況

南ア全体の最大供給能力と最大需要の推移は以下の通りである。



出典: Integrated National Electrification Planning Manual  
Eskom Annual Report 2004, NER Electricity Supply Statistics 2003&2004

図 1.6-33 電力需要と供給能力の推移

Eskom の設備供給能力は 2008 年現在、名目出力で 43,037MW、実出力で 38,744MW であり、91%が石炭火力とガスタービン、4%が原子力、5%が揚水式水力並びに一般水力である。

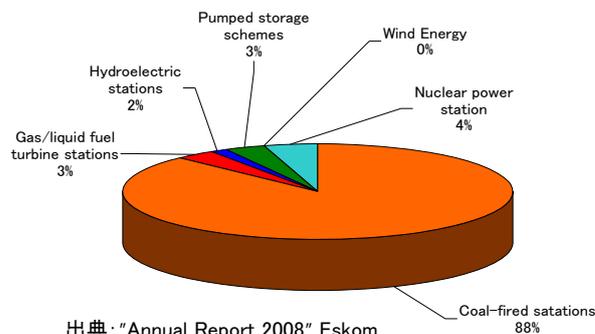
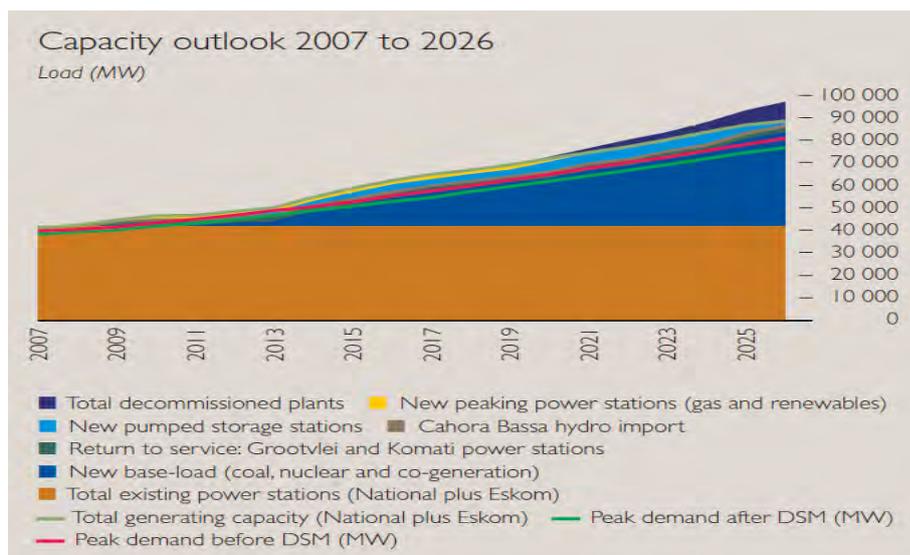


図 1.6-34 南アの電源構成

(6) 需給計画

a. 需要予測

現在、発行された資料で確認できる南アの電力需要予測としては Eskom の”Annual Report 2008”に掲載されている 2026 年までのものと政府の DME の”ENERGY SECURITY MASTER PLAN – ELECTRICITY 2007-2025”で実施しているものがある。いずれもほぼ同様の予測となっているが、以下に Eskom の需要予測結果を示す。



出典:”Annual Report 2008” Eskom

図 1.6-35 Eskom 電力需要予測

b. 電源開発計画

Eskom の電源計画を以下に示す。

MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Camden (coal-fired) <sup>1</sup>	400									400
Grootvlei (coal-fired) <sup>1</sup>	590	585								1 175
Komati (coal-fired) <sup>1</sup>	120	240	310	285						955
Ankerlig (OCGT) <sup>2</sup>		740								740
Gourikwa (OCGT) <sup>2</sup>		296								296
Arnot (coal-fired) <sup>3</sup>	90	60	30							180
Medupi (coal-fired)					798	1 596	798	1 596		4 788
Bravo (coal-fired)						803	1 606	803	1 606	4 818
Ingula (pumped-storage)						1 352				1 352
Lima (pumped-storage)								375	1 125	1 500
Wind farm (renewable)			100							100
Annual total MW	1 200	1 921	440	285	798	3 751	2 404	2 774	2 731	16 304

図 1.6-36 Eskom 電源開発計画

(7) 電気料金体系

以下に Eskom の大規模需要家向けの料金構成を例示する。料金制度には、通常の時間帯別料金 (TOU)、無効電力料金 (力率を指標に課される) も考慮されている。

表 1.6-23 大規模需要家向けの料金構成の例

Tariff Components (including VAT)	Megaflex
<b>Service Charge (R/day)</b>	
>1MVA	R81.05
<b>Administration Charge (R/day)</b>	
>1MVA	R46.74
<b>Network charge (R/kVA)</b>	
Network Demand Charge (R/kVA)*#	R9.23
Network Access Charge (R/kVA)*#	R8.15
<b>Energy (c/kWh)</b>	
TOU energy rate: High Demand Season (c/kWh)	
Peak*#	72.05
Standard*#	19.04
Off-peak*#	10.37
TOU energy rate: Low Demand Season (c/kWh)	
Peak*#	20.52
Standard*#	12.77
Off-peak*#	9.01
<b>Electrification and rural subsidy (c/kWh)</b>	2.10
<b>Reactive Energy (c/kvar)</b>	3.65

\*Subject to voltage surcharge

#Subject to transmission surcharge

Peak: 7-10 & 18-20 Standard: 6-7, 10-18 & 20-22 Off-peak: 22-6

High Demand Season: June-August, Low Demand Season: September-May

出典: 2008/9 Tariffs and Charges, Eskom

## 1.6.7 各国の電力セクター比較

### (1) 電源構成

国全体の電源設備の内訳を以下に示す。基本的には当該国の国内資源を有効に使うような電源構成となっているが、資源の少ない日本は、各社管内の需要状況に応じた最適な発電タイプのほか、燃料調達リスクや環境等も考慮して電源構成が形成されている。

表 1.6-24 電源構成比較表

	インドネシア (2006)	タイ (2007.11)	フィリピン (2008.4)
電源内訳 (名目出力比率)	火力内訳は詳細不明 水力：14% 地熱 2%	天然ガス：49% 石油・軽油：22% 水力：13% 石炭：13% その他：3%	石炭：26% 石油・軽油：23% 水力：21% 天然ガス：18% 地熱：12%

	ベトナム (2005.12)	インド (2008.10)	南アフリカ (2008)
電源内訳 (名目出力比率)	水力：36% 天然ガス：26% 石炭：11% IPP：22% その他：5%	石炭：53% 水力：25% 天然ガス：10% 再生可能エネ：9% 原子力：3%	石炭：88% 原子力：4% 水力：5% 天然ガス：3%

	東京電力	日本の電力 10 社
電源内訳 (名目出力比率)	天然ガス：38% 原子力：30% 石油：15% 水力：13% 石炭：4%	天然ガス：33% 原子力：27% 水力：18% 石油：14% 石炭：8%

## (2) 需給状況

各国の最大電力需要の伸び率および供給予備率を示す。フィリピンの供給予備率が高いのは、IPP 導入により設備過剰になったという理由のほか、設備導入当初の名目設備容量から出した値であるためである(実質供給予備率については過去のデータは検索できなかった)。

日本電気協会の発行する電気事業便覧によれば、日本全体の供給予備率は 2009 年以降 10%程度で推移していく推定をしており、10%を最適な予備率と考えている。

表 1.6-25 需給状況比較表

	インドネシア	タイ	フィリピン
需要の伸び率	6.2 % (2000-2006)	6.1 % (2000-2007)	3.8 % (2000-2007)
供給予備率	不明	26 % (2007)	79 % (2007)

	ベトナム	インド	南アフリカ
需要の伸び率	13.6 % (2000-2005)	6.0 % (2002-2007)	3.4 % (2000-2006)
供給予備率	23 % (2005)	31 % (2007)	8% (2007)

	東京電力	日本の電力 10 社
需要の伸び率	0.6% (2000-2007)	0.3% (2000-2006)
供給予備率	20% (2006)	13% (2006)

\* 東京電力および日本の電力 10 社の供給予備率は、当該年の 8 月のバランス。

### (3) 電気料金制度

各国の電気料金制度の比較を以下に示す。エネルギー効率化・省エネを意図したインセンティブの有無について比較した。

逓増料金とは、消費量が増えるほど料金単価が高くなっていくシステムのことで、エネルギー多消費を抑止する効果がある。南アフリカは、他国の逓増料金とは異なり、ある決められた一定量以上の消費をすると高額な料金ペナルティが発生するという、逓増料金よりも厳しいシステムが導入されており、趣旨としては同様のものとして逓増料金の一種とみなした。

時間帯割引とは、ピーク時間帯に高い料金単価設定をして、オフピークへのピークシフトを促す料金システムのことで、最大電力需要を抑え新規発電所建設を抑止とともに、負荷平準化による効率的な発電に寄与するものである。

力率ペナルティとは、電流と電圧の位相差が生じて発生する無効電力の発生を抑止するために、需要家側に力率を是正してもらう対策を促す制度である。

表 1.6-26 電気料金制度比較表

	インドネシア	タイ	フィリピン
逓増料金の有無	○	○	○
時間帯割引の有無	○	○	○
力率ペナルティの有無	×	○	○

	ベトナム	インド	南アフリカ
逓増料金の有無	○	○	○
時間帯割引の有無	○	△	○
力率ペナルティの有無	不明	○	○

	東京電力	日本の電力 10 社
逓増料金の有無	○	○
時間帯割引の有無	○	○
力率ペナルティの有無	○	○

○：全面的に導入、△：一部の州で導入、×：未導入

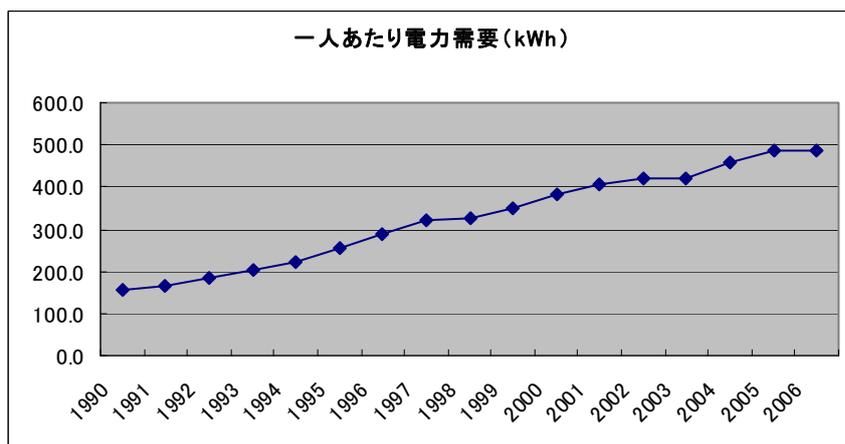
## 1.7 電力の消費効率と発電効率

### 1.7.1 インドネシア

#### (1) 電力需要とGDP

##### a. 一人あたり電力消費量

以下のとおり一人あたりの電力消費量は増加傾向にある。



出典: "Key Indicators for Asia and the Pacific 2008" Asian Development Bank

図 1.7-1 インドネシアの一人当たり電力需要

##### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPあたりの電力消費量は、1990年代には増加の一途にあったが、2000年に入ってから比較的一定する傾向にある。

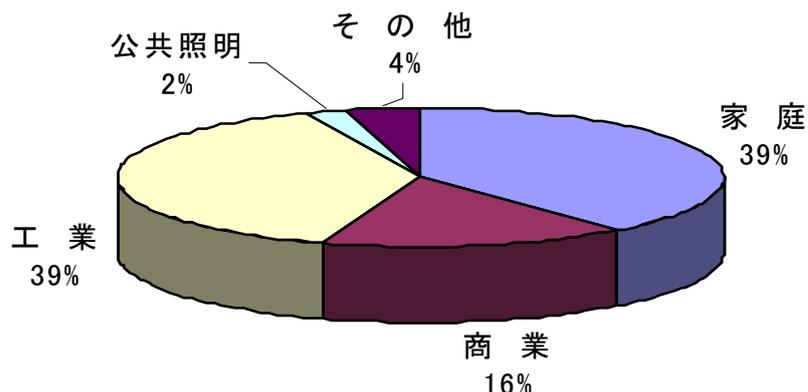
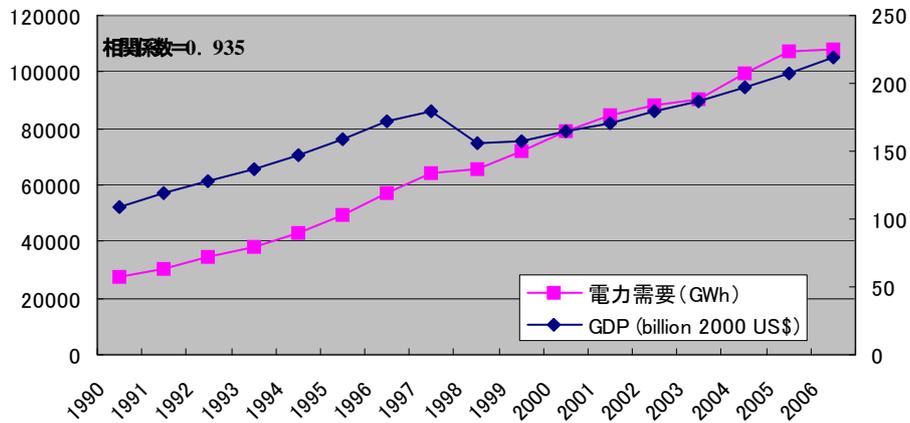


図 1.7-2 GDP 当たりの電力消費量

出典: IEA データベース

電力需要と GDP の相関係数は、0.935 である。GDP は、アジア通貨危機の影響を受け 1998 年に急落したが、近年は安定した成長を保っている。電力需要は毎年増加を続けている。

GDPと電力需要との相関関係



出典:IEAデータベース

図 1.7-3 GDP と電力需要の相関関係

(2) 電力需要の特徴

以下にインドネシアの全体での年負荷率を示す。70%代を推移しており高いレベルにある。

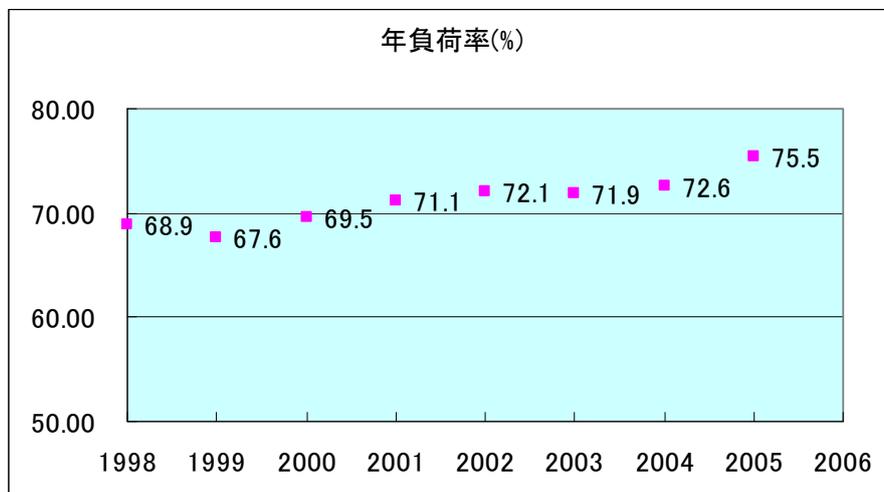
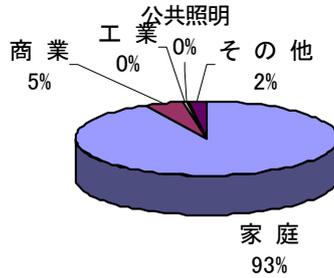


図 1.7-4 インドネシアの年負荷率

### (3) セクター別顧客数・販売電力量

総顧客数は約 3580 万軒（2006 年）で、家庭部門がその 93%、商業部門が 5%を占める。その他は 1%未満である。

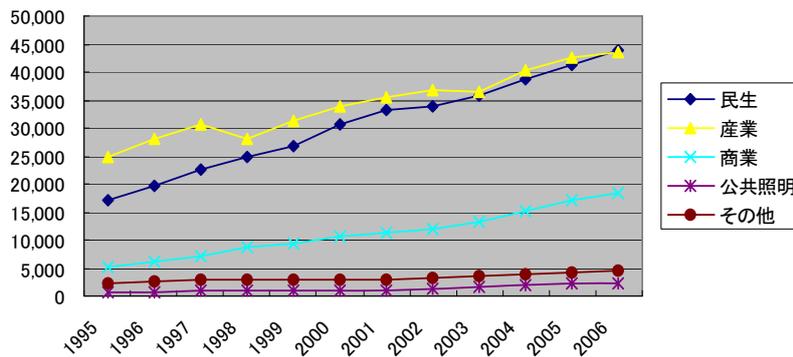


出典：海外電気事業統計 2008, PLN Statistics 2006

図 1.7-5 セクター別需要家数

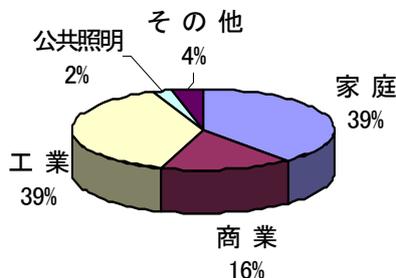
セクター別販売電力量の推移を見ると、産業分野では 1999 年に減少に転じたものの、その後は民生分野とともに急激に販売電力量が伸びている。2006 年にはそれぞれ全体の 39%を占めている。商業は 16%を占め、1990 年代後半から一定して増加傾向にある。

セクター別販売電力量の推移 (GWh)



出典：海外電気事業統計 2008, PLN Statistics 2006

図 1.7-6 インドネシアのセクター別販売電力量 (経年)



出典：海外電気事業統計 2008, PLN Statistics 2006

図 1.7-7 インドネシアのセクター別販売電力量 (2006 年)

#### (4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

顧客あたり販売電力量を見ると、商業部門で1999年からやや低迷したものの、近年は家庭部門、工業部門と同様の拡大を見せている。

表 1.7-1 顧客あたり販売電力量(kWh/年)

	家庭	商業	工業
1998	999	10,208	649,728
1999	1,041	9,499	737,112
2000	1,141	9,950	767,152
2001	1,196	9,721	773,532
2002	1,176	9,509	786,590
2003	1,192	10,089	779,556
2004	1,241	11,037	866,816
2005	1,280	11,693	913,359
2006	1,321	11,125	940,677

出典：海外電気事業統計 2008 をもとに計算

#### (5) 平均販売単価

PLN の平均販売単価の推移を以下に示す。ルピアベースで見ると毎年上昇を続けている。一方ドルベースで見ると、アジア通貨危機の影響を受けた1998年に大きく下落している。1997年時点の平均販売単価は5.8セント/kWhであったが、翌1998年には2.1セント/kWhとなった。

PLN は IPP からの電力購入をドル建てで行っていたため、ルピアの対米ドル・レートが急落したのを境に、IPP からの電力購入単価が販売単価を上回る結果となった。PLN の窮状に対応するため、2000年に政府は段階的な値上げを承認した。そのため近年の平均販売単価は上昇を続けている。

5. 事業者 用途別 販売電力量				
年	家庭用	商業用	工業用	公共照明
1995	17,056.9	5,090.6	24,722.6	581.4
1996	19,550.8	6,225.7	27,948.9	687.8
1997	22,698.3	7,249.6	30,768.8	835.5
1998	24,865.5	8,656.0	27,995.5	943.8
1999	26,874.8	9,330.3	31,337.6	977.1

出典：海外電気事業統計 2008, PLN Statistics 2006

図 1.7-8 PLN の平均販売単価の推移

セクター別販売単価の推移を以下に示す。全ての部門で上昇しているが、特に工業分野で大幅な値上げが実施されている。2006年の工業用の販売単価は1997年の4倍以上となっている。次いで公共照明の値上げ幅が大きく、商業分野、家庭分野は比較的低い上昇率に抑えられている。

表 1.7-2 セクター別販売単価の推移 (ルピア/kWh)

	家庭用	商業用	工業用	公共照明	その他	平均
1997	161.7	270.4	149.7	172.8	180.3	169.1
1998	184.4	305.8	201.0	239.0	243.1	210.9
1999	193.8	313.5	208.6	266.1	263.7	219.7
2000	207.3	380.5	302.5	439.1	346.4	279.7
2001	253.7	451.9	361.7	484.2	408.1	334.6
2002	392.8	592.8	442.9	515.4	532.5	448.0
2003	522.5	661.4	530.3	595.0	616.0	550.7
2004	557.8	682.3	559.2	639.0	629.6	581.8
2005	563.1	694.7	569.9	628.7	636.5	590.9
2006	571.1	764.3	624.2	644.9	655.1	628.1

出典: 海外電気事業統計 2008, PLN Statistics 2006

### (6) 火力発電効率

IEA のエネルギーバランス表に基づき算出したインドネシアの火力発電所の熱効率を表 1.7-3 に示す。全体平均の熱効率は 33% 程度であり、燃料種別では石炭火力が最も悪く、30% を下回る水準となっている。

表 1.7-3 インドネシアの火力発電所の熱効率

燃料種	2004 年	2005 年
石油	37.7%	37.9%
天然ガス	39.6%	42.6%
石炭	29.5%	28.2%
火力平均	33.6%	33.1%

出典: IEA のエネルギーバランスシート

### (7) 送配電ロス

インドネシアの送配電ロスの経年推移は図 1.7-9 に示すとおりであり、2004 年以降改善され、2006 年の送配電ロスは 11.45% となっている。この内、送電ロスは 2.26% であり、配電ロスは 8.94% である。



出典: Annual Report 2006; PT PLN

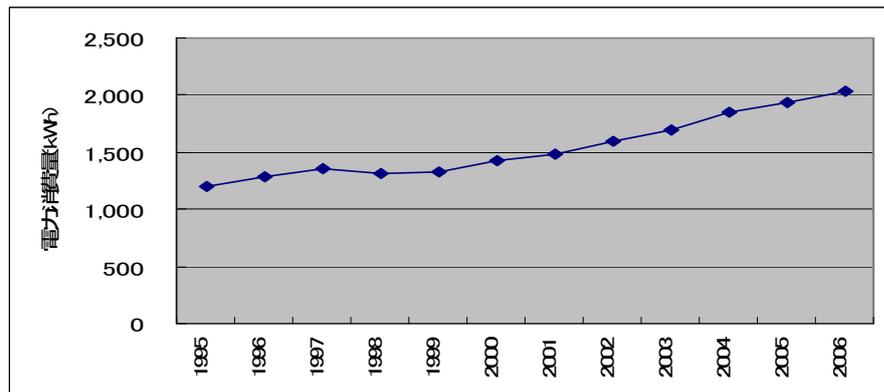
図 1.7-9 PLN の送配電ロスの推移

## 1.7.2 タイ

### (1) 電力需要とGDP

#### a. 一人あたり電力消費量

タイの一人あたり電力消費量は1997年の経済危機を除き堅調な伸びを示しており、また2006年には2,000kWh/年とかなり大きな値を示している。

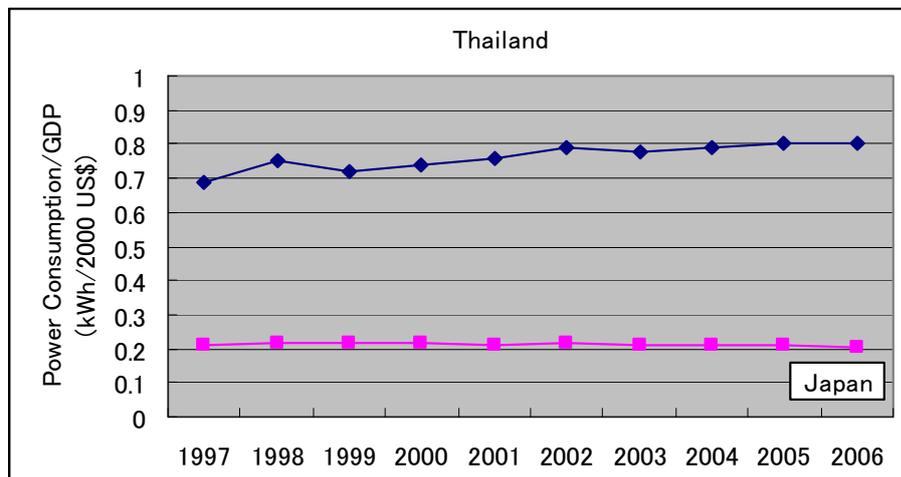


出典: 海外電気事業統計 2008

図 1.7-10 一人あたり電力消費量

#### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPあたりの電力消費量(kWh/GDP)は、0.7~0.8と日本の0.2前後と比較すると3倍程度とエネルギー消費効率は高くない。

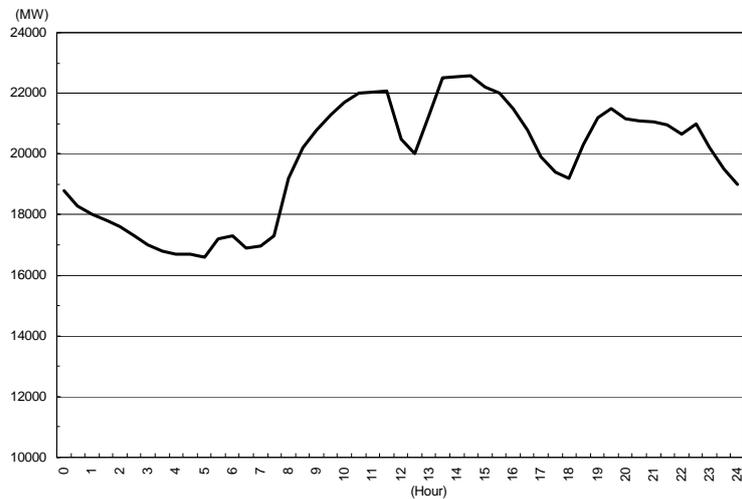


出典: IEA データベース

図 1.7-11 GDPあたりの電力消費量

## (2) 電力需要の特徴

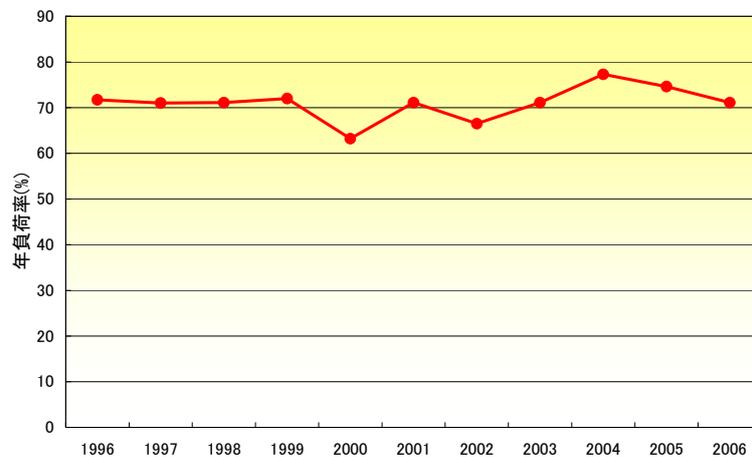
図 1.7-12 に既往最大電力(22,586.10MW)が発生した 2007 年 4 月 24 日の日負荷曲線を示す。タイの場合、3-5 月に最大電力が発生することが多く、形状としては昼間ピーク型を示している。



出典:「インドシナ地域電力セクター域内協力に係るプロジェクト研究」; JICA

図 1.7-12 タイの電力需要発生状況

年間の負荷率の推移を図 1.7-13 に示すが、1996 年以降は 70% 前後で推移している。

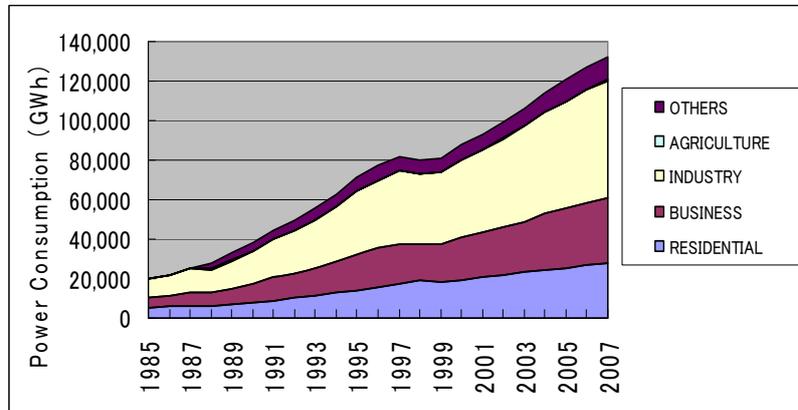


出典: Electric Power in Thailand, 1995~2006; DEDE

図 1.7-13 タイの年負荷率の推移

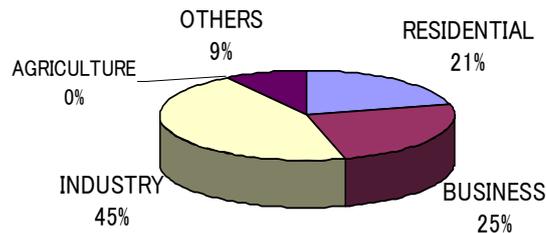
### (3) セクター別顧客数・販売電力量

電力消費量は1997年に一時的な停滞を見せたが、その後堅調な伸びを示している。部門別消費割合で見ると、産業が45%、業務が25%、家庭が21%（2007年）となっている。産業部門の伸び率が他に比較すると高い。



出典: Energy Statistics, EPPO website

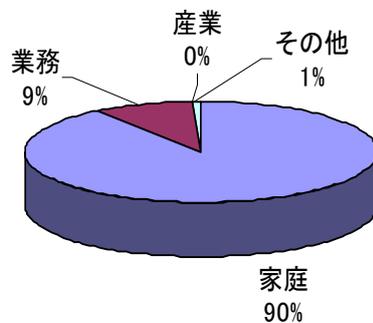
図 1.7-14 部門別電力消費量(GWh)



出典: Energy Statistics, EPPO website

図 1.7-15 部門別電力消費量割合(2007年)

全体で1,600万軒ある需要家のうち家庭部門が約90%をも占め圧倒的多数であるが、需要家あたりの電力消費量で見れば、産業部門が突出して高い。



出典: 海外電気事業統計 2008

図 1.7-16 部門別需要家の割合(%)

(4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

需要家あたりの電力消費量は各部門とも全体として堅調な伸びを示している。

表 1.7-4 需要家あたりの電力消費量(kWh)

	家庭	業務	産業	その他
1995	1,473	25,584	1,729,421	7
1996	1,522	27,054	1,732,250	8
1997	1,586	28,915	1,727,100	9
1998	1,641	29,106	1,468,286	7
1999	1,536	24,973	1,572,957	5
2000	1,586	25,129	1,672,458	11
2001	1,665	24,970	1,676,160	10
2002	1,689	26,853	1,829,280	9
2003	1,735	27,554	1,887,000	9
2004	1,776	26,345	1,901,143	8
2005	1,778	26,515	1,896,167	8
2006	1,820	27,150	1,913,387	8

出典：海外電気事業統計 2008

(5) 平均販売単価

平均販売単価は、全体平均で約 3 パーツ/kWh 前後、部門別では産業が若干低く、家庭部門が高い。

表 1.7-5 平均販売単価(部門別)

(単位：パーツ/kWh)

年	家庭用		商業用 <sup>(a)</sup>		工業用		農事用	その他	平均	
	MEA	その他	MEA	その他	MEA	その他			MEA	その他
1995	2.10	1.64	1.99	1.90	1.70	1.61	1.24	2.05	1.90	1.70
1996	2.17	1.72	1.95	1.82	1.87	1.75	1.28	2.08	1.96	1.78
1997	2.31	1.86	2.15	2.00	1.90	1.79	1.42	2.71	2.09	1.88
1998	2.52	2.10	2.34	1.98	2.17	2.17	1.65	2.83	2.32	2.09
1999	2.39	1.98	2.23	1.94	2.07	2.00	1.59	2.75	2.21	1.99
2000	2.60	2.20	2.39	2.16	2.37	2.19	1.76	3.17	2.42	2.19
2001	2.84	2.45	2.66	2.34	2.53	2.42	2.02	4.51	2.66	2.42
2002	2.83	2.62	2.59	2.25	2.55	2.38	2.06	4.72	2.63	2.42
2003	2.87	2.46	2.63	2.37	2.58	2.41	1.73	4.73	2.66	2.42
2004	2.99	2.63	2.88	2.39	2.54	2.56	2.17	4.80	2.79	2.55
2005	3.07	2.74	2.96	2.51	2.64	2.64	2.32	4.80	2.80	2.64
2006	3.38	3.03	3.28	2.77	2.94	2.96	2.55	4.96	3.19	2.94

(a) 公衆街路灯を含む

出典：海外電気事業統計 2008, DEDE: Electric Power in Thailand 1995~2006

### (6) 火力発電効率

IEA のエネルギーバランス表に基づき算出したタイの火力発電所の熱効率を表 1.7-6 に示す。全体平均の熱効率は 41.2% であり、燃料種別では石炭火力が最も悪いが、その値は 36.4% であり、高い水準となっている。

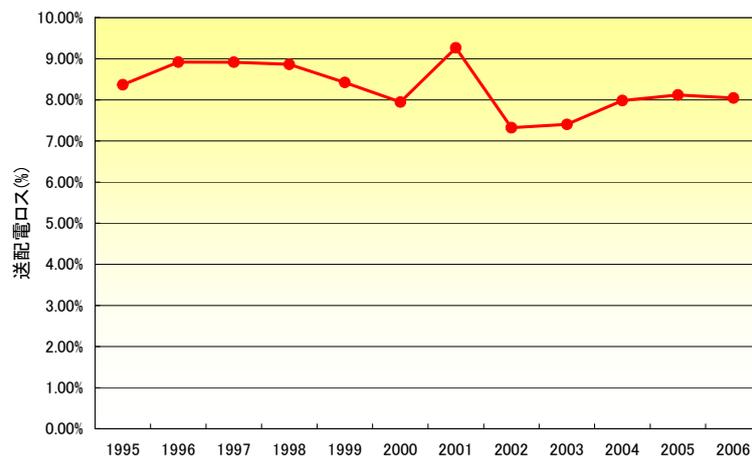
表 1.7-6 タイの火力発電所の熱効率

燃料種別	2005 年
石油	37.8%
天然ガス	42.7%
石炭	36.4%
火力平均	41.2%

出典: IEA のエネルギーバランスシート

### (7) 送配電ロス

タイの送配電ロスの推移を図 1.7-17 に示す。至近 3 年は 8% 程度の値で安定している。



出典: Electric Power in Thailand, 1995~2006; DEDE

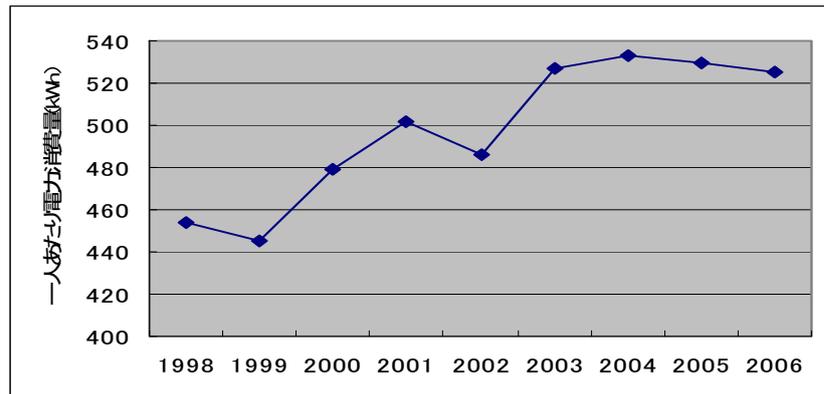
図 1.7-17 タイの送配電ロスの推移

### 1.7.3 フィリピン

#### (1) 電力需要とGDP

##### a. 一人あたり電力消費量

一人あたりの電力消費量（年間）を見ると、おおむね増加傾向にあるが、2002年と2004年以降に減少傾向が見られる。また、一人あたりの電力消費量が2003年以降は約530kWh程度である。

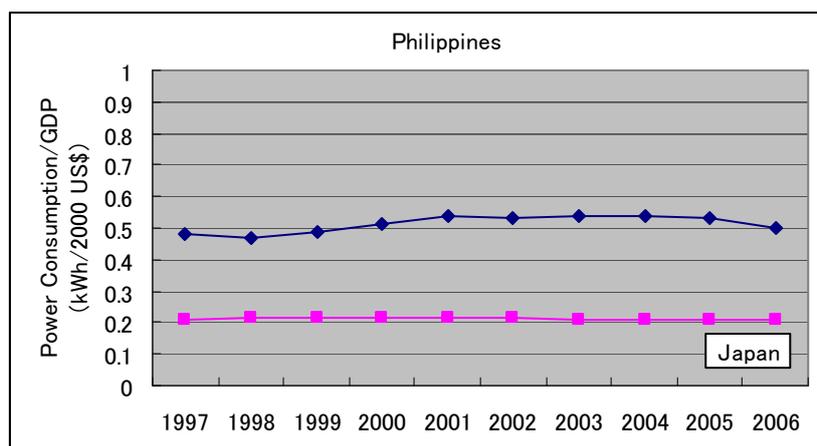


出典: 海外電気事業統計 2008

図 1.7-18 一人あたりの電力消費量(年間)

##### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPあたりの電力消費量(kWh/GDP)は、0.5前後と日本の倍以上ではあるが中進国としては悪くない水準である。



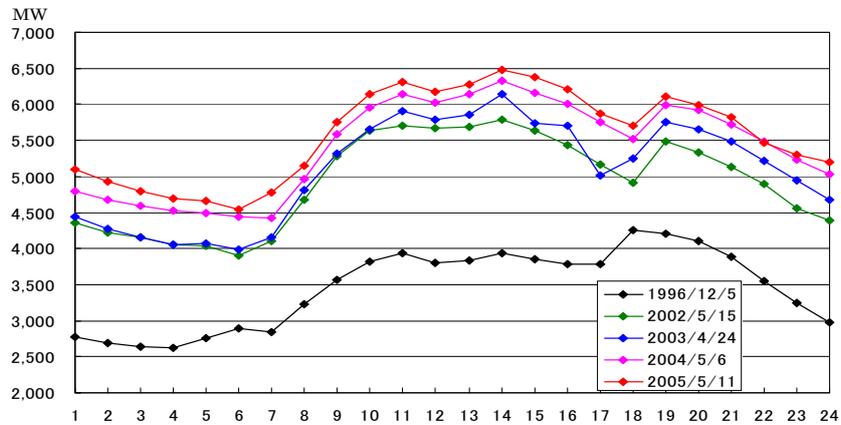
出典: IEA データベース

図 1.7-19 GDPあたりの電力消費量

#### (2) 電力需要の特徴

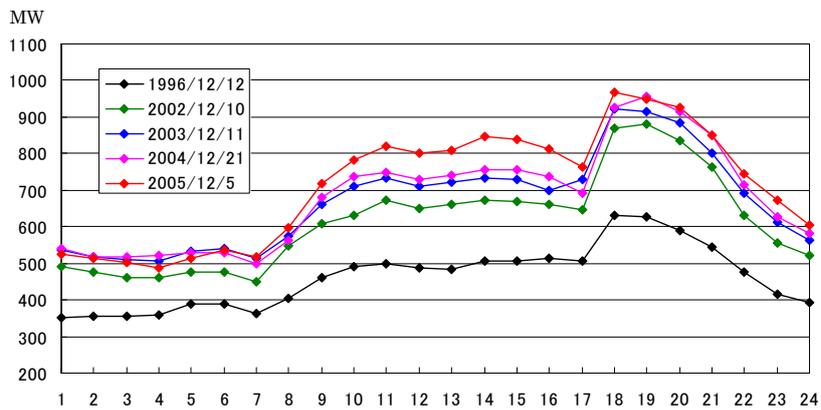
以下に各地域の最大電力発生日の需要カーブを示す。Visayas と Mindanao 地域に関しては、点灯需要ピークであり、Luzon 地域においてもかつては点灯需要ピークであったが、2002

年以降夏ピーク(フィリピンの場合 4、5 月の平均気温が最も高い)の昼間ピークに推移しており、先進国型になりつつある。



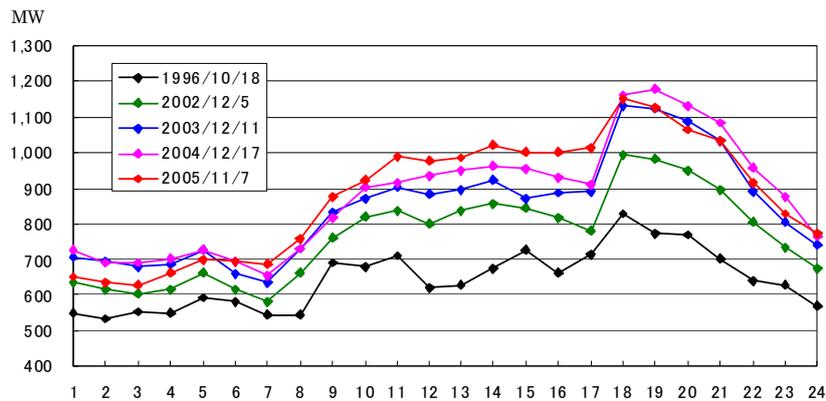
出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

図 1.7-20 Luzon の需要カーブの推移



出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

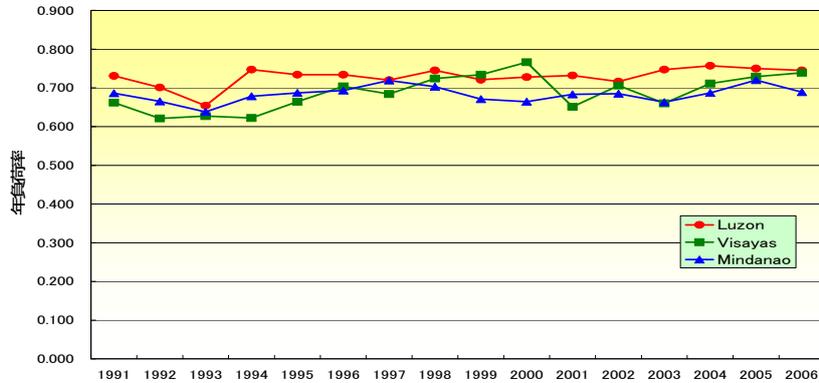
図 1.7-21 Visayas の需要カーブの推移



出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

図 1.7-22 Mindanao の需要カーブの推移

年負荷率の経年推移を図 1.7-23 に示す。Luzon 地域は 1993 年を除いて、70%を超えており、他の地域も至近 5 年は 70% 近辺にあり、比較的高い水準を保っている。

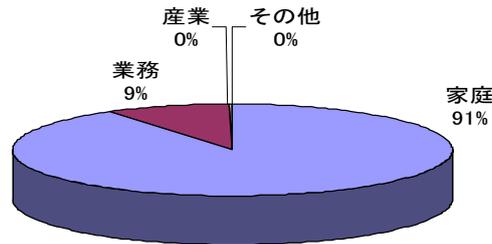


出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

図 1.7-23 年負荷率の推移

### (3) セクター別顧客数・販売電力量

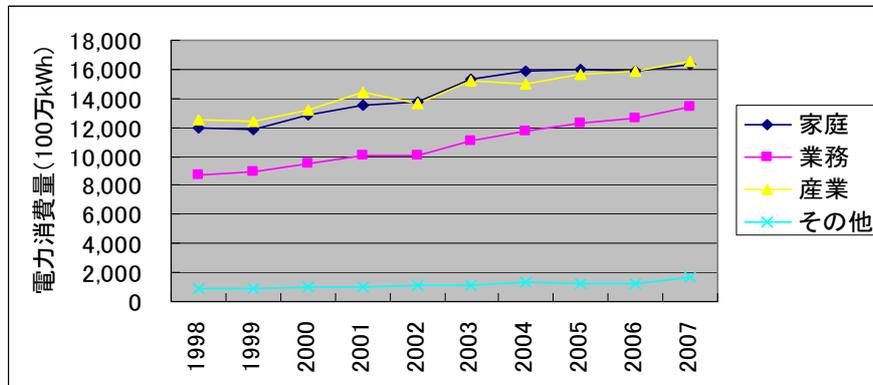
部門別需要家数は約 440 万軒 (2006 年)、家庭部門が約 90%、商業部門が約 9% を占める。産業・その他は 1% 未満である。



出典: 海外電気事業統計 2008, MERALCO, Annual Report 2006

図 1.7-24 部門別需要家数

部門別電力消費量は各部門ともに堅調に増加しており (図 1.7-25)、割合では家庭と産業部門が若干業務部門を上回るが、およそ三分の一ずつである (図 1.7-26)。



出典: 海外電気事業統計 2008, DOE, Philippine Power Statistics 2007

図 1.7-25 部門別電力消費量

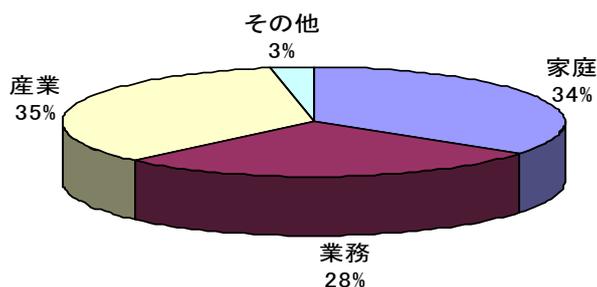


図 1.7-26 部門別電力消費量(割合)

#### (4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

需要家あたりの電力消費量を見ると、各部門とも堅調な伸びを示している。

表 1.7-7 需要家あたりの電力消費量 (kWh)

	家庭	業務	産業	その他
1998	3,964	30,444	932,357	242,913
1999	3,732	29,785	991,317	240,219
2000	3,858	30,256	1,073,224	238,772
2001	3,916	30,622	1,203,932	253,281
2002	3,846	29,498	1,168,782	282,819
2003	4,169	31,431	1,365,213	254,282
2004	4,164	31,790	1,395,167	306,841
2005	4,092	31,813	1,488,626	275,515
2006	3,978	32,168	1,540,281	311,812

出典：海外電気事業統計 2008 の値をもとに計算

#### (5) 平均販売単価

電気料金の推移は図 1.7-27 に示すとおりであり、年々上昇の一途を辿っており、平均の電気料金は 2004 年から 2005 年の 1 年間で 22% 上昇している。2006 年 WESM が開設された以降も、燃料の高騰とあいまって、電力料金は高止まりをしており、電力自由化の効果が現れているとは言いがたい。

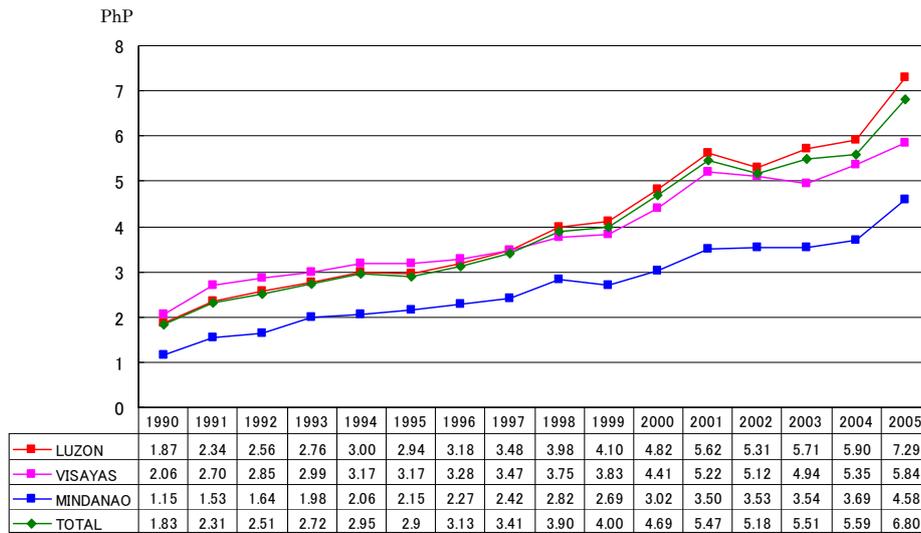
これには次のような原因があるといわれている。

フィリピンの電力契約は約 8 割が相対契約、残りの 2 割が WESM で取引されており、市場が価格形成権を持っていない。

相対の卸電力料金の設定が不透明（固定費が過度に高く設定されている。天然ガスの価格が高止まりするなど）

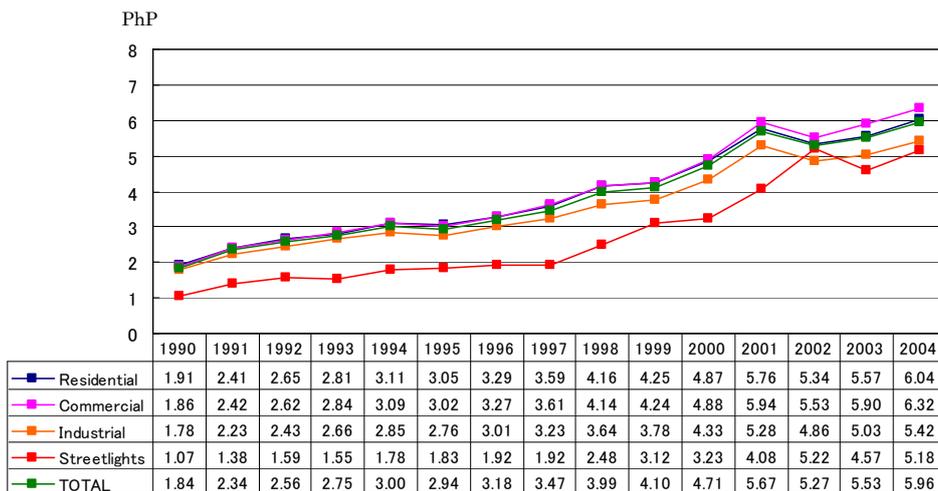
一方、地域別で見ると 1996 年まではビサヤスが最も高く、1997 年以降ルソンが最も高い。ミンダナオは水力発電所の電力量が約 6 割であることから、最も安価であり、2005 年では、ミンダナオの電気料金はルソンより 2.44 ペソ安く、ルソンの 63% である。

図 1.7-28 は MERARCO の電気料金の推移を示しており、2004 年は、家庭用は 6.04 ペソ/kWh、商業用 6.32 ペソ/kWh、産業用 5.42 ペソ/kWh である。



出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

図 1.7-27 グリッドごとの平均販売単価



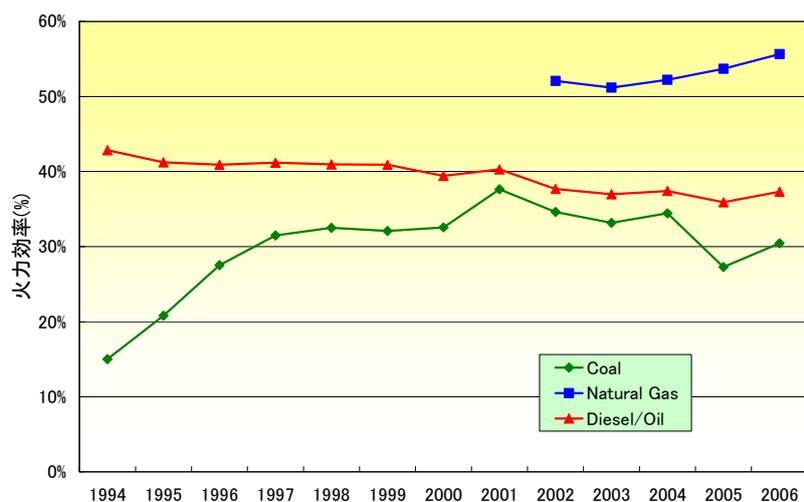
出典:「フィリピンの電力需要と電力開発計画」安保秀範

図 1.7-28 メラルコの平均販売単価

## (6) 火力発電効率

フィリピンの燃料種別の発電効率を図 1.7-29 に示す。ガスコンバインドサイクルは 2001 年ごろから投入されているが、以降 50%以上の高水準の効率を維持している。これは比較的新しい機種が導入されていることと、稼働率が 70%程度を確保していることが寄与していると考えられる。

一方、石油焚きと石炭火力は 2001 年以降効率が低下している。特に石炭火力は 30%程度まで落ち込んでいる。これは経年劣化に加えて、稼働率が 50%程度まで低下していることが影響していると考えられる。



出典：“Philippine Energy Plan 2007-2014”のデータより算出

図 1.7-29 火力発電効率の推移

(7) 送配電ロス

フィリピンの送配電ロスは表 1.7-8 に示すとおりであり、おおよそ 12%程度である。

表 1.7-8 フィリピンの送配電ロス

	2006	2005
Generation (GWh)	56,784	56,568
Sales (GWh)	45,672	45,159
Losses (GWh)	11,112	11,408
Own-Use	4,227	4,591
Power Losses	6,885	6,817
System Loss (%)	12.1	12.1

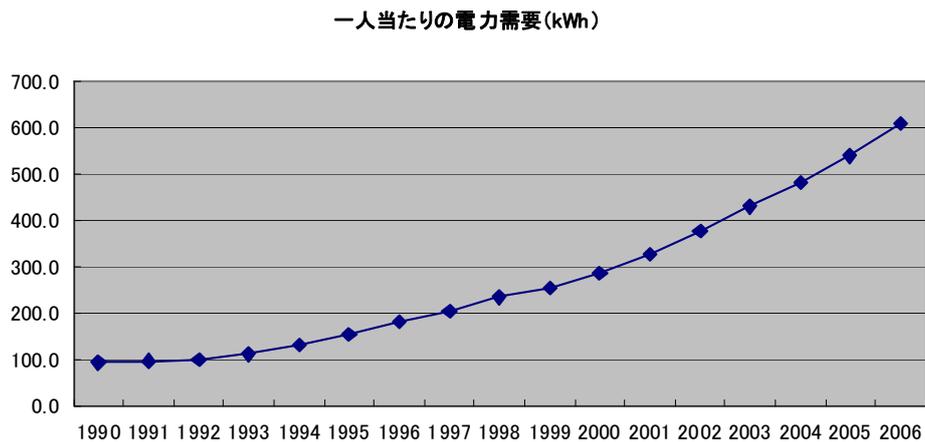
出典：“Philippine Energy Plan 2007-2014”

## 1.7.4 ベトナム

### (1) 電力需要とGDP

#### a. 一人あたり電力消費量

一人あたりの電力消費量は毎年増加している。1990年の値は93.7kWhであるが、2006年には約6倍にあたる610kWhとなるなど、特に近年になるほど急激な伸びを示している。

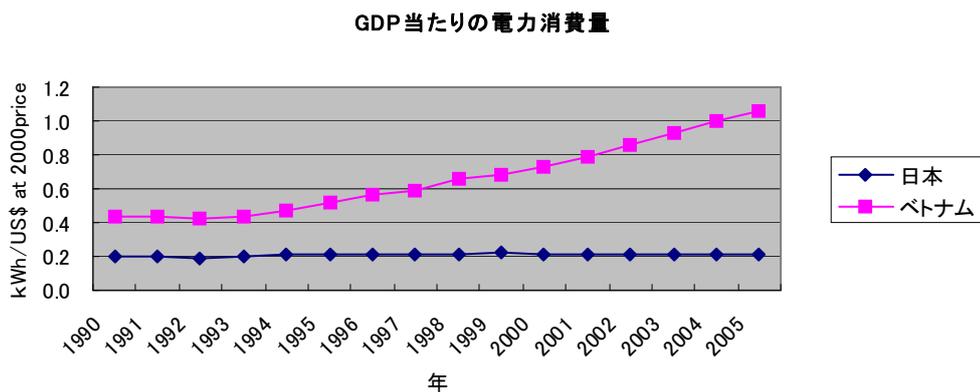


出典: "Key Indicators for Asia and the Pacific 2008" Asian Development Bank

図 1.7-30 ベトナムの一人あたり電力需要

#### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPあたりの電力消費量は、日本では0.2前後で一定しているのに対し、ベトナムでは1993年以降は増加の一途にある。

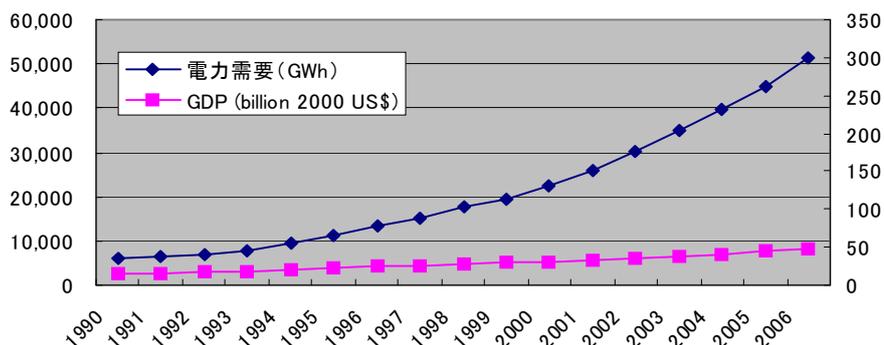


出典: IEAデータベース

図 1.7-31 GDP 当たりの電力消費量

電力需要とGDPの相関係数は高く、0.989である。GDPは、規模は小さいものの堅調に増加傾向にあり、電力需要は急激な伸びを示している。

GDPと電力需要の相関関係



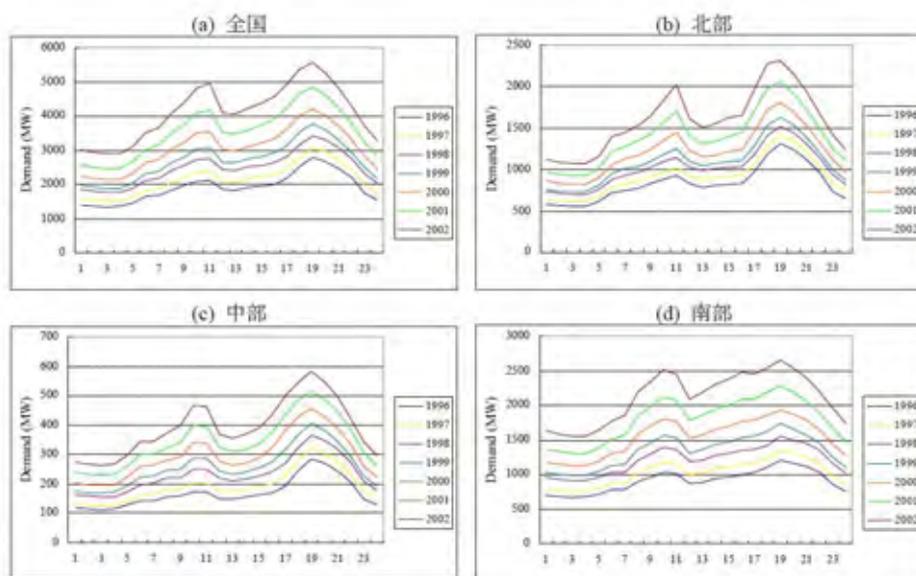
出典:IEAデータベース

図 1.7-32 GDP と電力需要の相関関係

(2) 電力需要の特徴

全国および地域別の年平均値による日負荷曲線を図 1.7-33 に示す。

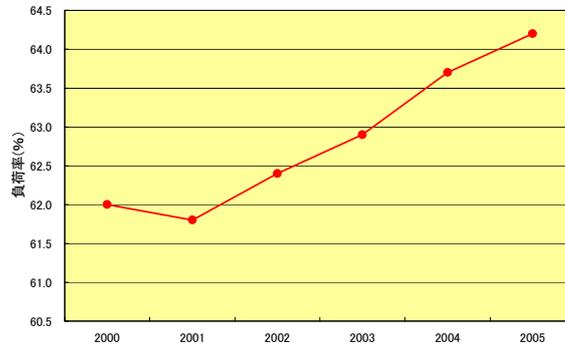
ベトナムの日間需要は、二瘤型の負荷形状となっている。すなわち、産業用需要により午前 11 時ごろに昼間ピークを示した後、午後 7 時に電灯需要で一日の最大電力を記録する。一日の最大電力と最低電力の差は、全国平均では 50%程度であるが、北部と中部で 50~60%と大きくなるのに対して南部では 40%程度である。また、各地域とも夜間の電灯ピークが昼間ピークを上回っているものの、昼間ピークの伸びが勝っていることから、両者の差が縮小してきていることも特徴である。この情勢が継続すれば、将来的には昼間ピーク方に移行することも考えられる。



出典:「ベトナム国ピーク方対応型電源最適化計画調査」JICA

図 1.7-33 日負荷曲線 (年間平均値)

また、ベトナムの負荷率の推移を図 1.7-34 に示す。2001 年以降、負荷率は上昇しており、現在では 64% を超える水準まで上昇している。



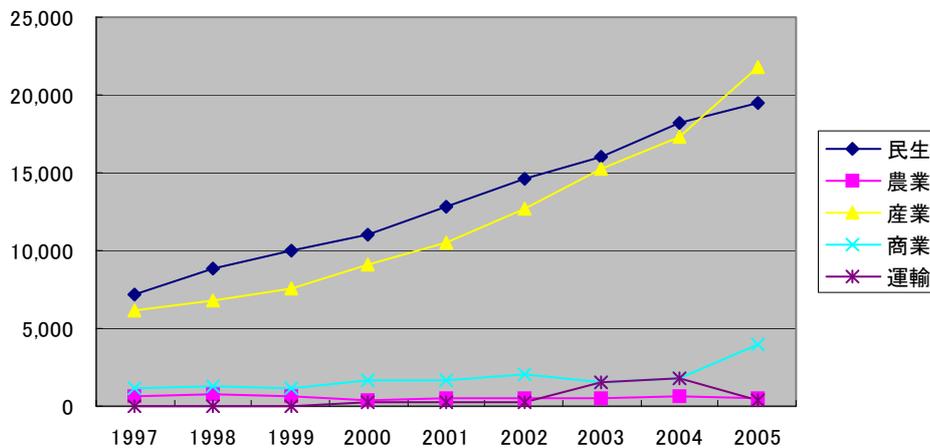
出典:「インドシナ 3 国電力事情調査」; 海外電力調査会

図 1.7-34 ベトナムの負荷率の推移

### (3) セクター別顧客数・販売電力量

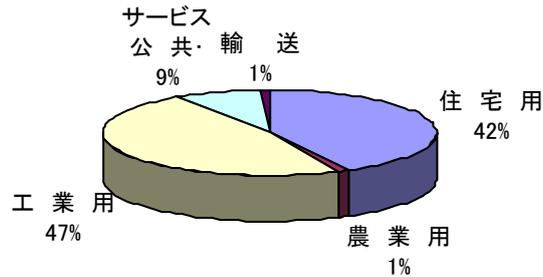
民生分野と産業分野で急激に販売電力量が伸びている。その他セクターは、商業でやや増加傾向にあるが、概して横ばいである。

セクター別販売電力量の推移 (GWh)



出典: 海外電気事業統計 2008, EVN 資料

図 1.7-35 ベトナムのセクター別販売電力量



出典: 海外電気事業統計 2008.EVN 資料

図 1.7-36 ベトナムのセクター別販売電力量(2006年)

(4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

詳細不明。

(5) 平均販売単価

2005年の平均販売単価は、787 ドン/kWh (5.0 セント/kWh) である。

(6) 火力発電効率

ベトナムの火力発電所の総合熱効率の推移を図に示す。2001年までは30%を切る水準にあったが、その後、新鋭の高効率ガスコンバインドサイクル、高効率石炭火力が運転開始したところから、30%を超え、2006年現在では35%程度に達している。

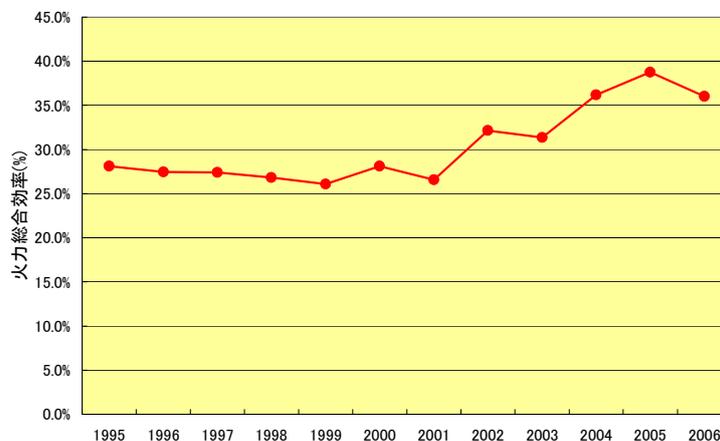
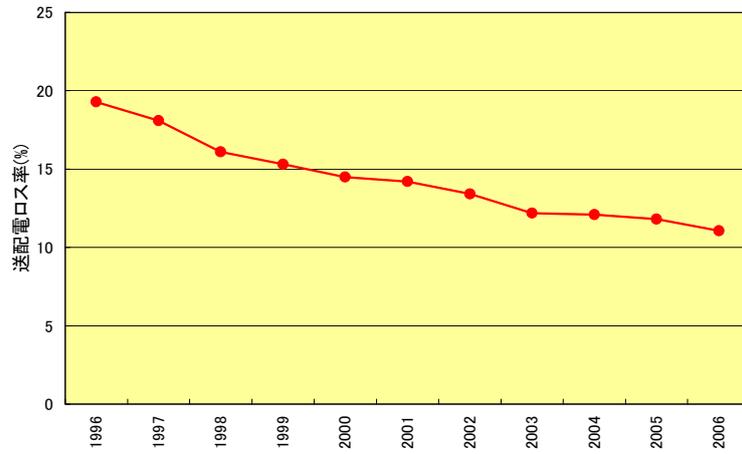


図 1.7-37 火力総合熱効率の推移

(7) 送配電ロス

現在、ベトナムでは南北を結ぶ 500kV 送電線が 2 回線開通しており、更には国内の北部、中部、南部間の電力融通の容量増加が進んでいるとともに、110/220kV 送電線の整備により、送電ロスは 1996 年の 19.3% から 2006 年には 11.1% にまで改善されている。



出典: EVN Annual Report

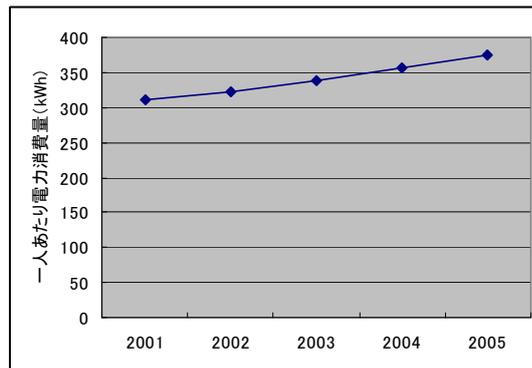
図 1.7-38 ベトナムの送配電ロスの推移

## 1.7.5 インド

### (1) 電力需要とGDP

#### a. 一人あたり電力消費量

一人あたり電力消費量は堅調な増加傾向にある。2005年には約370kWh程度であるが、タイ・フィリピン等と比較すると比較的少ない。

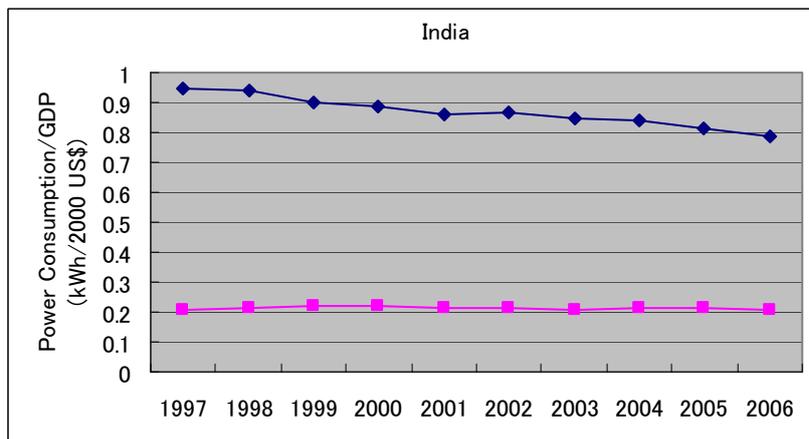


出典: 海外電気事業統計 2008, CEA General Review 2007

図 1.7-39 一人あたり電力消費量

#### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPあたりの電力消費量 (kWh/GDP) は、0.8~0.9 と日本の0.2前後と比較するとエネルギー効率としては非常に悪いが、この10年で徐々に改善が見られる。



出典: IEA データベース

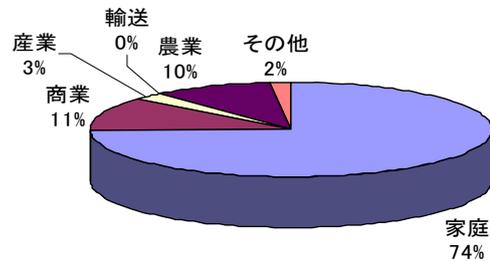
図 1.7-40 電力需要とGDP

### (2) 電力需要の特徴

詳細不明。

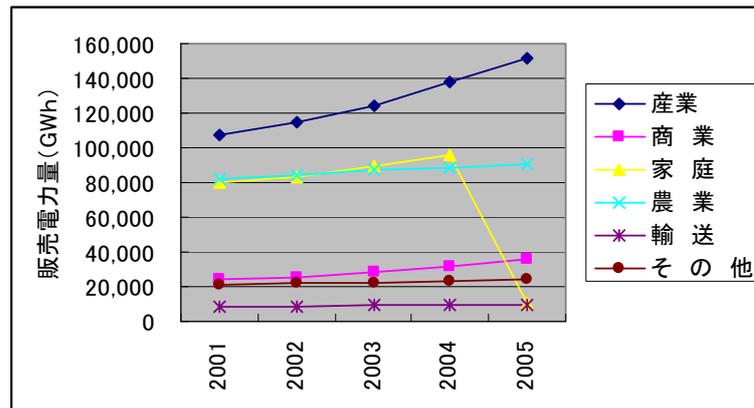
### (3) セクター別顧客数・販売電力量

家庭部門の需要家数は約 74%と高い割合を占め、商業（11%）、農業（10%）と続き、産業部門はわずか 3%である。一方、販売電力量の総量では、産業（36%）、家庭（25%）、農業（23%）、商業部門（8%）と家庭部門を除き、順位が逆転する。



出典：海外電気事業統計 2008, CEA General Review 2007

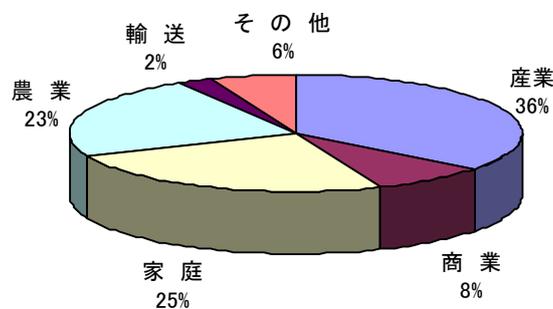
図 1.7-41 部門別需要家数(2003)



(注：2005 年の家庭部門の値は異常値と推定される。)

出典：海外電気事業統計 2008, CEA General Review 2007

図 1.7-42 部門別販売電力量



出典：海外電気事業統計 2008, CEA General Review 2007

図 1.7-43 部門別販売電力量(割合)

#### (4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

顧客あたりの販売電力量で見ると、産業、農業、商業、家庭部門の順である。

表 1.7-9 顧客あたり販売電力量(kWh)

	産業	商業	家庭	農業
2001	40,844	1,893	856	6,321
2002	NA	NA	NA	NA
2003	36,823	1,849	900	6,619
2004	53,062	2,151	902	NA
2005	55,454	2,295	91	6,542

出典：海外電気事業統計 2008, CEA General Review 2007

#### (5) 平均販売単価

下表の通りインド全州の平均販売単価は年々上昇してはいるが、2004年時点で約 5.1 円/kWh (1 ルピー=1.86 円で換算) とかなり低い水準に抑えられている。電気料金は供給コストを十分に反映しておらず逆ざやの料金体系である。特に全体の過半の販売量を占める農業用・家庭用の電気料金が政策的に補助金を投入して供給コストを下回る水準に抑えられており、産業・商業部門では割高に設定しているものの、全体としての平均販売単価は低い水準となっている。

表 1.7-10 平均供給コストと小売料金

(FY)	2000	2001	2002	2003	2004
平均供給コスト(パイサ/kWh)	433.53	352.60	354.46	361.00	359.39
平均小売料金(パイサ/kWh)	229.80	243.73	264.11	274.29	276.54
コスト回収率(%)	53.0	69.1	74.5	76.0	76.8

出典：海外電力調査会「インド電力事情調査報告書」、TERI 調査データ

#### (6) 火力発電効率

IEA のエネルギーバランス表に基づき算出したインドの火力発電所の熱効率を表 1.7-11 に示す。全体平均の熱効率は 28%程度であり、かなり低い水準といえる。燃料種別では石炭火力が最も悪く、27%程度である。

表 1.7-11 インドの火力発電所の熱効率

燃料種別	2004 年	2005 年
石油	28.6%	32.7%
天然ガス	41.9%	41.9%
石炭	27.3%	26.5%
火力平均	28.5%	27.9%

出典：IEA のエネルギーバランスシート

### (7) 送配電ロス

インドにおける 2003-04、2004-05 年度の送配電ロスを表 1.7-12 に示す。インドの送配電ロスは 30%を越えており、非常に高い。インド政府はこの点を問題視しており、その改善に取り組んでいる。第 11 次 5 カ年計画に記述があるとおり、ロスの 7 割以上は配電部門で発生しており、その主な要因としては、盗電、設備劣化、過負荷等があげられている。これらを解決するために、電力開発改革推進プログラム等を立ち上げ、メーターの設置や変圧器の更新などを推進している。

表 1.7-12 インドの送配電ロス

	2003-04 年度	2004-05 年
送配電ロス	32.53%	31.25%

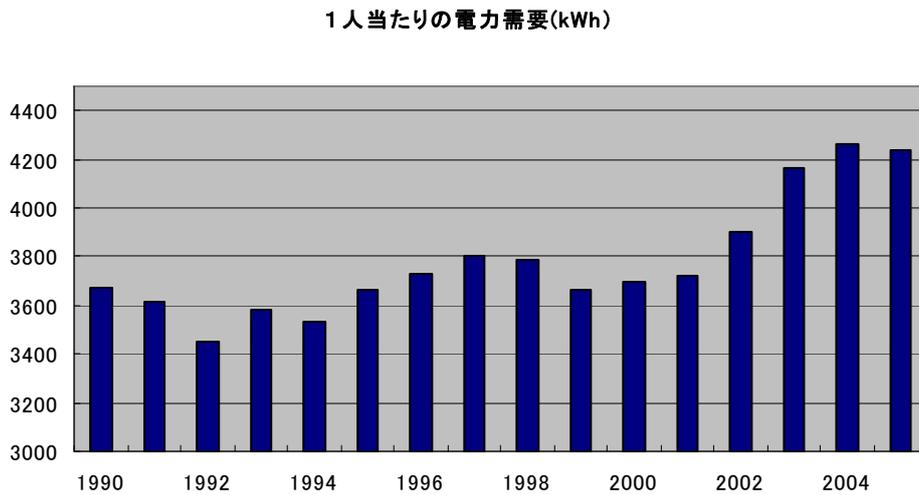
出典：All India Electricity Statistics 2006、2007；CEA

## 1.7.6 南アフリカ

### (1) 電力需要とGDP

#### a. 一人あたり電力消費量

国民一人あたりの電力消費量は増加傾向にある。GDPあたりの電力消費量も増加傾向にあったが、2004年をピークに減少しつつある。

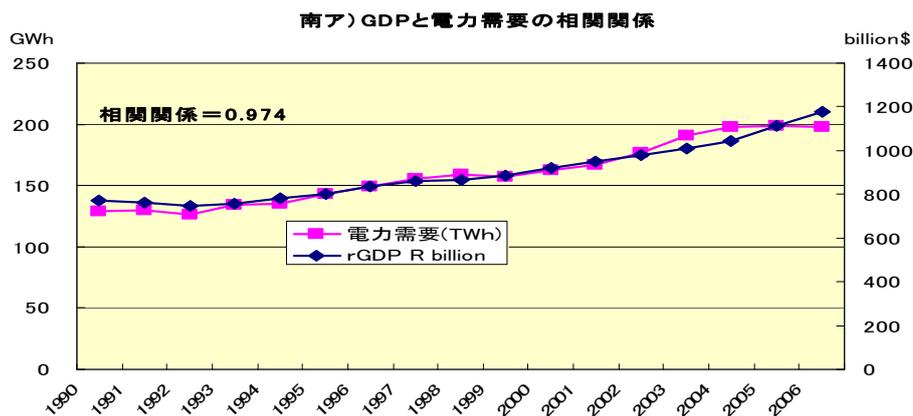


出典:IEA データベース 2008

図 1.7-44 一人当たり電力需要

#### b. 電力需要とGDPの相関関係

GDPと電力需要の相関関係は高く、相関係数は0.97と日本の0.95とほぼ同水準である。

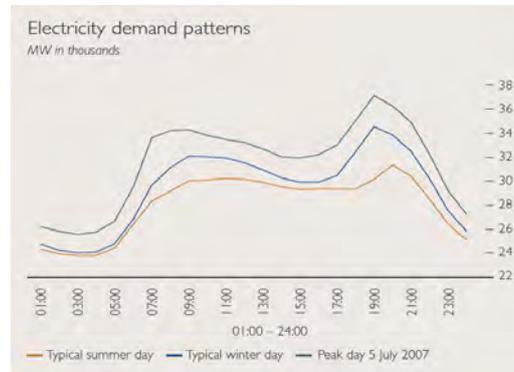


出典:IEA データベース 2008

図 1.7-45 GDP 当たり電力需要

## (2) 電力需要の特徴

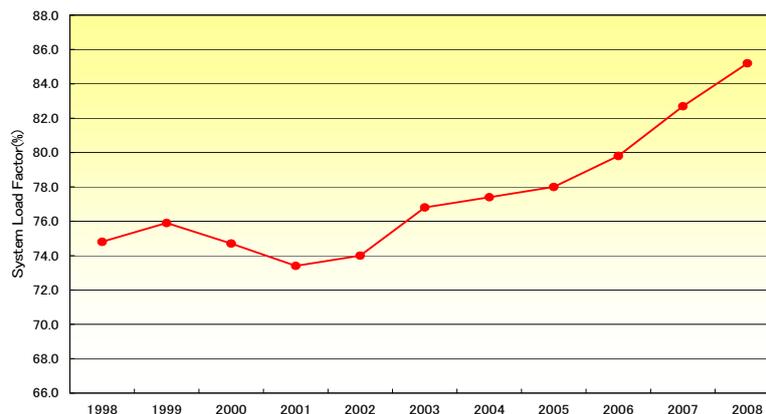
Eskom 送電システムの需要カーブの一例を示す。現在は南半球の冬ピーク・点灯ピーク型を示している。



出典: "Annual Report 2008" Eskom

図 1.7-46 Eskom 送電システム需要カーブ

電力システムの総合年負荷率は下図に示すように年々高くなっている。



出典: "Annual Report 2008" Eskom

図 1.7-47 Eskom 送電システム総合負荷率

## (3) セクター別顧客数・販売電力量

2004 年のセクター別顧客数を以下に示す。顧客のうち約 95%は民生部門であるが、販売電力量において圧倒的な割合を占める産業部門では 1%に満たない。

表 1.7-13 セクター別顧客数

	民生	農業	産業	商業	運輸	その他	計
顧客数	7,196,667	102,811	31,373	256,111	1,059	44,045	7632066
割合(%)	94.30%	1.35%	0.41%	3.36%	0.01%	0.58%	

出典: NER Electricity Supply Statistics for South Africa 2004

セクター別に販売電力量を見ると、順調な経済成長にともなって産業部門における拡大が続けており、全体の約 60%を占めている。顧客数において大半を占める民生部門は販売電力量では 20%、商業部門は約 15%である。運輸部門への販売電力量はほぼ横ばいで 3%程度である。

セクター別販売電力量の推移(GWh)

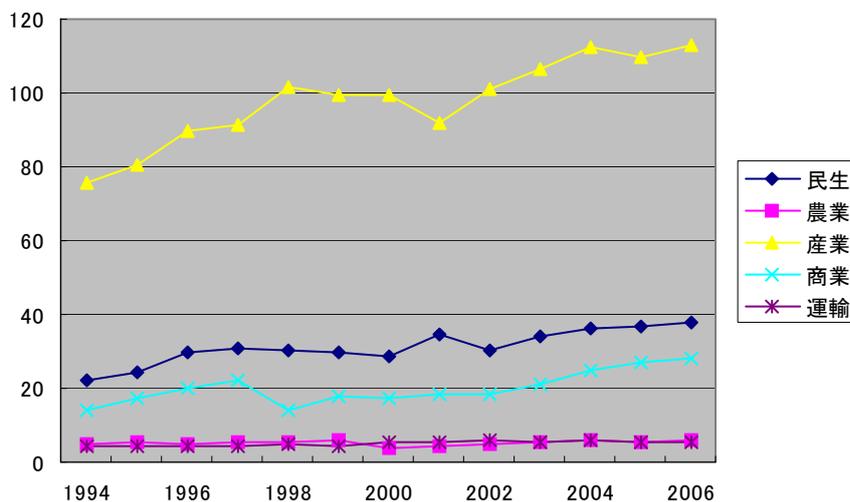


図 1.7-48 セクター別販売電力量

#### (4) 顧客あたり販売電力量および電気料金収入

顧客あたり販売電力量は、2004 年時点で、27,330kwh (顧客数: 763 万、総販売量: 208TWh) で、電気料金収入は、南ア全体では、570 億ランドである。

表 1.7-14 顧客あたり販売量

項目	内容
顧客数	763 万
総販売電力量	208,610 GWh
顧客あたりの販売電力	27,330 kWh/顧客
電気料収入	570 億ランド
Eskom	329 億ランド
自治体配電事業者	240 億ランド

出典:NER Electricity Supply Statistics for South Africa 2004

#### (5) 平均販売単価

南ア全体の平均販売単価は、2004 年時点で 21.8 ランドセントである。全体的に増加傾向にあり、農業、民生、商業用はそれぞれ 31.1 ランドセント、28.8 ランドセント、28.5 ランドセントである。一方、工業用、産業用は比較的安く設定されている。

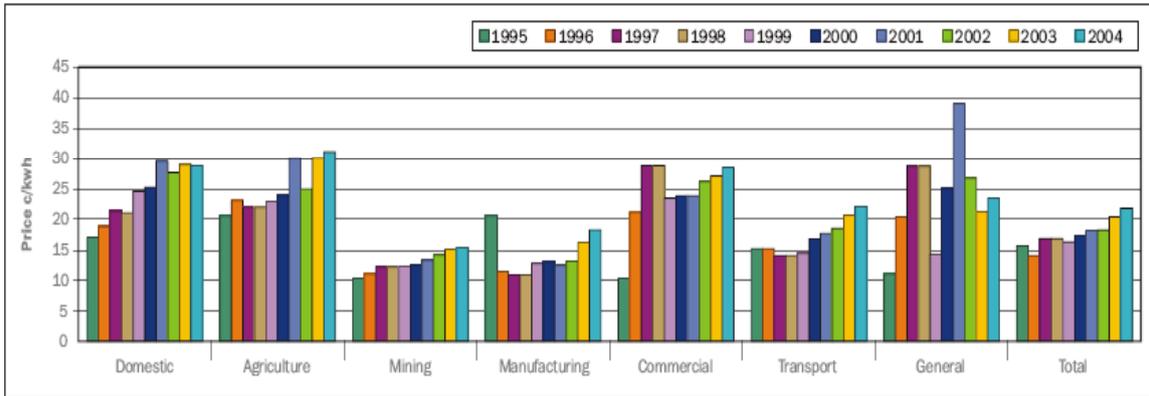


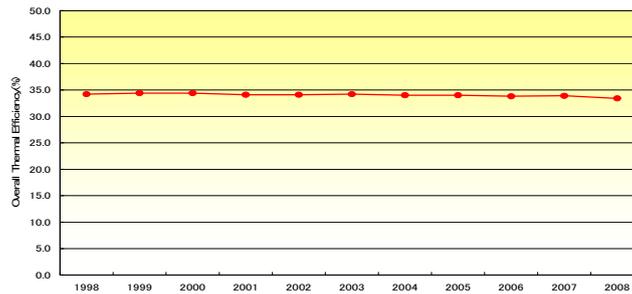
Figure 6.3: Electricity Distribution Industry electricity prices per customer category - c/kWh for the period 1995-2004

出典: NER Electricity Supply Statistics for South Africa 2004

図 1.7-49 平均電力販売単価(2004年)

### (6) 火力発電効率

Eskom の火力総合発電効率を以下に示す。2005 年以前は石炭火力発電所のみ稼動しているため、その期間においては、火力総合発電効率は石炭火力発電所の効率と同義である。その間の効率はほぼ 34% で余り変動が無い。

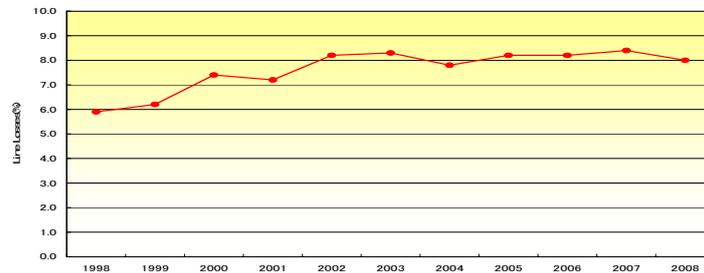


出典: "Annual Report 2008" Eskom

図 1.7-50 Eskom の火力総合熱効率

### (7) 送配電ロス

Eskom の送配電ロスを以下に示す。



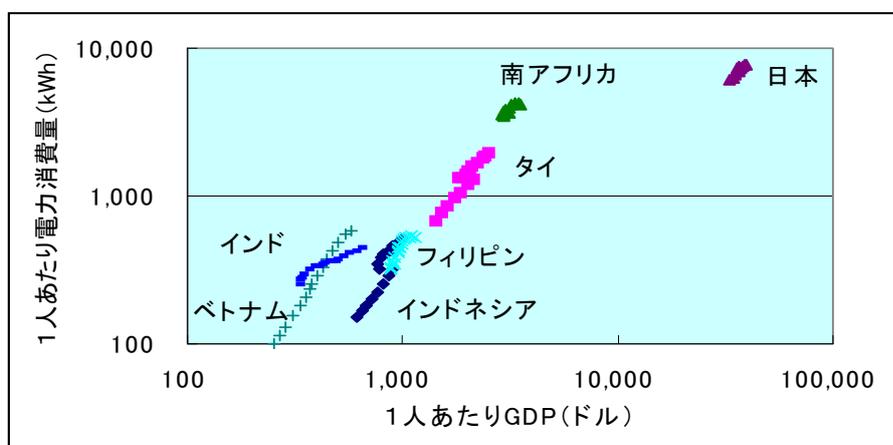
出典: "Annual Report 2008" Eskom

図 1.7-51 送配電ロス

### 1.7.7 各国の電力消費と発電効率の比較

#### (1) 一人あたり電力消費量

各国の一人あたり GDP と電力消費量について、1990 年から 2006 年までの推移を以下に示す。一人あたり GDP が高くなるにつれて電力消費量は大きくなっていく傾向がある。一人あたり GDP が低い国ほど GDP の伸びに比例して電力消費量は劇的に増加している（傾きが大きく線の長さも長い）ことがわかる。このうちインドとベトナムの一人あたり電力消費は、一人あたり GDP が低レベルにあるにもかかわらず、フィリピン、インドネシアなどと同レベルの位置にある。これは付加価値の低い生産を両国が担っていることが要因かと思われるが、インドに比して傾きの大きいベトナムは、より電力消費効率の改善余地が大きいと思われる。



出典：IEA データベースより加工

図 1.7-52 各国の一人あたり GDP と電力消費量の推移

#### (2) 年負荷率

各国の年負荷率比較を以下に示す、年負荷率とは、年間の平均電力をその年の最大電力で割った値であり、この値が大きいほど設備の稼働率が高いことを示している。逆に値が小さいのは、季節間または昼夜間での電力需要差が大きいことを示し、システム全体のコスト最小化のためには需要にあった電源タイプの導入やピークシフトなどが求められる。

表 1.7-15 各国の年負荷率

	インドネシア	タイ	フィリピン
年負荷率	75 % (2005)	70 % (2006)	70 %程度 (2006)
	ベトナム	インド	南アフリカ
年負荷率	64 % (2005)	N.A.	85 % (2007)
	東京電力	日本の電力 10 社	
年負荷率	62.5 % (2006)	62.9 % (2006)	

熱帯地方にある国ほど一年中冷房負荷が支配的に存在するため年負荷率は高くなる傾向がある。対象国の中では、ベトナムなどが年負荷率向上のためのピークシフト対策を実施しているが、対象国の中では、ベトナムが比較的年負荷率が低く負荷平準化が課題と思われる。

### (3) 平均販売単価

以下に各国平均販売単価を示す。途上国全般に 5-8 セント/kWh 程度であるのに比べ、南アフリカの 3.3 セント/kWh は際だって低い料金といえる。今後南アでは、新規の発電設備の増強が計画されており、それにともない電気料金が引き上げられるものと思われるが、このことが、需要家にとって電気消費効率改善の動機付けになるとも考えられる。

表 1.7-16 各国平均販売単価

	インドネシア	タイ	フィリピン
平均販売単価 (現地通貨)	628 ルピア/kWh (2006)	3.19 バーツ/kWh (都市部 2006)	5.96 ペソ/kWh (2004)
平均販売単価 (US セント換算)	<u>6.5 セント/kWh</u> (1\$=9,710 ルピア)	<u>7.9 セント/kWh</u> (1\$=40.22 バーツ)	<u>10.8 セント/kWh</u> (1\$=55.1 ペソ)

	ベトナム	インド	南アフリカ
平均販売単価 (現地通貨)	787 ドン/kWh (2005)	2.77 ルピー/kWh (2004)	21.8 ランドセント/kWh (2004)
平均販売単価 (US セント換算)	<u>5.0 セント/kWh</u> (1\$=15,859 ドン)	<u>6.3 セント/kWh</u> (1\$=44.1 ルピー)	<u>3.3 セント/kWh</u> (1\$=6.63 ランド)

	東京電力	日本の電力 10 社
平均販売単価 (現地通貨)	16.35 円/kWh (2006)	15.84 円/kWh (2006)
平均販売単価 (US セント換算)	<u>15.7 セント/kWh</u> (1\$=104 円)	<u>15.2 セント/kWh</u> (1\$=104 円)

注)日本の平均販売単価は、電灯・電力による収入を販売電力量で割った値。

### (4) 火力発電効率

発電効率は発電タイプにより異なるが、各国データではタイプ別まで詳細に確認できなかった国もある。

タイの発電効率は高いレベルにある。インドネシア、ベトナム、南アフリカはほぼ同レベルにあり、インドは極端に低いレベルにある。南アフリカは効率の高い天然ガス焼きコンバインドサイクルがなく石炭中心であるにも関わらずインドネシア、ベトナムと同レベルにあることから、これらの国に比べ実質的には効率的な運営をしているといえる。

表 1.7-17 各国火力発電効率

	インドネシア(2005)	タイ(2005)	フィリピン(2006)
火力発電総合効率	火力平均 33.1 % 燃料油：37.9 % 天然ガス：42.6 % 石炭：28.2 %	火力平均 41.2 % 燃料油：37.8 % 天然ガス：42.7 % 石炭：36.4 %	不明 燃料油・軽油：37 % 天然ガス：56 % 石炭：30 %
火力発電の内訳 (出力ベース)	火力内訳は詳細不明。	天然ガス：49% 燃料油・軽油：22% 石炭：13%	石炭：26% 燃料油・軽油：23% 天然ガス：18%
	水力：14% 地熱 2%	水力：13% その他：3%	水力：21% 地熱：12%

	ベトナム (2006)	インド (2005)	南アフリカ (2008)
火力発電総合効率	火力平均 35 %	火力平均 28 %	火力平均 34 %
火力発電の内訳 (出力ベース)	天然ガス：26% 石炭：11% IPP：22%	石炭：53% 天然ガス：10%	石炭：88% 天然ガス：3% 原子力：4%
	水力：36% その他：5%	水力：25% 再生可能エネ：9% 原子力：3%	水力：5%

	東京電力 (2006)	日本の電力 10 社(2006)
火力発電総合効率	42.17 %	41.09 %
火力発電の内訳 (出力ベース)	天然ガス：38% 燃料油：15% 石炭：4%	天然ガス：33% 燃料油：14% 石炭：8%
	原子力：30% 水力：13%	原子力：27% 水力：18%

### (5) 送配電ロス

以下に各国の送配電ロスを示す。インドの送配電ロスは際だって大きい。インドは盗電によるノンテクニカルロスが大きく計上されている結果といえる。一方その他の国をみると、タイ、南アフリカは比較的ロスは小さい。

南アの8%という数字は、Eskom だけのものである。ヨハネスブルグ市内に配電を行っている City Power 管内では配電だけで12%のロス（うちテクニカルロスが9%）があり、地域によってロスが大きい地域がある。このような地域での送配電ロス改善対策が必要である。

表 1.7-18 各国送配電ロス

	インドネシア(2006)	タイ(2006)	フィリピン(2005)
送配電ロス	11 %	8 %	12 %

	ベトナム (2006)	インド (2005)	南アフリカ (2008)
送配電ロス	11 %	31 %	8 %

南アフリカの数値は、Eskom 単体の数字。

	東京電力 (2006)	日本の電力 10 社(2006)
送配電ロス	4.8 %	5.0 %

## 1.8 エネルギー効率改善に関する課題と提言

### 1.8.1 IEAにおけるエネルギー効率指標

#### (1) 背景

2005年のG8サミットは、各国エネルギー効率等に関する報告を2008年G8サミットで行うようにIEAに要請した。(これをイギリスの開催地名をとって、「グレンイーグルス行動計画」という)その内容は、以下の通りである。

- ① 途上国を含むエネルギー効率の評価(産業、建物、運輸、業務)
- ② 建物・電気機器・自動車における効率基準を含む各国省エネ政策のレビューとベストプラクティスの特定
- ③ 世界的なエネルギー利用効率の向上等に向けた代替政策シナリオ

以上のようにグレンイーグルス行動計画は「技術」に注目し、エネルギーの効率利用の進展、途上国への技術協力を掲げているため、南北対立になりがちな国連の場と一線を画している。IEAとしては、これまでに、各種ワークショップ開催に加えて、既存の活動を通して各種の報告を発表している。

#### (2) IEA 指標作業の現状

##### a. マクロ経済指標

2007年9月にIEAが発行した報告書“Energy Use in the New Millennium: Trends in IEA Countries”と2008年5月に刊行した“Worldwide Trends in Energy Use & Efficiency”において、マクロ経済指標のエネルギー効率指標を発表している。内容は以下のとおりである。

- ・IEA加盟国中、時系列が整備できた22カ国対象、1990～2005年
- ・GDP原単位(付加価値ベース、PPP為替レート)
- ・産業(付加価値額当たり⇒生産量当り(主要業種))
- ・交通(輸送機関別、人キロ、トンキロ当り)、自動車(旅客と貨物、台km当り)
- ・家庭(用途別、世帯当り、床面積当り)
- ・業務(用途別、床面積当り、付加価値額当り)

以上のようにセクター別にエネルギー消費量を、各セクターを代表する付加価値、生産量、輸送量・距離、床面積などで割ることで、各国のセクター別エネルギー消費効率を計算するものである。ただし、これは主要な22カ国に留まっている。

##### b. 産業部門でのエネルギー効率指標

2007年6月にIEAが発行した報告書“Tracking Industrial Energy Efficiency & CO<sub>2</sub> Emissions”と2008年5月に刊行した“Worldwide Trends in Energy Use & Efficiency”において、産業別のエネルギー効率指標を発表している。内容は以下のとおりである。

- ・物量原単位(エネルギー消費/トン)及び省エネ(CO<sub>2</sub>削減)ポテンシャルの推計(世界計)

- ・各業種の主要生産国を対象に製品・中分類業種毎に比較、1990～2005年  
(化学・石油化学、鉄鋼、セメント、紙パルプ、アルミ、他非金属鉱物・非鉄、モーターシステム、Combined Heat and Power (CHP)、蒸気システム、工程統合、リサイクル強化、エネルギー回収)
- ・データ制約があり、報告書は段階的な調査成果として発表しているが、データ整備の重要性をサミットに提言している。

#### c. 業務・家庭部門でのエネルギー効率指標

IEA は当部門に対して以下の提言をしている。

- ・業務部門のエネルギー消費データの精度向上が課題である。
- ・原単位の評価は業種によって異なるため用途別エネルギー消費の把握が必要である。
- ・業種別延べ床面積データ、用途別エネルギー消費推計などデータ収集が課題である。

#### d. 運輸部門でのエネルギー効率指標

当部門に対して、IEA は活動指標 (トンキロ、人キロ)、車種別エネルギー消費、運輸部門エネルギー消費量等の各国間比較が困難であるため、推計方法の情報共有と標準化が課題であるとしている。また、自動車の燃費基準については、各国の政策及びベストプラクティスに関するワーキングペーパー を IEA はサミットに提出している。2008 年には重量車に対する燃費基準導入に向けて具体的な制度設計を含めた提言をサミットに提出している。IEA は、最終的には情報をまとめて、自動車燃費に関する報告書として出版する予定である。

#### e. 火力発電部門でのエネルギー効率指標

IEA は、火力発電部門の分析をおこなう予定であるが、課題は燃料別発電効率データの精査・比較であるとしている。

#### f. 今後の作業課題

以上を踏まえ IEA は今後の課題として、以下の点を指摘している。

- ・IEA のエネルギーデータはバランス表作成用が中心であるため、製造業の中分類ベースデータの収集には関連産業の国際団体あるいは各国の業界団体等の協力が必要である。
- ・エネルギーデータと生産活動のバウンダリーの整合性や業種別エネルギー消費の定義が国によって異なるため、(国別比較をする前に) 整合性の確保に細心の注意が必要である。
- ・工場単位の BAT (Best Available Technology) によるベンチマーキングでの積上げではなく、国別ポテンシャル推計による、省エネ可能な対象分野の抽出を志向する。
- ・各国比較・順位付けが目的ではなく、様々な効率指標を用いた省エネ可能な技術、分野の洗い出しが目的である。
- ・今後のデータ収集については、マクロ経済指標、部門・業種別エネルギー消費データは IEA が整備し、詳細エネルギー消費データ (民生用途別、運輸機関別、産業中分類別) や詳細な活動指標 (家電機器普及率、機器別電力消費、機器保有台数、住宅床面積 (ストック、新築)、新築戸数、業務部門延べ床面積、冷・暖房度日等) は各国に入力を依

頼する予定である。

以上のように IEA でのエネルギー効率化に関する作業は、始まったばかりであり、今後順次、エネルギー効率に関する国際的なデータが整備されるものと思われる。また、これらのデータは IEA ばかりでなく、G8 サミット、IPEEC（国際省エネ協力パートナーシップ）、APEC、セブ宣言、APP 指標整備プロジェクト、日中協力、日印協力などと協調しつつ進められるものと思われる。

今回対象となった 6 か国でも統計・データ整備は不十分であり、先進国からの技術・ノウハウ移転及び、途上国自身による指標・省エネ目標作成が引き続き重要である。

## 1.8.2 エネルギー効率改善への考察

### (1) 対象国へのエネルギー効率改善の課題と提言

本調査で対象国に対するエネルギー効率改善に関する課題と提言は、以下の通りである。

#### a. 効率改善に関する政策と計画

これまでのエネルギー効率改善の動向をみると対象国で、もっとも導入が期待されている方策は「エネルギー管理士制度」や「エネルギー管理システム」である。特に、南アやインドネシアのようにエネルギー多消費産業を抱える国では、この傾向が強い。現在、JICA・経済産業省などでは、各国から関係者を招聘して、これらの研修会を実施しているが、今日的にはこのような研修会が対象国ではもっとも必要とされている。

次に、必要とされているのは「省エネルギー促進制度」で、電力料金のインセンティブ制度、省エネルギー機器導入の補助金制度、代替エネルギー転換促進制度（非化石燃料）などである。これらの制度は、国庫からの補助金が前提となるため、南アやタイのような中進国では実現性が高いものの、ベトナムのような途上国では、導入が難しい制度でもある。

ラベリング制度は家庭電気製品のエネルギー効率改善に役立つものとの認識はあるが、日本や EU の例を見てもラベリング制度の導入には時間がかかる。フィリピン、インド、南アでは、家電製品のラベリング制度の導入の計画はあるが、他の国では、今のところ具体的な計画はない。（1.1.7「各国のエネルギー効率改善政策と計画の比較」を参照）

#### b. 最終エネルギー消費の効率改善

産業、運輸、商業の 3 セクターの伸びが高いとエネルギー消費は急増する。対象国ではベトナムが高い経済成長とも最終エネルギー消費の伸び率も大きい。逆に、日本は、エネルギー効率化が進んだこともあって産業部門でのエネルギー消費は伸びていない。また、南アでも、化学部門を中心にエネルギー効率改善が進んでいて、産業部門全体としては、低いエネルギー消費伸び率になっている。しかし、一般的には、ベトナムのように経済成長の伸びは、産業、運輸、商業部門での最終エネルギーの消費拡大をもたらすため、発展途上国ほど産業、運輸、商業部門でのエネルギー効率改善の促進が求められるべきである。

日本の家庭部門のエネルギー消費割合は 16% あるが、伸び率は 1.5% で低い。日本の家庭部門での伸び率が小さいのは、家庭での省エネの機器が普及していることなどによるものと

思われる。経済成長とともに家庭部門でのエネルギー消費は、日本と同様に対象国でも緩やかに拡大して行くものと思われる。したがって、効率の良い家電機器の普及とともに家電機器の有効な使い方のキャンペーンや指導を国民運動的に継続しておこなう体制が必要である。

対象国のエネルギー消費動向を見ると、ベトナムは高度経済成長でのエネルギー消費拡大、日本は経済の成熟とエネルギー効率化進展、インド、インドネシア、タイ、フィリピン、南アは第三次産業の拡大と当該部門でのエネルギー消費拡大という特徴をもっている。今後のエネルギー効率改善対策は、これらを考慮した方策が求められる。(1.3.7 「7カ国のセクター別最終需要の比較」参照)

#### c. エネルギー多消費産業の効率改善

エネルギー多消費産業に関する効率改善では、インドネシアは窯業が多くのエネルギーを消費している。タイは窯業と食品のエネルギー消費量が他の産業に比して大きく、特に窯業は最近数年間急上昇している。フィリピンもこの数年窯業の伸びが大きい。インドは鉄鋼が圧倒的に大きく、2,3,4位に窯業、食品、化学が位置している。南アは、鉄鋼、鋳業が1,2位を占め化学、非鉄がそれに継いでいる。このように、窯業、鉄鋼、化学、食品部門が対象国の共通的なエネルギー多消費産業ということになり、これらへのエネルギー効率改善がエネルギー消費の節約に効果が期待できる。(1.4.7 「7カ国比較」を参照)

#### d. 業種別エネルギー効率改善

鉄鋼業、窯業（セメント）、製紙部門など業種別エネルギー効率改善分析では、生産量、エネルギー消費の両面ともにデータの信憑性に問題があり、必ずしも期待していた結果が得られていない。エネルギー効率化を検討するため、指標として国全体または業界単位のGDPあたりのエネルギー消費原単位、生産量あたりのエネルギー消費原単位を利用することは、既存のデータからは現段階の対象国では無理がある。

実際にエネルギー効率を検討するにはより小さな単位、たとえば、各国のトップランナー的な企業または工場を選定し、そこから得られたデータで、各国のエネルギー効率を比較するなどして、今後の改善の基礎資料とすることが必要と思える。

#### e. 電力に関する効率改善

##### ① 年負荷率

各国の年負荷率は、インドネシア75% (2005年)、タイ70% (2006年)、フィリピン70%程度 (2006)、ベトナム64% (2005)、南ア85% (2007)、日本62.9% (2006)である。年負荷率は、値が大きいほど設備の稼働率が高いことを示しているが、逆に値が小さいのは、季節間または昼夜間での電力需要差が大きいことを示し、システム全体のコスト最小化のためには需要にあった電源タイプの導入やピークシフトなどが求められる。対象国では、南アやインドネシアなどが、このような対策を講じる必要がある。

## ② 平均電力販売単価

対象国の平均電力販売単価は、5-8 セント/kWh 程度である。南アの 3.3 セント/kWh で際だって料金が低い。低い電力料金は、エネルギー効率改善促進の阻害要因でもあり、今後南アなどでは、電力コストに見合った電力料金を設定するとともに、このことが電力供給の増加や電力省エネルギーの機運をもたらすものである。

## ③ 火力発電効率

発電効率は発電タイプにより異なるが、各国データのタイプ別データまで確認できなかった。概括ではあるが、タイの発電効率は高いレベルにある。インドネシア、ベトナム、南アはほぼ同レベルにあり、インドは極端に低いレベルにある。南アは効率の高い天然ガス焚きコンバインドサイクルがなく石炭中心であるにも関わらずインドネシア、ベトナムと同レベルにあることから、これらの国に比べ効率的な運営をしていると言える。

## ④ 送配電ロス

インドの送配電ロスは際だって大きい。インドは盗電によるノンテクニカルロスが大きく計上されている結果で、一方では、タイ・南アは比較的ロスは小さい。南アのヨハネスブルグ市内に配電を行っている City Power 管内では配電だけで 12% のロス（うちテクニカルロスが 9%）があり、送配電ロスの大きい地域と言える。このような地域での送配電ロスの改善は早急に求められる。