

国際協力事業団
モーリシャス国
地方自治・公共用役省

モーリシャス国 エネルギーセクター長期開発計画調査

最終報告書

JICA LIBRARY



J 1137804 (9)

1997年6月

共同企業体
ユニコ インターナショナル株式会社
電源開発株式会社

資源調査
JR
97-130

国際協力事業団

モーリシアス国
エネルギーセクター長期開発計画調査

最終報告書

平成9年6月

共同企業体

ユニコ インターナショナル株式会社
電源開発株式会社



1137804 (9)

序 文

日本国政府は、モーリシャス国政府の要請に基づき、同国のエネルギーセクター長期開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

同事業団は、1996年3月から1997年3月までの間、計4回にわたりユニコ インターナショナル（株）の市来良英氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、モーリシャス国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内調査を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、モーリシャス国エネルギーセクターの開発に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

1997年6月

国際協力事業団
総裁 藤田 公郎

藤田 公郎

1997年6月

国際協力事業団

総裁 藤田 公郎 殿

伝 達 状

モーリシャス国エネルギーセクター長期開発計画調査最終報告書を提出致します。本報告書は、モーリシャスのエネルギー将来需要予測、エネルギー供給計画及び必要とされる投資計画の策定、エネルギー政策・運営、エネルギー価格分析、提言をもって構成されています。

モーリシャス国は現在、エネルギーセクターにおける計画策定能力、政策分析能力を向上させ、長期総合エネルギー開発利用計画の策定を行おうとしています。本報告書で提言された内容はその基礎となるもので、その実施によって同国のエネルギーセクターの開発、ひいては経済発展に多大な貢献をもたらすものと確信しております。さらに調査を通じて構築されましたエネルギー需要予測のモデルは同国のエネルギー計画策定のための科学的基礎を確立することに貢献し、今後の計画策定に必ずや役に立つものと思われま

本調査の実施にあたり貴重なご指導、ご支援を賜りました貴事業団、外務省、通産省、駐マダガスカル日本大使館の関係各位に心より感謝の意を表します。またエネルギー・公共事業省をはじめ、モーリシャス関係機関各位のご協力とご支援に厚く御礼申し上げます。

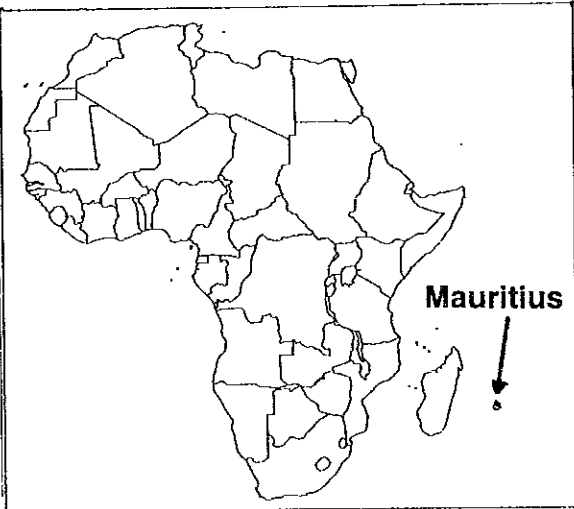
国際協力事業団

モーリシャス国エネルギーセクター

長期開発計画調査団 団長

ユニコ インターナショナル株式会社

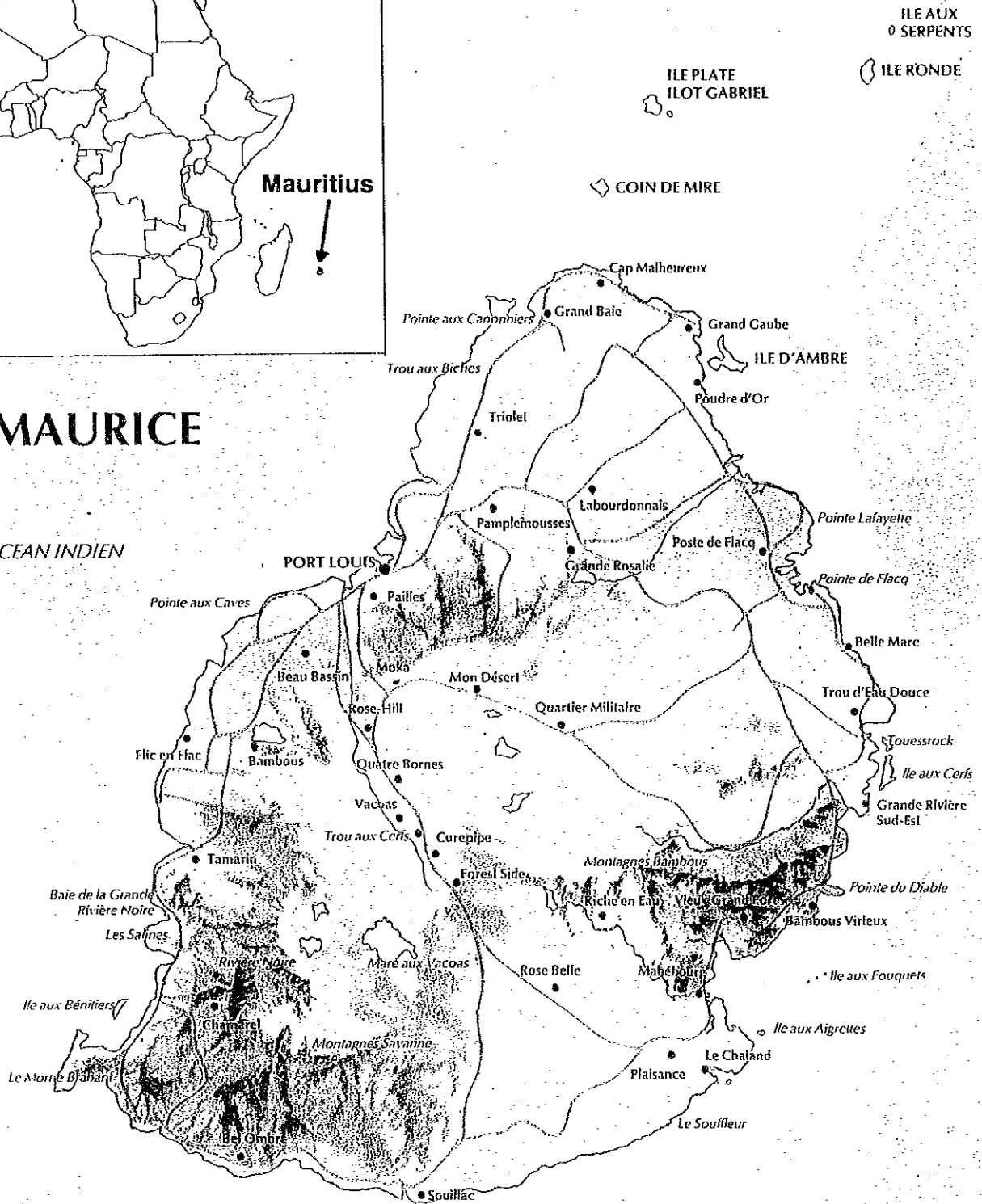
市来 良英 (市来)



Mauritius

MAURICE

OCEAN INDIEN



The Republic of Mauritius

目次

	<u>Page</u>
第Ⅰ部 序	
序論	
1. 調査の背景	- 1 -
2. 調査の目的	- 1 -
3. 調査の範囲	- 2 -
4. 報告書の構成	- 3 -
第Ⅱ部 結論および提言	
第1章 将来展望と提言	
1.1 エネルギーセクターの構造変革.....	1-1
1.1.1 エネルギーセクターに関する政府としての調整機構の設立.....	1-1
1.1.2 MLGPUの機構改革.....	1-2
1.1.3 エネルギーセクター再構築に係る現行法律・規則.....	1-3
1.1.4 規制緩和.....	1-6
1.1.5 独立電力供給者（IPP）による開発に関する提言.....	1-8
1.1.6 資金調達面での対応.....	1-13
1.2 エネルギー供給面の安全保障.....	1-15
1.2.1 エネルギー供給面の安全保障.....	1-15
1.2.2 バガスエネルギー利用に関する提言.....	1-17
1.2.3 新エネルギー資源利用.....	1-20
1.2.4 燃料の多様化.....	1-21
1.2.5 石油備蓄.....	1-23
第2章 アクションプランの概要	
2.1 CEBの財務改善.....	2-1
2.2 エネルギー価格と税制.....	2-3
2.3 エネルギーセクター近代化.....	2-7
2.3.1 組織強化と法制の整備.....	2-7

	<u>Page</u>
2.3.2 国産エネルギーの開発.....	2 - 9
2.4 エネルギーセクター長期計画に係る環境対策.....	2 - 12
2.4.1 環境汚染のモニタリングシステム確立.....	2 - 12
2.4.2 環境モニタリングに関する最優先課題.....	2 - 12

第III部 各論

第3章 経済開発と将来展望

3.1 マクロ経済の動向.....	3 - 1
3.1.1 社会・政治情勢.....	3 - 1
3.1.2 マクロ経済の発展.....	3 - 2
3.2 将来展望と主要政策課題.....	3 - 6
3.2.1 モーリシアスの強み.....	3 - 6
3.2.2 課題.....	3 - 6
3.3 財政・金融見通し.....	3 - 12
3.3.1 国際金融市場と資金の流れ.....	3 - 12
3.3.2 モーリシアスにおける金融の発展.....	3 - 15

第4章 エネルギーセクターの開発と現状

4.1 エネルギー需給構造.....	4 - 1
4.2 電力設備の現状.....	4 - 6
4.2.1 電力設備.....	4 - 6
4.2.2 送変電設備.....	4 - 15
4.2.3 ロドリゲス島の電力設備.....	4 - 16
4.3 石油製品および石炭の供給とその設備.....	4 - 20
4.3.1 製品備蓄の現状と課題.....	4 - 20
4.4 石炭その他のエネルギーセクター.....	4 - 25
4.5 2025年までの新エネルギー導入プラン.....	4 - 28
4.5.1 新エネルギー開発の可能性.....	4 - 28
4.5.2 諸外国における新エネルギー導入の現状.....	4 - 31
4.5.3 新エネルギー開発のアクションプラン.....	4 - 35

	<u>Page</u>
第5章 バガスエネルギーの利用	
5.1 エネルギー源としてのバガス利用.....	5 - 1
5.2 バガス利用発電の現状.....	5 - 3
5.3 バガス発電の技術的側面.....	5 - 4
5.3.1 最適化への前提条件.....	5 - 4
5.3.2 バガス発電技術の将来の方向.....	5 - 6
5.4 大型バガスエネルギー開発プログラム（BEDP）と民活発電事業（IPP）	5 - 8
5.5 バガス発電プロジェクトのタリフ設定.....	5 - 11
5.6 バガスパワープロジェクトにおける石炭利用.....	5 - 14
5.7 バガス発電と CEB の関係.....	5 - 16
5.7.1 発電システム全体の安定のための予備能力.....	5 - 16
5.7.2 需要のオフピークロードの場合の発電量の割当.....	5 - 17
5.7.3 新規設備の運転開始に伴う CEB コスト問題.....	5 - 18
5.7.4 CEB の真の発電コストと BEDP/IPP からの購入価格の逆鞘防止.....	5 - 19
5.7.5 AD2000 年前後の発電能力構成の問題.....	5 - 20
5.8 バガスパワープロジェクトと粗糖業界の近代化.....	5 - 22
5.9 バガスパワーの将来.....	5 - 25
5.10 バガスパワー発電事業に関する勧告.....	5 - 26
5.10.1 緒言.....	5 - 26
5.10.2 UNION St ARBIN グループによるバガス発電.....	5 - 26
5.10.3 BEAU CHAMP (FIRM SUPPLY).....	5 - 27
5.10.4 BELLE VUE.....	5 - 27
第6章 エネルギー政策と機構	
6.1 現行エネルギー政策体系.....	6 - 1
6.1.1 エネルギー政策の概要と体系.....	6 - 1
6.1.2 電力法令の概要.....	6 - 2
6.1.3 エネルギー政策と政府機関.....	6 - 3
6.2 CEB の現況および課題.....	6 - 7
6.2.1 CEB の財政分析.....	6 - 7
6.2.2 全般的な位置づけ.....	6 - 15
6.2.3 CEB の活動の見直し.....	6 - 15

	<u>Page</u>
6.3 エネルギー価格政策.....	6 - 17
6.3.1 価格体系と管理機関.....	6 - 17
6.3.2 エネルギー品目への課税制度.....	6 - 22
6.4 電力セクターにおける料金.....	6 - 24
6.4.1 料金レベル.....	6 - 24
6.4.2 末端消費者間での格差.....	6 - 24
6.4.3 料金の要素.....	6 - 26
6.5 モーリシャスにおける環境対策とそのエネルギーセクターへの影響.....	6 - 27
6.5.1 緒言.....	6 - 27
6.5.2 モーリシャスの環境対策の現状.....	6 - 28
6.5.3 現在進められている環境対策.....	6 - 28
6.5.4 将来の環境対策の推進とそのエネルギーセクターに対するインパクト..	6 - 31
第7章 エネルギーの需要予測モデル	
7.1 エネルギー需要予測モデルの開発.....	7 - 1
7.1.1 モデルの構成.....	7 - 1
7.1.2 エネルギーデータベースの構成.....	7 - 4
7.1.3 データベースの更新と拡張性.....	7 - 17
7.2 長期エネルギー需要予測の主要前提.....	7 - 23
7.2.1 ケースシナリオ.....	7 - 23
7.2.2 ベースケースの背景説明.....	7 - 24
7.3 2025年までの経済およびエネルギーの需要予測結果.....	7 - 40
7.4 新エネルギー開発の将来予測 (AD2025までに商業規模で利用可能と考えられる).....	7 - 63
第8章 エネルギー開発課題と対策	
8.1 発電種別の比較.....	8 - 1
8.2 国内輸送の効率化.....	8 - 10
8.2.1 概要.....	8 - 10
8.2.2 石油製品および石炭の配送システム.....	8 - 12
8.2.3 ポート・ルイスーキュールピップ間新旅客大量輸送システム.....	8 - 14

	<u>Page</u>
8.3 省エネルギー活動と関連技術の開発.....	8 - 17
8.3.1 省エネルギーの今日的意義.....	8 - 17
8.3.2 モーリシアスにおける省エネルギー活動.....	8 - 18
8.3.3 エネルギー消費に対する技術改善のインパクト.....	8 - 20
8.3.4 モーリシアスにおける省エネルギー活動の問題点と対策.....	8 - 30
8.3.5 省エネルギーについての具体的な提案.....	8 - 31
第9章 最適投資計画	
9.1 最適投資計画の選択.....	9 - 1
9.2 電力供給計画.....	9 - 2
9.3 評価の基本条件.....	9 - 30
9.3.1 設定条件.....	9 - 30
9.4 総費用の算出と評価.....	9 - 39
9.5 最適エネルギー供給シナリオ.....	9 - 78
9.5.1 エネルギー源別特性評価.....	9 - 79
補遺	
APPENDIX	
Appendix 1 バガスパワープロジェクトに対するモーリシアス政府の優遇策 ..	A1 - 1
Appendix 2 Sample Output of Energy Demand Forecast Model.....	A2 - 1
Appendix 3 Sample Form for Energy Audit	A3 - 1
Appendix 4 Supplement Technical Information	A4 - 1
Appendix 5 Case Study in the Philippines Successful Privatization of Power Generation Business	A5 - 1

表 目 次

	<u>Page</u>
<i>Chapter 1</i>	
Table 1.1.1	SUMMARY OF ACTION PLAN FOR FUTURE ENERGY DEVELOPMENT..... 1 - 26
<i>Chapter 2</i>	
Table 2.1.1	CONST. COST FOR STRATEGIC STORAGE FACILITIES..... 2 - 6
<i>Chapter 3</i>	
Table 3.1.1	GOVERNMENT SERVICES: EMPLOYMENT BY MINISTRY, JANUARY 1996..... 3 - 2
Table 3.1.2	GROWTH RATE OF GDP..... 3 - 3
Table 3.1.3	MONEY SUPPLY AND INTEREST RATE..... 3 - 4
Table 3.1.4	BALANCE OF PAYMENT 3 - 5
Table 3.2.1	WORK PERMITS ISSUED TO FOREIGNERS..... 3 - 10
Table 3.3.1	AGGREGATE NET LONG-TERM RESOURCE FLOWS TO DEVELOPING COUNTRIES, 1990-95..... 3 - 14
Table 3.3.3	MAURITIUS MONETARY AGGREGATE..... 3 - 17
Table 3.3.4	MAURITIUS INTEREST RATE (%)..... 3 - 18
Table 3.3.5	FOREIGN EXCHANGE RATE..... 3 - 19
<i>Chapter 4</i>	
Table 4.1.1	1995 MAURITIUS ENERGY BALANCE 4 - 2
Table 4.1.2	PER CAPITA ENERGY CONSUMPTION IN 1991..... 4 - 4
Table 4.1.3	TPES AND GDP GROWTH RATES FOR 1980-91 4 - 5
Table 4.2.1	SALES OF ELECTRICITY IN THE PAST 10 YEARS (GWh) 4 - 6
Table 4.2.2	ENERGY PRODUCTION IN THE PAST 10 YEARS (GWh)..... 4 - 7
Table 4.2.3	MAXIMUM POWER SUPPLY IN THE PAST 10 YEARS (MW)..... 4 - 7
Table 4.2.4	INSTALLED CAPACITY IN THE PAST 10 YEARS (MW)..... 4 - 11
Table 4.2.5	CAPACITY OF EACH STATION AS OF END 1996 (MW)..... 4 - 12
Table 4.2.6	EXISTING TRANSMISSION LINES 4 - 17

	<u>Page</u>
Table 4.2.7 TRANSMISSION LOSS	4 - 17
Table 4.2.8 MAJOR EXISTING SUBSTATION.....	4 - 17
Table 4.4.1 1983/1995 Wood and Related Product (M3 · Round Wood)	4 - 26
Table 4.5.1 MEAN SUNSHINE DURATION	4 - 29
Table 4.5.2 WIND DATA COLLECTED BY UNDP	4 - 30
Table 4.5.3 SITUATION OF WIND POWER IN USA.....	4 - 34

Chapter 5

Table 5.4.1(A) MAURITIUS BAGASSE POWER PROFITABILITY ASSESSMENT. 5 - 9	
Table 5.4.1(B) MAURITIUS BAGASSE POWER PROFITABILITY ASSESSMENT. 5 - 10	
Table 5.10.1 CURRENT AVAILABILITY OF BAGASSE BY SUGAR FACTORY. 5 - 29	
Table 5.10.2 CRUSHING PERIOD (1995).....	5 - 30

Chapter 6

Table 6.2.1 CEB BALANCE SHEETS	6 - 8
Table 6.2.2 CEB INCOME STATEMENT	6 - 9
Table 6.2.3 CEB CASH FLOW.....	6 - 10
Table 6.2.4 FINANCIAL STATEMENT ANALYSIS.....	6 - 14
Table 6.3.1 TAX RATE ON PETROLEUM PRODUCTS AND COAL.....	6 - 22
Table 6.3.2 PRICE STRUCTURE OF PETROLEUM PRODUCTS.....	6 - 23
Table 6.5.1 ENERGY CONSUMPTION/CAPT. (1991).....	6 - 27
Table 6.5.2 EMISSION STANDARD (WITHOUT SOPHISTICAL TREATMENT FACILITIES	6 - 30
Table 6.5.3 ENVIRONMENTAL STANDARD (AVERAGE).....	6 - 30
Table 6.5.4 ENVIRONMENTAL WATER QUALITY STANDARD	6 - 34
Table 6.5.5 ENVIRONMENTAL WATER QUALITY STANDARD (JAPAN) LIVING ENVIRONMENT STANDARD (DAILY AVERAGE) (JAPAN)	6 - 35
Table 6.5.6 NOIZE STANDARD (MAURITIUS) (JAPAN).....	6 - 36

Chapter 7

Table 7.2.1 GDP Growth Rate by Sector (Base Case)	7 - 25
---	--------

	<u>Page</u>
Table 7.2.2 LOCAL LABOUR FORCES AND ACTIVITY RATE.....	7 - 27
Table 7.2.3 FOREIGN WORKERS.....	7 - 27
Table 7.2.4 SECTORAL LABOUR INPUT.....	7 - 29
Table 7.2.5 SECTORAL CHANGE OF LABOUR INPUT VOLUME.....	7 - 29
Table 7.2.6 SECTORAL COMPONENT RATIO OF EMPLOYMENT.....	7 - 30
Table 7.2.7 LABOUR MARKET.....	7 - 31
Table 7.2.8 G5 INFLATION.....	7 - 32
Table 7.2.9 ECONOMIC FORECAST OF SOUTH AFRICA.....	7 - 33
Table 7.2.10 INFLATION ASSUMPTION IN SOUTH AFRICA.....	7 - 33
Table 7.2.11 ENERGY PRICE FORECAST BY THE WORLD BANK.....	7 - 34
Table 7.2.12 FORECASTS OF THE WORLD ECONOMY BY IEA.....	7 - 34
Table 7.2.13 WORLD ENERGY DEMAND FORECASTS BY IEA.....	7 - 35
Table 7.2.14 WORLD ELECTRICITY FORECAST BY IEA.....	7 - 35
Table 7.2.15 ENERGY PRICE FORECASTS BY IEA.....	7 - 36
Table 7.2.16 OIL CONSUMPTION.....	7 - 36
Table 7.2.17 OPEC CRUDE OIL PRODUCTION AND QUOTAS.....	7 - 37
Table 7.2.18 NON-OPEC OIL SUPPLY.....	7 - 37
Table 7.2.19 ENERGY PRICE ASSUMPTION.....	7 - 38
Table 7.2.20 ASSUMPTION OF ENERGY INTENSITY.....	7 - 38
Table 7.2.21 EFFECTIVENESS OF ELECTRICITY.....	7 - 39
Table 7.3.1 GDP GROWTH RATE BY SECTOR.....	7 - 44
Table 7.3.2 INVESTMENT RATIO BY PUBLIC AND PRIVATE SECTOR.....	7 - 45
Table 7.3.3 GOVERNMENT FINANCE.....	7 - 46
Table 7.3.4 TRADE BALANCE.....	7 - 47
Table 7.3.5 LABOUR PRODUCTIVITY BY INDUSTRIAL SECTOR.....	7 - 48
Table 7.3.6 CPI AND GDP DEFLATOR.....	7 - 49
Table 7.3.7 TOTAL ENERGY DEMAND BY SECTOR.....	7 - 50
Table 7.3.8 INLAND ENERGY DEMAND BY SOURCES.....	7 - 51
Table 7.3.9 ENERGY INTENSITY AND PER CAPITA CONSUMPTION.....	7 - 52
Table 7.3.10 INCOME ELASTICITY BY SECTOR.....	7 - 53
Table 7.3.11 PEAK ELECTRICITY DEMAND.....	7 - 55
Table 7.3.12 ENERGY BALANCE TABLE IN TOE.....	7 - 56

	<u>Page</u>
Chapter 8	
Table 8.1.1	COMPARISON OF GENERATION COST OF GT 8 - 2
Table 8.1.2	COMPARISON OF GENERATION COST OF CCGT..... 8 - 3
Table 8.1.3	COMPARISON OF GENERATION COST OF DIESEL..... 8 - 4
Table 8.1.4	COMPARISON OF GENERATION COST OF COAL..... 8 - 5
Table 8.1.5	CEB*S PERCHASING PRICES AS OF 21, DEC., 1996..... 8 - 6
Table 8.3.1	TRANSITION OF ENERGY INTENSITY..... 8 - 23
Table 8.3.2	ENERGY CONSUMPTION PER 1000m2 TEXTILES..... 8 - 23
Table 8.3.3	TECHNOLOGY LEVEL ASSESSMENT 8 - 24
Table 8.3.4	1995 DATA 8 - 27
Chapter 9	
Table 9.2.1	ELECTRICITY PEAK DEMAND FORECAST..... 9 - 5
Table 9.2.2	CONDITION OF POWER GENERATION FACILITIES 9 - 6
Table 9.2.3	RETIREMENT PROGRAM..... 9 - 7
Table 9.2.4	POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-1) 9 - 8
Table 9.2.5	POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-2) 9 - 9
Table 9.2.6	POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-3) 9 - 10
Table 9.2.7	POWER DEVELOPMENT PLAN (HIGH CASE-1)..... 9 - 11
Table 9.2.8	POWER DEVELOPMENT PLAN (HIGH CASE-2)..... 9 - 12
Table 9.2.9	POWER DEVELOPMENTPLAN (HIGH CASE-3)..... 9 - 13
Table 9.2.10	POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1996 (BASE CASE REFERENCE)..... 9 - 14
Table 9.2.11	POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1997 (BASE CASE) 9 - 15
Table 9.2.12	POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1998 (BASE CASE) 9 - 16
Table 9.2.13	POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1999 (BASE CASE) 9 - 17
Table 9.2.14	POWER DEMAND AND SUPPLY IN 2000 (BASE CASE) 9 - 18
Table 9.2.15	SHORT TERM TRANSMISSION PLANNING..... 9 - 19
Table 9.2.16	DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS, 1995-1999 9 - 20
Table 9.2.17	EXPANSION PLAN OF TRANSMISSIONS AND SUBSTATIONS.... 9 - 21
Table 9.2.18	BULK SUPPLY POINT TRANSFORMERS (MVA) 9 - 22

	<u>Page</u>
Table 9.2.19	DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS..... 9 - 23
Table 9.2.20	DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS, 2000-2015 9 - 24
Table 9.3.1	ASSUMPTION FOR POWER DEMAND FORECAST 9 - 30
Table 9.3.2	ALTERNATIVE CASE..... 9 - 30
Table 9.3.3	CONSTRUCTION COST (INCLUDING I.D.C. AND PREOPERATIONAL EXPENSES)..... 9 - 34
Table 9.3.4	FUEL TABLE..... 9 - 36
Table 9.3.5	OTHER VARIABLE COSTS..... 9 - 36
Table 9.3.6	FIXED COST..... 9 - 37
Table 9.3.7	ADJUSTED FUEL COST 9 - 37
Table 9.3.8	ADJUSTED VARIABLE COST 9 - 37
Table 9.3.9	ADJUSTED FIXED COST 9 - 38
Table 9.4.1	BASE CASE I-1 (FINANCIAL) 9 - 41
Table 9.4.2	BASE CASE I-1 (ECONOMIC) 9 - 44
Table 9.4.3	BASE CASE II-1 (FINANCIAL)..... 9 - 47
Table 9.4.4	BASE CASE II-1 (ECONOMIC) 9 - 50
Table 9.4.5	BASE CASE III-1 (FINANCIAL)..... 9 - 53
Table 9.4.6	BASE CASE III-1 (ECONOMIC)..... 9 - 56
Table 9.4.7	HIGH CASE I-2 (FINANCIAL) 9 - 59
Table 9.4.8	HIGH CASE I-2 (ECONOMIC)..... 9 - 61
Table 9.4.9	HIGH CASE II-2 (FINANCIAL)..... 9 - 63
Table 9.4.10	HIGH CASE II-2 (ECONOMIC) 9 - 65
Table 9.4.11	HIGH CASE III-2 (FINANCIAL)..... 9 - 67
Table 9.4.12	HIGH CASE III-2 (ECONOMIC)..... 9 - 69
Table 9.4.13	ANALYTICAL STUDY ON THE PRESENT VALUE OF TOTAL COST OF THE CASES 9 - 71
Table 9.4.14	RESULT OF SENSITIVITY ANALYSIS 9 - 72
Table 9.5.1	ESTIMATED TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY..... 9 - 81

目 次

	<u>Page</u>
<i>Chapter 3</i>	
Figure 3.3.1 TREND OF LIBOR	3 - 13
Figure 3.3.2 DEVELOPING COUNTRIES* SHARE IN GLOBAL FDI	3 - 14
 <i>Chapter 4</i>	
Figure 4.1.1 GROWTH OF PRIMARY ENERGY CONSUMPTION	4 - 3
Figure 4.2.1 ELECTRICITY CONSUMPTION	4 - 8
Figure 4.2.2 MONTHLY PEAK LOAD CURVE	4 - 9
Figure 4.2.3 DAILY LOAD CURVE	4 - 10
Figure 4.2.4 ELECTRICITY CONSUMPTION (RODRIGUES)	4 - 18
Figure 4.2.5 EXISTING MAIN TRANSMISSION LINE AND SUBSTATION	4 - 19
Figure 4.5.1 TREND OF GENERATION COST OF WIND POWER	4 - 37
Figure 4.5.2 TREND OF GENERATION COST OF PHOTOVOLTAIC CELL	4 - 37
Figure 4.5.3 REVERSE FLOW SYSTEM	4 - 38
Figure 4.5.4 PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEM (a)	4 - 39
Figure 4.5.5 PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYTEM (b)	4 - 40
Figure 4.5.6 FLOW CHART OF PLANNING OF WASTE POWER GENERATION PLANT	4 - 41
 <i>Chapter 5</i>	
Figure 5.4.1 (A) PROFITABILITY OF BAGASSE POWER	5 - 9
Figure 5.4.2 (A) ROI : KWH COST	5 - 9
Figure 5.4.1 (B) PROFITABILITY OF BAGASSE POWER	5 - 10
Figure 5.4.2 (B) ROI : KWH COST	5 - 10
Figure 5.7.1 ANNUAL LOAD DURATION CURVE	5 - 21
Figure 5.10.1 BAGASSE PRODUCTION	5 - 31
Figure 5.10.2 SURPLUS BAGASSE (Exclude Existing Power Use)	5 - 32
 <i>Chapter 6</i>	
Figure 6.1.1 MINISTRY OF LOCAL GOVERNMENT AND PUBLIC UTILITIES	6 - 6

	<u>Page</u>
Figure 6.2.1 FINANCIAL STATEMENT ANALYSIS.....	6 - 15
Figure 6.3.1 TRENDS IN PETROLEUM PRICES (RETAIL PRICES).....	6 - 19
Figure 6.3.2 COMPARISON OF PREMIUM GASOLINE PRICES	6 - 20
Figure 6.3.3 PRICE COMPARISON OF FUEL OIL (1989).....	6 - 21
Figure 6.3.4 GASOLINE PRICES AND TAXES (US DOLLARS/LITER) THIRD UARTER 1995	6 - 21
Figure 6.4.1 COMPARISON OF COST AND PRICE (per kWh).....	6 - 24
Figure 6.4.2 ELECTRICITY PRICE	6 - 25
Figure 6.4.3 COST AND PRICING STRUCTURE.....	6 - 26
 <i>Chapter 7</i>	
Figure 7.1.1 STRUCTURE OF DATABASE FILE (1).....	7 - 19
Figure 7.1.2 STRUCTURE OF DATABASE FILE (2).....	7 - 20
Figure 7.1.3 LAYER STRUCTURE OF FILE AND SIZE	7 - 21
Figure 7.1.4 INTERFACE AND STRUCTURE OF ENERGY DATABASE SYSTEM.....	7 - 22
Figure 7.3.1 ENERGY DEMAND BY TYPE OF ENERGY	7 - 60
 <i>Chapter 8</i>	
Figure 8.1.1 COMPARISON OF CONSTRUCTION COST	8 - 7
Figure 8.1.2 COMPARISON OF GENERATION COST (FINANCIAL).....	8 - 8
Figure 8.1.3 COMPARISON OF GENERATION COST (ECONOMIC).....	8 - 9
Figure 8.3.1 PROGRESS OF ENERGY SAVING IN HOUSEHOLD ELECTRICAL APPLIANCES.....	8 - 28
Figure 8.3.2 ENERGY INTENSITY (1880=100).....	8 - 29
 <i>Chapter 9</i>	
Figure 9.2.1 FORECASTED TYPICAL OPERATION PATTERN OF MAIN EQUIPMENTS ON MAXIMUM LOAD DAY IN 2025	9 - 25
Figure 9.2.2 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2000).....	9 - 26

	<u>Page</u>	
Figure 9.2.3	EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2005).....	9 - 27
Figure 9.2.4	EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2010).....	9 - 28
Figure 9.2.5	EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2015).....	9 - 29
Figure 9.4.1	COMPARISON OF CALUCULATED PRESENT VALUE - BASE CASE FINANCIAL.....	9 - 74
Figure 9.4.2	COMPARISON OF CALUCULATED PRESENT VALUE - BASE CASE ECONOMIC.....	9 - 75
Figure 9.4.3	COMPARISON OF CALUCULATED PRESENT VALUE - HIGH CASE FINANCIAL.....	9 - 76
Figure 9.4.4	COMPARISON OF CALUCULATED PRESENT VALUE - HIGH CASE ECONOMIC.....	9 - 77
Figure 9.5.1	CONCEPTUAL WORK FLOW FOR MAKING AN OPTIMUM ENERGY SUPPLY SCENARIO.....	9 - 82

ABBREVIATIONS AND ACRONYMS


ACP	African, Caribbean and Pacific Group of Countries to the Lome Convention
AMB	Agricultural Marketing Board
BEDP	Bagasse Energy Development Programme
BOM	Bank of Mauritius
BOO	Build Operate Own
BOT	Build Operate Transfer
BTU	British Thermal Unit
CEB	Central Electricity Board
CIF	Cost, Insurance, Freight
COMESA	Common Market for Eastern and Southern Africa
CSO	Central Statistical Office
CST	Centistoke (viscosity unit)
CWA	Central Water Authority
DBM	Development Bank of Mauritius
DSM	Demand Side Management
EEC	European Economic Community
EPZ	Export Processing Zone
EPZDA	Export Processing Zone Development Authority
ESMAP	Energy Sector Management and Assistance Program
FARC	Food and Agricultural Research Council
FOB	Free on Board
FSC	Farmers Service Corporation
FSC's	Farmer's Service Centre
FY	Financial Year
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade
GDFCF	Gross Domestic Fixed Capital Formation
GDP	Gross Domestic Product
GDPfc	Gross Domestic Product at factor cost
GDPmp	Gross Domestic Product at market prices
GNP	Gross National Product
GOM	Government of Mauritius
GRR	Gross Reproduction Rate
GWh	Gigawatt hour
ha	hectare
HFO	Heavy Fuel Oil
HSFO	High-Sulfur-Fuel Oil
HV	High Voltage
IOC	Indian Ocean Commission
IPP	Independent Power Producer
IVTB	Industrial and Vocational Training Board
kcal	kilocalories
kgoe	kilogram of oil equivalent

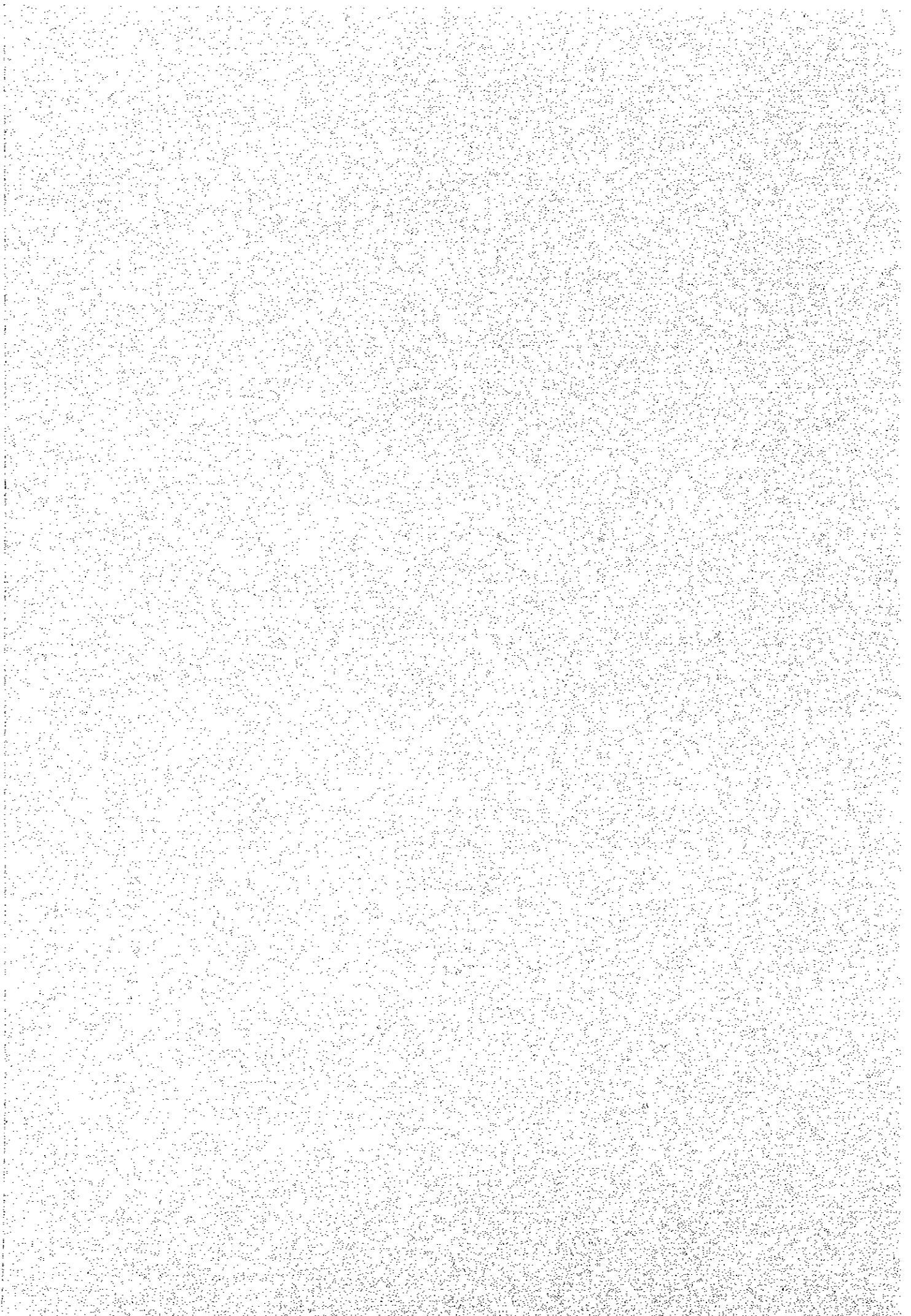
km	kilometer
kV	kilovolt (1,000 volts)
kW	kilowatt (1,000 watts)
kWh	kilowatt hour
l	liter
LFPR	Labour Force Participation Rate
LIBOR	London Interbank Offered Rate
LRM	The Long-Run Model
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LSFO	Low-Sulfur-Fuel Oil
LV	Low Voltage
m	meter
M3	cubic meter
MANR	Ministry of Agriculture and Natural Resources
MCCI	Mauritius Chamber of Commerce and Industry
MEDIA	Mauritius Export Processing Zone Association
MEF	Mauritius Employer's Federation
MEPITT	Ministry of Economic Planning, International Trade & Telecommunications
MEPZA	Mauritius Export Processing Zone Association
MEST	Ministry of Education, Science & Technology
MFA	Mauritius Freeport Authority
mg	Milli Gram (1/1000 gram)
MHC	Mauritius Housing Company Ltd.
MIC	Ministry of Industry & Commerce
MIE	Mauritius Institute of Education
MJ	Megajoule
MLC	Mauritius Leasing Company Ltd.
MLGPU	Ministry of Local Government & Public Utilities
MMA	Mauritius Marine Authority
MOBAA	Mauritius Offshore Business Activities Authority
MOF	Ministry of Finance
MOGAS	Motor Gasoline
MRC	Mauritius Research Council
MSA	Mauritius Sugar Authority
MSB	Mauritius Standard Bureau
MSIRI	Mauritius Sugar Industry Research Institute
MT	Metric Ton
MTPA	Mauritius Tourist Promotion Authority
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hour (1,000 kWh)
NGO's	Non-Government Organizations
NIC's	Newly Industrialising Countries
NLTPS	National Long-Term Perspective Study

NOX	Nitrogen Oxide
NPDP	National Physical Development Plan
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
pa	per annum
PDP	Power Development Plan
PMSM	Revised Minimum Standard Model
PPA	Power Purchase Agreement
ppm	Part per million
PSIP	Public Sector Investment Programme
PTA	Preferential Trade Area
RON	Research Octane Number
SADC	Southern African Development Community
SADCC	Southern African Development Coordination Conference
SAM	Social Accounting Matrix
SEM	Stock Exchange of Mauritius
SIC	State Investment Corporation
SIPO	Small-Scale Industrial Development Organization
SOX	Sulphur Oxide
SRMI	The Short-Run Model
STC	State Trading Corporation
TOE	Ton of Oil Equivalent
TPES	Total Primary Energy Supply
tpy	metric tonne per year
UAPTA	Unit of Account for the PTA
μ g	micro gram (1/1000 mg)

Currency Exchange Rates

US\$1 = Rs 20.50 (1996年)
Rs 17.91 (1995年)
Rs 17.96 (1994年)
Rs 17.65 (1993年)
Rs 15.56 (1992年)
Rs 15.65 (1991年)
Rs 14.86 (1990年)

 第1部 序



◆ 序 論 ◆

序 論

本書はモーリシャスエネルギーセクター長期開発計画調査の最終報告書である。

本調査は 1995 年 12 月 7 日、モーリシャス政府エネルギー・水資源・郵便・科学技術省 (MEWPSRT、現 MLGPU) と国際協力事業団 (JICA) との間で調印された S/W 及び協議議事録に基づき、96 年 3 月より開始され、計 4 度にわたる現地調査の結果を踏まえ、今回、最終報告書が作成されるに至った。

1. 調査の背景

近年、モーリシャス経済は砂糖黍生産のモノカルチャー経済構造からの転換を図った経済多角化に成功し、急速な発展を遂げている。しかしながら、この急速な経済発展はほとんど国内にエネルギー資源を持たない同国にとって、拡大する経済に合わせエネルギーセクターの開発を今後どうすべきかという大きな課題を提示するものともなっている。

同国のエネルギー行政を担い、総合的なエネルギー政策立案を行う立場にある Ministry of Local Government and Public Utility (MLGPU、1996 年 12 月より現名称へ変更) は近年の経済発展を踏まえ、将来のエネルギー安定供給確保を政策目標とするエネルギー長期開発計画の策定を予定している。同計画において MLGPU はこれまでの規制に守られたエネルギー供給体制からの転換を図り、競争的な市場原理導入などを考慮したエネルギー需要予測手法を採り入れ、これにより独自の立場で評価し得るエネルギー需要予測モデルの構築を望んでいる。

以上のような現状を踏まえ、1994 年 10 月 10 日、モーリシャス政府は我が国に対し本件開発調査の実施を要請した。これを受けて JICA はモーリシャス関係機関と協議を行い、1995 年 12 月 7 日、本格調査に関する S/W 及び協議議事録の署名を行った。

2. 調査の目的

本件調査の目的は 1996-2025 年の総合エネルギー開発利用計画を策定するとともに、そのための科学的基礎を確立する事にある。あわせてモーリシャス側カウンターパートの計画策定能力、政策分析能力を向上させることも調査の目的である。

3. 調査の範囲

本件調査は署名された S/W に基づき、フェーズ 1、フェーズ 2 及びフェーズ 3 から構成され、特に次の 4 点に重点を置いた調査を行った。

(1) エネルギー需要予測

- 過去 11 年間（1984-1994）にかかるエネルギー需要実績、供給実績、投資実績（電気・液体及び固体の各エネルギーサブセクター）についての分析
- エネルギーバランス表を含むエネルギーデータベースの確立
- エネルギー需要予測モデルの構築
- 各種マクロ経済指標、セクター別成長率、人口傾向、需要管理に基づいた短期（1996-2000 年）、中期（2001-2010 年）、長期（2011-2025 年）の 3 期に分けた具体的なエネルギー需要予測の実施

(2) エネルギー供給計画及び必要とされる投資計画の作成

- エネルギー需要に見合った最も経済的な投資計画
- 提案された投資計画、燃料輸入についての費用・便益・リスクについての評価
- (a)最も経済的なエネルギー供給計画、(b)最適安定供給計画についてのランク付け

(3) エネルギー政策、運営、エネルギー価格

- エネルギー政策、制度の枠組みレビュー
- 現行のエネルギー関連法立のレビューと提言
- 省エネルギーの可能性及びその方法に関する調査
- エネルギー投資計画と環境問題の評価


(4) 技術移転

- エネルギー計画、政策分析手法、本件調査で開発するエネルギー需要モデルについてのモーリシアス側カウンターパートへの技術移転
- 政策及び計画実施におけるモニタリング技術の移転

4. 報告書の構成

本報告書は、「要約」、「本文」および「補遺」の3冊から構成されている。

「本文」は「序」、「結論および提言」、「各論」の3部から成る。「序」では調査の目的、背景、範囲を述べている。「結論および提言」では、調査の結論として、モーリシアスエネルギーセクターにおける主要課題に対する提言と、2000年に向けて直ぐにでもとるべきアクションプランを提示している。「各論」では、結論に至る分析内容、詳細データを個別テーマ毎に提示している。

 第II部 結論および提言

◆ 第1章 将来展望と提言 ◆

第1章 将来展望と提言

1.1 エネルギーセクターの構造変革

1.1.1 エネルギーセクターに関する政府としての調整機構の設立

エネルギー関連政策の決定とその実施

国の経済が発展するに従い、エネルギーに関連する問題は複雑さを増し、その国の社会現象、自然現象に多岐に亘る関連が生じてくる。このことは現在の国際的なコンセンサスである“サステイナブル発展”という観念にもうかがえる。この考え方は環境の維持のための必要と適切な経済発展の必要を調和させていくという点にその基盤が置かれている。一国の経済の成長と発展は常に運輸セクター、工業セクターなどの各面でエネルギー消費の増加を伴い、そのことによってエネルギー関連問題はその国の経済発展に深く係ることとなる。同時に経済発展に伴うエネルギー消費の増大は自然および社会環境の劣化の原因となり得る高い可能性を持っている。従って国の環境に対して悪い影響を与えずにモーリシャスにとって必要な経済発展を達成するには国レベルでのエネルギー政策、経済政策と環境政策の策定と実施に関する調整機構を設立することが極めて重要なステップであると考えられる。

一般にエネルギーセクターの専門家は、エネルギー関連の問題は広い意味での経済政策との関連を逃れることはできないこと、またエネルギー関連問題は国内問題であると同時に国際問題であることを認識している。さらに、各々のエネルギー政策は常に他の政治的課題との調和を計ることが必要であるが、いくつかの問題では重要な矛盾を生じることがある。その典型的な例が電力料金の値上げが行われる場合で、必ず電力セクターの財務の問題と産業および家庭の財務問題の間に矛盾が生じる。

調査団の見る限りでは、MLGPUは国家としてのエネルギー政策の策定とその実施に責任を持つものの、エネルギー政策の重要な要素である燃料価格政策、運輸セクターの燃料政策を担当している他の省庁との連携が充分でなく、国家レベルでの有効な調整は行われていない。

現在のモーリシャスにおけるエネルギー関連政策の策定・実施に関してリーダーシップを取べき単一の組織が無いことが欠陥となっている。そこで国家レベルのエネルギー政策調整のための第一歩としてMLGPUのエネルギーチームを拡大・強化し、以下に述べる活動について

リーダーシップを取るようすることを勧告する。

- 1) 現在の政府全体のエネルギー政策の策定・実施に対する機構を解析し、米国における“Department of Energy”と類似の機能を持つ高位の政府機関を設立することを目標とした長期的かつ総合的なエネルギーセクター管理組織を作り上げる計画を作る。
- 2) 現存するエネルギーセクターと将来開発すべき新エネルギーを含む長期エネルギーセクター開発計画を作成し、さらに将来の状況変化に即応し、その計画をアップデートする。
- 3) 長期的なエネルギー計画策定と実施に係る専門業務能力の向上を実現させるための専門家能力を蓄積する。

1.1.2 MLGPU の機構改革

前節で長期的な国家としてのエネルギー政策の策定と実施にあたる中核組織に現在いくつかの省庁が持っている機能を総合していくことを勧告した。ここではさらに長期的なエネルギーの需要供給に係るデータの集積を行い、それに基づき長期予測を行い、さらに国家レベルのエネルギーコンゼーションを進めるために MLGPU の機構を改善することを勧告する。

現在、燃料の輸入、各セクターの燃料消費量、電力の需要供給などのエネルギー関連の情報は MLGPU/CSO によって行われているが、いくつかの各関連組織からの収集されているデータの内容は、エネルギー利用効率の解析、エネルギー間の交換可能性の解析、現在および将来の消費予測、エネルギー関連政策決定の基礎として利用するに適切な形になっていない。そこで多くの省庁や会社から国としてのエネルギー関連政策策定の基盤となり得る信頼度の高いデータを収集するためにデータの収集の手続き、各組織から提出されるべきデータの内容などについて MLGPU の担当組織で分析し改善する。

さらに過去に MLGPU の前任組織で行ったが現在中断している、国としてのエネルギーコンゼーションの長期計画に不可欠のデータを重要産業セクターのエネルギーオーデイトにより継続的に収集することを再開することは、今回 JICA チームと MLGPU によって作成された長期予測モデルをアップデートし、精度を向上していくために非常に有効である。

国家的エネルギー関連政策の策定・実施の基盤としての恒常的データ収集と長期需給予測の継続は、全体の政策決定のみならず、各省・庁が担当する各々の分野におけるエネルギー関連の政策立案と実施にも有益であると考えられる。MLGPU のエネルギー関連データ収集チーム

と各々の省・庁・公社の高級職員の間での効率的なデータの活用に係る協力が行われることは、各省庁での関連業務の遂行上の効率向上に貢献すると期待される。

エネルギー関連データを効率よく収集し、その素データを編集解析エネルギー政策策定に利用可能な形とする業務能力を備えたスタッフを、MLGPU のエネルギーチームのスタッフとして採用することが求められる。

1.1.3 エネルギーセクター再構築に係る現行法律・規則

(1) 現行法律：規則の問題点

モーリシャスの電力事業の発展の経過を見るに、日本をはじめとするいくつかの国と同様に、最初は大都会、工業地帯に対する電力供給が純営利事業として私企業によって開始されている。しかし一方、電力事業に特有な危険性や電力設備の通信設備に対する悪影響の防除など、公共の安全を維持するための対策が必要で、そのため国家による保安全管理を主目的とする法規が施行されることになった。この傾向は 1939 年のモーリシャスの電力事業法にも色濃く見受けられる。次の段階として電力の利用が国全体に進み、電力は国民全体の生活水準の向上および産業の発展に不可欠であるという社会状況が生まれるに従って、純営利事業とされていた電力事業に公益性が求められるようになる。すなわち、一般的に人口密度が低く、工業の発展の遅れた地域に品質の高い電力を必要に応じて、しかも低価格で供給することは営利事業としては実現が困難となる。この段階では電力事業者間の供給に十分な競争原理が働いているので、電力需要の多い地域での価格は市場原理が働き、低く押さえられ得るが、他面、同一地域での送配電設備に投資の重複が起こることになる。また過当競争による混乱を生じる状況が出てくる。

このような状況下で電力の公益性の重視（過疎地への電力供給）と過当競争防止の目的で国としての電力事業に対する統制が必要となってくる。国民全体が電力を安定してかつ低価格で必要なだけ使えるという要請が大きくなるに従い、特定地域に対する供給独占を企業に認めると同時に、収益性の低い地域の供給責任を課すこととなる。さらに電力価格が低収入家庭の経済的な重荷として考えられたり、またその国の産業の国際競争力の要因と考えられるようになると、電力の売値と電力再生産コストの逆転が起こり、営利事業としては維持できず、国営による独占的運営が行われるようになる。

この状況がまさにモーリシャスの CEB 法が施行された当時の状況であり、また世界の多くの地域で現在も行われている公的機関による、または法律による独占を認められた組織による

電力事業の独占状況が続く基礎となっている。

近年、英国、米国、E.U.諸国で進められている電力を含む公益事業の民営化の推進は、市場原理の導入によるコストダウンを実現し、電力価格の引き下げが可能であるという判断と小さな政府という世界的な政治の流れとが相まって進められてきている。この場合注意すべき点は、過去に公的資金が投入され建設された電力に係るインフラ的な設備が民営化された組織に低コストで引き継がれることによる供給電力コストの低下が可能となっている場合もある点である。このことは近い将来にはあまり利益を生まない。例えばニューエネルギー開発などに対する投資を民営企業に行わせるためには、そのコストの回収について特別な政策配慮が必要であることにつながる。ここでモーリシャスおよび多くの電力事業の民営化が推進されている経済中進国と米英の場合の相違点が正確に認識されなければならない。それはほとんどの国で増大する電力需要や公的インフラの必要に答えるための政府投資がその国の資金調達能力を超過していることにある。

このような世界経済の状況下で、世界銀行は各国に対して電力事業などの公的事業の民営化を計ることによって世界的な私的投資の流動化を計り、各国政府が（直接的）債務の増大をコントロールできる範囲に止めながら各国の経済発展に必要なインフラストラクチャーの整備を進めるように勧告している。

現在モーリシャス政府が MLGPU に求めている電力事業関連法規の近代化は、このための環境整備にあることが第一に認識されねばならない。すなわち現在の電力事業法および CEB 法が上記の目的、すなわち私的企業（国内、国外を問わず）がモーリシャスで自己の調達する資本で電力事業に参加することを阻害する規定とならないように全面的に改めるか、または新しい法規を策定することにより電力事業の民営化を推進することが目的となる。具体的な例としては、現在の法規のもとでは CEB は電力事業を独占しており、競争相手となる民営電力事業の実現を阻害することが法律上可能と考えられる。（参照：電力事業法 Article 4, 5, 6, 10、CEB 法 3）

(2) 電力事業法および CEB 法の改正についての勧告

モーリシャスが当面必要としている電力セクターの法律規則の改革の目標は、現在の電力事業に係る法規が公益事業として電力事業の収益性は二次的に考え、公共用役を全国民、全産業セクターに安定して、安価にかつ安全に提供することを第一の目的として考え、そのためには

電力事業の独占を前提とし、政府の全面的財政援助を保証された体系を想定するといった、一時代も二時代も昔の電力事業関連法規から脱皮し、モーリシャスの国家レベルでの近代的エネルギー政策の礎石の一つになる電力事業法とすることにある。

1) 新しい電力事業法

上記の目的達成のために新しい電力事業法の構成要素は以下が包括されねばならない。

- a. 発電、送電、配電の3分野における CEB と BEDP を含む IPP と、さらに新エネルギーによる発電の開発に向けての民間および公的発電業者の責任と義務を定義する。
- b. モーリシャスを取り巻く現状では、送電配電部門への民間の参入は当面必然性は低いので、CEB の独占が続くことになるので、CEB 以外の発電業者と送・配電の担当となる CEB の間の料金設定、相互間の権利・義務を調整する機構の設立とその権限（参入の許認可を含む）を明白とする。
- c. CEB 自体の発電分野での責任と権限および発電設備の投資の手当と返却の枠組みの設定（Avoided Cost の設定に係る）
- d. 国外を含む民間投資の発電への参入が確実に進むための枠組みの設定

上記の新しい要素に加えて現電気事業法に含まれ、今後も必要となる Article 19, 20, 21, 22, 23, 46, 47 などの保安管理の要素を維持することと CEB が将来とも続ける公益事業体としての責任権限を規定する新 CEB 法の部分が入ることが必要となる。

2) 新エネルギー基本法の設定

上記の電力事業法は早急に求められる民間発電事業実現に必要な最小限の法規の改正で、その上に将来の国レベルでのエネルギー関連政策の設定とその実施の調整管理のための“Department of Energy”の設立を可能にするエネルギーセクター全体を律する法律の制定が必要になると考える。

本報告書の冒頭で述べたが、基本法はこのような組織の設立の目的と求められる機能を明らかにする法規を含み（Appendix 5：フィリピン EO7638 を参照）、その上モーリシャスのエネルギーセクター全体すなわち化石燃料に係る政策遂行のための法則、新エネルギー開発を含むエネルギーコンサーベーションの遂行、エネルギーセクター全体と環境に係る行政の枠組み、公的用役としての電力、燃料の価格政策の遂行の基礎となる総合的な法体系の整備が電力事業法の近代化の一環として必要となる。

1.1.4 規制緩和

(1) 規制緩和の概念

CEB の再構築と民間セクターの投資が電力産業にとって短期的な急を要する課題であるとすれば、規制緩和は長期的な観点から取り組むべきものである。CEB および電力産業の再建に取り組むべきであり、規制緩和の議論は第2に行われることとなる。

規制緩和の一般的な概念は、次のような8つの項目に分類される：

- 1) 参入の規制
- 2) 運営／保守の管理
- 3) 多角化規制（例えば新しいビジネス）
- 4) 投資計画（例えば新しい計画）
- 5) 作業陣の管理（例えば配置、昇進、給与等）
- 6) 資金調達管理（例えば資金の確保）
- 7) 価格規制
- 8) 所有権

電力産業では、上記8項目中、最大の優先度で達成すべきものは参入の規制である。CEBの資本の制約のため、また、急速に進展している電力需要のため、民間セクターの投資の導入は「オフ・バランスシート」上の取引を可能とする最も有望なものの一つであろう。

規制緩和の方法が政府内、民間セクター内および研究施設内で十分に検討されるべきである。先行する規制緩和の幾つかの教訓が示す通り、急激な機構改革は必ずしも良い選択ではない。例えば、フィリピンにおける民間の電力産業についてのエネルギー価格は、消費者たちにとって苦情のたねの一つとなっている。環境問題は、とくにラテン・アメリカなどの途上国では無視されやすい。

(2) 競争力のある市場を建設するための行動計画

モーリシャスの電力産業に競争力を導入するためのタイム・スケジュールおよび主要な項目をこの節で検討する。

タイム・スケジュールは、次のように2つに分けることができよう：すなわち、短期的（今後5～6年間）および長期的なものである。

フェーズ I : 1997 年-2002 年

（短期的課題）

- CEB の運営の改善
- 民間セクターの参加を更に推進すること／このための許認可制度についての法的改革
- 規制緩和のための委員会設置

フェーズ II : 2003 年～

（長期見通し）

- 移行プロセスのための準備
- 電力産業の規制緩和
- 民間化（政府株の販売）

まず、CEB の再建および民間セクターの投資促進がフェーズ I の中心的課題である。規制緩和は、CEB が効果的なマネジメントと採算性を再度獲得しない限り達成できない。歳入の増大、とくに電力料金が最大の問題の一つとなろう。フェーズ I は、規制緩和の準備期間でもある。規制緩和委員会を設置すべきである。

フェーズ II では、CEB が効果的な管理を行っており、電力産業が成熟したことを確認した後、規制緩和の時期が到来するであろう。CEB の高い収益性は、他の独立電力事業者との競合や再構築などの一部規制緩和により強化されよう。従って、CEB は、更に規制緩和を求め、これに直面することができる。この期間には、移行プロセス、例えば、税の優遇措置および政府借款へのアクセスが必要とされよう。

(3) 民間セクター投資

民間セクター投資の概念

基本的に民間セクターの投資を導入するには次のような2つの目標がある。一つは、海外の直接的な投資を取り入れることである。もう一つは、電力業界における競争を刺激することである。さらに政府負債の削減も付随的なものとしてあげられる。

この産業における民間セクターの投資を奨励することは、法的制度上次のような準備を必要とするであろう：

- 民間セクターの投資についての許認可制度
- エネルギー価格設定の制度
 - * 可避コスト
 - * 入札制度
 - * ネゴシエーション制度
- 生産者の義務（例えば質、量等）
- 購入者の義務
 - * 購入条件
 - * 送電系統へのオープン・アクセス
- 既存のエネルギー規制法からの免除
- もしあるとすれば、独立電力生産者についての優遇的地位

投資家たちは、とくに自己の投資に対するリスク、例えば為替のリスク、政治的なリスク、契約のリスクおよび資金的なリスクを最小化することに熱心である。従って、政府は電力を購入するについて分かりやすい制度を作るよう要求されよう。

1.1.5 独立電力供給者（IPP）による開発に関する提言

先進国、途上国を問わず独立電力供給者（民間投資）による開発は年々増加の傾向にある。ここではモーリシャスの電力業界における規制緩和の基本的概念に基づき独立電力供給者による開発に対し提言を行う。

(1) IPP 導入のための行動計画

モーリシャスの発電事業への私企業からの投資導入を促進するためには以下の行動計画によって行うことができる。

第一段階：準備作業

- 必要な法律の整備（例えば、投資法、電法力、CEB 法）
- 各種技術基準の作成

- IPP に対する電源開発計画の策定
- IPP スキームに対する法制度枠組みならびに IPP 監督のための権限

第二段階：投資家の勧誘、選定

- 電力購入に関する申込請求の作成・発行
- 必要であれば、入札者の事前資格審査
- 申込の評価
- 契約

第三段階：電力購入契約

電力購入契約は以下の条項が織り込まれることになる。

- 必要設備
- 送電線接続条件
- 支払い
- 供給品質
- 最小購入額
- 燃料購入契約
- 契約期間
- 契約における“マイル標”
- 不履行および終了
- 担保および損害賠償額
- 不可抗力免責
- 争議解決
- 責任境界
- 機密保持
- その他条項

(2) CEB の役割

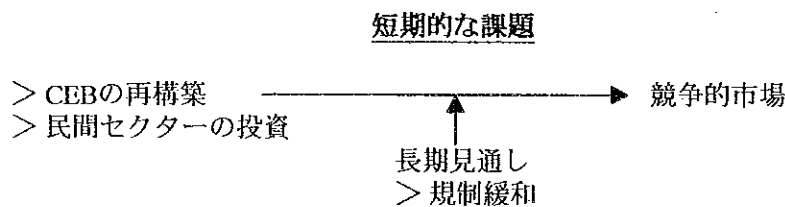
CEB および電力業界の再構築のための枠組み

CEB および電力業界の再構築のための基本的な枠組みは、規制緩和によって競争力を増し、従って経済的な効率を増すようなものである。この転換のための主要な概念は、この産業の競争市場への移行と自然独占制度の効果的な規制であり、それによって消費者により効果的な

サービスを提供することである。これに加え、この概念によれば、CEB が将来の計画に対し、代替の資金源を動かして、従業員が良い成績を上げる動機付けを強化できるようになる。競争的な市場は、産業のそれぞれの当事者が次のような効率を達成するようになる：

- 自然独占システムの効果的な規制
- 社会福祉を最大とし／消費者に対する効果的なサービスをすること
- CEB にとっての有効な会社運営

これを達成する基本的な概念は、次図に示すようなものである。



CEB は、管理、運営、および資金的な効率を改善することによって、組織的な強さを増大する必要がある。

(a) 管理者層／組織の効率の改善

上級管理者が CEB の長期戦略を確立し、組織的な効率を再建するための主要な役割をもっている。CEB は、次のような問題に取り組むことになる：

- 明確で長期的な経営方針、とくに開発および資金調達計画
- CEB のマネジメントの自主性の増大
- 管理者、とくに資金調達管理者の権限強化

(b) 運営効率の改善

CEB は運営効率の継続的な改善に取り組んでいるが、再度業務のそれぞれの部署を手直しし、それぞれの仕事の手順をレビューすることによって、次のような項目を見直すことができるはずである：

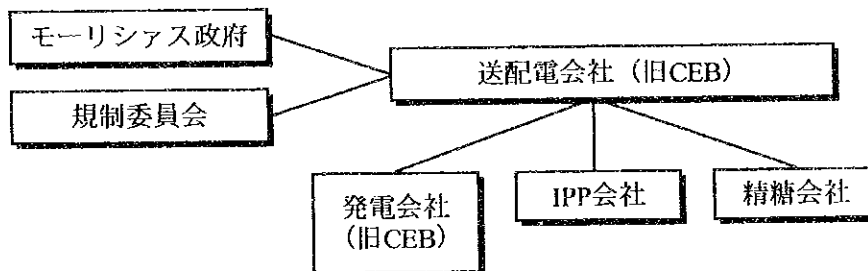
- 従業員の生産性の向上
- 燃料購入の効率化
- スタッフの配置のレビュー／外部調達
- 旧式化した発電所施設の更新／運転および施設の標準化

(3) CEB 民営化

電力の効率的供給は、業界における競争市場により得ることができる。CEB は現在まで政府関連組織であるが、その組織を再編成することは、競争力のある会社にシフトし、また消費者のニーズに対応していくために必要である。従って、CEB は現在の組織体系から政府を大株主とする会社組織に変わって行くべきであると考ええる。また、その組織は、発電と送配電を担当する二つの組織に分けることを提言する。発電市場は民営化され、IPP の参加は推進されることになるであろう。新体制後の CEB の発電セクターは既設発電所の維持ならびに財務状況が許せば、新規プロジェクトの入札にも参加することになる。一方、送配電会社は、小規模電源システムと電源の安定供給を考慮し、大部分を政府が出資する会社として残ることになる。また、これら二社の一層の民営化についても株式の上場によって検討されることになる。

民営化以降の政府の役割としては、市場を規制するのではなく、公益事業の観点から、電源の安定化かつ効率的供給を確保することであろう。政府はまた、引き続き民間投資を促進し電気料金を監督すべきである。IPP に対する技術基準の制定、実施については引き続き政府の最も重要な役割の一つであろう。これらの関係を概念的に描くと下記のようなになる。

電力業界の組織図



(4) 財政的地位の改善

CEB は、現在、財政問題に直面している。CEB は、以下に示す可能性について考慮すべきである。

- 歳入の強化／エネルギー料金の改訂
- 歳入基盤の多重化
- 債務問題

(a) 歳入の強化／エネルギー料金の改訂

電気は事実上 CEB にとって唯一の生産物であることから、電気料金はバランスシートの中できわめて重要な役割をもっている。現在の料金システムは原価主義によっており、長期間にわたって適応されてきたが、いくつかの点については、再評価、再検討する必要がある。その際、電気料金の改訂は、燃料費、人件費、間接費等原価の変動を反映すべきであり、現行電気料金システムに見られる差別については排除されるべきである。さらに、料金改訂の過程は明快で透明性の高いものであるべきである。以下、再検討項目を示す。

- 明快で透明性のあるエネルギー料金改訂手続き
- 長期的視点から見た CEB の適正利潤の決定
- 末端消費者間の価格差別の排除
- 低所得者層に対する配慮
- 費用の価格システムに対する妥当な割り当て〈各レベル、範疇の消費者の基本料金および従量料金〉
- 時間別料金制の導入

(b) 歳入基盤の多様化

歳入基盤の多様化は、財務的位置付けを改善するのみならず新しい雇用機会を創出するのに役立つ。可能性のある多角化の例は、次のような産業の中に求めることができよう。

- テレ・コミュニケーション
- 電気製品についての生産およびマーケティング
- 工業分野の開発および不動産開発
- ケーブル・テレビ企業
- 砂糖工場における発電プラントの管理
- コンサルタント・サービス

(c) 債務問題

現在の CEB の累積債務を考慮すると、自己資金より新規発電所開発に投資することは困難であろう。従って、CEB は新規プロジェクトに要する費用をまかなうために、借り入れ資金を求めることを考えることになろう。IPP は、この問題を、民間資金を活用することにより解決できる可能性がある。また、CEB が二つの会社に分割されることになれば、累積債務についても発電会社と送配電会社に適切に配分し、処理する必要がある。

1.1.6 資金調達面での対応

モーリシャスにおけるエネルギー開発・供給事業のための資金調達計画については、エネルギー源を輸入するための外貨の確保と国家財政における健全な外貨収支のバランスをどのように図っていくかが、その要件となる。本調査におけるエネルギー需要予測からも明らかなようにモーリシャスのエネルギー需要は今後とも高い伸び率で増加すると予測されており、そのための長期にわたる資金調達をどのように行っていくかは、電力事業における民間資本の活用も含め、政府にとって大きな課題となっている。

モーリシャスにおけるエネルギー供給に関わる資金としては、まず一次エネルギー源確保のための輸入外貨（石油製品、石炭、等）と国内通貨（バガス）、そして最終エネルギーを供給するための必要施設（発電設備、エネルギー受入設備、エネルギー輸送設備、新エネルギー開発設備、等）、開発のための設備投資資金（外貨、国内通貨）、エネルギー供給のための諸サービス費用（施設の操業・維持費用）、等が考えられる。

この内、一次エネルギー確保のための資金、エネルギー供給施設操業のための費用、等は短期資金であり、企業財務と国内金融機関との関係からその調達計画を作成する事になる。一方、エネルギー供給施設の開発に関わる資金は長期資金であり、モーリシャスの金融事情からみて外国の金融機関、国際援助機関、等からの融資に依存する必要がある。

これら資金需要の内、短期資金については外貨であれ国内通貨であれ、その調達は日常的であり、操作上のリスクも限度の見極めが容易である。しかし、エネルギー供給にかかる供給施設の設備投資長期資金については、長期資金特有のリスクが伴う。今後モーリシャスでの設備投資金融に関わる問題を発電事業に関して考えた場合、下記の点が課題として指摘され、その対応が求められている。

- a) 増大する電力需要を満たすためには、継続的設備投資を実施して行かねばならない。本報告書の第 9 章に示した電力供給設備投資計画を見ると、資金需要も非常な速度で増大する。
- b) CEB は長期債務に起因する財務内容不良のため、今後の継続的設備投資を実施するには与信上の限度問題がある。
- c) ルピー貨の為替レートは対米ドルレートに見られるように、過去恒常的に下落しており、CEB であれ民間企業であれ、長期外国資金の導入に伴う為替リスクが大きな問題で

ある。

- d) 国内インフレ率が高く、国内資金の金利も相対的に高く生産原価上昇の原因になる。
- e) 発電事業の民営化に対する期待があるが、民間投資（BOT、BOO、IPP、等）に対するインセンティブの法制化が未整備で具体化しにくい環境にある。
- f) 電力価格の適正な値上げの必要性に対し民間の抵抗が大きく、発電事業が商業レベルで成立しにくい市場環境にある。

1.2 エネルギー供給面の安全保障

1.2.1 エネルギー供給面の安全保障

1956年のスエズ動乱（第2次中東戦争）、1967年の第3次中東戦争の際の対ヨーロッパ石油禁輸等の経験から備蓄の必要性が広く認識されたが、OECDはすでに1962年加盟国に対し前年の需要の60日分の備蓄をするよう勧告を行った。さらに1973年の第4次中東戦争を契機とする石油供給削減の動きは世界経済に大きな混乱と打撃を与える結果となった。（第一次石油危機）これを受けて、OECDの下部機構として設立されたIEA（International Energy Agency）は、参加国に石油供給不足の緊急事態発生に備えて当面の備蓄として輸入量の60日分を義務づけ、長期的には90日分の備蓄目標を1980年までに達成するよう決定した。この備蓄を基に緊急時における国際的な相互融通や需要抑制等の対応措置を決定するとともに、IEAは輸入石油への依存度を低減するため省エネルギーや代替エネルギー源の開発等における長期国際協力を推進する事になった。1978年のイラン・イスラム革命を発端とする第二次石油危機では中東原油の価格は1970年代初頭に比し10倍以上となり、エネルギー供給の安定化のために、省エネルギー、エネルギー源の多様化、供給ソースの多元化および備蓄の重要性が再確認された。

原油価格の高騰を受け、先進石油消費国は結束して省エネルギーや既存油田の回収率向上技術の開発に注力した。その結果、石油の需要面では途上国の伸び率は高いものの、先進国の伸び率の鈍化により全体の伸び率も抑制されてきた。供給面では生産量（P）の増加にもかかわらず確認埋蔵量（R）が増加し、可採年数（R/P）も40年強まで増加した。この確認埋蔵量の増加は新規油田の発見と既存油田の可採埋蔵量の増加によるもので、近年の傾向としては新規発見量は減少傾向にあるのに対して、埋蔵量の成長は拡大している。

非OPEC国における増産もあり、1985年にはOPECの世界の原油生産量に占めるシェアは約30%（輸出量では52%）まで低下したが、その後回復し最近では約42%となっている。今後は非OPEC国の大型油田の生産がピークを迎えることや途上国の経済発展に伴うモータリゼーションなどによる石油エネルギーの需要増加によりOPEC、特に埋蔵量の大きな、しかし政情不安により安定供給に心配が残る中東産油国への依存率が高まる事が予想される。ちなみに、第一次石油危機時の中東地域の原油生産量は世界の38%を占め、OPECのそれは54%（輸出量では87%）と大きなシェアを占めていた。

一方、モーリシャスの1995年度の石油製品の消費量は、一次エネルギー全体の約85%（砂

糖工場用消費を除く)を占め、石油供給削減が国民生活と国家経済に極めて重大な影響を与える事は明白であり、エネルギー供給の安全保障が必要になる。外国からの投資により支えられて来た当国の経済発展を今後も安定的に継続していくためには、安定的なエネルギー供給が必須条件の一つである事は明らかである。

エネルギー安全保障の方策としては、上述の備蓄が上げられるが、当然の事ながらよほど大量の備蓄を持たない限り十分とは言いがたく、したがって、先ず供給安定性に問題のある石油エネルギーへの依存を減らす事を実施する必要がある。それには次のような実現可能な方策があり、これの推進のためには、予想されるエネルギー供給削減のリスク低減化や、備蓄に関する財政負担の軽減等のメリットを考慮に入れたインセンティブを下記方策の具体化に付して推進する必要がある。

(a) 国内エネルギー源の利用（詳細については 4.5 章および 5 章を参照）

水力、バガス、新エネルギー（風力、太陽熱、太陽光）等がある。この内、水力については今後の開発余地は殆どない。バガスに関しては未利用の部分も多く残されているが、これを年間を通じて効率よく公共エネルギーとして利用できるようにする必要がある。新エネルギーについては当国では比較的早い時期からその重要性を認め、風力発電の試験設備の建設や、太陽熱温水器の導入がなされた。世界的な技術開発の結果、経済性も改善されて来ており、バガス利用とともにエネルギー国家安全保障の一環として推進する時期にきている。

(b) 省エネルギー（詳細については 8 章を参照）

省エネルギーによるエネルギー利用の効率化は輸入エネルギーへの依存率を低下し、緊急時のエネルギー供給削減に対する抵抗力を高める事になる。同時に国や企業に直接あるいは間接的に経済的効果をもたらし、地球規模ひいては国家の環境維持の点からも推進がなされるべきである。

(c) 石油以外のエネルギー源への転換

現在モーリシャスはその輸入エネルギーの殆どが石油製品となっている。これは石油の国際的供給削減や価格高騰に際して、国家経済や国民生活はその影響を直接受ける可能性を示している。石油代替燃料としての基本的な条件は、資源の埋蔵量が大きく世界的に広く分布していて供給安定性が高く、経済性が良いことである。一般的に上げられるものとしては、石炭のほか、天然ガス、原子力、オイルサンドなどである。しかしモ

モーリシャスにおけるエネルギー需要や導入に必要な設備投資額などを考えると、天然ガスや原子力は当面は対象外であり、総合的見地から石炭の利用促進が推奨される。

供給国および関係石油会社との安定供給のための信頼関係の確立

モーリシャスで活動している石油会社は世界的な規模での供給能力を有しており、したがってこれらの会社と非常時を含む長期安定供給協定を締結しておく事は、双方にとって非常に有益な事と考えられる。また供給国との間でも信頼関係の樹立に留意し、さらに近隣同盟国と非常時における相互援助協定を締結しておくなどもエネルギー安全保障上重要な事である。

1.2.2 バガスエネルギー利用に関する提言

(1) “Bagasse Energy Development Project” (BEDP)の長期計画

BEDP はモーリシャスの基幹産業である砂糖産業の競争力を強化すると同時に国産エネルギー資源であるバガスの有効活用を可能とすることから政府は砂糖業界の協力を得ながら推進してきた。さらなる砂糖産業の国際競争力の強化のために、現在国際水準では比較的小規模のモーリシャスの粗糖工場を統合することによる規模の拡大が計画されている。現在までに契約されたBEDP全体として継続的な供給能力は国全体の発電量の3割近くになる見込みである。これらの継続的なBEDPはバガスの生産が中止される期間は石炭を燃料として利用する計画となっている。このような状況は国全体の発電組織の将来計画の中で将来のBEDPの実現については全体の発電システムとの調整を充分考慮に入れる必要を生じさせている。BEDPの供給は充分信頼度を維持することが発電系全体としての予備設備に係るコスト削減のため重要であり、そのためBEDP発電所の技術水準はCEBなどの新設備と等しい水準に高められる必要がある。さらにBEDPも他の発電プロジェクトと同様に新たに制定されつつある環境維持に係る規制を守ることが求められる。このことは単位発電能力に対する設備費は将来の大型火力のプロジェクトより上昇することになる。一方、現在考えられている電力料金で採算を維持するためには単位能力の設備コストはディーゼル発電所の水準に保つ必要がある。この結果、過去に実施または計画されたような20MW前後のBEDPは設備をすべて新設する場合は投資が増え、採算が悪く、少なくとも30MWを越す能力（スチールメリットによるコスト削減）を持つことが考えられる。一方、現状のシュガーミルが散在しているためのバガス集荷の困難性は大型BEDPの石炭依存を助長することになる。

一方モーリシャスの発電事業は周辺の国から隔絶されていることと、電力系全体の規模の小

さいことから、現在国際的に最もコストの低いとされている大型の LNG 火力、または大型の近代的石炭火力の導入が経済的な面で成立しないことから、低速ディーゼルエンジン発電機がその中核となり、それに中型ガスタービン、小型水力、中型のバガス発電が付随する形をとってきた。

しかし順調な経済発展とそれに伴う国民の生活水準の向上は今後も急速な電力需要の増加をもたらすことが予想されるので、電力供給システムの大型化が必要となる。一方順調な経済発展と民生の安定にはコストの低い電力の安定供給は必要不可欠であり、そのためには将来（AD2015 以降）近代的な大型石炭火力の導入は必然と考えられる。

短期的には国内産バガスエネルギー（有効エネルギーで石油換算約 20 万トン）の有効利用を進めるため、バガスと石炭の併用による発電事業は推進すべきである。

さらにバガスと石炭の併用はエネルギー効率の問題を無視すればモーリシャスの輸入石油依存を軽減するためにも有効である。しかしながら長期的視野 15～20 年先では電力コストの引き下げ、増大するエネルギー消費に伴う環境汚染の増加防止のためにバガスに併用する石炭は減少させ、近代石炭火力に移行することが必要である。AD2015 以降に予想される、近代的な高効率の石炭ベース発電所が完成する頃までにはバガス発電での石炭使用は再検討を行う必要がある。バガス発電技術が飛躍的な進歩をとげない以上、エネルギー利用効率の高い新発電所で石炭を重点的に利用し、バガス発電所での石炭利用は縮小することになる。このような合理化をスムーズに実現するためには、発電の建設計画とバガス発電の再構築を含めた総合的な長期的な計画の策定が求められる。このような見通しを考えると将来 AD2010 以降の BEDP と CEB の電力供給契約の締結に当たっては充分これらの点を視野に入れる必要がある。さらに政府/MLGPU としては BEDP のみならず IPP、新エネルギーの開発、団体廃棄物処理発電を視野に入れながら現在の発電所の長期計画を 21 世紀の当初には見直すことが必要となる。

(2) バガス発電プラントの標準仕様の策定

第 5 章に詳述するようにバガスの発電利用に関しては、既設粗糖工場とのインテグレーション、石炭などの補助燃料の利用手段、発電の安定のための予備機の配置、ユーティリティ設備の強化など非常に多くのバラエティーがある。一方 CEB の購入電力価格についても各プラントの特性について配慮され決定されるべきであることから、CEB は将来の BEDP における電力事業者および IPP の希望者に対してベースロードプラント、ミドルロードプラント、ピーク

ロードプラントとして契約されるために必要な条件として標準仕様を定め、この仕様に照らすことによって購入電力価格を決定することとすれば、契約条件の公明性を維持できると同時に各プロジェクトの実現に対する関係機関の時間と作業量が節減できる。さらにこの標準仕様は将来 IPP を公開入札で選ぶ場合に必要である。

(3) バガスを燃料として有効利用するための技術開発

すでにモーリシャスの SUGAR AUTHORITY では砂糖黍の品種改良により糖分と繊維質の含有量を増やすための研究や、バガスのボール化などによる経済的な貯蔵・輸送の技術開発が進められているが、クロッピングシーズンのみならずバガス発電が通年して行えるような技術の確立は環境にフレンドリーな技術として、またバガス発電の設備コスト（コールアッシュの処理設備費用などを含め）の削減に効果的なので非常に望ましい。この方法に沿った技術として次の方向の技術開発に努力すべきと思う。

- 新品種開発によるバガスの通年収穫

近年進歩が目覚ましいバイオテクノロジーの利用により、現在一年の半分に限定されているケーンの収穫期間を延長できるようにすることによりバガスパワーでの石炭利用期間を短縮する。

- バガスの貯蔵性、取り扱い性の改善に係る技術開発

過去にもモーリシャスでバガスの貯蔵・輸送を経済的に行う手段として、ボール化、ペレット化、ブリケット化など、嵩比重を大きくするための努力が行われてきたが、いずれの方法も大量のバガスの取り扱いには問題が多いとされている。

JICA チームは近年国際的に石炭の燃焼に伴う環境問題（家庭用、小型ボイラーでの使用）を解決する対策としてバガスをピッチなどのバインダーと共に石炭に混入し成型された“Bio-Coal”という燃料として利用することが進められていることから（参照 Appendix 4-C）、同様な考え方で、バガスに対して適当のピッチまたはその他の価格の低い可燃物を混入し成型することにより、貯蔵性も良く、また輸送コストも低く、さらに燃焼に伴う大気汚染も少ない燃料の製造が可能と考える。しかしながらこのような燃料を経済的に製造する技術および貯蔵および燃焼に際して環境に対して悪影響をおよぼさない技術を確立するための技術開発を進めることが必要と考える。

(4) 固形廃棄物の燃焼による発電とバガス発電のインテグレーション

第4章でも詳述されているが、モーリシャスでも固形廃棄物の安全かつ効率的な処理がますます重要な社会問題となることが予想され、可燃物の処理に際してはコスト削減のための廃熱により発電が行われることになる。このような設備ではバガス発電のsteamタービン、発電機、steamコンデンサーシステムが必要なので、バガス発電プラントとの統合により非常に経済的な運営が可能となるため、技術と確立と廃棄物処理の計画に際してバガス発電との統合を視野に入れることが求められる。

(5) バガス-石炭発電設備の技術革新

現在のバガスの発電利用はその発熱量が低いことと含有水分の多いことから、steam発生圧力も60気圧前後が実用的な限度とされている。またオフクロップシーズンにバガスボイラーにより石炭を利用するため、エネルギー効率は22~23%（送電端）に止まる結果となる。このため将来近代的な技術での大型発電プラントの導入が行われた場合には、バガス発電での石炭利用は価格競争力が低下すると考えられている。しかしながら、もし従来のストーカタイプボイラーをはるかに越える新しい技術が開発されるならば、バガス-石炭発電の将来は明るくなる。例えば流動層型ボイラーの改造による燃焼装置、バガスからのカリウムミグレーションを防止したバガス瓦斯化技術などの可能性の追求が望まれる。MLGPUがCEBおよび砂糖産業の協力を得ながら、このような重要技術の開発に積極的役割を持つことが求められる。

1.2.3 新エネルギー資源利用

モーリシャスは小さな島国であり、日本と同様、エネルギー資源に乏しくエネルギー供給の60%を石油系エネルギーが占めており、石油製品のすべてを輸入に頼っている。他方、国産エネルギーとしては、水力とバガスがあるのみである。従って、太陽光や風力といった再生可能エネルギーの開発は国産エネルギー資源の開発、エネルギー資源の輸入石油依存体質からの脱却、エネルギーセキュリティーといった観点から極めて重要といえる。また、地球的規模でみた場合、化石燃料消費によって引き起こされるCO₂排出による地球温暖化を始めとして、酸性雨、オゾン層の破壊といった問題の解決策として再生可能エネルギーの開発は必要不可欠といえる。

新エネルギーの可能性について考えてみた場合、太陽エネルギーについては、モーリシャスは通年にわたって日射量が豊富であり、潜在量が豊富である。また、風力エネルギーについて

は、南東貿易風の影響を受けており、利用範囲はさらに広がるとみられている。モーリシャスにおける再生可能エネルギーの開発は 1980 年より開始されているが、現在ではその利用範囲は温水利用としての太陽熱利用とロドリゲス島における風力発電のみとなっており、限られたものとなっている。さらに、現状では諸外国での新エネルギー利用も、太陽光発電、風力発電そして廃棄物発電に集約されているといっても過言ではない。言い換えれば、それ以外の開発は未だ研究開発の域を出ていないといえる。

以上の事情を踏まえた上で、モーリシャスにおける新エネルギー利用を考えると、国内でさらに太陽温水器の潜在的な需要が見込まれること、太陽光発電については、2000 年以降、太陽電池の製造コストがかなり安価となることが予想されており、経済性はかなり改善されると考えられること、風力発電については、既に潜在量の調査が行われていること、廃棄物発電については、モーリシャス国内では実績がないものの廃棄物処理とエネルギー供給の両方を行えることなどの理由により、諸外国と同様に、モーリシャスにおいては、太陽エネルギー(太陽熱利用、太陽光発電)、風力発電そして廃棄物発電について利用推進を進めていくべきである。

この 3 種類の新エネルギー利用推進を図る上で、政府による新エネルギー開発推進のためのアクションプラン、法的インセンティブの策定と導入は必要不可欠である。具体的には以下のような案が考えられる。

- 1) 政府のエネルギー供給計画として新エネルギーによる供給量目標値を設定する。
- 2) 回避可能コストを上回る価格を条件として、新エネルギーによる発電電力を電気事業者あるいは政府が購入義務を負う制度の導入
- 3) 政府による住宅用太陽光発電システム導入に対する補助金制度の導入
- 4) 昼間は太陽光発電による余剰電力を電力会社へ売電、夜間は電力会社から買電が可能となるような環境、いわゆる逆潮流システムの導入を図る。
- 5) 風力発電開発事業者への税控除及び低利融資制度の導入
- 6) 政府主導による廃棄物発電の導入
- 7) 新エネルギー利用推進のための積極的な広報、啓発活動

1.2.4 燃料の多様化

1.2.1 章で述べたごとく、燃料の多様化は現在一次エネルギーの約 85% を占める石油エネルギーへの依存度を下げることにより、石油供給削減や国際紛争等によるエネルギー安定供給や

価格高騰に対する耐性を強化するための方策の一つである。以下に述べるごとく対象となるのは石炭とオリマルジョンと予想される。また適応分野としては工業および発電であろう。

政策として転換を推進するには、受入・貯蔵設備、輸送システム等のインフラストラクチャーの整備や、これらの燃料使用者に対しては利用技術の提供や適用する環境基準面での配慮などのインセンティブが必要となる。先ず政府に求められる事は、技術、財政両面での支援策を含む転換推進に関する具体的なプログラムの策定である。

代替エネルギーとして一般的に上げられるものとしては、石炭の他に天然ガス、原子力、オイルサンド等がある。しかし、モーリシャスにおける需要量と導入に必要な設備投資額等を考えると、天然ガスや原子力は当面对象外である。但し、天然ガスについてはその埋蔵量が大きく、偏在性が少ないので、供給安定性が良い。将来需要が大きくなれば、近隣諸国と共同で導入するなどの可能性も残されている。一方、石炭は巨大な量が世界的に広く埋蔵し、供給面での心配はほとんどない。石炭の競争力は低価格にある。モーリシャスでは将来の石炭火力（発電所）は外航船から直接石炭を受け入れる事によりその経済性を確保する予定である。しかし港湾から離れて立地する消費者への供給コストをいかに安くするかが問題である。また環境規制への対応や燃焼灰の処理など小規模利用者にとっては負担は無視できず、財政面でのサポートを要する。オイルサンドについては、これに類似した超重質油を水エマルジョン化した燃料油であるオリマルジョンが既に世界的に流通している。これは南米ベネズエラが自国の重質油を OPEC の原油生産割当外で世界に供給するために開発したもので、その埋蔵量から見ても代替燃料としての可能性を有している。しかしそのサプライヤーの情報によると、その供給価格は石炭と競争力を持つように決定されているが、モーリシャスの場合海上輸送距離と需要量から見て石炭より割高となる可能性が高い。しかし石炭に比較して取扱いが容易、貯蔵や陸上輸送も簡単で、さらに灰分が少なくその捨て場に困る事もないという利点は、多くの小型ボイラーでの利用に向くと思われる。

石炭やオリマルジョンの導入による CO₂ ガス排出量の増加に対しては、エネルギー転換効率の向上、省エネルギー、新エネルギーの導入などを積極的に推進することにより、国家全体としての排出量抑制が必要となる。またこれらの導入に際しては、配送や貯蔵設備の他、環境対策などの設備投資や、種々の利用技術が必要になる。したがって、これらの燃料利用の推進には国としての目標設定および採用促進のための財政上のインセンティブなどを明確にする必要がある。

このスタディにおいては、代替燃料としての石炭を、現実的な適用として大型火力発電および産業部門に導入、さらに輸送部門についても新旅客大量輸送機関の採用による間接的な石油代替燃料への転換についての検討を実施した。現時点ではこのエネルギー構成で石油供給緊急時の国家経済への影響も十分に緩和されると予想されるが、産業部門や民生部門におけるさらなる代替燃料への転換や新エネルギー利用推進が望まれる。

1.2.5 石油備蓄

IEA は OECD 加盟国に対して、前年の石油輸入量の最低 90 日分の備蓄を行うよう義務付けている。この基準は日常の安定供給に必要な変動分を含み、再輸出分は除外されている。日常の安定供給に必要な貯蔵量は約 45 日分と言われている。この 90 日備蓄の場合でも供給量削減の程度に応じて、国内での消費抑制をする事が前提になっている。

当国においても、CEB はすでに発電用燃料油の貯蔵タンクの容量を 28 日から 90 日に増加した。当国の経済成長が外国からの観光客や産業への投資に負うところが大きい事を考えると、エネルギー安定供給の確保は特に重要であり、民生用および産業用ともに CEB と同様の基準は最低限の備蓄容量であろう。現在モーリシャスの貯油設備の容量は石油会社によれば 50 日前後であり、したがって後 45 日分程度の追加が必要になる。発電用燃料については、IPP ついても CEB と同基準を適用することになる。

どのような事態がどの程度の頻度で発生するかを明確にする事は不可能であり、さらに、非常事態から通常の安定した状態に戻るまでには相当の時間を要する事を考えると、供給削減の程度やその予想される期間に応じて、国内の消費を抑制する事も重要であり、そのためには備蓄油の放出基準などとともに関連法律の整備も行う必要がある。CEB などの発電用燃料油に関しても、電力消費抑制など他用途と同様な対応が必要であり、上記法整備の対象となる。

(1) 備蓄設備

備蓄の対象となる石油製品は、ガソリン、ディーゼルおよび重油である。バンカーオイルおよびジェット燃料は再輸出品であり、対象外とする。灯油については、ジェット燃料油と同じ仕様であり、民生用の需要量は航空機用の 10%以下（95 年）と少ないことから非常時には航空機用を転用することで追加備蓄は必要ないと考えられる。LPG については、供給源が分散されており、LNG 製造の際副製される事もあり、他の石油製品に比較して非常事態発生の可能性は低いと予想される。

エネルギー安全保障の為の備蓄分、すなわち 45 日相当の貯油設備の建設、石油購入、設備管理などの費用については、本来国の安全保障料として国民全体が負担すべきものである。同時に石油備蓄の非営利的性格、巨額の資金負担を要する事等にかんがみ、政府としても十分な財政、金融上の措置を講ずる必要があるといえる。

備蓄設備の持ち方としては次の 2 ケースが考えられる。

- (a) 石油会社の設備と別に独立した設備を国が設置する。
- (b) 石油会社に、その前年度販売実績に基づき合計 90 日分の貯油設備を設置させる。追加設備の建設費および 45 日相当分の備蓄油の購入費は政府が財政面で助成し、石油会社は常時 45 日分の備蓄に責任をもつ。

規模の経済性や限られた国土の有効利用等の点から(a)の方式が推奨される。(a)の場合緊急時における石油供給の公平かつ円滑な実施が行いやすい事も重要な点である。

需要予測に基づく備蓄タンクは以下のとおりである。

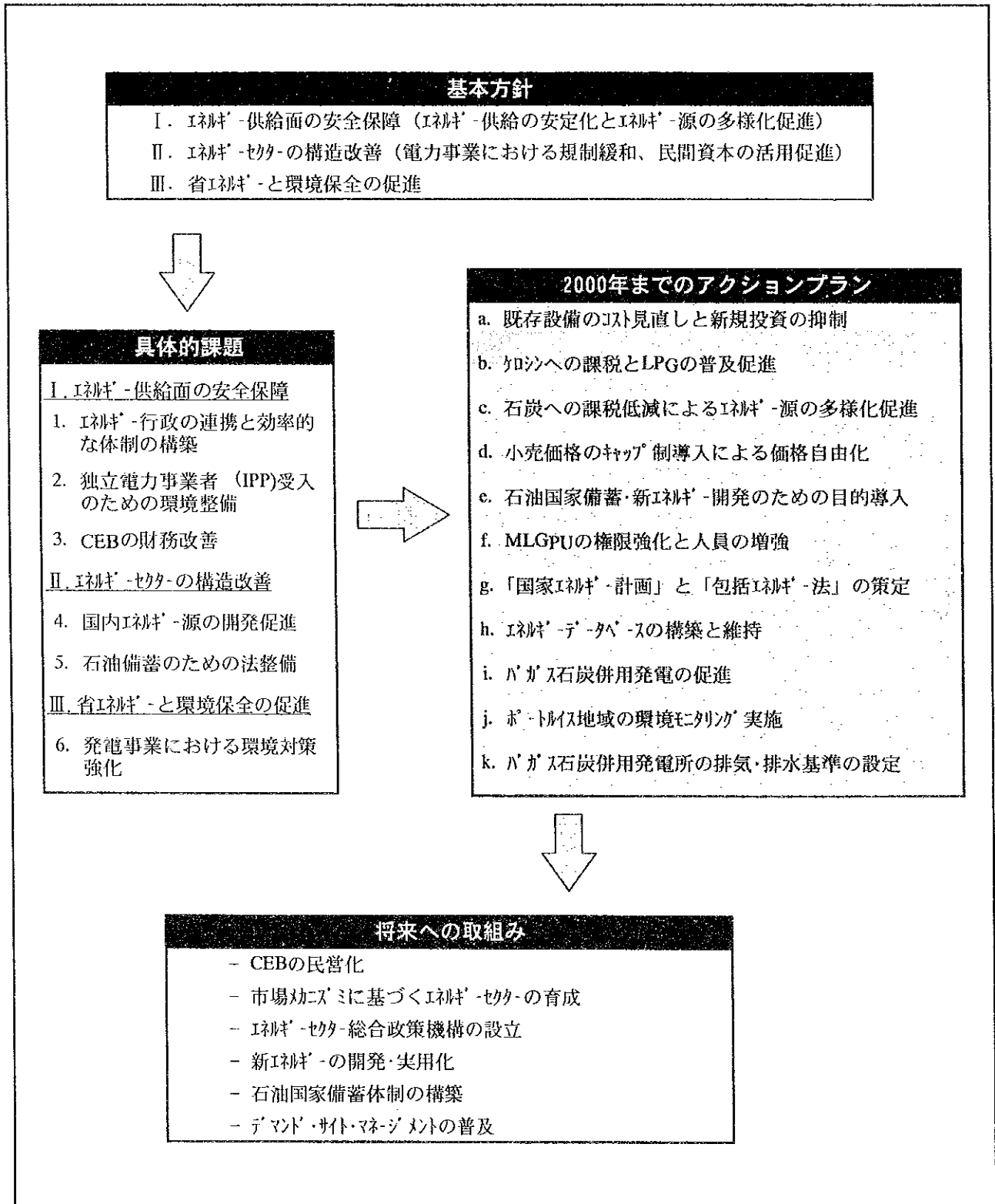
年	ガソリン	ディーゼル	重油
2000	7000 kl x 3	7000 kl x 3	7000 kl x 2
2005	7000 kl x 1	7000 kl x 1	----
2010	7000 kl x 1	----	7000 kl x 1
2015	7000 kl x 1	----	7000 kl x 1
2020	7000 kl x 1	7000 kl x 1	7000 kl x 1
2025	7000 kl x 1	7000 kl x 1	7000 kl x 3

本設備の建設場所としては、当面は Port Louis 港の Mer Rouge 地区の既設タンク移設予定地の一部を充てる。既存の関連インフラストラクチャーが利用でき、また石油会社の貯蔵設備に隣接しているので設備費が安くて済み、後述の如く保守・管理を石油会社に委託する場合は利便性が高い。PORT AUTHORITY (MMA) によれば「必要があれば隣接地を埋め立てる（航路側へ）事により将来の拡張に対応できる。」と言われているが、当国唯一の貿易港である Port Louis 港の入り口の一個所に危険物を大量に集中させるリスクを回避するためにも Mahebourg 地区にエネルギーセンター設置とともに、この隣接地に備蓄設備を併設し分散する事が望ましい。

(2) 設備の保守・管理

単純な貯油設備であるが日常の保守管理は安全の面からも非常に重要である。この作業は、専門家であり、隣接する設備で同様の業務を遂行している石油会社に委託するのが効率も良く経済的である。非常時には政府の指示にしたがって石油会社の設備をとおして重要需要家に配送する作業も含まれる。

Table 1.1.1 モーリシャスエネルギー開発のための提言総括表



◆ 第2章 アクションプランの概要 ◆

第2章 アクションプランの概要

エネルギーの開発利用計画は経済・社会開発計画の一環として計画されるものであり、その計画に影響される分野は多岐にわたると共に、時間軸も中・長期におよぶものである。その際、どのような需要予測をたてるかによって、その計画は大きく異なるものであり、事前に計画策定のための科学的基礎を確立しておくことが重要である。本調査ではまずエネルギーデータベースの構築、エネルギー需要予測モデルの開発作業をつうじ、この点での開発協力を行った。さらに、本調査の調査結果から導き出されたモーリシャス・エネルギー開発のための提言を行っている。ここではその中で 2000 年までを目途に直ぐにでも実施すべき案をアクション・プランとして提示している。以下、その概要説明である。

2.1 CEB の財務改善

ここではモーリシャス電力事業の主体である CEB の資金調達に限定して、その取るべき案を提示するものとする。CEB の財務状況については本報告書 6.2 章において詳細分析を行っているが、一言で言えば脆弱である。その原因は、大きな借入額、利息支払いおよび為替差損、さらに電力料金の低価抑制傾向などが指摘できる。このままの状況下では膨大な超過債務は減少せず、CEB の財務状況改善には思い切った手段が必要とされる。例えばその方策として、債務清算をとともなう民営化、電力料金の引き上げ、事業の多角化などが上げられる。一方、これらはモーリシャスエネルギー政策の根幹にも拘わる事であり、直ぐに具体化の方針が出されるものでもないであろう。しかしながら、この抜本的な改革なくして、CEB の財務状況を改善に向かわせることは困難であり、ひいては新規投資への資金調達にも支障をきたすこととなる。

この長期的課題への取り組みがなされることを前提として、CEB が当面取るべき財務状況改善へのアクションプランとして既存設備のコスト見直しと新規投資の抑制を提言する。

(1) 既存設備のコスト見直しと新規投資の抑制

現在、CEB が発電コストにおける費用項目の内、自らがコントロールできる範囲は全体の約 30%である（残りは燃料費など）。その内、10%は人件費が占めることから発電設備そのものの見直しをしても削減できるコストは少ないかもしれない。しかし、CEB の発電の特徴のひとつが、これまで小型の発電機を継続的に追加投資してきたことにあり、古い設備の中には

稼働率が悪く、コストアップ要因となっているものもある。既に各発電所でのコスト見直し作業は始まっていると聞くが、この努力を継続し、高コストの発電所については廃止も含め見直し作業が必要である。

一方、新規投資の抑制は既存設備の見直しと相反する面もあるが、現在の CEB に自己資金で新規設備への投資を行える余裕はなく、しばらくは財務状況の改善を見た上で判断すべきであろう。その間に生じる電力需給の差への対応は民間事業者の導入、活用で行い、政府、CEB はそのための環境整備を行うべきである。

以上を当面取るべき CEB のアクションプランとするが、一方において、前述した電力料金の引き上げや、政府による財政支援など、CEB の歳入増への貢献策も検討されるべきである。

最後に、将来 CEB が新規投資を行えるとなった場合の資金調達における留意点として、過去の経験から次の点を指摘しておきたい。

設備投資金の調達に関しては；

- ルピー貨の将来を考慮し、延べ払い条件は中期、低利を基準に選択する。
- 決済通貨については将来強含みな通貨は避ける。
- 為替予約等の方法により可能な限り為替リスクのヘッジを計る。
- 可能な限り ODA 資金の導入を計り、期間条件と金利条件の調整をする。

2.2 エネルギー価格と税制

一般的に関税は国内産業の保護を目的とした保護関税の性格を有するものと、財政収入の増加を主目的とする財政関税に大別できる。モーリシャスの場合、国内で保護・育成の対象となる石油・鉱物資源はなく、また石油精製業も存在しないことから輸入石油製品・石炭にかかる関税は純然たる財政関税と言える。政策的にはこれら品目への関税率において弱者（低所得者）保護の方針を反映させているのが現状である。一定の財政収入の確保を維持しながらエネルギー政策を具現化していく考え方は今後も踏襲されるべきものであろう。しかしながら、その中で国のエネルギー基本政策に沿った課税体系の見直しは今後も必要となってくる。

今後モーリシャスが採るべきエネルギー政策の基本方針は第一章の各所においても述べているが、要約すれば経済成長と環境保全のバランスをとった上でエネルギーの安定供給を図っていくという事であろう。すなわちこれからのエネルギー価格及び課税体系において、この基本方針を前提に各エネルギーの特性を踏まえつつ、エネルギー間の公平な税負担の下で、市場メカニズムに基づく公平な競争と新たな最適供給の組み合わせが可能となるよう価格及び税体系を設定しなければならない。この点においてモーリシャス政府がすぐにでも取るべき税制面でのアクションプランとして次の事項を提言する。

- (1) ケロシンへの課税と LPG の普及推進
- (2) 石炭への課税低減によるエネルギー源の多様化推進
- (3) 小売価格のキャップ制導入による価格自由化
- (4) 石油国家備蓄・新エネルギー開発のための目的税導入

以下、各提言の趣旨と内容について説明を行う。

(1) ケロシンへの課税と LPG の普及推進

これまでケロシンは比較的安価で取り扱いが容易であることから特に低所得者層あるいは離島において広く使われてきた。これに対し政府も無税扱いで小売価格を低く設定している。このことは輸入ケロシンに対する国内マークアップ分が約 40%と石油製品の中でもとりわけ低いことから明らかである。しかし一般的に引火の危険が少なく取り扱いが容易であるはずのケロシンが、モーリシャスの場合、一般家庭における事故が後を絶たない状況である。一方、LPG は取り扱い面では安全性が高く、クリーンエネルギー源としても石油の準代替エネルギーとして推奨されている。

もちろん対カロリーあたりのコストを比較すると LPG の方が一般的に割高である。現在、モーリシャスではケロシン、LPG とも無税扱いであるが、流通コストを含む小売価格では LPG の方がカロリーあたり約 50%割高である。従って、ケロシン（Jet Fuel は除く）に課税することによりケロシン、LPG 間の価格差を縮め、LPG の普及を図っていくものとする。具体的な課税率としてはケロシンの用途が今後は産業（発電）用に限定されていくという前提の下、同じく産業用用途の重油の課税率を目途として設定する。また、ケロシン無税扱いの背景にあった低所得者層の保護についてはエネルギー政策においてではなく、別途、社会福祉政策において具現化されるべきであろう。

(2) 石炭活用によるエネルギー源の多様化推進

モーリシャス電力セクターへの投入エネルギー源を見た場合、これまでのところ重油の比率が飛び抜けて高い。特定のエネルギー源に過度に依存すること（特に電力投入エネルギーにおいて）の危険性はモーリシャス政府においても十分認識されており、その対応策の一環としてバガス発電の奨励も打ち出されているものとする。現状は総電力需要量が小さいことから、ディーゼル発電が中心となっているが、将来は大型 GTCC、石炭火力を導入し、適切なエネルギーミックスの実現を計る必要がある。また、バガス発電の通年化とコストダウンを考えた場合、現状では石炭のより一層の活用を図ることが有効な方策と言える。この意味から発電用石炭については現行特惠国への課税レートである 15%をさらに下げ、ユーザー（特に電力事業者）の運転コストの低減化を図ることによって石炭活用を推進し、エネルギー資源の多様化を図っていく。

(3) 小売価格キャップ制導入による価格自由化

現在、石油製品価格は政府の公定価格政策により小売価格まで決められている。この結果、国内市場での価格競争と言うものはほとんどなく、市場メカニズムに基づく競争によりエネルギーセクターを育成していくという狙いは失われている。また、需要家側においても価格の一本化により、本来あるべき選択の自由、サービスの享受はなく、ひいてはこのことが経済の活力をそぐ要因ともなっている。

これまで価格安定維持と言う意味において STC の価格調整機能が一定の役割を果たしてきたことは事実であろう。しかし結果的にコストアップの要因となるケースも多く、今や経済中進国となったモーリシャスにこれまでの価格安定政策は状況にそぐわないものとなっている。

むしろ市場メカニズムを活かした価格政策を導入する方が今後の経済活性化には有益と思われる。従って今後、STCのTransfer Priceは価格調整分をのせず、政府は石油製品の小売価格の上限は指定するものの、小売価格の決定はその範囲内で卸売業者が自由に行えるよう小売価格キャップ制を導入する。さらにこのキャップ制への市場の反応を見極めた後、完全自由化への移行を検討するものとする。また、このための価格・流通監視機関として、MLGPUを事務局とする委員会を設置する。

(4) 石油国家備蓄・新エネルギー開発のための目的税導入

これまでも述べたようにエネルギーの安定供給と最適エネルギーミックスを図ることは国のエネルギー政策として極めて重要である。特に一次エネルギー供給の70%を海外に依存するモーリシャスの場合、この点には十分に配慮しなければならない。この観点から調査団は石油の国家備蓄を提言している。

また、モーリシャスに適した新エネルギーの開発、導入もエネルギー海外依存を但める上で重要な要素となっている。この点について第一義的には開発、実証が進んだ諸外国の情報を積極的に収集すると共に、民間による開発奨励策などを打ち出し、極力政府財源からの支出は抑えるべきであろう。しかし、国として指導的立場を発揮する上でも基礎研究分野は国として推進する必要がある。

この備蓄に要する財源として新たに石油製品について一定の課税を行い、この使途に充当させるものとする。具体的に課税額については石油備蓄の規模と維持費、新エネルギーの開発規模予算などと実際徴税できる程度を見極め決定されるべきである。

ちなみに石油備蓄に係わる費用をこの目的税からの歳入ですべてまかなうとした場合の税率を算出すると次のようになる。必要となる備蓄タンク数は1.2.5章で試算したとおりガソリン、ディーゼルおよび重油に対するものであり、それに要する設備建設費はTable 2.1.1に示されている。

Table 2.1.1 CONST. COST FOR STRATEGIC STORAGE FACILITIES

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Gasoline	7,000 kl x 3	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1
Total Cost	4,116,000	1,372,000	1,372,000	1,372,000	1,372,000	1,372,000
Diesel	7,000 kl x 3	7,000 kl x 1	-	-	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1
Total Cost	2,679,000	893,000			893,000	893,000
Fuel Oil	7,000 kl x 2	-	7,000 kl x 1	7,000 kl x 1	7,000 kl x 2	7,000 kl x 3
Total Cost	1,786,000		893,000	893,000	1,786,000	2,679,000
Total	8,581,000	2,265,000	2,265,000	2,265,000	4,051,000	4,944,000

2025年までに必要とする総コストは24,371,000 US\$, 1997年3月末時点の換算率で約481百万ルピーとなる。これを今後25年間の税収によってカバーすると仮定した場合、品目毎の適正税率は次のとおりである。なお、それぞれの価格は1996年12月21日改訂の小売価格をベースとし、将来のインフレ事業は無視している。従って実際上はそお時々の小売価格の改訂幅ないしはインフレ分を勘案して税率も決定されなければならない。

<目的税率>

ガソリン	0.0062%/litre
ディーゼル	0.0042%/litre
重油	0.0052%/litre

2.3 エネルギーセクター近代化

2.3.1 組織強化と法制の整備

モーリシャス政府におけるエネルギー行政のイニシアティブは Ministry of Local Government and Public Utilities (MLGPU)にある。しかし、一般的にエネルギー行政は政治・経済の多分野にわたり、関係省庁の権限が複雑に入り組んでいるのが実態である。このことはモーリシャスの場合も言えることである。ただモーリシャスの場合は石油等の鉱物資源の開発・管理問題はなく、エネルギー資源の確保と安定供給がこれまでの最大の行政課題であった。この点において MLGPU は他省庁と協力しながら指導的役割を果たしてきたと言える。しかし国際的なエネルギー問題を背景としてモーリシャスにおいても新たなエネルギー行政組織のあり方と法制の整備が求められている。

権限委譲を含む組織の改編、法制度の整備はある程度の時間が必要であり、2000 年までにすべてを成し遂げるには難しい面もある。ここでは中・長期的視野に立って、すぐにでも着手すべき点として次のような提言を行うものとする。

- (1) MLGPU の権限強化と人員の増強
- (2) 「国家エネルギー計画」と「包括エネルギー法」の策定
- (3) エネルギーデータベースの構築と維持

以下、各提言の趣旨と内容について説明を行う。

(1) MLGPU の権限強化と人員の増強

これは MLGPU がエネルギー行政の中心機関としてその役割と権限を強化し、あわせて人員と予算の増強を図る事を狙いとする。現在の MLGPU は電力の安定供給と新エネルギー開発を司る側面が強く、エネルギー資源の安定確保・市場流通については Ministry of Industry and Commerce(MIC)の果たす役割が大きい。今後モーリシャスのエネルギー行政を考えた場合、中・長期のエネルギー開発計画に基づき政策の立案、規制・監督を出来るだけ一元化する方向で組織を改編すべきである。そのためには MIC の石油製品市場監理機能などを MLGPU のもとに集約化する必要がある。

新たな MLGPU はエネルギー行政において下記の分野に責任を負うものとする。

- エネルギー開発政策の策定
- エネルギー政策の調整・指揮
- 石油製品市場の監理
- エネルギーデータの構築、維持
- 電力事業の安全基準確立、ライセンス付与
- 省エネルギーの推進、新エネルギーの開発
- エネルギーにかわる環境および公共の安全保護

環境全般にかかわる行政は環境省の仕事とされているが、MLGPU は環境対策に係わりの深いエネルギー政策の策定およびエネルギーセクターに重大なインパクトのある環境政策について環境省と密接に連携し、国としての政策決定とその推進を計る。現 MLGPU は郵政事業も抱えていることから省としての職員数は官庁の中でも多い方である。しかしこれは郵政事業にかかわる職員数が多いためであり、エネルギー分野だけを見た場合、その数は事務職を含めおおよそ 40 名にすぎない。しかも現在、組織上の上席職にも空きがありエネルギー政策の立案、調整に拘わる分野を含め人員の補強は緊急の課題である。またエネルギーデータの構築においては現在 SCO からのエキスパートの出向により対応しているが、データ整備は政策立案のベースともなることから一部門としての充実を図ることが必要である。

(2) 「国家エネルギー計画」と「包括エネルギー法」の策定

現在モーリシアスの電力事業において独立発電事業者(IPP)の参入を促す動きがあるが、そのためには具体的な国家エネルギー需給計画を国内外に提示し、その中で IPP の果たす役割を位置付けしていかなければならない。また国としてのエネルギー需給の将来予測を行うには省エネルギーの度合い、新エネルギーの開発と妥当なエネルギー価格の実現、最適エネルギーミックスなど個々の計画とも密接な関係を持ってくる。これらエネルギー全般にわたる包括的なプランとして「国家エネルギー計画」を策定し、これを具体化する。本調査において構築したエネルギー需要予測モデルおよび調査結果を有効に活用すると共に、さらにエネルギー節約については官・民の意見をはかって最終的に発表されるべきものであろう。

「包括エネルギー法」は「国家エネルギー計画」の実施を後押しするためのものであり、多面的な目標の達成をねらった包括的な法律とする。具体的には以下のような分野を網羅した包括エネルギー法とする。

- 省エネルギー計画の遂行
- 国内エネルギー資源の供給増大
- 電力事業の規制（IPPに関する規定）
- 石油戦略備蓄の創設と運営
- エネルギー租税

現在すすめられている Electricity Act の見直し作業は電力事業の分野についてのみであり、その根幹をなすものは規制緩和による市場原理の導入と安定供給力の重視であろう。しかしこれは国家エネルギー計画の一部分をサポートするにすぎず、このほかに省エネルギーの推進や石油製品市場の規制緩和などについても法律の整備が必要となる。

(3) エネルギーデータベースの構築と維持

エネルギー関連のデータ蓄積、整理については現在、CSO から MLGPU への専門官の派遣により行われている。エネルギーに関連する分野は広範囲で、関連する統計・データも多岐にわたっている。これまでのところ関係者の努力によりエネルギー需給の基本的な統計は電力を中心に整備されつつあるが、エネルギー消費実態や石油製品需給（流通）などはほとんど政府として統計が取られていない状況である。今後、政策立案に直接的に関わりのあるこれら情報整備のために MLGPU として予算を確保し、体制整備を行う必要がある。CSO の業務は機能的であるので、エネルギー政策の策定とその政策効果を分析するに対応する形でのエネルギーデータベースの継続的な構築について MLGPU は CSO の協力を求めつつ体制作りを行うべきと考える。

2.3.2 国産エネルギーの開発

(1) BEDP と IPP の統合

モーリシャスのエネルギーセクター、特に CEB の発電部分に於ける民間資本の参入（IPP）を求める事による CEB／政府の借入金負担の軽減と発電コストの引下げによる電力料金の削減を計る事は今後の国の経済発展の施策として重要と考えられる。この IPP プロジェクトと BEDP プロジェクトは国の電力セクターに対する民間参入と言う点で共通の問題があり、現在進められているエネルギー関連法体系を見直すに当たりその中で BEDP プロジェクトの位置付けを明確にし BEDP と IPP の両者のスムーズな展開を計る必要がある。

現在モーリシャスではBEDPのさらなる推進とIPPの発電事業への参入実現を計ることが政府として優先度の高い施策とされている。このため、公的機関であるCEBはこれらの私的事業の実現に伴い発生する可能性のあるコマーシャルのリスク、例えばBEDP/IPPの運転開始の遅れにより発生するコストとか、BEDP/IPPの運転初期の技術的トラブルにより起こる供給停止に係るコスト（このようなトラブルには契約上ペナルティが課せられるが、CEBの損害を100%カバーすることは考えられない）などをCEBが必要に応じて吸収していく体制となっている。

上記の二つの例以外にも5.7節に述べたようにいくつかの種類コマーシャルロスがCEBに生ずる可能性は高いが、BEDPやIPPのように一般のビジネスに比較しリスクの高いプロジェクトの実施の初期にはやむを得ない点がある。

しかしながら長期的な視野で考えれば、CEB自体も構造改革が進められ財務面の健全性が追及されるようになる。従ってモーリシャス全体の電力供給に係るコストは全ての関係者即ちBEDP、IPPおよびCEBが負担するよう変えていく必要がある。国全体としての電力供給に係るコストとベネフィットを発電に従事する各社が平等に負っていくためには、発電系全体に係るオーバーヘッド、例えば供給系全体の安定のために十分なスピニングリザーブを維持するためのコストとか将来の需要増に備えて大型設備が導入された場合に、新設能力に需要増が追いつく間の一部既存設備の能力がアイドルになることによるコストなどのオーバーヘッドというべきコストは系全体のコストとして各社はその販売電力に応じて負担するようすべきである。この場合、オーバーヘッドのコストを事前に予測することは困難と思われるので、各年の実情によって次年度における各社負担を決めて決済することになる。（参照5.4, 5.7）

(2) 砂糖産業の長期的近代政策の策定とBEDPプロジェクトの将来計画の総合

現在までのところ、粗糖工場の近代化とその一環でもあるバガスパワープロジェクトは基本的には各粗糖工業の経営者に任されている。しかしながらバガスパワープロジェクトの将来は国全体の電力セクターの近代化と深い関係があり、少なくとも近代的な大型のバガスパワーの計画は国家レベルの電力セクター計画との整合性が求められるべきである。そのためにはできるだけ早く砂糖産業と電力セクター（IPPの候補を含んだ）の協力体制を形成しモーリシャスにとって非常に重要な両セクターの合理的発展を計るべきである。（Ref 5.3.2, 5.8）

(3) バガスの経済的な貯蔵と輸送に係わる技術の開発

1987年に UNDP/WB の協力で行われたバガスパワーに関する研究やオーストラリアで行われた研究にも見られるごとく、大量のバガスの貯蔵と輸送を経済的に行う技術の確立はバガスエネルギー利用の方向を決定するために非常に重要である。このための研究は MSA などで行われているが、物理的な圧縮による体積減少に止まらず添加物の利用による劣化防止とハンドリングを容易にする方向の研究を展開すべきである。

2.4 エネルギーセクター長期計画に係る環境対策

2.4.1 環境汚染のモニタリングシステム確立

現在環境省は大気および水質、騒音に関する排出基準および環境基準の設定を進めている。これらの基準は既設のプロジェクトに関しても数年の猶予期間の後に適用されることになっている。

モーリシャスの現状では多くの産業はその販売価格はコストベースで決定されており、また電力料金（CEB および将来の IPP）にも環境対策に係るコストが反映することになる。一方電力、および上水、下水の環境対策投資の決定に対しては、現実の環境の汚染水準についての的確なデータに基づいて決定されなければならない。世界の多くの国で科学的な裏付けのないまま多額の投資が行われたこともみられるが、そのような事態を避けるためにモーリシャス全体の環境水準の組織的、継続的な把握のためのモニターシステムの確立が急がれる。

2.4.2 環境モニタリングに関する最優先課題

(1) ポートルイス地域の環境モニタリング

現在の CEB 計画では、FORT GEORGE に No.4、No.5 の発電プラントの建設が予定されており、また将来のいくつかの発電プラントの PORT LOUIS 地区での建設が考えられている。現在制定されつつある環境基準の維持については各プロジェクトの担当省の責任とされていることもあり、CEB は早急に PORT LOUIS 地区の通年の環境汚染（大気、海水）の水準を調査し、さらに No.4、No.5 が運転開始される場合のインパクトの推定を行う必要がある。サイクロンのためもあり、モーリシャスの工場の煙突の高さは比較的低く、SOX、SO₃、S.S.などの着地濃度が気象条件によっては問題となる可能性もあり、その実情を定量的に把握することが急がれる。

(2) バガスー石炭発電所の排気、排水対策基準設定

現在および将来の BEDP/IPP の購入電力価格の設定に関し CEB はその設備の標準仕様を設定し、設備の標準化を進めるべきと勧告したが、当面予定されているプロジェクトに対して特にその環境対策の基準の設定が急がれる。購入電力量の設定に当たり各プロジェクトの環境対策投資の妥当性を無視することは社会的（外部）コストを無視することになりその公正さを欠くことになるので、環境庁と協議の上モーリシャスの現実に対応した基準設定を急ぐべきであ

る。現在環境庁では排出濃度を定めているが、周辺地域の状況によっては（環境基準達成のため）いくつかの発電プロジェクトで着地濃度の低下対策が必要となる。

