

第6章 エネルギー政策と機構

(1) エネルギー政策

モーリシャスのエネルギーセクターに係わる法令としては1939年 Electricity Act と1964年 Central Electricity Board (CEB) Act および Petroleum Act がある。個別のエネルギー政策としては、まず国内エネルギー資源の開発計画として政策合意された Bagasse Energy Development Programme (BEDP) がある。その他、ニューエネルギー資源開発・促進において風力発電の試験事業や、ソーラーヒーター導入に係わる補助金事業などがこれまでに具体化されている。しかし、これら個別政策が全体のエネルギー政策（基本方針）とどのような関わりを持つのかは不明瞭であり、個々のエネルギー政策が全体として整備・体系化されているとはまだ言いがたい現状である。

モーリシャスのエネルギー政策立案、エネルギー産業の監督・指導などを担当する中心的な政府機関はエネルギー省（この呼び名は通称であり、正式には Ministry of Local Government and Public Utilities: MLGPU¹⁾）である。ただエネルギー行政といえども、エネルギー価格政策、バガス活用計画の分野では Ministry of Industry and Commerce (MIC)、Ministry of Finance (MOF)、Ministry of Agriculture and Natural Resources (MANR) あるいは Mauritius Sugar Authority (MSA) など各々、部分的な役割を担っている。また、MLGPU がエネルギー産業の監督・指導を行う主機関と言っても、その範囲はかなり限定的であり、むしろ電力セクターについてのみエネルギー省の監督権が全面的におよんでいるというのが実態である。

今後、例えば電力セクターにおいて IPP の導入を促進する上においても主幹省である MLGPU が関係省庁との調整をいかに図っていくかが、ひとつの鍵となる。この意味からモーリシャスにおいては MLGPU が主導的立場を確保し、その機能を果たしうる体制作りをいかに行うかが緊急の課題となってくる。

(2) CEB の現況および課題

1992年から1995年までのバランス・シート上での全般的な傾向は、Table 6.1 に示されてい

¹⁾ モーリシャス政府の各省庁名は頻りに名称の変更が行われており、エネルギー省についても本調査の実施が合意された1995年12月時点では Ministry of Energy, Water Resources and Postal Service と称されていたが、翌年3月に Ministry of Energy and Water Resources と名称を変え、さらに1996年12月、現在の名称に変更されている。

る。

Table 6.1 CEB BALANCE SHEETS

	1992	1993	1994	1995
Assets				
Current Assets:				
Cash	34,080,025	89,801,104	111,994,046	79,230,813
Stocks	147,970,490	187,349,604	274,902,574	308,005,742
Prepayments	22,780,027	36,176,934	50,237,669	49,552,235
Accounts receivable	280,518,923	306,136,648	350,945,234	376,423,836
Capital works in progress	375,779,896	23,209,606	230,171,919	363,055,922
Investment	0	0	3,500,000	0
Total Current Assets	861,129,361	642,673,896	1,021,751,442	1,176,268,548
Noncurrent Assets:				
Fixed Assets	9,866,411,415	10,643,606,826	10,890,579,793	11,382,996,215
Accumulated Depreciation	(4,708,905,639)	(5,040,223,540)	(5,403,349,369)	(5,762,304,884)
Total Noncurrent Assets	5,157,505,776	5,603,383,286	5,487,230,424	5,620,691,331
Total Assets	6,018,635,137	6,246,057,182	6,508,981,866	6,796,959,879
Liabilities and Shareholders' Equity				
Current Liabilities:				
Accounts payable	92,156,645	177,400,658	207,477,356	153,061,676
Bank Overdrafts	72,833,294	56,285,817	17,900,402	0
Current Portion of Long Term Loans	205,418,559	174,804,512	149,526,098	124,768,746
Total Current Liabilities	370,408,498	408,490,987	374,903,856	277,830,422
Noncurrent Liabilities:				
Long term Loans, Net of current Portion	2,781,135,852	2,808,548,450	3,050,026,860	3,371,471,158
Total Noncurrent Liabilities:	2,781,135,852	2,808,548,450	3,050,026,860	3,371,471,158
Shareholders' Equity				
Common Stock	2,700,311,234	2,740,453,845	2,806,295,816	2,844,889,939
Other reserves	0	670,856,197	670,856,197	670,856,197
Retained Earnings	166,779,563	(382,292,297)	(393,100,863)	(368,087,837)
Total Shareholders' Equity	2,867,090,797	3,029,017,745	3,084,051,150	3,147,658,299
Total L. & E.	6,018,635,147	6,246,057,182	6,508,981,866	6,796,959,879

全資産は、1992年から1995年にかけて、新しい発電所に投資することにより着実に増大してきている。固定負債も、Fort George 発電所 2 号機などの新しい発電所についての多額の借入れにより増大している。1993年には、約 6 億 7 千万ルピーの特別項目が他の引当金の中に計上された。これは政府借款の累積分であり、これは 1992年には評議会の会計中で損金として取扱うことが決定されたが、CEBの法的な地位と資本構造が変化すればモーリシャス政府の持株を発行するため使用される。1994年のサイクロンがCEBの施設に甚大な損害を与え、修理のため、更に 650 万ルピーに上る費用を必要とした。

全般的な財務状況は脆弱であると言える。これは、電力料金のレベル、為替レートの変動、およびサイクロンのような自然条件に影響されるためである。利益率は市場金利レベルより低

く、この国のインフレ率さえカバーできていない。資金の確保は巨大な量の借款に頼っている。売り上げは借款の支払い、利息支払いおよび為替損失をカバーするに十分ではない。

(3) エネルギー価格政策

現在、モーリシャスにおけるエネルギー販売価格は、ほぼ全品目が政府の決定による公定価格となっている。Figure 6.1 は 1979 年 11 月以降のガソリン、ディーゼル及び軽油の国内市場価格の動きを示したものである。1996 年 12 月 21 日に適用された価格が最新のものであり、1 リッターあたりガソリン（プレミアム）が Rs.14.15、ディーゼルが Rs.7.65、軽油が Rs.5.65 となっている。

モーリシャスエネルギー価格体系の特徴として次のような点が指摘できる

- 1) ガソリンを含む国内での石油製品価格は STC を通じて販売することにより、政策的に操作された価格体系を採っている。すなわち、国際市場価格がそのまま国内市場に反映されるものとはなっていない。
- 2) 総体的にモーリシャスの国内需要量が小さいことから、輸入回数、輸入規模も限定的であり、従って、各種石油製品の CIF 価格も大量消費国から比べた場合、若干割高とならざるを得ない。
- 3) 大半の石油製品が公定価格によることから、国内市場での価格競争というものはほとんど見られない。
- 4) エネルギー価格は全体として国際水準に近いが、重油は課税率が約 45% と高いことから価格も国際的に見て高いものとなっている²（Figure 6.2 参照）。一方、ガソリンについては小売価格に占める税金部分が 65% あるにも拘わらず国際的に見れば必ずしも高いものではない（Figure 6.3 参照）。

² 一般的に石油製品の中で重油への税率が最も低く、OECD 諸国での同税率は平均 15% 程度である。

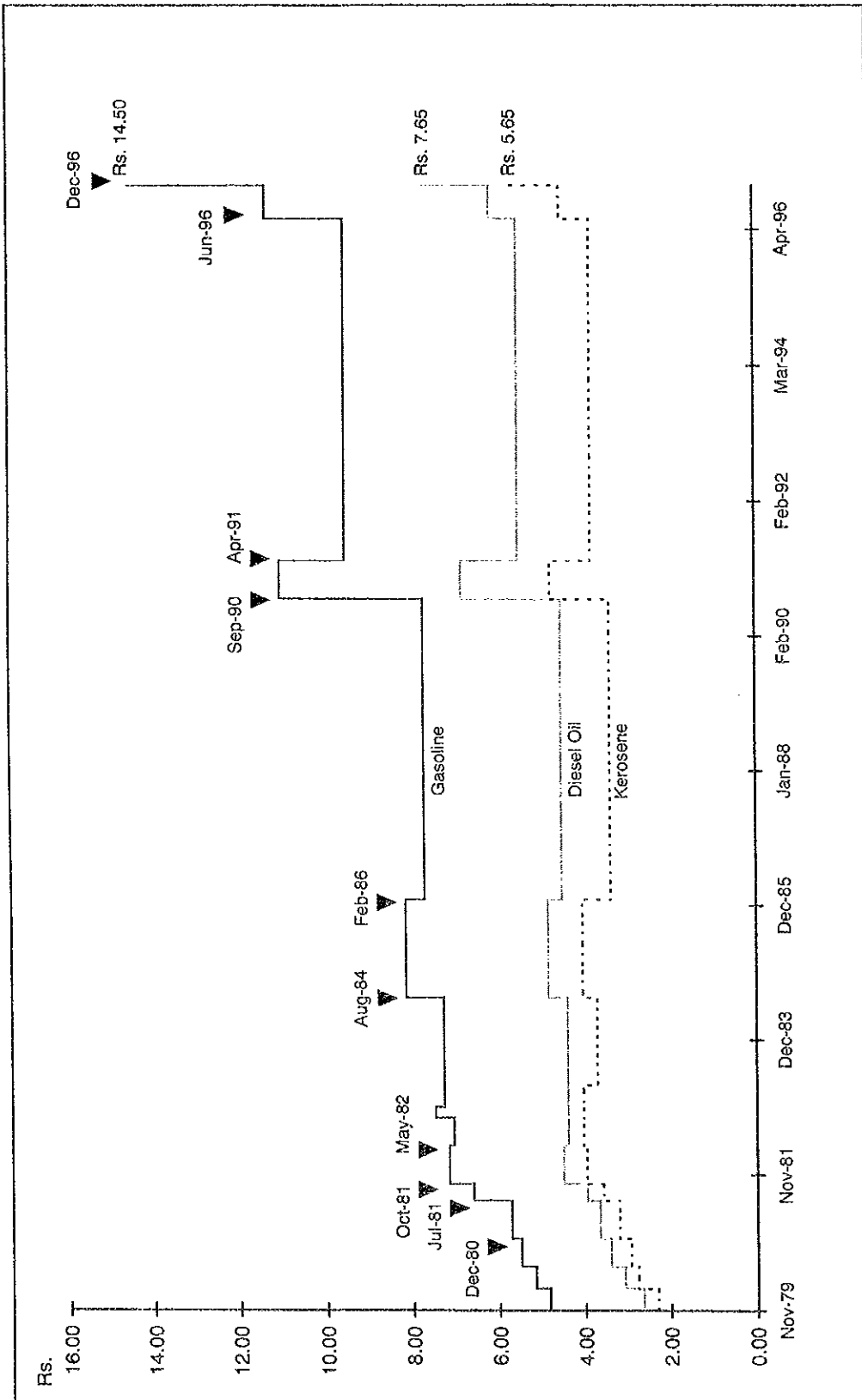


Figure 6.1 TRENDS IN PETROLEUM PRICES (RETAIL PRICES)

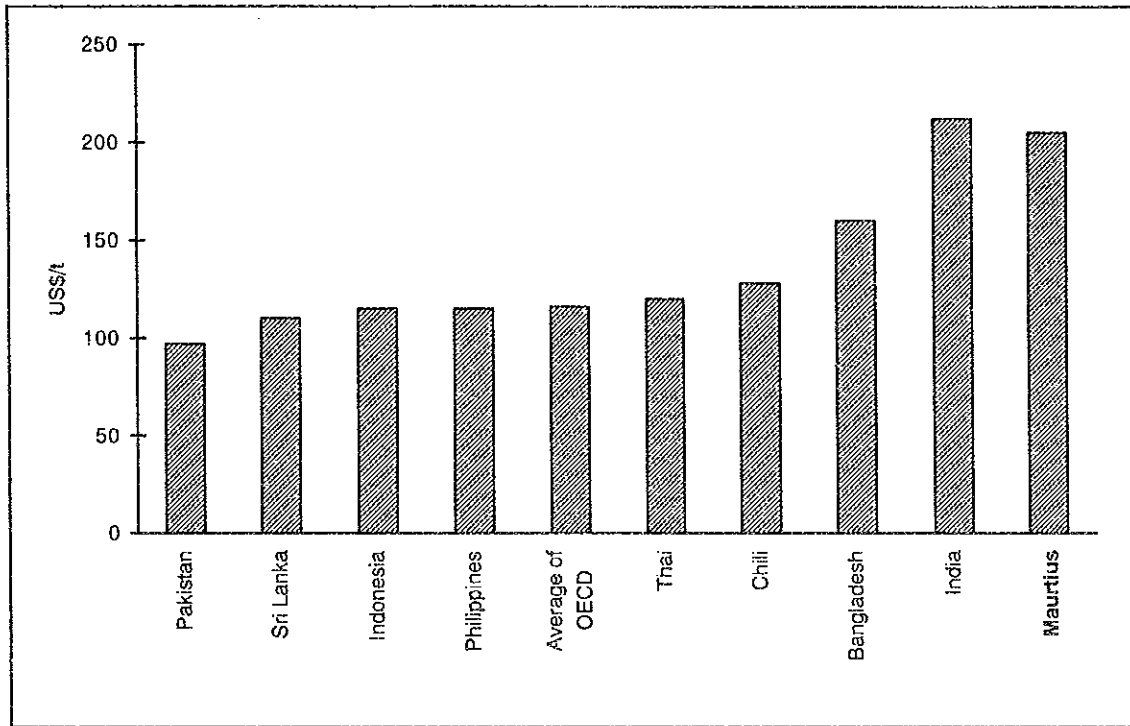


Figure 6.2 PRICE COMPARISON OF FUEL OIL (1989)

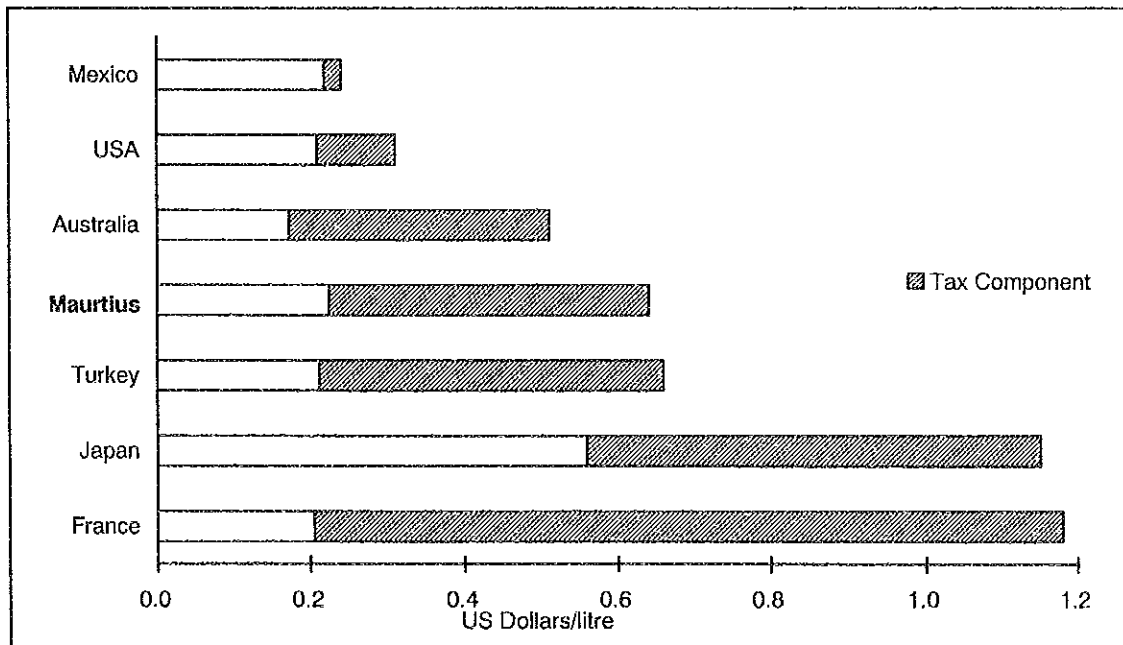


Figure 6.3 GASOLINE PRICES AND TAXES (US DOLLARS/LITER)
THIRD QUARTER 1995

エネルギー品目への課税制度

石油製品からの税収は現在でも国家歳入の約 10%を占める、貴重な政府財源となっている。同製品にかかる国内課税体系は Ministry of Finance と各エネルギー品目の所轄官庁、および関連政府機関との協議により決定されている。課税される税金は 1996 年 6 月の制度変更により、従価税による Import Duty（輸入税）と Sales Tax（販売税）が課されている。現行の主要石油製品及び石炭にかかる税率は Table 6.2 のとおりである。

Table 6.2 TAX RATE ON PETROLEUM PRODUCTS AND COAL

	Import Duty (ad valorem)	Sales Tax
Gasoline	220% NP 200% P	8%
Diesel Oil	75% NP 55% P	8%
Kerosene	0 0	0
Fuel Oil	75% NP 55% P	8%
LPG	0 0	0
Coal	35% NP 15% P	8%

Note: NP = Non Preferential Tariff

P = Preferential Tariff

Sales Tax = Only for Inland Sales

Source: State Trading Corporation

モーリシャスの石油製品価格は輸入税を含む政府税率、および国内流通機構の元締めとして存在する STC のマージン率を操作することにより、固定化された価格体系とすることが出来る。STC マージンは CIF コストからの積みあげ価格と、STC が国内業者に転売する価格 (STC Transfer Price) との差であり、この Transfer Price は事前に MTS との協議のもと決定されている。従って、CIF 価格の変動により、STC にとっては差益あるいは差損が発生することになる。しかし實際上、差損の発生より差益が出る場合が多く、結果的に国内ユーザーにとってはコストアップ要因となっている。

電力セクターにおける料金

モーリシャスにおける全般的な電力料金レベルは、CEB の運営費をカバーするほど十分な料金レベルを有していない。料金は過去 10 年間に 2 度改訂されたのみであり、しかも

改訂された料金が CEB で生じた財政的コストをカバーできるものではなかった。

次の点を電力料金の特徴として指摘できる。まず、商用の料金が平均より高い一方、工業用および家庭用料金は平均より低い。これは、EPZ および家計への経済効果を考慮したものである。第2に、差別がブロック料率制度中にもみられる。家庭用の電力は増額ブロック料率に置かれ、一方、EPZ 消費者については、減額料率を使用されている。第3に、その結果生じる家庭用電力消費者についての改訂料率の増大は他の消費者、とくに灌漑用消費者のものより高いものとなる。

電力料率を再評価するための将来の課題

現行の料金制度は原価主義の原則に基づいて適用されている。しかしながら、次のような幾つかの点を再評価しなければならないであろう：

- 料金改訂についての明確で分かりやすい手続きを確立すること
- 長期的な観点から CEB にとっての適切な利潤を決定すること
- 末端消費者間での差別的な料金制度を取りやめること
- 低所得消費者を考慮すること
- コストの料金制度への配分を妥当なものとする＜それぞれのレベルとカテゴリーの消費者に対する需要料金とランニング料金＞
- 1日の時間帯による料率の導入

(4) モーリシアスの環境対策の現状

現在 ENVIRONMENT PROTECTION ACT 1991 に基づき環境対策の整備が進められているが、実態としては新しいプロジェクトに対して“ENVIRONMENT IMPACT ASSESSMENT”を行うことを義務付け、その結果によって規制を進めると言うことで全てが個々の審査であることから時間もかかり又透明さを欠くと言われている。既設のプロジェクトに関してはほとんど直接の干渉は無いが、近隣住民からの苦情が出た場合は政府が中に入って政治的に処理をしていると見受けられる。現在進めている排出基準、廃水基準が設定された場合は二年間の猶予期間後既存プロジェクトも規定に合わせる事となっている。

火力発電所における環境保全対策を大きく分けると、化石燃料の燃焼に伴って発生するばいじん・硫黄酸化物(SOX)・窒素酸化物(NOX)を除去する大気保全対策、発電所の運転等によって生じる排水を処理・浄化する水質保全対策、石炭の燃焼に伴って発生する石炭灰の処理対策、

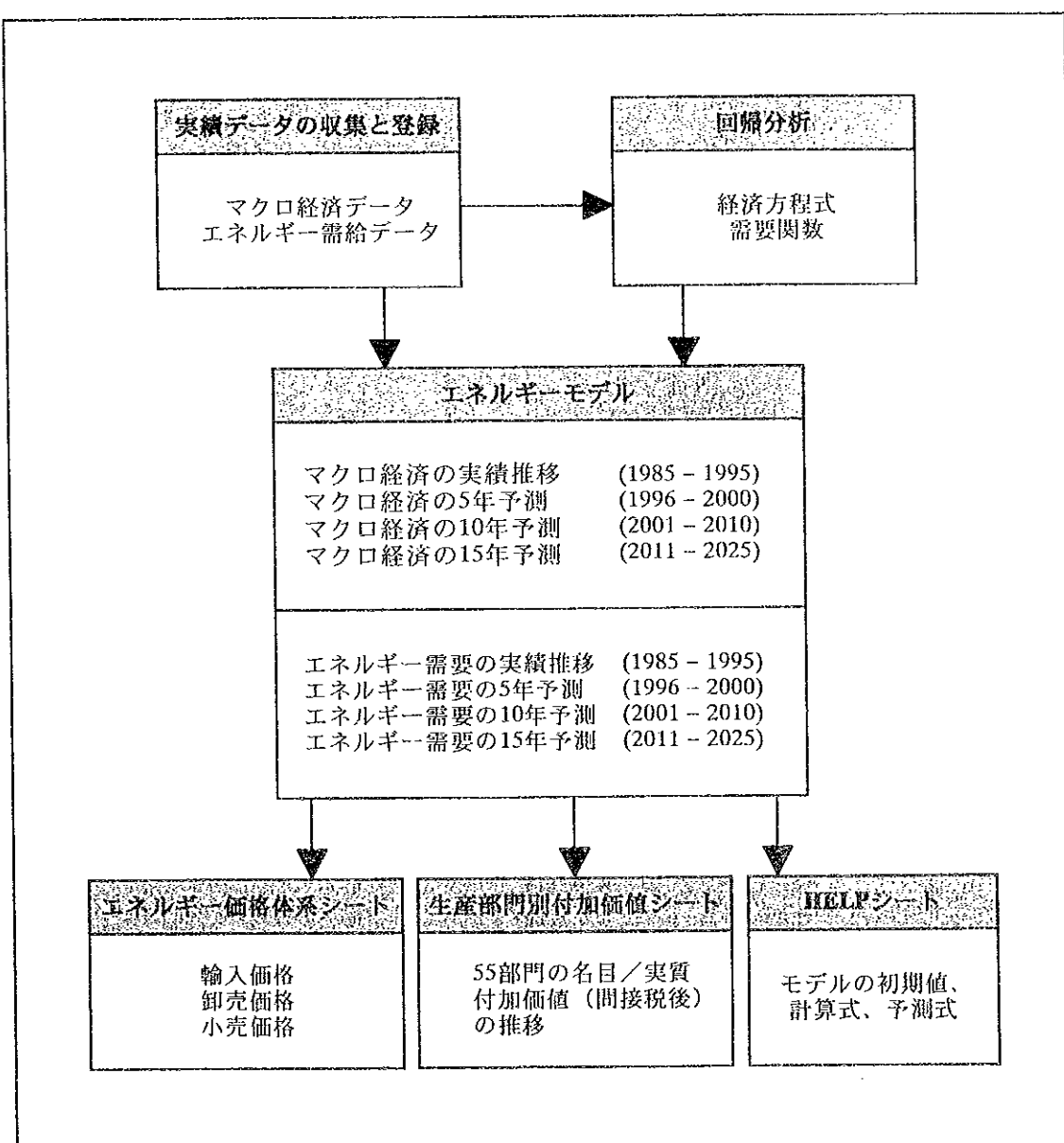
発電所敷地外への音を低減化するための騒音防止対策、取水と放水の温度差を小さくして外海(河川)への影響をできるだけ小さくするための温排水対策、周辺環境との調和をはかる緑化・景観対策等がある。

第7章 エネルギーの需要予測モデル

(1) エネルギー需要予測モデルの開発

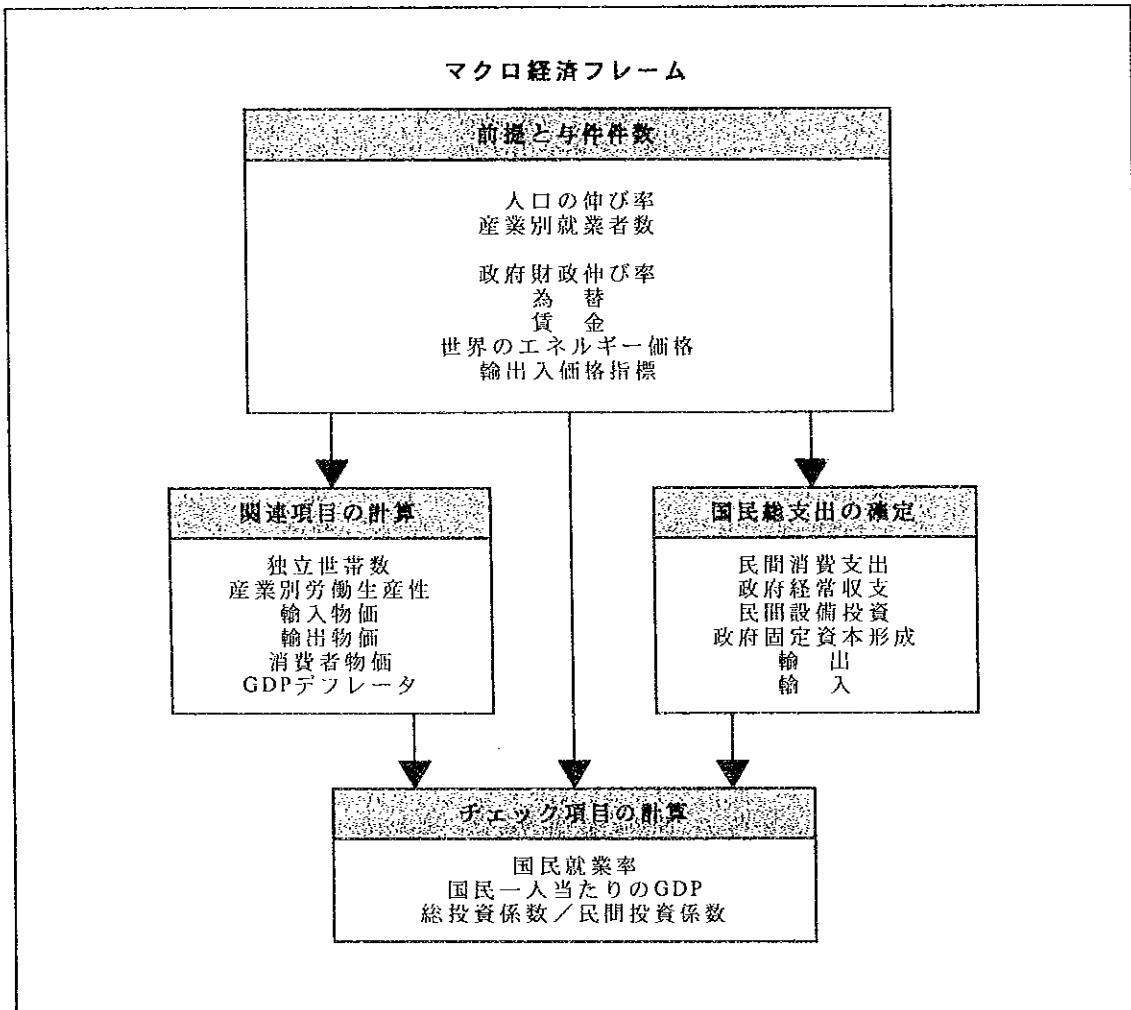
本プロジェクトにおけるエネルギー需要予測モデルは、マクロ経済予測の部分とエネルギー需要予測の部分から構成される。モデルの全体構成と各部分の構成は以下のとおりである。

1) モデルの全体フロー



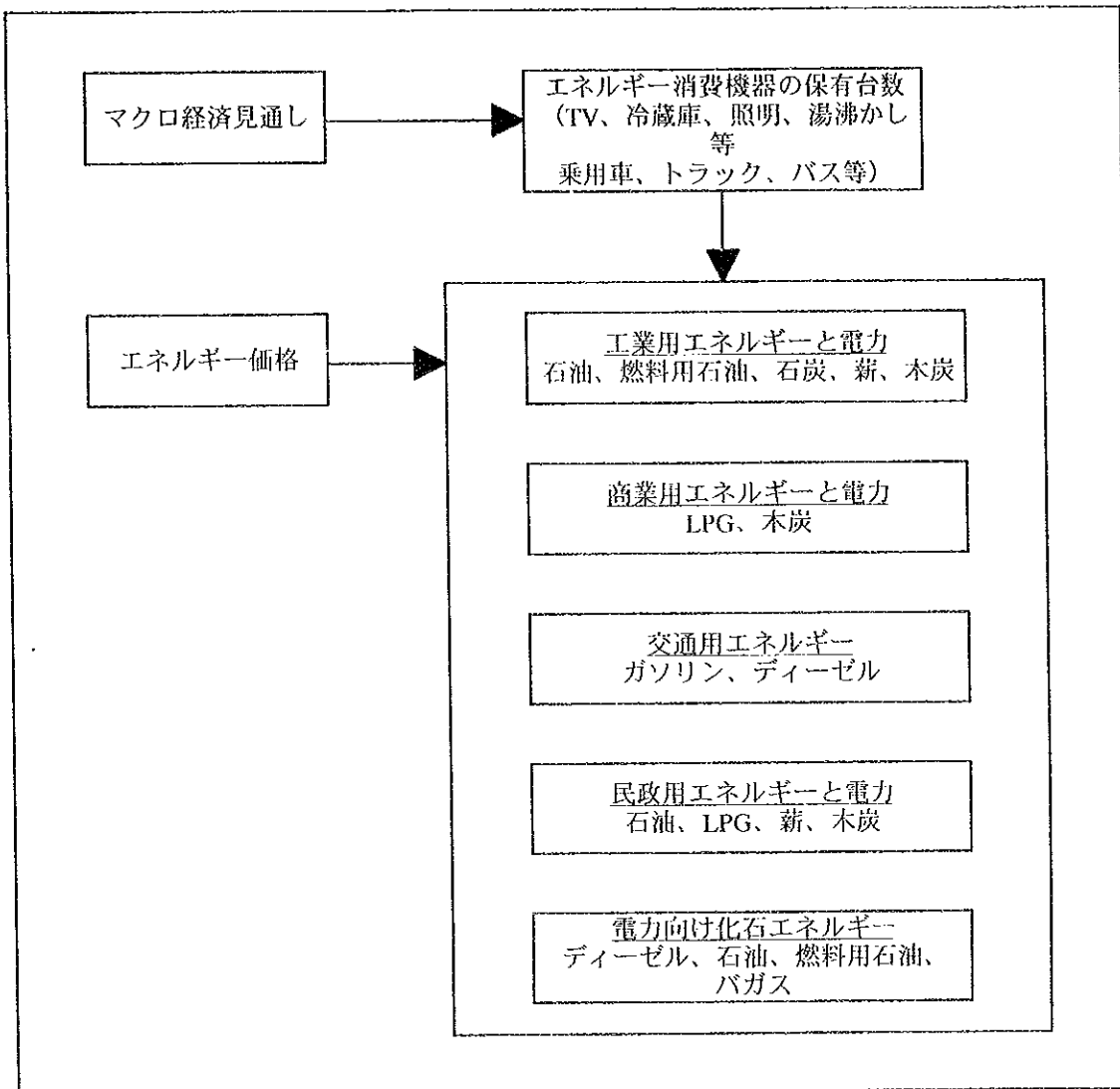
2) マクロ経済フレーム

マクロ経済フレームの構成を以下に示した。尚、本モデルの目的は、最終的にはエネルギーの需要予測であるためマクロ経済予測の部分はエネルギー需要予測に使用される外生変数および内生変数を抽出し、確定するための必要最小限度の簡潔なフレームとした。



3) エネルギー需要予測フレーム

エネルギー需要予測フレームの構成は以下のとおりである。本フレームにおいては、最終的には化石エネルギー（ガソリン、ディーゼル、石油、燃料用石油）、バガス、及び電気の需要見通しを計算するものであるが、需要予測がマクロ経済、エネルギー政策、エネルギー価格などの影響が分析できるような構成内容になっている。



(2) 長期エネルギー需要予測の主要前提（ケースシナリオ）

1) ベースケース

経済の仮定

- a) 砂糖部門は2000年以降発展が止まる。
- b) EPZのリストラには20年間を要し、2010年以降再活性化する。
- c) フリーポートとオフショアバンキングの新ビジネスおよび既に確立した観光が着実に伸びる。
- d) 実労働時間は2010年から2025年にかけて6時間延びる。

- e) 賃金は年 5%づつ上昇する。
- f) 先進国の工業品価格は年 2.2-2.3%づつ上昇するとみなし、南アフリカのインフレはモーリシャスの輸入物価の指標として過去 10 年よりも 3%低い年 10%となる。
- g) モーリシャスルピー及び南アフリカのランドはそれぞれ毎年 2%づつドルに対して下落する。
- h) 財政収入および財政支出は経済に中立的、即ち、これらおよび財政赤字の GDP 比は変化しない。

エネルギーの仮定

- a) 世界市場における原油価格、石炭価格は 2010 年までそれぞれ 3.0%、1.8%づつ上昇し、それ以降は 4.0%、2.4%づつ上昇する。
 - b) 輸入エネルギーへの課税は変化しない。
 - c) 電力料金は、国内重油、石炭の価格変化が起こった時に調整される。
 - d) エネルギー節約は、工業、輸送、家庭部門で行われる。
 - e) エネルギー源の電力シフトの傾向は今後ともどの部門でも続く。
 - f) 発電のロードファクターは、1995 年に 57.0%であったが、2006 年には 63.0%まで改善し横這いとなる。発送電のロス率は、1995 年に 13.0%であったが、2010 年までに 15.4%まで改善し、その後横這いとなる。
- 2) ハイケース
- a) EPZ のリストラ期間が短く、フリーポート、オフショアサービスがかなりの成功をし、観光ブームが続き、外国人労働者が急増しながら高い成長が実現する。
 - b) 世界のインフレがぶり返し、南アフリカのインフレも年 13%となる。
 - c) 賃金は年 6%づつ上昇する。
 - d) 世界市場の原油価格および石炭価格は 2010 年まで年 2.0%、1.2%づつ上昇し、それ以降それぞれ 3.0%、1.8%づつ上昇する。
 - e) エネルギー節約はどの部門でも行われぬ。
 - f) エネルギー源の電力シフトが輸送を除き各部門で加速する。
- 3) ローケース
- a) EPZ のリストラがうまくいかず、フリーポート、オフショアサービスも不活発で、観光

も振るわず、低い成長となる。

- b) 世界のインフレがさらに鎮静化し、南アフリカのインフレは年 7%となる。
 - c) 実労働時間は変化しない。
 - d) 賃金は年 4%づつ上昇する。
 - e) 石油ビジネスの収益性のため、世界市場の原油価格および石炭価格は 2010 年までそれぞれ年 4.0%、2.4%づつ上昇し、その後は 5.0%、3.0%づつ上昇する。
 - f) 電力料金は、燃料価格変化による通常の調整に加えて、インフレの 30%相当の値上げを行う。
 - g) エネルギー節約が工業、輸送部門で加速する。
- 4) その他のケース

異なる仮定および仮定の組み合わせの変更により、沢山の變形を考えることができる。これらのシュミレーションについては第 3 次現地調査のワークショップで紹介した。

(3) 2025 年までの経済およびエネルギーの需要予測結果

Table 7.1 は、85 年から 2025 年までの各産業セクターの予想平均成長率をシナリオ別に表したものである。

一番目の表の一番左の欄は、85 年から 95 年にかけての過去 10 年の平均成長率の実績を表している。過去 10 年の国内総生産すなわち GDP の平均成長率は 6.1%であった。同様に GDP の予想成長率を順にみていくと、基本ケースまたはベースケースの場合は、最初の 5 年間で 5.4%、次の 10 年間で 5.3%、最後の 15 年間で 5.1%とゆるやかに 5%台になっている。一番右の欄は、予測全期間 30 年間の年平均成長率を表し、これは 5.2%である。Table 7.1 の 2 番目の表は高成長ケースを表し、それぞれ、5.4%、6.1%、5.6%で 30 年間全体の平均成長率は 5.7%である。同様に一番最後の表は低成長ケースを表し、30 年間全体の平均年成長率が 4.9%となっている。

マクロ経済の現状と予測の節で詳述されているように、今後 21 世紀にむけての官民の投資計画の実現は必ずしも容易ではなく、その実現を前提としての高成長、したがって高エネルギー需要ケースの実現の可能性は、その逆である低成長ケース、すなわち低エネルギー需要ケースの実現の可能性にくらべると低いと言わざるをえない。したがって、予測期間 30 年間でみると年平均 5%前後の経済成長率が最も妥当な数値であろうか。

Figure 7.1 は、一次エネルギー供給ベースで、エネルギー種別の需要量およびそれらの合計、またそのうち電力部門に投入されるエネルギー量と全体に対する割合を表したものであるが、この国は現在着実な経済発展段階にあり、一般に経済成長につれて電化率が高まるため 95 年時点ではベースケースでは 40%程度だった電力部門への投入エネルギーが、2025 年には 60%以上に上昇する。高成長ケースでは、製造業などへの非電力エネルギー需要が増大するため電力への投入割合は 2025 年で 63%と低下する。また低成長ケースでは経済活動不振のため相対的に電力への投入割合が大きくなり、2025 年で 70%近くになる。

また 2010 年以降 2025 年までの間に石炭火力発電を計画的に導入するため(詳細は関係章参照)、2010 年以降 2025 年にかけての石炭の需要量が急激に大きくなり、競合的な石油消費の伸びが減少する。またこれらを見ると、家計用燃料である木炭や薪が激減し、LPG がそれらを代替していくのがわかる。

Table 7.2 は、セクター毎のエネルギー需要予測とその合計である国全体のエネルギー需要予測値(最終エネルギーベース)を表している。これをみると基本ケースで現在は 40 万 TOE、2000 年には 50 万 TOE を越え、2010 年には 90 万 TOE になり、2025 年には 2 百万 TOE を超えることがわかる。高成長ケースの 2025 年では 2.8 百万、低成長ケースの 2025 年では 1.7 百万 TOE である。これを最終エネルギーベースの一人当たり消費量でみると、基本ケースの場合は、現在は 0.4TOE であり、2000 年には 0.5TOE、2010 年には 0.9TOE、そして 2025 年には 2.1TOE と変化し、所得の上昇に伴うエネルギー消費量の増大がみられる。高成長ケースでは 2025 年で 2.8TOE、低成長ケースでは 1.7TOE と成長率に対応して一人当たり消費エネルギーの変化がみられる。

Table 7.3 は、製造業、商業、交通、家計といった各セクター毎のエネルギーの所得に対する弾力性の推移をあらわしたものである。基本ケースでみると、製造業部門では現在の 1.5 からゆるやかに 1.2 へと低減、商業部門は 1.5 から 1.5 へと変化があまりなく、交通部門では 1.2 からゆるやかに 0.6 へ半減、家計部門では電化が進むため、0.7 から 0.8 へと漸増、全体でみると電気全体では現在の 1.8 から 1.2 へ収束傾向を示し、またエネルギー全体では 1.3 から 1.1 へと漸減傾向である。高成長ケースや低成長ケースでも同様の傾向がみられる。

Table 7.1 GDP GROWTH RATE BY SECTOR (Base Case)

	(%)				
GDP at Constant Price (1990)	1995/1985	2000/1995	2010/2000	2025/2010	2025/1995
Agriculture, Hunting, Forestry, Mining, and Quarrying	-0.1	4.0	4.0	4.0	4.0
Manufacturing	8.1	5.2	5.5	7.8	6.6
Sugar	-1.7	4.0	0.0	0.0	0.7
EPZ	10.4	5.0	5.5	8.0	6.7
Domestic Manufacturing	8.1	5.5	6.0	8.0	6.9
Electricity, Gas, and Water	6.7	8.0	8.0	8.0	8.0
Construction	9.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Wholesale, Retail, Restaurants, and Hotels	8.5	6.5	6.0	5.0	5.6
Transportation, Storage, and Communication	7.6	6.5	6.5	6.0	6.2
Banking, Insurance, Real Estate, Business service	7.0	6.5	6.5	6.0	6.2
Other service	7.7	5.0	5.0	5.0	5.0
Imputed Bank Service Charge	0.0	11.0	12.0	12.0	11.8
GDP at Factor cost	6.5	5.4	5.3	5.2	5.3
Net Indirect Taxes	3.7	5.0	5.0	5.0	5.0
GDP at constant (1990)	6.1	5.4	5.3	5.1	5.2

GDP GROWTH RATE BY SECTOR (High Case)

	(%)				
GDP at Constant Price (1990)	1995/1985	2000/1995	2010/2000	2025/2010	2025/1995
Agriculture, Hunting, Forestry, Mining, and Quarrying	-0.1	4.0	4.0	4.0	4.0
Manufacturing	8.1	5.2	8.9	8.1	7.9
Sugar	-1.7	4.0	0.0	0.0	0.7
EPZ	10.4	5.0	9.4	8.3	8.1
Domestic Manufacturing	8.1	5.5	9.1	8.2	8.0
Electricity, Gas, and Water	6.7	8.0	8.5	8.5	8.4
Construction	9.0	5.0	6.3	6.3	6.1
Wholesale, Retail, Restaurants, and Hotels	8.5	6.5	6.0	5.0	5.6
Transportation, Storage, and Communication	7.6	6.5	6.5	6.0	6.2
Banking, Insurance, Real Estate, Business service	7.0	6.5	6.5	6.0	6.2
Other service	7.7	5.4	5.0	5.0	5.1
Imputed Bank Service Charge	0.0	11.0	12.0	12.0	11.8
GDP at Factor cost	6.5	5.5	6.3	5.7	5.8
Net Indirect Taxes	3.7	5.0	5.0	5.0	5.0
GDP at constant (1990)	6.1	5.4	6.1	5.6	5.7

GDP GROWTH RATE BY SECTOR (Low Case)

	(%)				
GDP at Constant Price (1990)	1995/1985	2000/1995	2010/2000	2025/2010	2025/1995
Agriculture, Hunting, Forestry, Mining, and Quarrying	-0.1	4.0	4.0	4.0	4.0
Manufacturing	8.1	5.2	4.2	6.5	5.5
Sugar	-1.7	4.0	0.0	0.0	0.7
EPZ	10.4	5.0	4.2	6.7	5.6
Domestic Manufacturing	8.1	5.5	4.6	6.6	5.7
Electricity, Gas, and Water	6.7	8.0	7.5	7.5	7.6
Construction	9.0	5.0	3.6	3.6	3.8
Wholesale, Retail, Restaurants, and Hotels	8.5	6.5	6.0	5.0	5.6
Transportation, Storage, and Communication	7.6	6.5	6.5	6.0	6.2
Banking, Insurance, Real Estate, Business service	7.0	6.5	6.5	6.0	6.2
Other service	7.7	5.4	5.0	5.0	5.1
Imputed Bank Service Charge	0.0	11.0	12.0	12.0	11.8
GDP at Factor cost	6.5	5.5	4.9	4.6	4.8
Net Indirect Taxes	3.7	5.0	5.0	5.0	5.0
GDP at constant (1990)	6.1	5.4	4.9	4.6	4.9

(Source: CSO and JICA Study Team)

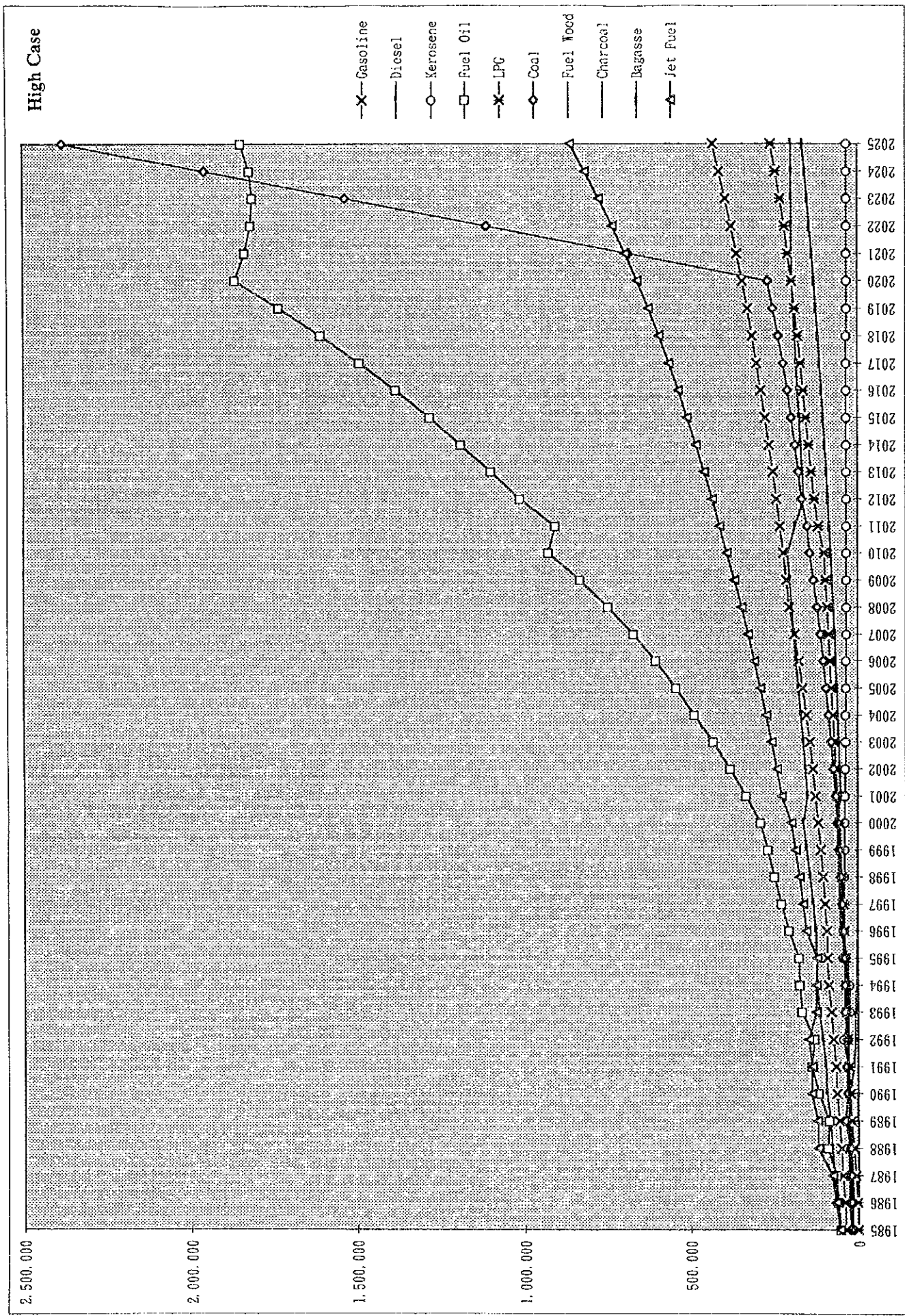
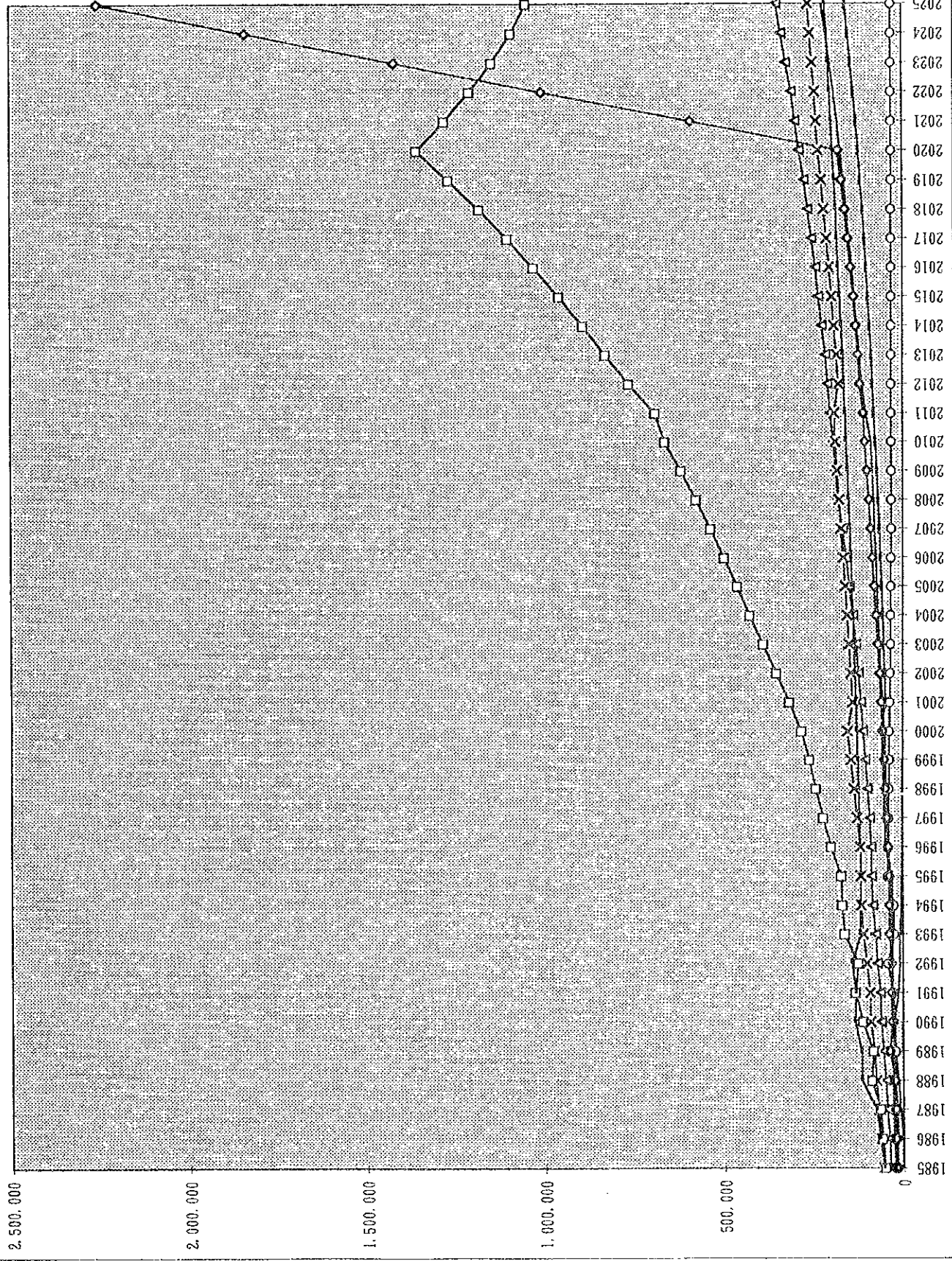


Figure 7.1 ENERGY DEMAND BY TYPE OF ENERGY

Base Case



Low Case

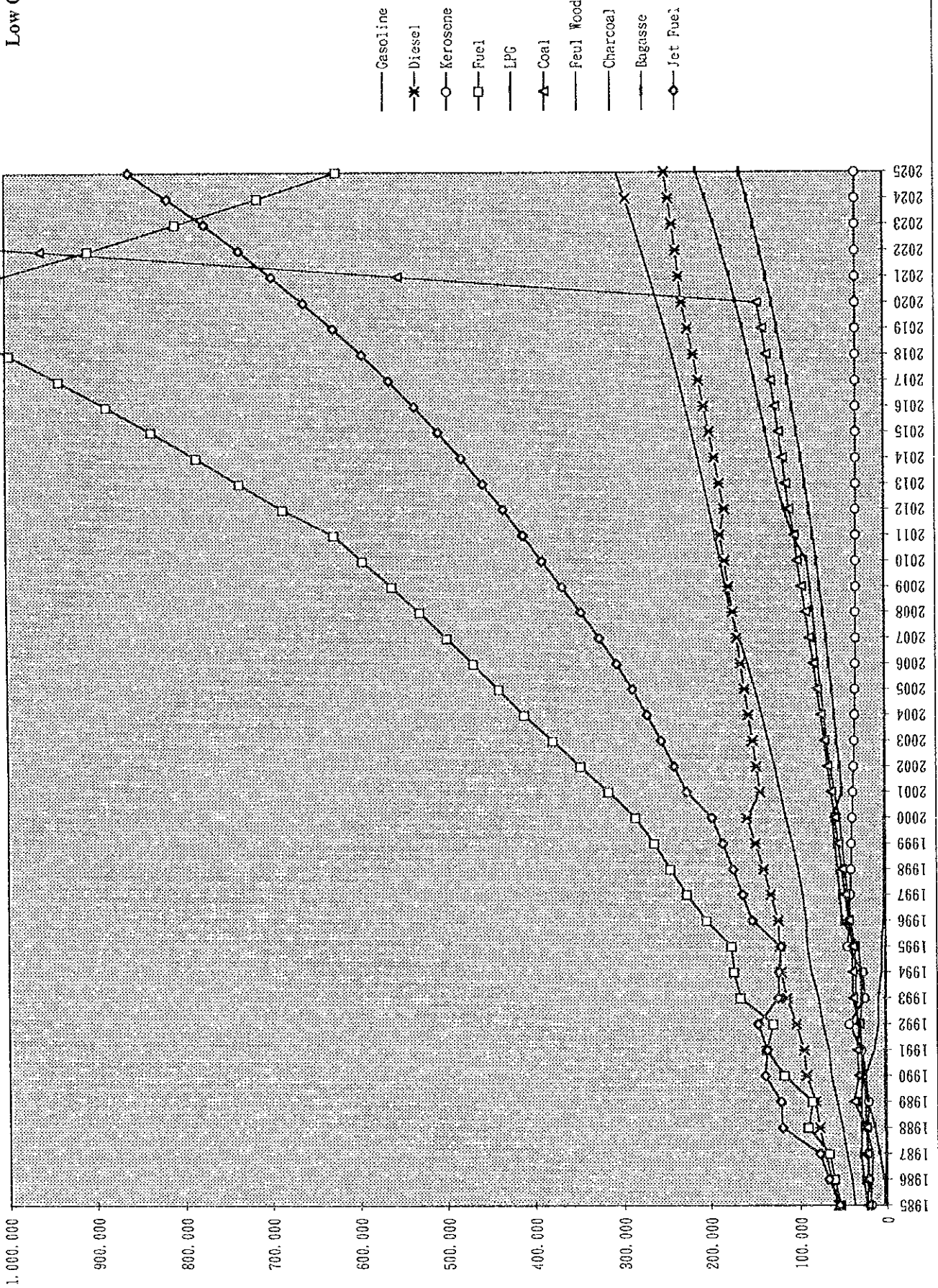


Table 7.2 TOTAL ENERGY DEMAND BY SECTOR (Base Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-electricity Consumption by Industry	TOE	38,127	80,263	114,034	222,652	694,029
Electricity Consumption by Industry	MWh	103,900	322,476	502,898	1,177,432	3,672,913
Conversion to TOE	TOE	8935.4	27,733	43,249	101,259	315,871
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	157,283	323,911	1,009,899
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	6,921	20,303	89,239
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	325,408	659,303	1,741,575
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	27,985	56,700	149,775
Total Consumption by Commercial	TOE	7,821	23,544	34,906	77,003	239,014
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	248,376	352,958	588,753
Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	51,004	62,488	88,553
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,302	943,667	1,664,980
Conversion to TOE	TOE	11,885	28,448	41,134	81,155	143,188
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,138	143,644	231,742
Electricity Consumption by Others	MWh	5,800	14,490	20,906	44,486	113,271
Total Electricity Consumption by all Sectors	MWh	320,900	895,085	1,327,514	2,824,889	7,192,740
Total Energy Consumption by all Sectors	TOE	181,531	397,202	532,703	897,516	2,069,409
Final Energy Consumption per Capita	TOE	0.2	0.4	0.5	0.9	2.1

TOTAL ENERGY DEMAND BY SECTOR (High Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-electricity Consumption by Industry	TOE	38,127	80,263	115,451	344,887	1,082,331
Electricity Consumption by Industry	MWh	103,900	322,476	506,285	1,861,206	5,448,416
Conversion to TOE	TOE	8,935	27,733	43,541	160,064	468,564
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	158,992	504,951	1,550,894
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	7,001	20,520	90,145
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	327,881	663,921	1,753,160
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	28,198	57,097	150,772
Total Consumption by Commercial	TOE	7,821	23,544	35,199	77,617	240,917
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	252,011	389,675	710,111
Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	51,056	63,092	88,769
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,752	976,446	1,779,699
Conversion to TOE	TOE	11,885	28,448	41,173	83,974	153,054
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,229	147,066	241,823
Electricity Consumption by Others	MWh	5,800	14,490	21,007	56,025	143,700
Total Electricity Consumption by all Sectors	MWh	320,900	895,085	1,333,925	3,557,598	9,124,976
Total Energy Consumption by all Sectors	TOE	181,531	397,202	538,430	1,119,310	2,743,746
Final Energy Consumption per Capita	TOE	0.2	0.4	0.5	1.1	2.8

TOTAL ENERGY DEMAND BY SECTOR (Low Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-electricity Consumption by Industry	TOE	38,127	80,263	112,604	183,533	466,945
Electricity Consumption by Industry	MWh	103,900	322,476	499,278	973,954	2,593,714
Conversion to TOE	TOE	8,935	27,733	42,938	83,760	223,059
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	155,542	267,293	690,004
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	7,001	20,520	90,145
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	327,881	663,921	1,753,160
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	28,198	57,097	150,772
Total Consumption by Commercial	TOE	7,821	23,544	35,199	77,617	240,917
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	246,189	332,372	506,994
Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	50,990	62,228	88,403
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,089	929,751	1,588,415
Conversion to TOE	TOE	11,885	28,448	41,116	79,959	136,604
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,105	142,187	225,006
Electricity Consumption by Others	MWh	5,800	14,490	20,884	41,082	94,965
Total Electricity Consumption by all Sectors	MWh	320,900	895,085	1,326,131	2,608,708	6,030,253
Total Energy Consumption by all Sectors	TOE	181,531	397,202	529,035	819,470	1,662,922
Final Energy Consumption per Capita	TOE	0.2	0.4	0.5	0.8	1.7

(Source: CSO and JICA Study Team)

Table 7.3 INCOME ELASTICITY BY SECTOR (Base Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-Electricity consumption by industry	TOE	38,127	80,263	114,034	222,652	694,029
Electricity including irrigation	MWh	103,900	322,476	502,898	1,177,432	3,672,913
Conversion to TOE	TOE	8,935	27,733	43,249	101,259	315,871
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	157,283	323,911	1,009,899
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.7	7.8	7.5	7.9
Real GDP by Industry	Rs. million	10,244	17756.1	22660.4	37702.	101244.3
Average Annual Growth Rate by industry	(%)	-	5.7	5.0	5.2	6.8
Income Elasticity		-	1.5	1.6	1.4	1.2
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	6,921	20,303	89,239
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	325,408	659,303	1,741,575
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	27,985	56,700	149,775
Total Consumption by Commercial	TOE	7820.76	23,544	34,906	77,003	239,014
Average Annual Growth Rate	(%)	-	11.7	8.2	8.2	7.8
Real GDP by Commercial	Rs. million	10,201	21511.2	28796.9	50892.	111392.7
Average Annual Growth Rate by Commercial	(%)	-	7.7	6.0	5.9	5.4
Income Elasticity		-	1.5	1.4	1.4	1.5
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	248,376	352,958	588,753
Average Annual Growth Rate	(%)	-	9.3	5.3	3.6	3.5
Real GDP by Transport, etc.	Rs. million	2,406	5016.3	6872.7	12901.	30918.
Average Annual Growth Rate by Transport	(%)	-	7.6	6.5	6.5	6.0
Income Elasticity		-	1.2	0.8	0.6	0.6
Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	51,004	62,488	88,553
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,302	943,667	1,664,980
Conversion to TOE	TOE	11885.2	28,448	41,134	81,155	143,188
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,138	143,644	231,742
Average Annual Growth Rate	(%)	-	4.5	4.6	4.5	3.2
Real Private Consumption Expenditure	Rs. million	17591.77	31745.92	40795.85	65809.50	122565.58
Average Annual Growth Rate by RPCON	(%)	-	6.1	5.1	4.9	4.2
Income Elasticity		-	0.7	0.9	0.9	0.8
Total Electricity Consumption by all sectors	TOE	27,099	75,731	112,368	239,115	608,834
Average Annual Growth Rate	(%)	-	10.8	8.2	7.8	6.4
Income Elasticity		-	1.8	1.5	1.5	1.2
Total Energy Consumption by all sectors	TOE	181,531	397,202	532,703	897,516	2,069,409
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.1	6.0	5.4	5.7
Income Elasticity		-	1.3	1.1	1.0	1.1
GDP at constant (1990)	Rs million	27,183	48,932	63,622	106,211	225,494
Average Annual Growth Rate	(%)	-	6.1	5.4	5.3	5.1

INCOME ELASTICITY BY SECTOR (High Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-Electricity consumption by industry	TOE	38,127	80,263	115,451	344,887	1,082,331
Electricity including irrigation	MWh	103,900	322,476	506,285	1,861,206	5,448,416
Conversion to TOE	TOE	8,935	27,733	43,541	160,064	468,564
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	158,992	504,951	1,550,894
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.7	8.	12.3	7.8
Real GDP by Industry	Rs. million	10,244	17756.1	22660.4	46890.8	136436.8
Average Annual Growth Rate by industry	(%)	-	5.7	5.0	7.5	7.4
Income Elasticity		-	1.5	1.6	1.6	1.1
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	7,001	20,520	90,145
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	327,881	663,921	1,753,160
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	28,198	57,097	150,772
Total Consumption by Commercial	TOE	7820.76	23,544	35,199	77,617	240,917
Average Annual Growth Rate	(%)	-	11.7	8.4	8.2	7.8
Real GDP by Commercial	Rs. million	10,201	21511.2	28973.2	51179.3	111989.9
Average Annual Growth Rate by Commercial	(%)	-	7.7	6.1	5.9	5.4
Income Elasticity		-	1.5	1.4	1.4	1.5
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	252,011	389,675	710,111
Average Annual Growth Rate	(%)	-	9.3	5.6	4.5	4.1
Real GDP by Transport, etc.	Rs. million	2,406	5016.3	6872.7	12901.	30918.
Average Annual Growth Rate by Transport	(%)	-	7.6	6.5	6.5	6.0
Income Elasticity		-	1.2	0.9	0.7	0.7

Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	51,056	63,092	88,769
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,752	976,446	1,779,699
Conversion to TOE	TOE	11885.2	28,448	41,173	83,974	153,054
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,229	147,066	241,823
Average Annual Growth Rate	(%)	-	4.5	4.6	4.8	3.4
Real Private Consumption Expenditure	Rs. million	17591.77	31745.92	40849.87	68177.65	133150.13
Average Annual Growth Rate by RPCON	(%)	-	6.1	5.2	5.3	4.6
Income Elasticity		-	0.7	0.9	0.9	0.7
Total Electricity Consumption by all sectors	TOE	27,099	75,731	112,911	301,135	772,390
Average Annual Growth Rate	(%)	-	10.8	8.3	10.3	6.5
Income Elasticity		-	1.8	1.5	1.7	1.2
Total Energy Consumption by all sectors	TOE	181,531	397,202	538,430	1,119,310	2,743,746
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.1	6.3	7.6	6.2
Income Elasticity		-	1.3	1.2	1.2	1.1
GDP at constant (1990)	Rs. million	27,183	48,932	63,798	115,687	261,284
Average Annual Growth Rate	(%)	-	6.1	5.4	6.1	5.6

INCOME ELASTICITY BY SECTORr (Low Case)

	Unit	1985	1995	2000	2010	2025
Non-Electricity consumption by industry	TOE	38,127	80,263	112,604	183,533	466,945
Electricity including irrigation	MWh	103,900	322,476	499,278	973,954	2,593,714
Conversion to TOE	TOE	8,935	27,733	42,938	83,760	223,059
Total Consumption by Industry	TOE	47,062	107,996	155,542	267,293	690,004
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.7	7.6	5.6	6.5
Real GDP by Industry	Rs. million	10,244	17756.1	22660.4	34239.6	78399.1
Average Annual Growth Rate by industry	(%)	-	5.7	5.0	4.2	5.7
Income Elasticity		-	1.0	1.0	1.0	1.0
Non-Electricity Consumption by Commercial	TOE	1,543	3,994	7,001	20,520	90,145
Electricity Consumption by Commercial	MWh	73,000	227,327	327,881	663,921	1,753,160
Conversion to TOE	TOE	6,278	19,550	28,198	57,097	150,772
Total Consumption by Commercial	TOE	7820.76	23,544	35,199	77,617	240,917
Average Annual Growth Rate	(%)	-	11.7	8.4	8.2	7.8
Real GDP by Commercial	Rs. million	10,201	21511.2	28973.2	51179.3	111989.9
Average Annual Growth Rate by Commercial	(%)	-	7.7	6.1	5.9	5.4
Income Elasticity		-	1.5	1.4	1.4	1.5
Total Consumption by Transport	TOE	79,202	192,132	246,189	332,372	506,994
Average Annual Growth Rate	(%)	-	9.3	5.1	3.0	2.9
Real GDP by Transport, etc.	Rs. million	2,406	5016.3	6872.7	12901.	30918.
Average Annual Growth Rate by Transport	(%)	-	7.6	6.5	6.5	6.0
Income Elasticity		-	1.2	0.8	0.5	0.5
Non-Electricity Consumption by Residential	TOE	35,561	45,082	50,990	62,228	88,403
Electricity Consumption by Residential	MWh	138,200	330,792	478,089	929,751	1,588,415
Conversion to TOE	TOE	11885.2	28,448	41,116	79,959	136,604
Total Consumption by Residential	TOE	47,447	73,530	92,105	142,187	225,006
Average Annual Growth Rate	(%)	-	4.5	4.6	4.4	3.1
Real Private Consumption Expenditure	Rs. million	17591.77	31745.92	40778.97	64811.45	115308.66
Average Annual Growth Rate by RPCON	(%)	-	6.1	5.1	4.7	3.9
Income Elasticity		-	0.7	0.9	0.9	0.8
Total Electricity Consumption by all sectors	TOE	27,099	75,731	112,251	220,816	510,435
Average Annual Growth Rate	(%)	-	10.8	8.2	7.0	5.7
Income Elasticity		-	1.8	1.5	1.4	1.2
Total Energy Consumption by all sectors	TOE	181,531	397,202	529,035	819,470	1,662,922
Average Annual Growth Rate	(%)	-	8.1	5.9	4.5	4.8
Income Elasticity		-	1.3	1.1	0.9	1.0
GDP at constant (1990)	Rs. million	27,183	48,932	63,798	103,036	203,246
Average Annual Growth Rate	(%)	-	6.1	5.4	4.9	4.6

第8章 エネルギー開発課題と対策

(1) 発電種別の比較検討

Figure 8.1 に ESMAP、Kennedy & Donkin 及び JICA 調査団による発電種別毎（Diesel, GT, CCGT）の建設コストの比較を示す。尚、JICA 調査団のデータは東南アジアを始めとする各発展途上国データを参考に策定した。ESMAP のデータは各一点しかなく比較は難しいが、Kennedy & Donkin のデータの傾向は JICA 調査団の傾向にほぼ等しいといえる。この建設コストをもとに、発電種別毎の発電原価を、利用率を可変として示したのが Table 8.1～8.4 である。なお、このデータは 1994 年時点とし、GT と CCGT の燃料は Kerosene と Gasoil の両方について比較を行った。この表から、ピーク対応としては GT が適しており、中間負荷及びベース負荷としては Diesel と CCGT が適しているといえる。また、Diesel と CCGT 間の差はほとんどない。今後、30 年間の電源開発計画を立案する上で、中間負荷及びベース負荷対応として JICA 調査団は CCGT を採用することとする。その理由は、以下による。

- 1) ピーク対応として GT を電力系統に先行投入していくわけであるが、CCGT の場合はこの GT を流用することが可能となり、ST の追加ですむため電源確保の確実性がますこと。
- 2) CCGT の場合、上記理由と併せて機器の納期及び工期の短縮が図れること。
- 3) 保守にかける手間を考慮した場合、CCGT は Diesel に比較して容易なこと。

ST の追加ですむため、電力需要の延びに即応した形での設備能力増大を計れるので、当面は CCGT の採用を進め、将来はコストの低い大型石炭火力に切り換えることとする。

Table 8.1 COMPARISON OF GENERATION COST OF GT

Item	Unit	Financial						Economic					
		GT kerosene	GT kerosene	GT kerosene	GT Gasoil	GT Gasoil	GT Gasoil	GT kerosene	GT kerosene	GT kerosene	GT Gasoil	GT Gasoil	GT Gasoil
Plant Type													
Fuel													
Unit Capacity	MW	30	50	75	30	50	75	30	50	75	30	50	75
Number of Unit		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Annual Plant Factor	%	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Annual Energy	GWh	237	394	591	237	394	591	237	394	591	237	394	591
Service Life	Years	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Scheduled Outage Ratio	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Forced Outage Ratio	%	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Construction Cost	US\$/kW	520	480	450	520	480	450	520	480	450	520	480	450
Discount Rate	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Capital Recovery		0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142	0.142
Capital Cost	US\$/kW	73.84	68.16	63.90	73.84	68.16	63.90	73.84	68.16	63.90	73.84	68.16	63.90
O/M Annual Fixed Cost	US\$/kW	5.30	3.84	3.15	5.30	3.84	3.15	5.30	3.84	3.15	5.30	3.84	3.15
Fixed Cost Total	US\$/kW	79.14	72.00	67.05	79.14	72.00	67.05	79.14	72.00	67.05	79.14	72.00	67.05
Fuel Caloric Rate	US\$/kWh	0.010	0.009	0.009	0.010	0.009	0.009	0.010	0.009	0.009	0.010	0.009	0.009
Fuel Heat Rate	kcal/kg	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366
Fuel Price	kcal/kWh	2,914	2,818	2,532	2,914	2,818	2,532	2,914	2,818	2,532	2,914	2,818	2,532
Unit Fuel Cost	US\$/kg	0.3211	0.3211	0.3211	0.4357	0.4357	0.4357	0.254	0.254	0.254	0.2659	0.2659	0.2659
Variable O/M Cost	US\$/kWh	0.090	0.087	0.078	0.122	0.118	0.106	0.071	0.069	0.062	0.075	0.072	0.065
Variable Cost Total	US\$/kWh	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
Total Cost	US\$/kWh	0.092	0.089	0.080	0.124	0.120	0.108	0.073	0.071	0.064	0.076	0.074	0.066
Operating Hours	US\$/kWh	0.102	0.098	0.088	0.134	0.129	0.116	0.083	0.080	0.072	0.086	0.083	0.075
	1000	0.1711	0.1609	0.1470	0.2033	0.1921	0.1750	0.1522	0.1427	0.1306	0.1555	0.1459	0.1335
	3000	0.1183	0.1129	0.1023	0.1505	0.1441	0.1303	0.0994	0.0947	0.0859	0.1028	0.0979	0.0888
	5000	0.1077	0.1033	0.0933	0.1400	0.1345	0.1213	0.0889	0.0851	0.0769	0.0922	0.0883	0.0799
	7000	0.1032	0.0992	0.0895	0.1354	0.1303	0.1175	0.0844	0.0809	0.0731	0.0877	0.0842	0.0760
	8000	0.1018	0.0979	0.0883	0.1340	0.1291	0.1163	0.0829	0.0797	0.0719	0.0863	0.0829	0.0748
	8760	0.1009	0.0971	0.0876	0.1332	0.1283	0.1156	0.0821	0.0789	0.0712	0.0854	0.0821	0.0741

Table 8.3 COMPARISON OF GENERATION COST OF DIESEL

Item	Unit	Financial				Economic					
		Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO	Diesel HFO		
Plant Type											
Fuel											
Unit Capacity	MW	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30
Number of Unit	%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Annual Plant Factor	%	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Annual Energy	GWh	202	270	337	202	270	337	202	270	337	202
Service Life	Years	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Scheduled Outage Ratio	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Forced Outage Ratio	%	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Construction Cost	US\$/kW	1,530	1,480	1,450	1,530	1,480	1,450	1,530	1,480	1,450	1,530
Discount Rate	%	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Capital Recovery		0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143
Capital Cost	US\$/kW	218.79	211.64	207.35	218.79	211.64	207.35	218.79	211.64	207.35	218.79
O/M Annual Fixed Cost	US\$/kW	20.54	17.55	15.34	20.54	17.55	15.34	20.54	17.55	15.34	20.54
Fixed Cost Total	US\$/kW	239.33	229.19	222.69	239.33	229.19	222.69	239.33	229.19	222.69	239.33
	US\$/kWh	0.035	0.034	0.033	0.035	0.034	0.033	0.035	0.034	0.033	0.035
Fuel Caloric Rate	kcal/kg	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673	9,673
Fuel Heat Rate	kcal/kWh	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841	1,841
Fuel Price	US\$/kg	0.1529	0.1529	0.1529	0.1529	0.1529	0.1529	0.121	0.121	0.121	0.121
Unit Fuel Cost	US\$/kWh	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.029	0.023	0.023	0.023	0.023
Variable O/M Cost	US\$/kWh	0.003	0.003	0.002	0.003	0.003	0.002	0.003	0.003	0.002	0.002
Variable Cost Total	US\$/kWh	0.032	0.032	0.031	0.032	0.032	0.031	0.026	0.026	0.025	0.025
Total Cost	US\$/kWh	0.067	0.066	0.064	0.067	0.066	0.064	0.061	0.060	0.058	0.058
Operating Hours											
	1000	0.2713	0.2608	0.2538	0.2713	0.2608	0.2538	0.2633	0.2547	0.2477	0.2477
	3000	0.1118	0.1080	0.1053	0.1118	0.1080	0.1053	0.1057	0.1019	0.0993	0.0993
	5000	0.0799	0.0774	0.0756	0.0799	0.0774	0.0756	0.0738	0.0714	0.0696	0.0696
	7000	0.0662	0.0643	0.0629	0.0662	0.0643	0.0629	0.0601	0.0583	0.0568	0.0568
	8000	0.0619	0.0602	0.0589	0.0619	0.0602	0.0589	0.0558	0.0542	0.0529	0.0529
	8760	0.0593	0.0578	0.0565	0.0593	0.0578	0.0565	0.0532	0.0517	0.0505	0.0505

Table 8.4 COMPARISON OF GENERATION COST OF COAL

Item	Unit	Financial			Economic		
		Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Plant Type		Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Fuel		Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
Unit Capacity	MW	100	200	300	100	200	300
Number of Unit		1	2	3	1	2	3
Annual Plant Factor	%	71	71	71	71	71	71
Annual Energy	GWh	622	1,244	1,866	622	1,244	1,866
Service Life	Years	25	25	25	25	25	25
Scheduled Outage Ratio	%	12	12	12	12	12	12
Forced Outage Ratio	%	6	6	6	6	6	6
Construction Cost	US\$/kW	1,390	1,270	1,190	1,390	1,270	1,190
Discount Rate	%	12	12	12	12	12	12
Capital Recovery		0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
Capital Cost	US\$/kW	125.10	114.30	107.10	125.10	114.30	107.10
O/M Annual Fixed Cost	US\$/kW	26.9	18.27	12.41	26.9	18.27	12.41
Fixed Cost Total	US\$/kW	152	132.57	119.51	152	132.57	119.51
Fuel Caloric Rate	US\$/kWh	0.024	0.021	0.019	0.024	0.021	0.019
Fuel Heat Rate	kcal/kg	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160	6,160
Fuel Price	kcal/kWh	2,799	2,799	2,799	2,799	2,799	2,799
Unit Fuel Cost	US\$/kg	0.0775	0.0775	0.0775	0.0574	0.0574	0.0574
Variable O/M Cost	US\$/kWh	0.035	0.035	0.035	0.026	0.026	0.026
Variable Cost Total	US\$/kWh	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Total Cost	US\$/kWh	0.037	0.037	0.037	0.028	0.027	0.027
Operating Hours	US\$/kWh	0.061	0.058	0.056	0.052	0.049	0.047
1000	US\$/kWh	0.1887	0.1692	0.1561	0.1795	0.1601	0.1469
3000	US\$/kWh	0.0873	0.0808	0.0764	0.0782	0.0717	0.0673
5000	US\$/kWh	0.0671	0.0631	0.0605	0.0579	0.0540	0.0513
7000	US\$/kWh	0.0584	0.0556	0.0536	0.0492	0.0464	0.0445
8000	US\$/kWh	0.0557	0.0532	0.0515	0.0465	0.0441	0.0424
8760	US\$/kWh	0.0540	0.0518	0.0502	0.0449	0.0426	0.0411

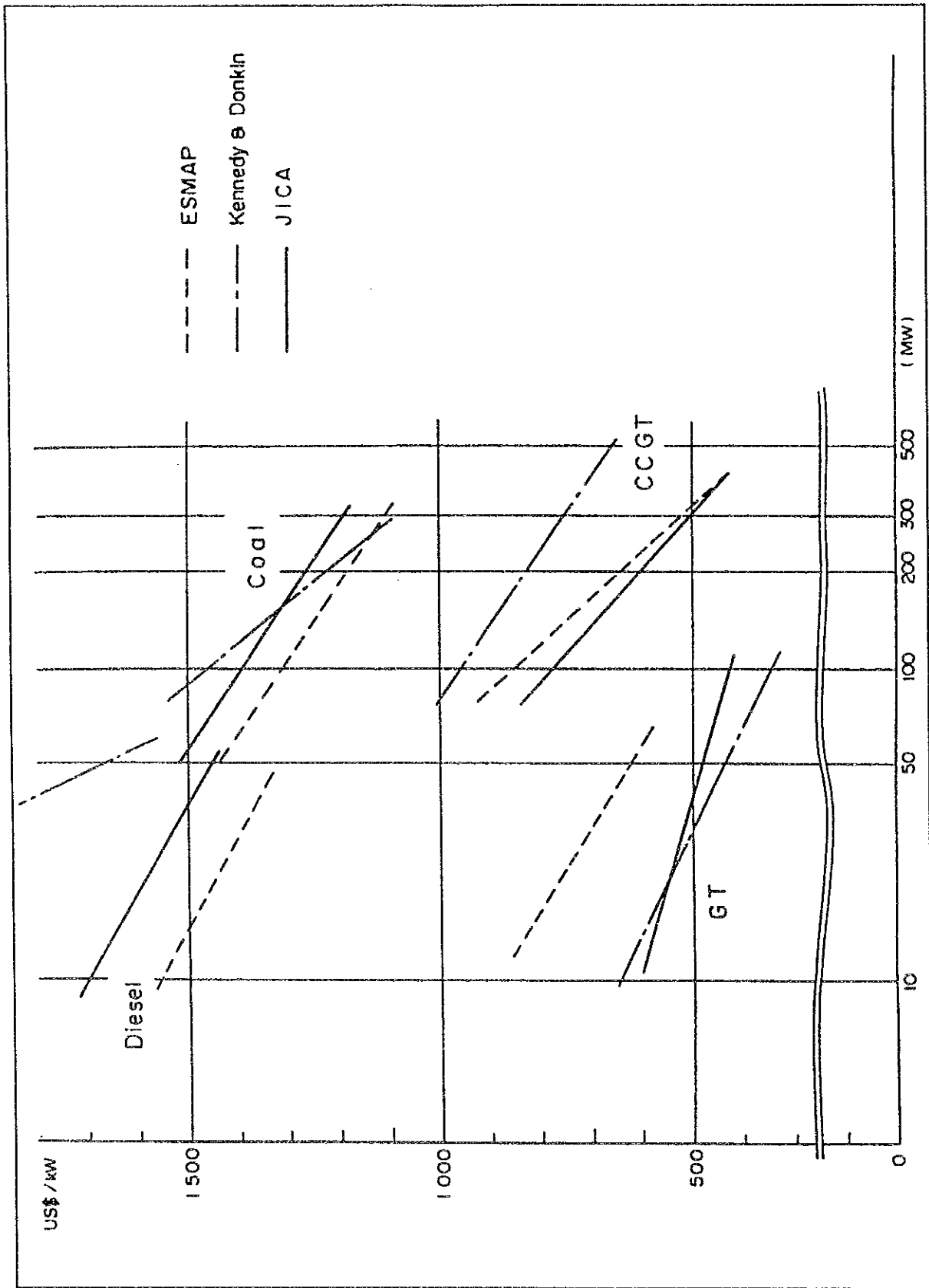


Figure 8.1 COMPARISON OF CONSTRUCTION COST

(2) 石油製品および石炭の配送システム

全体のエネルギー需要の伸びの中で、生活水準の向上による電力への移行が大きく、その増加する需要に応え、安定して効率よく電力を供給する為に、島の東部地区に発電所が必要になる。この発電所は、経済性に加えてエネルギー源の分散によるエネルギー安全保障の推進も考慮に入れて、石炭火力が推奨されている。

ジェット燃料を含む石油製品の輸送についても、石炭発電所に設置されるジェティを利用できるようにすれば多くの利点がある。すなわち、石炭用ジェティをタンカーからの石油製品の陸揚げに利用できるようパイプラインを設置し、タンカーからの受入容量に見合った貯蔵タンクと付属設備を陸上に建設する。このシステムによる海上輸送費の増加は考えられないので（外航タンカーはポートルズ港を経ず直接来航するものと考えられる）、輸送用燃料の節減量は、ローリー・トラック輸送距離の短縮分である。すなわち、ジェット燃料の場合で約40Km、他の石油製品の場合で30Km相当の消費量が節減される。これによる節減量は以下のとおりである。

- 2025年における消費量のうち、ジェット燃料は100%、他の石油製品については20%が対象になりその配送先までの輸送平均距離を20Kmとする。
- ローリー・トラック容量：30kl (LPGは10^ト)
- トラック輸送のエネルギー消費原単位：700Kcal/T・Km
(復路は2,000Kcal/Km・トラック)

ポートルズ-キュールピップ間新旅客大量輸送システム

既に輸送能力の限界に近く通勤時間帯には激しい渋滞が発生しているポートルズ-キュールピップ間の自動車道路においては、今後益々通行車両数が増加し、渋滞や排気ガスによる環境汚染が激しくなる事が心配されている。これを改善する為、政府では新しい道路の建設や既存道路の整備等を検討するとともに、最も交通量の多いポートルズ-キュールピップ間に旅客大量輸送機関として新交通システムを建設し、バスや自家用車の利用者をこの新交通システムに移す事により、道路の混雑を和らげようというシステムの検討を始めた。新交通システムの詳細は現在明らかではないが、動力源としては総合エネルギー効率の点から電力を使用する事になる。

(3) 省エネルギー活動と関連技術の開発

1) モーリシャスの省エネルギー活動の現状

省エネ活動は既にモーリシャスでも実施されている。以下にその概要を示す。

a) バガス発電プロジェクト (BEDP)

モーリシャスの国内の主要なエネルギー資源として認識されている砂糖の生産に伴う副産物であるバガスはレニューアブルなエネルギーであることおよびその適切な利用は砂糖の生産コストの削減、即ちモーリシャス砂糖産業の国際競争力の強化にも貢献することから、モーリシャス政府は砂糖業界の協力を得てその実現に積極的な努力を進めており成果を挙げている。(詳細 5 章参照)

b) 電力セクターにおける省エネルギー努力

- 目下の所、発電に関してはエネルギーの利用率の向上はベースロードのディーゼルエンジン発電のエネルギー効率を旧型の (1970 年代) の 33~36%を新しい 46~49%に切り換える方向が考えられている。しかしながら現状の燃料コスト 0.15 US\$/kg ではプラントの更新の経済性は低コストの資金が入手出来ないと正当化は困難である。
- 新しい試みとして風力発電の導入に向けての努力も行われているが、いまだデモンストラーション段階で今後の発展が望まれている。(詳細は 4.5 章参照)
- 送電部門のロスの軽減
送電システムのロスは近年主系統の電圧を 33KV より 66KV に変更することにより大幅に改善された。さらに将来計画として 132KV システムの利用が計画されている。

c) 工業関係

工業におけるエネルギー利用の効率の現状についてはデータが乏しく、今回調査でアンケート調査を行ったが回答率が低く (約 10%) 正確な推定はできないが、政府の省エネ機器の輸入に対する奨励措置もあり、工場電力の力率の改善は多くの工場で実施されており 90%以上になっている。また照明用のライトについても最新の高周波蛍光灯等の高効率型の導入は 60%を越えていると推定されている。しかしながら現在工業先進国で進められているサイリスタ利用の変速機による流量制御での省エネ技術の採用は極めて一部でしかない模様で、スチームボイラーに関する省エネに関するモーリシャス大学の報告書でもほとんどの工場は保温の改善、スチームリークの減少といった水準に止まっていると推定される。

d) 民生関係

この部分では、太陽熱利用の温水器の利用がかなり普及しているが、導入数が現在まで全国で 18,000 個とされている（全所帯数 240,000）。その普及は停滞しているとのことである。その原因はイニシャルコストの高いこと、メンテナンスのトラブルなどにあるとされている。

(4) 省エネルギー活動の問題点と対策

1) 国家としてのエネルギー政策としての省エネルギーの位置付け

エネルギー省が主体となって形成さるべきナショナルエネルギーポリシーの中に省エネルギーに関する政策を明確に組み込むことが極めて重要と考えられる。

2) 省エネルギー活動の核となる組織の設立

省エネルギーセンターの設立を民間の協力を得て実現するこのセンターは国内・国外の省エネルギーに関するデータ・インフォメーションの定常的な収集と関係団体への配付を行う。さらに数名のエキスパートを養成し、公的企業および私的企業で省エネルギー活動を進めるための核として活動させる。

3) 組織的かつ継続的な情報の収集とその活用

毎年各セクターでのエネルギー消費の実情を明らかにするデータを MLGPU に提出させる習慣を作り、またこの活動に積極的に参加させるために有効な技術を導入したパーティーや改善の効果を挙げたパーティーに対して表彰やファイナンシャルのインセンティブを与える。

省エネルギーについての具体的な提案

- 1) コージェネレーションの推進
- 2) エネルギーソースの多様化
- 3) 非伝統的エネルギー利用

第9章 最適投資計画

(1) 電力開発計画

ここでは、2025年までの電力開発計画を策定する。JICA調査団はより現実的な対応として供給予備力に着目し、他の同程度の発展途上国の例も参考にして、その値が最小でも10%～20%程度（これには5%のSpinning Reserveを見込んだ。）となるよう試みた。電力開発計画策定の条件を以下の通りに仮定する。

電力需要想定は、7章での分析よりTable 9.1の通りとする。既設設備の設備容量はTable 9.2の通りとし、最大電力が発生する12月は点検を行わないこととした。また、事故率については、Table 9.2の通りとした。さらに、休廃止計画は、現地調査及びCEBとの協議の結果をもとに策定した。しかし、Fort Victoria及びSt. Louisは老朽化が著しく、特にFort Victoria(Mirrlees)は常時、故障により1～2台が運転不可能な状態であることなどを勘案して、Fort Victoria及びSt. LouisをTable 9.3のスケジュールにて廃止していくこととした。

上記の条件のもと、需要想定の基本ケースとHigh Caseの2ケースについて、次の3シナリオを仮定した。

シナリオ 1: 2021年より石炭火力を100 MW ずつ投入。

シナリオ 2: 2013年と14年に石炭火力を100 MW ずつ投入、さらに2023年～25年に石炭火力を100 MW ずつ投入。

シナリオ 3: 2002年～2006年にDieselを50 MW ずつ投入。2021年より石炭火力を100 MW ずつ投入。

すなわち、6通りの電力開発計画を策定した。代表例をTable 9.4～9.6に示す。

1. 短期計画

短期計画としては1996～2000年の5年間を対象として作成したが、ここでは代表例としてTable 9.7に1998年の電力開発計画を示す。各月の電力需要は、各年の需要想定値をもとに負荷曲線を想定した上で予測した。

Table 9.7からわかるように1998年には、最大Unitが脱落すると、5ヶ月ほどは、月に1日程度の割合で、停電が発生する可能性がある。従って緊急措置として34MW程度のGTの設

置を考慮する必要がある。

2. 中期・長期計画(2011年～2025年)

2001年以降は、Fort George Unit 5を2001年に投入し、それ以後は50 MW～75 MWのGTと150 MW～225MWのCCGTの組み合わせを順次開発していくこととする。

また、2020年～2025年頃には系統規模が1,100MW～1,600MWになることが予想されることから、100MWユニットの電源の投入が可能となり、発電コストの低減を図るため、JICA調査団は、石炭専焼火力の導入を提案する。

建設サイトとしては、今後の電力負荷分布にもよるが、首都に近いFort Williamもしくは、島の南東部に位置するGrand Portが考えられる。しかし、これらのCCGT及び石炭専焼火力を実施するために出来るだけ早期にF/Sを実施する必要がある。

(2) 送变电計画

拡充計画の概略は以下の通りである。

1) 短期計画(1996-2000)

短期計画の分析の結果、2000年までの期間は66kVで送電可能である。コスト評価によれば、将来の送電線路はすべて132kV設計で建設し、当初は66kV送電し、必要に応じて昇圧する方法が適当である。技術的にみれば、当面の電源はFort-Georgeを増設してCurepipe地区に送電することになる。

3つのケースをスタディしたが、シナリオ1が最も経済的である。このシナリオ1の内訳をTable 9.8に、2000年断面の送電線をFigure 9.1に示す。1995年から1999年までの点灯ピーク配電予測をTable 9.9に示す。

2) 中長期計画(2001-2015)

2005年から2008年の中期計画においては、適当なタイミングで系統の一部に132kV送電線を導入すべきである。ベースケースでは、2007年頃に、132kV送電線運用を始めることが必要と思われる。このシナリオでは最初66kVに連系したFort-Williamの電源は送電す

るのに、2005年から2008年に132kVレベルに昇圧することが考えられる。

ほとんどの架空送電線は当初66kV運用されるものの、132kVで設計、建設することが好ましい。はじめの段階では、Fort-William, Rose HillそしてWooton変電所で昇圧され、次の2年以内ぐらいで、NicolayII, L'AvenirそしてAmoury変電所の昇圧が必要となろう。Fort-GeorgeとNicolay地点は、この地域への供給のため66kVのままにしておく構想もある。NicolayIIの他にSt. Louis変電所は、Port-LouisやSt. LouisとChaumiereを含むその間に十分な電力を供給する66kVの拠点変電所となる。

(3) 目的

最適投資計画策定の目的は、予測される電力総需要に対して技術的見地から提案される供給計画代替案につき、財務的、経済的に最も適切な投資計画案を計量的比較評価によって選択することである。

(4) 評価選択手法

将来の電力需要を満たす供給計画代替案の中から、財務的且つ経済的に最も適正な計画案を、比較評価モデルによって選択する。供給対象となる電力需要量（目的直接便益）は何れのケースでも同じであることより、比較評価は「最小費用法」によって行う。

(5) 評価モデルの概要

財務的、経済的評価選択の手段として、本プロジェクト用に組み立てられた評価モデルを準備する。モデルはMS/EXCELを用いて作成し、その概要は下記の通りである。

1) 財務的費用評価モデル

- * 基準年から投資期限までの投資スケジュールシートにエスカレーションを含めた逐年の投資支出額（DISBURSEMENT AMOUNT）を入力する。
- * 基準年から評価全期間に涉って全ての操業費用（変動費、固定費）を入力し、同様エスカレーションを適用した費用総括表を作成する。
- * 特定の割引率によって現在価値を求める計算プログラムにより現在価値を求める。
- * 各代替ケースの比較表を作成する（最適ケースの選択）。
- * 費用項目または条件変化による評価結果の変動を確認する感度分析を可能にする。

2) 経済的費用評価モデル

- * 全ての費用項目に含まれる移転費用を除外し、更にそれぞれの費用項目に従った調整を行って、経済的費用に直す自動計算モデルを組み込む。
- * 投資スケジュール、費用総括表作成以下の計算モデルは財務評価モデルと同様とする。

Table 9.1 ELECTRICITY PEAK DEMAND FORECAST

Unit : MW

Years	Base case	High case	Low case
1995	200	200	200
1996	222	222	222
1997	241	242	241
1998	257	257	256
1999	271	272	271
2000	288	289	287
2001	315	323	313
2002	344	358	339
2003	372	395	364
2004	402	435	390
2005	428	474	413
2006	455	515	435
2007	485	563	460
2008	516	615	485
2009	549	672	512
2010	584	735	539
2011	601	755	565
2012	655	772	612
2013	711	842	660
2014	770	916	709
2015	831	993	760
2016	895	1,076	813
2017	963	1,163	868
2018	1,035	1,256	925
2019	1,110	1,356	985
2020	1,191	1,462	1,048
2021	1,276	1,576	1,114
2022	1,367	1,698	1,184
2023	1,465	1,829	1,257
2024	1,569	1,970	1,334
2025	1,680	2,122	1,415

Note: refer to Chapter 7

Table 9.2 CONDITION OF POWER GENERATION FACILITIES

Plant Name & Type	Unit Capacity	Available Units	Effective Capacity	Forced Outage
	MW		MW	p.u.
St. Louis	10	6	60	0.25
Fort Victoria (New)	9	2	18	0.15
Fort Victoria (Old)	4	7	28	0.25
Nicolay	23	1	23	0.04
	23	1	23	0.04
	34	1	34	0.04
Fort George 1&2	24	2	48	0.05
Fort George 3,4&5	29	3	87	0.05
Hydro	10		10	0.01
Bagasse cum coal	---	---	---	0.15
GT (new)				0.03
CCGT (new)				0.03
Coal (new)				0.03

1. Service Life Diesel : 25 years
 GT : 20 years
 CCGT : 20 years
 Coal : 25 years
2. Forced Outage St. Louis : fixed
 Fort Victoria : fixed
 others : 1% increases by 5 years

Table 9.3 RETIREMENT PROGRAM

Year	Plant Name	Retired Capacity (MW)	
		Unit	Total
1995			
1996			
1997			
1998			
1999	St. Louis 3	10	10
2000	Fort Victoria 6	4	28
	Fort Victoria 5	4	
	St. Louis 1& 2	20	
2001	Fort Victoria 4	4	18
	Fort Victoria 7	4	
		10	
2002	Fort Victoria 8	4	8
	Fort Victoria 9	4	
2003	Fort Victoria 10	4	14
	St. Louis 4	10	
2004	St. Louis 5	10	10
2005	St. Louis 6	10	10
2006	Fort Victoria MAN 1	9	9
2007	Fort Victoria MAN 2	9	9

Table 9.4 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-1)

as of end Dec.

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34.0	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34.0	352.0	37.0	11.7
2002	344	50	GT*	8	2F.V.(4, 4)	428	50.0	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	GT*	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50.0	414.0	42.0	11.3
2004	402	150	CCGT	110	St.L.(10),2GT(50, 50)*	504	50.0	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	GT*	10	St.L.(10)	544	50.0	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	GT*	9	F.V.(9)	585	50.0	535.0	80.0	17.6
2007	485	150	CCGT	109	F.V.(9),2GT(50, 50)*	626	50.0	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	653	50.0	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	703	50.0	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	23	Nicolay(23)	753	50.0	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	780	50.0	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	830	50.0	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	880		880	50.0	830.0	119.0	16.7
2014	770	75	GT*	100	2GT(50, 50)*	955	75.0	880.0	110.0	14.3
2015	831	75	GT*	34	Nicolay(34)	996	75.0	921.0	90.0	10.8
2016	895	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,071	75.0	996.0	101.0	11.3
2017	963	200	2GT(75, 75)*, GT(50)	24	FG1(24)	1,247	75.0	1,172.0	209.0	21.7
2018	1,035	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,298	75.0	1,223.0	188.0	18.2
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,414	75.0	1,339.0	229.0	20.6
2020	1,191	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,489	75.0	1,414.0	223.0	18.7
2021	1,276	100	Coal(2*100)	29	FG3(29)	1,589	100.0	1,489.0	213.0	16.7
2022	1,367	150	GT(50), Coal(100)*			1,710	100.0	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)			1,810	100.0	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50), Coal(100)*			1,960	100.0	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*			2,060	100.0	1,960.0	280.0	16.7

Table 9.5 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-2)

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(c)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34.0	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34.0	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34.0	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34.0	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34.0	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34.0	352.0	37.0	11.7
2002	344	50	GT*	8	2F.V.(4, 4)	428	50.0	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	GT*	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50.0	414.0	42.0	11.3
2004	402	150	CCGT	110	St.L.(10), 2GT(50, 50)*	504	50.0	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	GT*	10	St.L.(10)	544	50.0	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	GT*	9	F.V.(9)	585	50.0	535.0	80.0	17.6
2007	485	150	CCGT	109	F.V.(9), 2GT(50, 50)*	626	50.0	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	* 653	50.0	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	703	50.0	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	23	Nicolay(23)	753	50.0	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	23	Nicolay(23)	780	50.0	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	830	50.0	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	880		880	50.0	830.0	119.0	16.7
2014	770	100	Coal(2*100)	980		980	100.0	880.0	110.0	14.3
2015	831	100	Coal*	1,046	34 Nicolay(34)	1,046	100.0	946.0	115.0	13.8
2016	895	75	GT	1,121		1,121	100.0	1,021.0	126.0	14.1
2017	963	125	GT(75)*, GT(50)	1,222	24 FG1(24)	1,222	100.0	1,122.0	159.0	16.5
2018	1,035	225	CCGT	1,273	174 FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,273	100.0	1,173.0	138.0	13.3
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	1,389	34 GT(34)	1,389	100.0	1,289.0	179.0	16.1
2020	1,191	225	CCGT	1,464	150 2GT(75, 75)*	1,464	100.0	1,364.0	173.0	14.5
2021	1,276	150	2GT(75, 75)*	1,614		1,614	100.0	1,514.0	238.0	18.7
2022	1,367	275	GT(50), CCGT(225)	1,710	179 FG3(29), 2GT(75, 75)*	1,710	100.0	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)	1,810		1,810	100.0	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50), Coal(100)*	1,960		1,960	100.0	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*	2,060		2,060	100.0	1,960.0	280.0	16.7

as of end Dec.

Table 9.6 POWER DEVELOPMENT PLAN (BASE CASE-3)

Year	Peak Demand Forecast (MW) (a)	Added		Retired or Transferred		Total Capacity (MW) (b)	Biggest Unit (MW) (c)	Available Capacity (MW) (d)=(b)-(e)	Margin	
		Capacity (MW)	Units	Capacity (MW)	Units				(e)=(d)-(a)	(%)
1996	222	29	FG3(29)			285	34	251.0	29.0	13.1
1997	241	15	Beau Champ(15), Bagasse Replace(3.5)*			300	34	266.0	25.0	10.4
1998	257	34	Bagasse Replace(9)* #GT(34)			334	34	300.0	43.0	16.7
1999	271	29	FG4	10	St.L.(10)	353	34	319.0	48.0	17.7
2000	288	40	Belle Vue	28	2F.V.(4, 4), 2St.L.(10,10)	365	34	331.0	43.0	14.9
2001	315	29	FG5	8	2F.V.(4, 4)	386	34	352.0	27.0	11.7
2002	344	50	Diesel	8	2F.V.(4, 4)	428	50	378.0	34.0	9.9
2003	372	50	Diesel	14	F.V.(4), St.L.(10)	464	50	414.0	42.0	11.3
2004	402	50	Diesel	10	St.L.(10)	504	50	454.0	52.0	12.9
2005	428	50	Diesel	10	St.L.(10)	544	50	494.0	66.0	15.4
2006	455	50	Diesel	9	F.V.(9)	585	50	535.0	80.0	17.6
2007	485	50	Diesel	9	F.V.(9)	626	50	576.0	91.0	18.8
2008	516	50	GT*	23	Nicolay(23)	653	50	603.0	87.0	16.9
2009	549	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	703	50	653.0	104.0	18.9
2010	584	150	CCGT	23	Nicolay(23)	753	50	703.0	119.0	20.4
2011	601	50	GT*	100	2GT(50, 50)*	780	50	730.0	129.0	21.5
2012	655	50	GT*	23	Nicolay(23)	830	50	780.0	125.0	19.1
2013	711	150	CCGT	100	2GT(50, 50)*	880	50	830.0	119.0	16.7
2014	770	75	GT*	34	Nicolay(34)	955	75	880.0	110.0	14.3
2015	831	75	GT*	150	2GT(75, 75)*	996	75	921.0	90.0	10.8
2016	895	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,071	75	996.0	101.0	11.3
2017	963	200	2GT(75, 75)*, GT(50)	24	FG1(24)	1,247	75	1,172.0	209.0	21.7
2018	1,035	225	CCGT	174	FG2(24), 2GT(75, 75)*	1,298	75	1,223.0	188.0	18.2
2019	1,110	150	2GT(75, 75)*	34	GT(34)	1,414	75	1,339.0	229.0	20.6
2020	1,191	225	CCGT	150	2GT(75, 75)*	1,489	75	1,414.0	223.0	18.7
2021	1,276	100	Coal(2*100)	29	FG3(29)	1,589	100	1,489.0	213.0	16.7
2022	1,367	150	GT(50), Coal(100)*			1,710	100	1,610.0	243.0	17.8
2023	1,465	100	Coal(3*100)			1,810	100	1,710.0	245.0	16.7
2024	1,569	150	GT(50), Coal(100)*			1,960	100	1,860.0	291.0	18.5
2025	1,680	100	Coal*			2,060	100	1,960.0	280.0	16.7

as of end Dec.

Table 9.7 POWER DEMAND AND SUPPLY IN 1998 (BASE CASE)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Fort George 1	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Fort George 3	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
St. Louis	50	50	50	50	60	50	50	50	50	50	50	50
Fort Victoria 1	28	28	28	28	28	28	24	24	24	24	24	24
Fort Victoria 2	9	9	18	18	18	18	9	18	18	18	18	18
Nicolay 1	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 2	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Nicolay 3	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Hydro	10	25	45	45	30	30	15	15	15	10	10	10
FUJEL	15	15	15	15	15	15	18	18	18	18	18	18
Medine							4	4	6	6	6	6
Riche en Eau							5	5	5	5	5	5
Union St. Aubin							5	5	5	5	5	5
Mon Desert Alma							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Mon Tresor Mon Desert							2	2	2	2	2	2
Mon Loiser							4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Beau Champ			15	15	15	15	12	12	12	12	12	15
Savannah							5	5	5	5	5	5
Other Bagasse							1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Total Supply Capacity (a)	269.0	284.0	276.0	284.0	284.0	289.0	316.1	301.1	303.1	288.1	317.1	292.0
Biggest Unit Capacity (b)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	29	34	34
Available Supply Capacity (c)=(a)-(b)	235.0	250.0	242.0	250.0	250.0	255.0	282.1	267.1	269.1	259.1	283.1	258.0
Peak Demand (d)	230.9	234.4	237.9	242.6	239.1	236.9	236.7	238.2	238.8	242.0	249.5	246.6
Spinning Reserve (5%) (e)	11.5	11.7	11.9	12.1	12.0	11.8	11.8	11.9	11.9	12.1	12.5	12.3
Total Demand (f)=(d)+(e)	242.4	246.1	249.8	254.7	251.1	248.7	248.5	250.1	250.7	254.1	262.0	258.9
Margin (g)=(c)-(f)	-7.4	3.9	-7.8	-4.7	-1.1	6.3	33.6	17.0	18.4	5.0	21.1	-0.9
Margin (%) (g)/(d)	-3.2	1.7	-3.3	-1.9	-0.4	2.6	14.2	7.1	7.7	2.1	8.5	-0.4

Unit : MW

Table 9.8 SHORT TERM TRANSMISSION PLANNING

SCENARIO-1

NO	PROJECT	FOREIGN COSTS IN US\$ 1000			1994	ENGINEERING 5%	TOTAL COST COSTS IN 1994 PRICES			PHASING					TOTAL 1995-2000
		FOREIGN	LOCAL	TOTAL			TOTAL	FOREIGN	LOCAL	TOTAL	96	97	98	99	
1	132KV OH LINE NOCOLAY/L'AVENIR/WOOTON 19.5KM	1180	247	1738	87	1825	1239	0	1825	1825	0	0	0	0	1825
2	132KV OH LINE L'AVENIR/AMOURY 15KM	907	190	1337	67	1404	952	0	1404	1404	0	0	0	0	1404
3	132KV TRANSFORMERS ROSE HILL	815	215	1200	60	1260	856	226	1260	0	179	0	0	0	0
4	66KV OH LINE NICOLAY-MONT CHOIS 18KM	1089	228	1605	80	1685	1143	0	1685	0	0	0	0	0	0
5	66/132KV SUBSTATION NICOLAY	5225	1742	10450	550	11000	5486	1829	11000	5500	5500	5500	5500	5500	11000
6	132KV SUBSTATION L'AVENIR	2195	732	4389	231	4620	2304	768	4620	2310	2310	2310	2310	2310	4620
7	66/132KV SUBSTATION WOOTON	732	732	697	37	734	366	122	734	367	367	367	367	367	734
8	132/66KV SUBSTATION AMOURY	1164	388	2328	123	2450	1222	407	2450	1225	1225	1225	1225	1225	2450
9	132KV SUBSTATION ST. LOUIS	118	39	236	12	248	124	41	248	124	124	124	124	124	248
10	132KV SUBSTATION ROSE HILL	118	39	236	12	248	124	41	248	124	124	124	124	124	248
11	132KV OH LINE ST. LOUIS/ROSE HILL 7.5KM	454	95	669	33	702	477	0	702	702	702	702	702	702	702
12	132KV OH LINE ROSE HILL/WOOTON 10KM	605	126	891	45	936	635	0	936	936	936	936	936	936	936
13	66KV OH LINE /CABLE WOOTON/HENRIETTA	160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	66KV OH LINE BELLE VUE/MONT CHOIS 5KM	140	35	215	11	226	147	0	226	147	147	147	147	147	226
15	66KV OH LINE HENRIETTA/CHAMAREL 15KM	420	105	645	32	677	441	0	677	441	441	441	441	441	677
17															
	CAPITAL COST									0	9650	12879	1638	0	24167
	MAINTENANCE									0	193	450.58	483.34	483.34	
	SYSTEM LOSSES									492	578	670	782	918	
	TOTAL									492	10421	14000	2903	1401	
	NPV IN MILLION US\$					21.35									

Table 9.9 DISTRIBUTED FORECAST OF EVENING PEAK LOADS, 1995-1999

YEAR	Feb-95	MVA	PEAK 95	MVA	PEAK 96	MVA	PEAK 97	MVA	PEAK 98	MVA	PEAK 99	MVA
BELLE VUE	853	33	925	36	1000	39	1070	41	1140	44	1220	47
BELLE VUE-2												
AMOURY												
GOODLANDS												
FUEL	494	19	555	21	555	21	610	24	665	26	720	28
FUEL-2												
FERNEY	488	19	557	22	626	24	695	27	764	30	833	32
WOOTON	767	30	829	32	891	34	953	37	1015	39	1077	42
FLOREAL												
ROSE HILL	432	17	492	19	534	21	576	22	618	24	660	25
CANDOS												
HENRIETTA	544	21	600	23	650	25	700	27	755	29	810	31
COMBO												
CHAUMIERE	583	23	647	25	709	27	771	30	833	32	895	35
PALMA												
ST. LOUIS	506	20	528	20	546	21	565	22	585	23	606	23
PORT LOUIS												
FT. GEORGE												
NICOLAY	727	28	810	31	890	34	960	37	1030	40	1110	43
ARSENAL												
TOTAL FEEDERS	5394		5943		6401		6900		7405		7931	
MVA	208	208	230	230	247	247	267	267	286	286	306	306
MW LOAD	177		195		210		227		243		260	

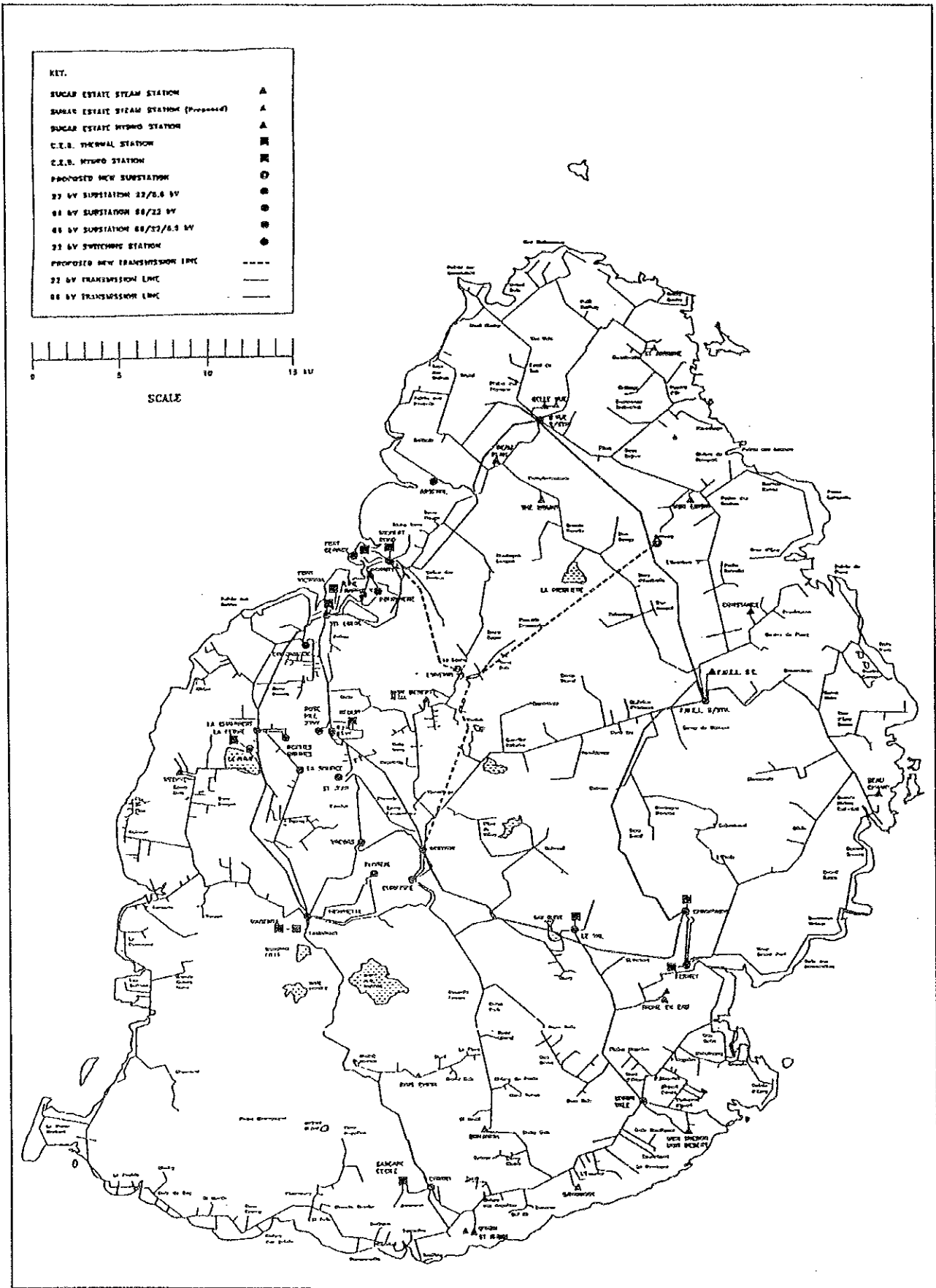


Figure 9.1 EXISTING TRANSMISSION LINE & PROPOSED NEW TRANSMISSION LINE (2000)

(6) 各代替案の総費用積算結果

需要基本ケースに対する3件の供給計画 (I-1, II-1, III-1 CASE)および高需要ケースに対する3件の供給計画 (I-2, II-2, III-2 CASE)につき、それぞれの投資費用、操業費用を財務、経済の2通り算出した（結果詳細は本編参照のこと）。

(7) 総費用の現在価値と最低投資費用ケースの選定

- 1) それぞれのケースにおける逐年総費用を下記の割引率を用いて現在価値を算出し結果は Table 9.10 および Figure 9.2~9.5 の通りである。この結果より、仮に割引率を 12.5%と固定した場合は、基本ケースでは財務的費用、経済的費用ともシナリオ-1 が最小費用ケースであり、高需要ケースでは財務費用的にはシナリオ-1 が最小費用ケースとなるが、経済的費用ではシナリオ-1 とシナリオ-3 のケースが微妙な差になっており最小費用ケースの判定は微妙である。併し、何れのケースにおいても、シナリオ-2 は最小費用ケースにはならない。
- 2) 基本ケースにおける順位逆転は経済費用におけるシナリオ-1 とシナリオ-3 が、割引率 11.43%を境に、低い割引率ではシナリオ-3 が、高い割引率ではシナリオ-1 が最小費用ケースとなる。
- 3) 高需要ケースにおける順位は、割引率の上昇に従って財務費用、経済費用共にシナリオ-3 からシナリオ-1 へと順位が入れ替わる。それぞれ順位入れ替わりの分岐点は、財務的費用では 4.86%、経済的費用では 11.43%である。
- 4) 適用すべき妥当な割引率としては、現行の金融事情から勘案して、CEB による投資（政府機関）の場合は 16%程度、BOT、BOO、等の民間投資の場合は 21%程度と考えられる。

(8) 結論

本検討の結果、基本ケースおよび高需要ケースにおける最小費用ケースは、何れもシナリオ-1 のケースである。

Table 9.10 ANALYTICAL STUDY ON THE PRESENT VALUE OF TOTAL COST OF THE CASES

(1) COMPARISON OF CALCULATED PRESENT VALUE

Discount Rate :	0.00%	2.50%	5.00%	7.50%	10.00%	12.50%	15.00%	17.50%	20.00%	22.50%	25.00%	27.50%	30.00%
Base Case													
Financial													
I-1	9,814	6,073	3,876	2,578	1,787	1,288	963	746	596	489	411	353	309
II-1	11,348	6,937	4,413	2,921	2,011	1,438	1,066	817	646	525	438	373	324
III-1	9,984	6,140	3,939	2,638	1,842	1,339	1,010	789	635	525	444	384	337
Economic													
I-1	7,990	4,902	3,135	2,090	1,453	1,050	789	613	492	406	343	296	260
II-1	9,206	5,636	3,592	2,383	1,645	1,180	878	676	536	438	366	313	273
III-1	7,858	4,838	3,110	2,088	1,464	1,069	811	637	516	429	366	318	281
High Case													
Financial													
I-2	11,775	7,173	4,555	3,017	2,063	1,498	1,118	865	690	566	475	408	356
II-2	11,749	7,173	4,567	3,033	2,100	1,513	1,132	876	699	573	481	412	360
III-2	11,694	7,142	4,557	3,039	2,117	1,537	1,160	907	731	606	513	444	390
Economic													
I-2	9,552	5,825	3,704	2,457	1,701	1,226	918	713	571	470	396	342	299
II-2	9,512	5,816	3,710	2,470	1,715	1,239	930	723	579	477	402	346	303
III-2	9,271	5,665	3,619	2,419	1,690	1,232	935	735	596	496	423	363	325

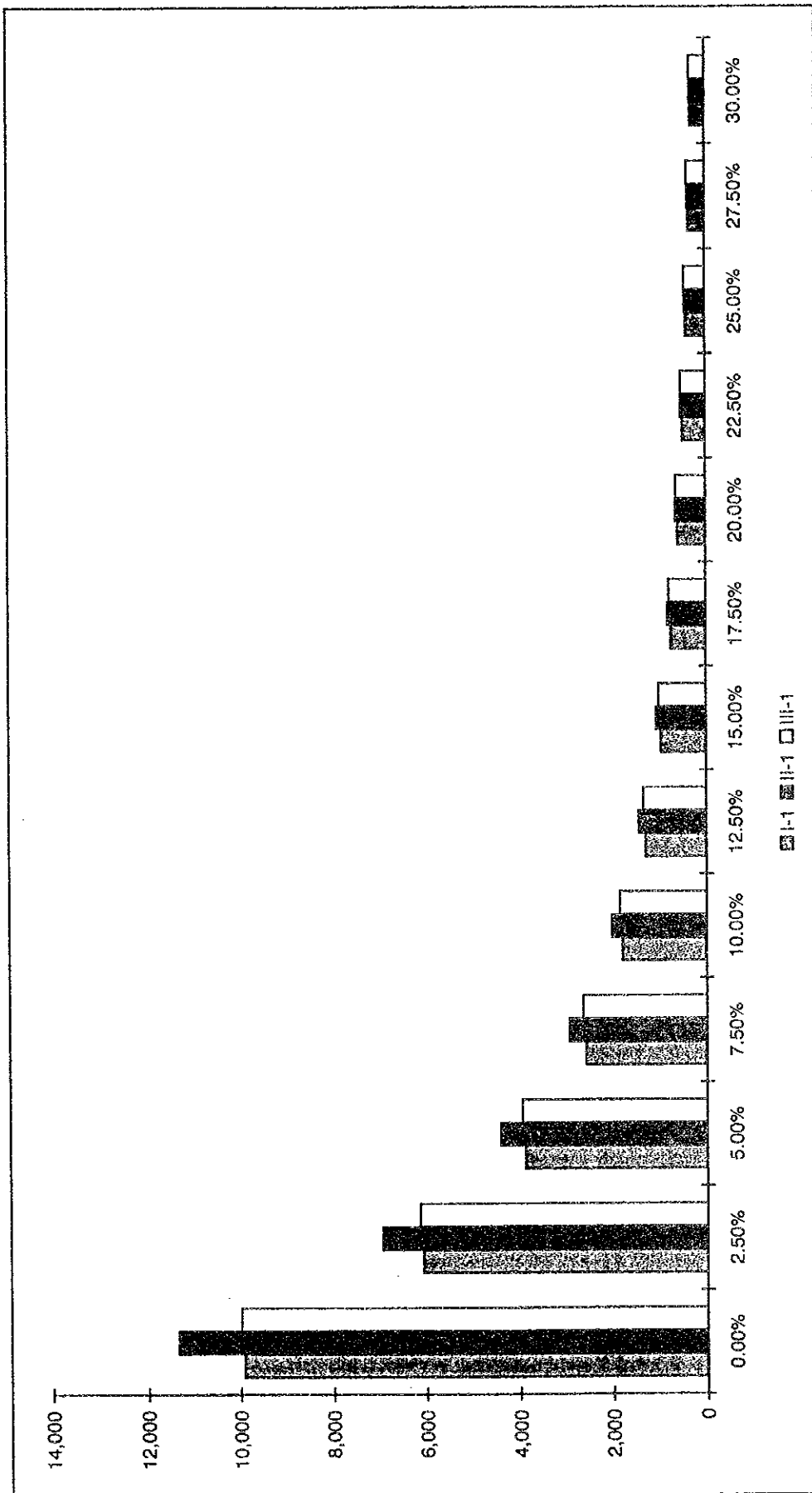


Figure 9.2 COMPARISON OF CALCULATED PRESENT VALUE - BASE CASE FINANCIAL

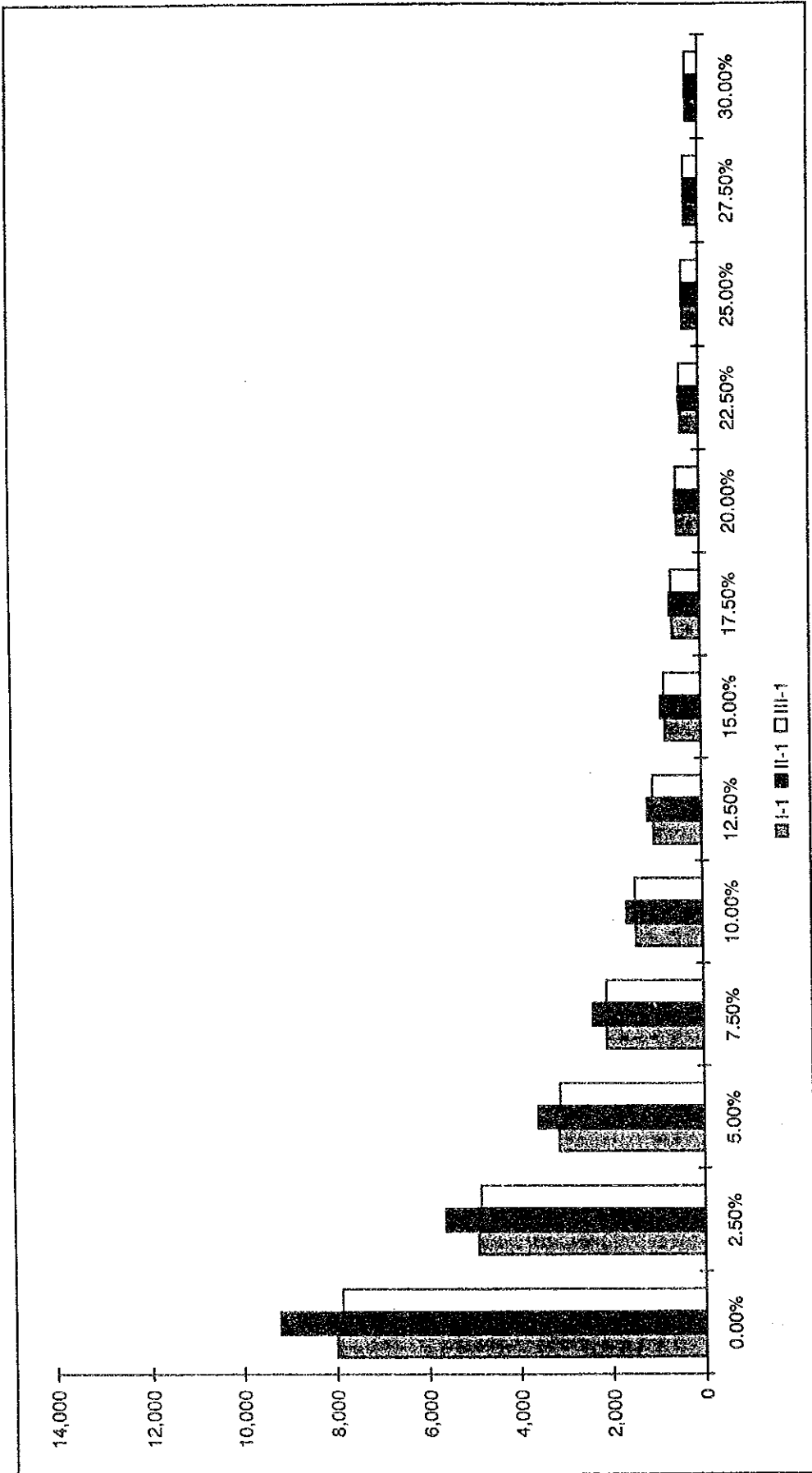


Figure 9.3 COMPARISON OF CALCULATED PRESENT VALUE - BASE CASE ECONOMIC

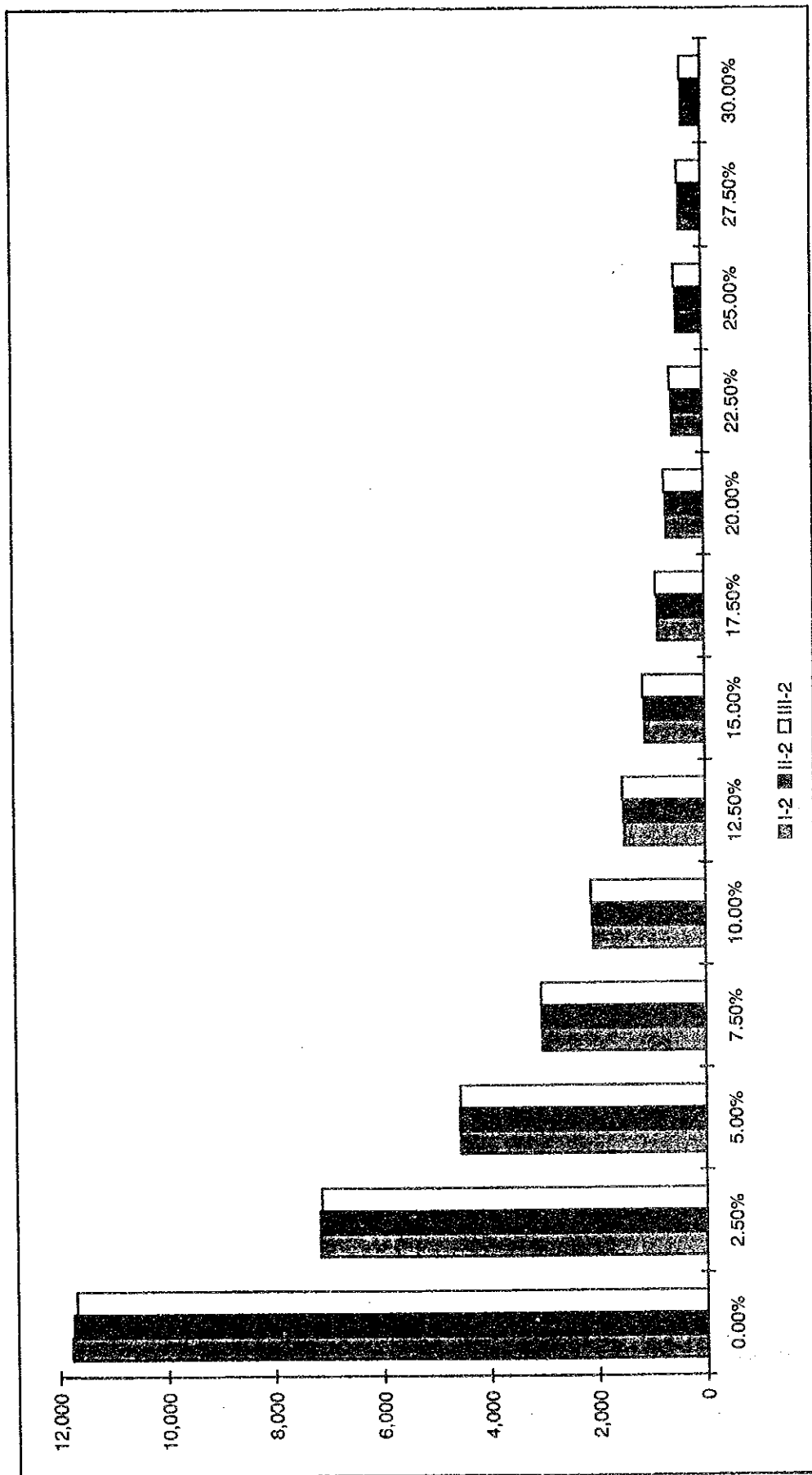


Figure 9.4 COMPARISON OF CALCULATED PRESENT VALUE - HIGH CASE FINANCIAL

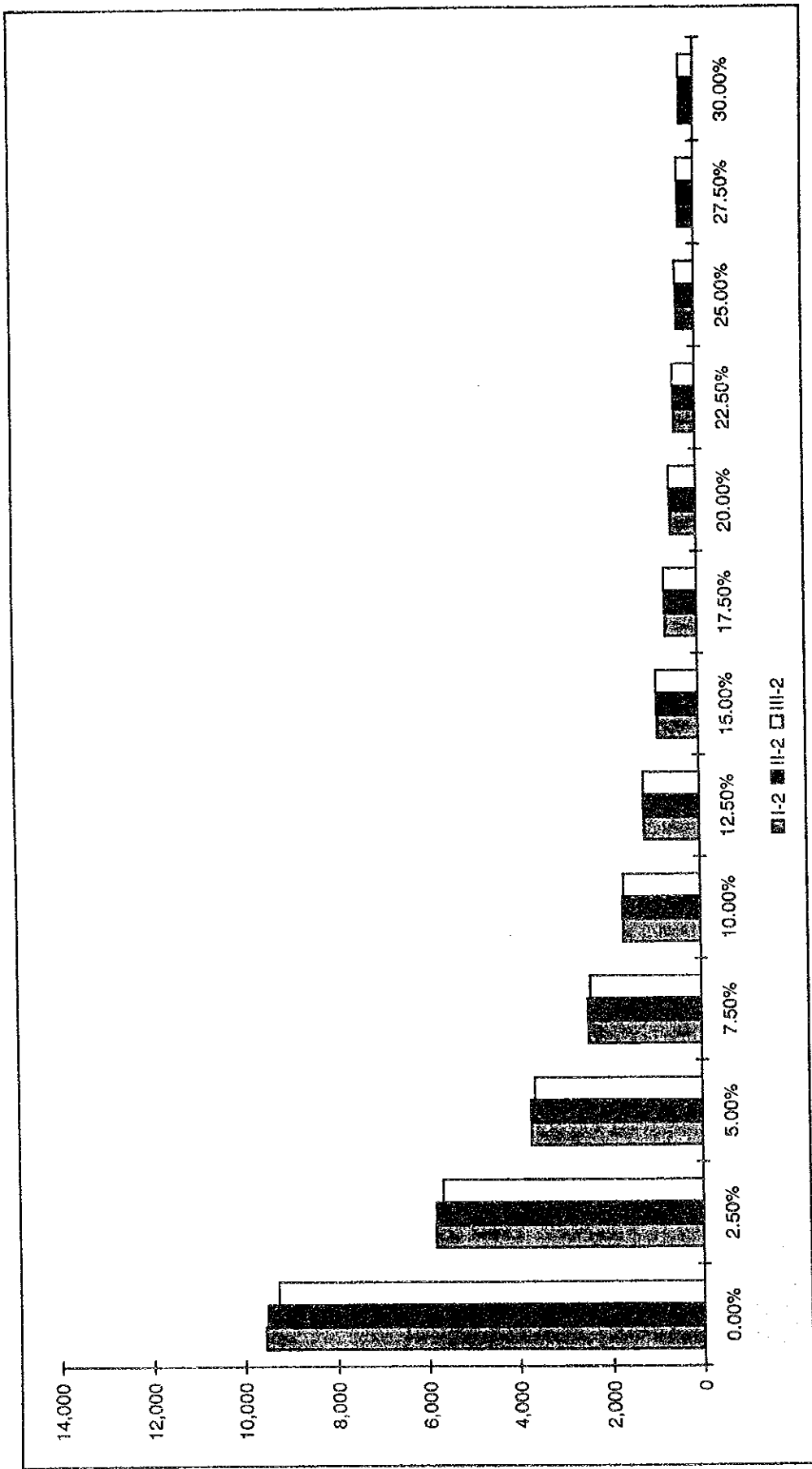


Figure 9.5 COMPARISON OF CALCULATED PRESENT VALUE - HIGH CASE ECONOMIC

ベストミックス

比較優位のある電源設備を取り込んだ長期計画シナリオ（案）について経済的な評価を前章（9.4章）において行っている。結果として、当面 GT と CCGT で対応し、2021 年より石炭火力を投入するシナリオ 1（ベースケース）が最も経済的な案といえる。ベースケースのシナリオ 1 に基づいて作成した 2000 年、2010 年および 2025 年の TPES を Table 9.11 に示す。なお、バガスについて精糖工場での自家消費分は除外されている。また、太陽光など新エネルギーの供給については 2025 年までに実用化の可能性はあるものの、量的にどの程度の比重を占めるかについては予測が困難なことから、この表からは除外されている。しかし、モーリシャスにおけるエネルギー最適化のシナリオを考えた場合、将来的（2020～2025 年）には新エネルギー源によって供給全体の 10%を賄えることが理想的ではあろう。

エネルギーバランス的に 2010 年までは家庭用燃料（熱源）として LPG への代替化が進み、ケロシン、Fuel wood が減少を見せる。バガスについては砂糖黍の生産量が伸びる見込みがないことから、全体の中での比率としては下がるものの、絶対量はほぼ横這い状況が続ける。その他のエネルギー源はほぼ現在の延長線上にあると言える。エネルギーバランスが大きく変化するのには石炭専焼火力発電を導入した後である。これは重油についても言えることであるが、将来の急激な電力需要にあわせ、その投入エネルギーを何にするかによって TPES の構成が大きく変わってくることとなる。

Table 9.11 ESTIMATED TOTAL PRIMARY ENERGY SUPPLY

Year	Coal	Gasoline	Diesel	Kerosene	Fuel Oil	LPG	Fuel Wood	Charcoal	Hydro	Bagasse	Total
2000	59,133 6.40%	115,210 12.47%	158,796 17.18%	38,743 4.19%	286,027 30.95%	53,395 5.78%	1,792 0.19%	421 0.05%	11,180 1.21%	61,384 6.64%	924,137 100%
2010	109,734 7.08%	197,233 12.73%	191,754 12.38%	32,938 2.13%	668,793 43.16%	90,911 5.87%	192 0.01%	313 0.02%	11,180 0.72%	78,137 5.04%	1,549,474 100%
2025	2,252,877 49.29%	352,393 7.71%	264,991 5.80%	32,265 0.71%	1,049,930 22.97%	227,410 4.98%	7 0.00%	300 0.01%	1,180 0.03%	162,440 3.55%	4,570,288 100%

Note: Excluding a jet fuel, own use portion of a bagasse and new energy.

Source: JICA Study Team

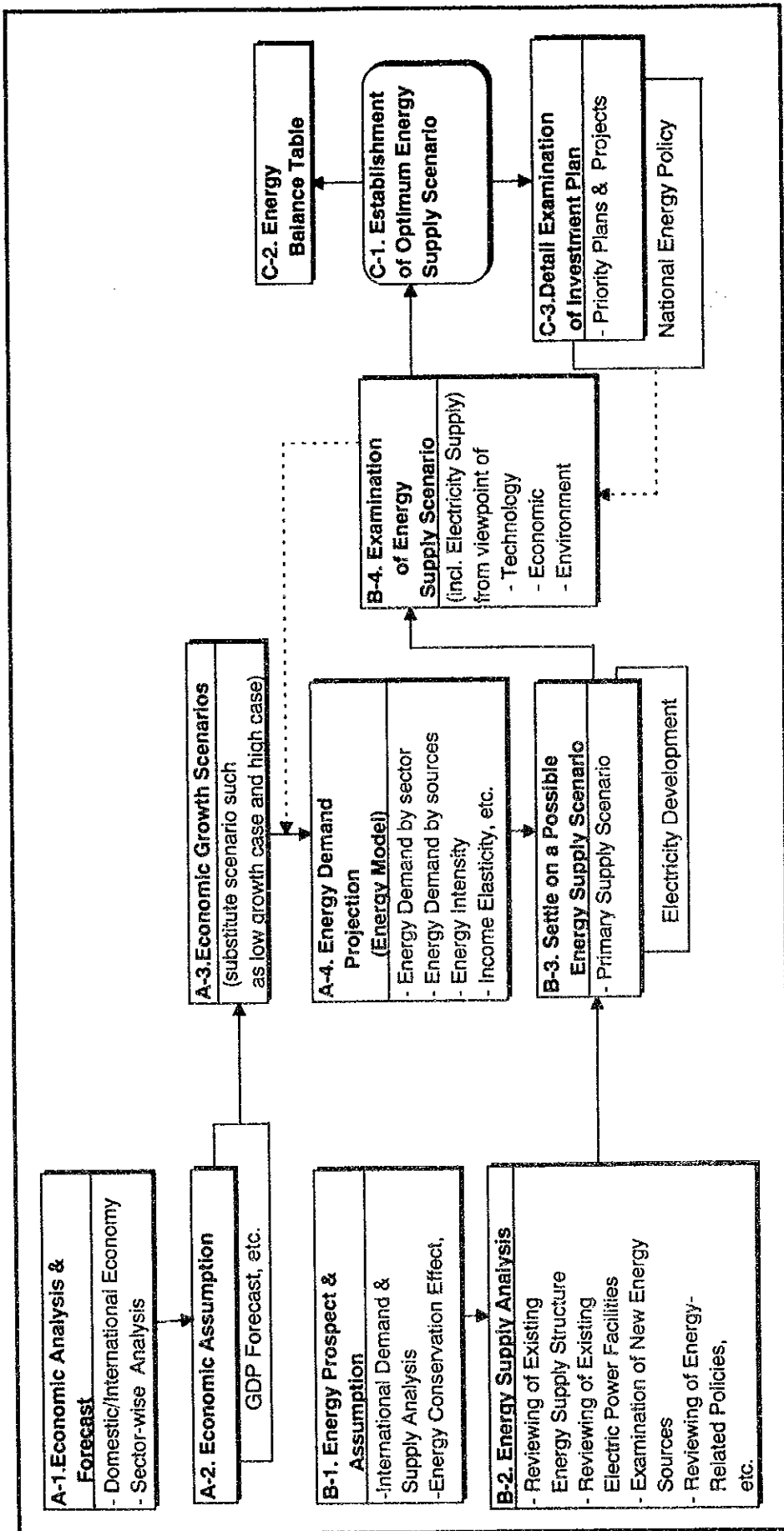


Figure 9.6 CONCEPTUAL WORK FLOW FOR MAKING AN OPTIMUM ENERGY SUPPLY SCENARIO

JICA