

マダガスカル共和国

アンデカレカ水力発電開発計画

調査報告書

1975年3月

国際協力事業団

マダガスカル共和国

アンデカレカ水力発電開発計画

調査報告書



1975年3月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 3. 22	409
登録No. 01433	64.3 MP

はしがき

日本政府は、マダガスカル共和国政府の要請に基づき、同共和国の中部を東に流れインド洋に注ぐポイトラ川中流のアンデカレカ水力発電計画フィージビリティ調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。本計画は同共和国の鉱工業特に電力関連産業の振興を計り経済発展に寄与すると思慮されるものである。

国際協力事業団は、新日本技術コンサルタント山田直明氏を団長とする7名の専門家からなる調査団を編成し、1974年8月29日より10月13日(46日間)まで現地派遣した。

調査団は、ポイトラ川中流の水力発電計画地域、送電線路、電力需要地域、フェロクロム精錬事業計画地域の現地調査作業を実施するとともに、これらに関連する資料の収集を行なった。帰国後、国内作業を行ない報告書を取りまとめた。本報告書には、アンデカレカ地点を2段階に開発し、その発生電力はモラマンガ地域に計画するフェロクロム工場および首都タナナリブに送電することが提案されている。

本報告書の提出にあたり、これがマダガスカル共和国政府の水力開発および電力関連産業の振興ひいては同国経済の発展に寄与するとともに、同国と我が国の友好親善の推進に役立つことを切望する。

終りに、本調査の任に当られた団員各位の労をねぎらうと共に、調査に協力されたマダガスカル共和国政府関係者、在マダガスカル共和国日本大使館関係各位ならびに調査団派遣について御支援いただいた外務省、通産省に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1975年 3月

国際協力事業団

総裁 法眼 晋作

伝 達 状

国際協力事業団

総裁 法眼 晋作殿

ここに、マダガスカル共和国アンデカレカ水力発電計画のフィージビリティ調査に関する報告書を提出致します。

この報告書は、日本政府の実施機関である国際協力事業団の委託をうけて、(株)新日本技術コンサルタントが作成したものであります。

現地調査団は、(株)新日本技術コンサルタントの山田直明を団長とする7名により構成され、1974年8月29日より同年10月13日まで、マダガスカル共和国に派遣されました。

現地においては、関係機関の協力のもとに、首都タナナリブおよびその周辺地域の需要に関する調査、水力発電計画地点およびフェロクロム事業計画地点ならびにそれらの関連地域の調査が実施されました。

調査団は帰国後、現地において収集した資料や現地調査の結果に基づき、電力需要想定、フェロクロム精錬計画、アンデカレカ水力発電の予備設計、工事費積算、経済評価、資金計画等の作業を実施し、報告書としてとりまとめました。

フェロクロム精錬計画は、経済的見地ならびに主要資源の調達面などを配慮した上で、最も安定した事業規模として、まず年産25,000トンの容量をもつプラントを設置し、標準的操作が可能となる5年後にさらに25,000トン容量のプラントを増設することが最適と判断しました。

水力発電計画地点の開発としては、当地点で得られる総落差の利用方法により1段階開発、2段階開発の両案が考えられましたが、需要の伸び、財政上の点等から両案の比較検討を行ない、2段階開発が有利と判断しました。

アンデカレカ水力発電計画の最終規模は106.4MWとなり、その内訳は第1発電所70.4MW、第2発電所36.0MWとなっておりますが、その実施に当っては、需要の伸び等を考慮し次の3段階の開発が適当と考えます。

すなわち、

第1期工事……第1発電所(出力35.2MW)

第2期工事……第1発電所(出力70.4MW)

第3期工事……第2発電所(出力36.0MW)

本報告書の提出にあたり、マダガスカル共和国政府関係機関の各位が、調査団に与えられた多大の御協力に対し、衷心より感謝致します。

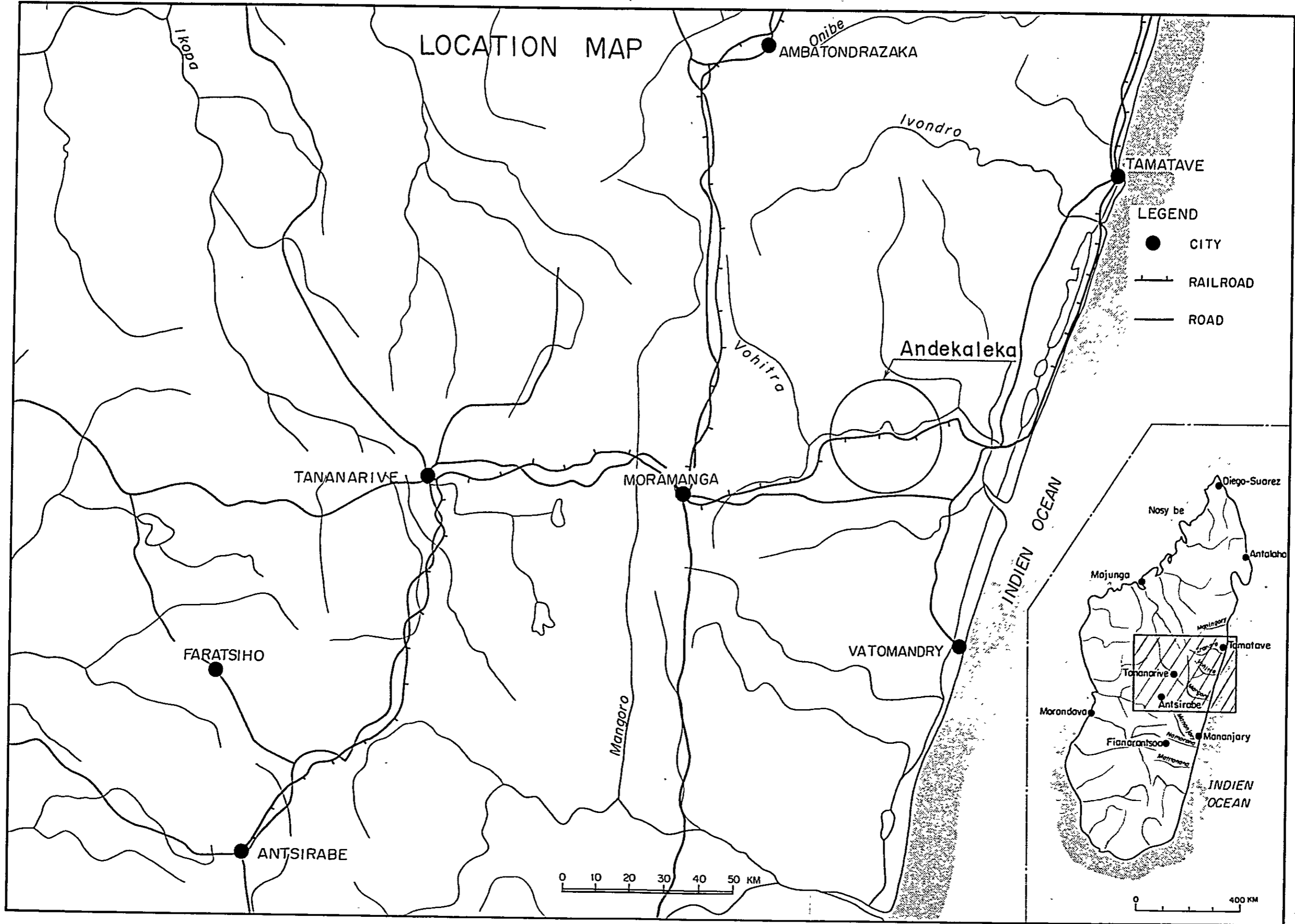
本計画の実現がモラマンガ地域、タナナリブ地域の工業化を促進し、ひいてはマダガスカル共和国の経済発展に貢献するものとなるより、心から願うものであります。

1975年 3月

(株)新日本技術コンサルタント

取締役社長 松本 栄 治

LOCATION MAP





**Andekaleka NO. 1 Power Station's Intake Dam and Intake Site
(A-zone)**



**NO.1 Power Station's Outlet, NO.2 Power Station's Intake
and Intake Dam Site (B-zone)**



**NO.2 Power Station's Outlet Site
(C-zone)**

目 次

第1章	序 説	
1.1	経 緯	1
1.2	目 的	1
1.3	調 査	2
1.4	資 料	3
1.5	謝 辞	3
第2章	要約と提案	
2.1	要 約	5
2.2	提 案	10
第3章	電力需要想定	
3.1	マダガスカル共和国の電力事情	15
3.2	関連地域における電力需給	17
3.3	電力需要想定	18
3.4	電力需給計画	20
第4章	フェロクロム精錬設備開発計画の検討	47
4.1	フェロクロム精錬計画の経緯	47
4.2	フェロクロム精錬プラントの検討	47
4.3	フェロクロムとその精錬に要する原料	49
4.4	フェロクロム精錬プラント開発計画に関する経済性の検討	50
4.5	フェロクロム精錬事業の効果と世界市況	52
4.6	フェロクロム事業の今後の問題	53
第5章	アンデカレカ水力開発計画の方向性	
5.1	アンデカレカ地点の概要	75
5.2	水文および地質	76
5.3	開発規模の検討	94
5.4	開発計画案とその比較	94
5.5	開発案の選択	97
第6章	経済検討	
6.1	経済検討の方法	113
6.2	現在価値の比較	113
6.3	各案の便益と内部収益率	113
6.4	財務上の検討	113

6.5	経済検討の結論	114
第7章	アンデカレカ地点の最適開発計画	
7.1	開発計画の要旨	121
7.2	アンデカレカ第1発電所	122
7.3	アンデカレカ第2発電所	124
7.4	アンデカレカ第1, 第2発電所電気設備	125
7.5	送変電設備および通信設備	127
第8章	施工計画および工程	
8.1	施工計画	139
8.2	工事工程	141
第9章	建設費および発電原価	
9.1	建設費	145
9.2	発電原価	146
第10章	資金計画	
10.1	所要資金	153
10.2	資金調達	153
10.3	資金返済能力	154
第11章	アンデカレカ水力発電計画の実施に必要な諸施策	
11.1	本工事着工までの諸問題	161
11.2	建設中における施策	161
11.3	施設運用上の施策	162
付 録		A-1

付 表 一 覧 表

表-1.	1	アンデカレカ水力発電開発計画調査団日程表	4
表-2.	1	アンデカレカ水力発電開発計画全体工程表	12
表-3.	1	国内総生産	24
表-3.	2	貿易収支	24
表-3.	3	主要商品輸入	24
表-3.	4	主要商品輸出	25
表-3.	5	民族企業の比率	25
表-3.	6	家内企業収入	25
表-3.	7	政府経済計画（生産）	26
表-3.	8	政府経済計画（分配）	26
表-3.	9	政府経済計画（消費）	26
表-3.	10	電力消費量	26
表-3.	11	発電設備（全国）	27
表-3.	12	発電電力量	27
表-3.	13	電気事業者の概要	27
表-3.	14	発電設備（主要地区）	28
表-3.	15	送変電および配電設備	28
表-3.	16	販売電力量と収入（1973年）	29
表-3.	17	主要地区電気料金表	29
表-3.	18	最大電力需要（発電端）	30
表-3.	19	電力量需要（発電端）	30
表-3.	20	販売電力量（一般需要）	31
表-3.	21	供給種別ごと需要想定	32
表-3.	22	(1)大口需要家一覧表	32
表-3.	22	(2)大口需要家一覧表	33
表-3.	23	フェロクロム生産の所要電力および電力量	33
表-3.	24	需要想定（現実案）	34
表-3.	25	需要想定（最大）	34
表-3.	26	水力発電所可能発生出力	35
表-3.	27	汽力発電所可能発生出力	35
表-3.	28	アンデカレカ月別流量特性	36
表-3.	29	アンデカレカシリーズ・パラレル折半流量	37

表-3.30	アンデカレカ最濁水年流況	37
表-4.1	フェロクロム工場候補地点比較表	54
表-4.2	設備容量諸元表	55
表-4.3	フェロクロム生産量と電力消費量	55
表-4.4	概算建設費	56
表-4.5	フェロクロムの化学成分	58
表-4.6	フェロクロムの化学成分と組成	59
表-4.7	電力消費計画	60
表-4.8	フェロクロム1トン当りの原料消費量	61
表-4.9	フェロクロム1トン当りの年間原料消費量	62
表-4.10	技術補助員リスト	63
表-4.11	業務訓練員リスト	63
表-4.12	標準生産原価	64
表-4.13	損益勘定	64
表-4.14	年別損益勘定	65
表-4.15	市場価格	65
表-5.1	確率年一洪水量	77
表-5.2	発電制限水位	77
表-5.3	石英片麻岩と角閃片麻岩の比較表	78
表-5.4	鉄道線路沿いの露頭の地質および岩質の状態	88
表-5.5	建設単価比較表	94
表-5.6	計画案の諸元表	99
表-5.7	計画案の建設費	99
表-6.1	内部収益率	115
表-6.2	年度別所要資金の比較	115
表-6.3	キャッシュフロー	116
表-7.1	アンデカレカ第一発電所諸元表	129
表-7.2	アンデカレカ第二発電所諸元表	131
表-8.1	アンデカレカ第一発電所工事工程表	142
表-8.2	アンデカレカ第二発電所工事工程表	143
表-9.1	アンデカレカ第一発電所建設費	147
表-9.2	アンデカレカ第二発電所建設費	148
表-9.3	調整池建設費	149
表-9.4	送変電設備建設費	149

表-9.5	建設費単価	150
表-9.6	材料単価	150
表-9.7	年度別建設費	151
表-10.1	初年度原価	156
表-10.2	耐用年数期間平均原価	156
表-10.3	当初5年平均原価	157
表-10.4	原価配分(5年平均)	157
表-10.5	原価配分(ケース4)	158
表-10.6	原価配分(送変電設備)	159
表-10.7	キャッシュフロー	160
表-10.8	平水年および洪水年発電電力量	161

付 図 一 覧 表

図-2.	1	最大電力需要（現実案）	13
図-2.	2	電力量需要（「」）	14
図-3.	1	S.E.M供給区域	38
図-3.	2	S.M.E.E供給区域	39
図-3.	3	S.E.M連係系統設備図	40
図-3.	4	S.E.M連係系統模式図	41
図-3.	5	日負荷曲線	42
図-3.	6	需要計画フローチャート	43
図-3.	7	月別最大電力	44
図-3.	8-(1)	発電設備投入計画図（現実案）	44
図-3.	8-(2)	発電設備投入計画図（最大）	45
図-3.	8-(3)	発電設備投入計画図（最小）	45
図-4.	1	フェロクロム工場の地理的關係	66
図-4.	2	フェロクロム工場候補地	67
図-4.	3	フェロクロム工場位置図	68
図-4.	4	フェロクロム工場配置図	69
図-4.	5	電気炉断面図	70
図-4.	6	フェロクロム生産フローシート	71
図-4.	7	フェロクロム生産フローチャート	72
図-4.	8	市場価格と生産原価	73
図-5.	1	ボイトラ川河川縦断面図	100
図-5.	2	E.D.F計画案	101
図-5.	3	NEWJEC計画案（1段案）	102
図-5.	4	NEWJEC計画案（2段案）	103
図-5.	5	雨量観測所および流量観測所配置図	104
図-5.	6	月別平均流量図	105
図-5.	7	流況図	106
図-5.	8	水位-流量図	106
図-5.	9	シュミット網（片理面）	107
図-5.	10	シュミット網（節理面）	108
図-5.	11	水路経過地点基盤の走向傾斜	109
図-5.	12	開発計画地点概要図	111

図-6. 1	現在価値の比較(最小)	117
図-6. 2	現在価値の比較(最大)	118
図-6. 3	現在価値の比較(現実案)	119
図-7. 1	最大電力需要と可能発生出力	133
図-7. 2	電力量需要と発生電力量	134
図-7. 3	鉄塔図	135
図-7. 4	送電線ルート図	136
図-7. 5	変電所および開閉所レイアウト	137
図-7. 6	単線結線図	138

LIST OF APPENDICES

Table -A. 3. 1	Demand Forecast for Most Probable Case in Public Sector ..	A- 1
-A. 3. 2	Peak Balance (1-0-B)	A- 1
-A. 3. 3	Peak Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 2
-A. 3. 4	Energy Balance (1-0-B)	A- 3
-A. 3. 5	Energy Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 3
-A. 3. 6	Demand Forecast for Maximum Case in Public Sector	A- 4
-A. 3. 7	Peak Balance (1-0-B)	A- 4
-A. 3. 8	Peak Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 5
-A. 3. 9	Energy Balance (1-0-B)	A- 5
-A. 3. 10	Energy Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 6
-A. 3. 11	Demand Forecast for Minimum Case in Public Sector	A- 6
-A. 3. 12	Peak Balance (1-0-B)	A- 7
-A. 3. 13	Peak Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 7
-A. 3. 14	Energy Balance (1-0-B)	A- 8
-A. 3. 15	Energy Balance (2-1-A & 2-2-A)	A- 9
Table -A. 4. 1-(1)	Repayment Schedule	A-10
- (2)	Repayment Schedule	A-11
- (3)	Repayment Schedule	A-12
- (4)	Repayment Schedule	A-13
- (5)	Repayment Schedule	A-14
-A. 4. 2	Production Cost (Standard Condition)	A-14
-A. 4. 3	List of Personnel by Job Classifications	A-15
Fig. -A. 4. 1	Unit Power Price and Profit per Ton of Ferrochrome	A-16
Table -A. 5. 1	Rainfall Observatories and Observation Period	A-17
-A. 5. 2	Monthly Total Rainfall	A-25
-A. 5. 3	Maximum 24 Hours Rainfall	A-26
-A. 5. 4	Monthly Average Discharge	A-26
-A. 5. 5	Daily Average Discharge	A-27
-A. 5. 6	Maximum-Minimum Temperature	A-38

Table -A. 6. 1-(1)	Economic Comparison Table	A-39
- (2)	Internal Rate of Return	A-40
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-40
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-41
- (5)	Repayment Schedule	A-42
- (6)	Income Statement	A-43
- (7)	Cash Flow	A-44
Table -A. 6. 2-(1)	Economic Comparison Table	A-45
- (2)	Internal Rate of Return	A-46
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-46
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-47
- (5)	Repayment Schedule	A-48
- (6)	Income Statement	A-49
- (7)	Cash Flow	A-50
Table -A. 6. 3-(1)	Economic Comparison Table	A-51
- (2)	Internal Rate of Return	A-52
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-52
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-53
- (5)	Repayment Schedule	A-54
- (6)	Income Statement	A-55
- (7)	Cash Flow	A-56
Table -A. 6. 4-(1)	Economic Comparison Table	A-57
- (2)	Internal Rate of Return	A-58
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-58
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-59
- (5)	Repayment Schedule	A-60
- (6)	Income Statement	A-61
- (7)	Cash Flow	A-62

Table -A. 6. 5-(1)	Economic Comparison Table	A-63
- (2)	Internal Rate of Return	A-64
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-64
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-65
- (5)	Repayment Schedule	A-66
- (6)	Income Statement	A-67
- (7)	Cash Flow	A-68
Table -A. 6. 6-(1)	Economic Comparison Table	A-69
- (2)	Internal Rate of Return	A-70
- (3)	Present Value at Each Discount Rate	A-70
- (4)	Expenses for Diesel Plant	A-71
- (5)	Repayment Schedule	A-72
- (6)	Income Statement	A-73
- (7)	Cash Flow	A-74

LIST OF DRAWINGS

ANDEKALEKA POWER PLANT

1-0-A-01	1-0-A POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
1-0-A-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
1-0-B-01	1-0-B POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
1-0-B-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
2-1-A-01	2-1-A POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
2-1-A-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
2-1-B-01	2-1-B POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
2-1-B-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
2-2-A-01	2-2-A POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
2-2-A-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
2-2-B-01	2-2-B POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
2-2-B-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)
2-2-C-01	2-2-C POWER PLANT	(GENERAL PLAN)
2-2-C-02	"	(PROFILE & TYPICAL SECTION)

ANDEKALEKA NO.1 POWER PLANT

1-01	INTAKE DAM	(PLAN)
1-02	"	(PROFILE & SECTION)
1-03	INTAKE	(PLAN & SECTION)
1-04	POWER STATION AREA	(PLAN)
1-05	POWER STATION	(PLAN-1)
1-06	"	(PLAN-2 & SECTION)
1-07	OUTLET	(PLAN & SECTION)
1-08	SWITCHYARD	(PLAN & SECTION)
1-09	CONTROL BUILDING	(PLAN & SECTION)

ANDEKALEKA POWER PLANT

0-01	WATERWAY	(GENERAL PLAN)
0-02	"	(PROFILE of No. 1 POWER PLANT)
0-03	"	(PROFILE of No. 2 POWER PLANT)

ANDEKALEKA NO.2 POWER PLANT

2-01	INTAKE DAM	(PLAN, PROFILE & SECTION)
2-02	INTAKE	(PLAN & SECTION)
2-03	SETTLING BASIN	(PLAN, PROFILE & SECTION)
2-04	POWER STATION AREA	(PLAN)
2-05	POWER STATION	(PLAN-1)
2-06	"	(PLAN-2 & SECTION)
2-07	OUTLET	(PLAN & SECTION)
2-08	SWITCHYARD	(PLAN & SECTION)
2-09	CONTROL BUILDING	(PLAN & SECTION)

UNITS

mm	millimeter
mm ²	square millimeter
cm	centimeter
cm ²	square centimeter
m	meter
m ²	square meter
m ³	cubic meter
m/s	meter per second
m ³ /s	cubic meter per second
ton	metric ton
kW	kilowatt
MW	megawatt
kWh	kilowatt-hour
MWh	megawatt-hour
GWh	Gigawatt-hour (10 ⁶ kWh)
kV	kilovolt
kVA	kilovolt-ampere
MVA	megavolt-ampere
r. p. m	revolutions per minute
Hz	Hertz
FMG	Malagasy Franc
MFMG	millions of Malagasy Franc

ABBREVIATIONS

G. D. P	Gross Domestic Product
E. E. M	Societe Electricite et Eaux de Madagascar
S. E. E	Service de l'Eau et de l'Electricite
S. E. M	Societe d'Energie de Madagascar
S. M. E. E	Societe Malagache de l'Eau et de l'Electricite
S. I. N. E. E	Societe d'Interet National de l'Eau et de l'Electricite
S. N. A	Societe Nationale Alumette
S. I. B	Societe Industrielle Bois
U. C. C	Union Carbide Co. , Ltd.
E. D. F	Electricite de France
NEWJEC	The New Japan Engineering Consultants, Inc.
EL.	elevation above mean sea level
H. W. L	high water level
N. W. L	normal water level
I. W. L	intake water level
T. W. L	tailrace water level
T. S. W. L	top surging water level
A. C. S. R	aluminum cable steel reinforced

Exchange Rate of Japanese Yen to Malagasy Franc

100 FMG = 125 Yen

1 US\$ = 300 Yen

第1章

序 說

第 1 章 序 説

1.1 経 緯

(a) マダガスカル共和国の電源開発計画については、1964年にマダガスカル共和国から外交ルートを通じ初めて日本国に対し、調査団の派遣要請が行なわれた。

1965年海外技術協力事業団は、通商産業省から委託を受けて、7名の専門家からなる調査団を編成し、マダガスカル共和国に対して初の電力開発調査団の派遣を実施した。その後続いて第2次調査団の派遣となり、現在、フィアナランツォア地域における電力供給のため、ナモロナ川、アンボディキンバ水力発電所の事業計画が推進されている。

(b) マダガスカル共和国政府は、首都周辺の電力需要に対処するため開発地点の調査を実施している。一方、ニッケル、クロム等の鉱床を有する同国としては、これ等の地下資源と水力エネルギーとの組合せによって、マダガスカル共和国の経済発展の基盤とする考えを古くから持っている。したがってそれらに関連する電力開発地点の調査も進められてきた。アンデカレカ地点(ポイトラ川)、ファチータ地点(マナンジャリー川)等がその例である。

(c) ポイトラ川のアンデカレカ地点は、古くから優秀な水力地点として着目され、調査・検討が行なわれてきた地点であり、最近の同地点に関する調査は次のとおりである。

[1968年] アンドリアメナ地域に産出するクロム鉱石を原料としたシリコクロムプラントへの電力供給計画が国連特別基金の対象プロジェクトとし検討が行なわれた。

[1970年] 地質調査を含む詳細な現地調査が実施された。

[1971年] 経済性の検討およびこれに付随した調査検討が行なわれた。

[1972年7月] E.D.F 報告書(ポイトラ川開発計画)は、全落差を1段開発とし機器を逐次増設する案を提示した。

[1972年12月] 日本政府の補助金による調査団が派遣され、アンデカレカ水力発電計画地点について現地踏査および資料収集を行ない、1973年4月に同水力発電計画について技術的意見書を提出した。

[1973年9月] S.E.Mは同地点の種々の開発方法について経済検討を行なった。

(d) 以上の経緯を経てアンデカレカ地点は、開発に先立って早急に2段開発案を含む最適開発案について検討する必要性が生じた。マダガスカル共和国政府は在マダガスカル共和国日本大使を通じ、早い時期に調査団の派遣要請を行なった。

1.2 目 的

本調査の目的は、現在マダガスカル共和国において進行中のポイトラ川、アンデカレカ水力発電計画地点に関し、首都タナナリブおよびその周辺地域の電力需要とフェロクロム生産に必要な

な電力需要を調査し、当該地点の1段開発案、ならびに代替案として2段開発案を検討のうえ、アンデカレカ水力発電地点の開発に対して最適と思われる計画について経済・技術および資金を含む開発の可能性を明らかにすることにある。

1.3 調 査

1.3.1 調査概要

調査団は、1974年8月31日から40日間にわたって、マダガスカル共和国に滞在し、表-1.1調査団日程表に示す調査活動を行なった。その概要は次のとおりである。

まず、調査計画について政府および関係機関と打合せを行ない、調査作業工程ならびに調査機械の準備が行なわれた。

水力調査班は、アンデカレカの現地に滞在し、計画地点の地形、地質の実態調査を行なった。一方電力班は、タナナリブとその周辺の水事情について、政府関係機関およびS.E.M, S.M.E.Eの協力を得て調査を実施するとともに検討に必要な資料の収集を行なった。また、鉍業班は、アンドリアメナクロム鉍山、鉍石輸送、積出港などの現状を調査するとともに、フェロクロム精錬設備の設置候補地の調査を行なった。

以上で現地における調査を終了し、調査団は、同年10月14日から日本において現地で収集した調査資料を整理し、検討を加えて電力需給計画を作成し、フェロクロム精錬計画ならびに発電計画に関する最適案の選定と、その案に関する投資の可能性について十分な検討を行ない、その結果をフィジビリティ・レポートとして取りまとめた。

1.3.2 調査団の編成

調査団はつぎに示す7名の専門家によって編成組織された。

団 長 山 田 直 明 (統 括) ㈱新日本技術コンサルタント東京支店技術部長

団 員 田 中 治 雄 (地 質) ㈱新日本技術コンサルタント常務取締役
(現地参加)

団 員 珠 玖 泰 吉 (電 気 需 給) ㈱新日本技術コンサルタント
電気部プロジェクト部長

団 員 前 波 力 (鉍 業) ㈱新日本技術コンサルタント
嘱 託

団 員 樋 田 俊 雄 (経 済) 国際協力事業団

団 員 堀 川 四 郎 (水 力 計 画) ㈱新日本技術コンサルタント
土木第2部水道室次長

団 員 清 水 哲 (施 工 積 算) ㈱新日本技術コンサルタント
東京支店技術部課長

1.3.3 調査期間

現地調査期間としては、1974年8月29日日本を出発し、同年10月13日帰国するまでの46日間であった。

1.3.4 調査行程

調査行程の詳細については、表-1.1に示すとおりである。

1.4 資 料

本調査の検討に使用された資料は、すべて調査団がマダガスカル共和国政府をはじめS.E.M.、S.M.E.Eの両電力会社および関係機関ならびに関係諸団体から提供を受けたものである。

1.5 謝 辞

本調査を実施するにあたり、絶大なる協力と支援を与えられたマダガスカル共和国政府関係機関、関係諸団体および関係諸氏に深く感謝の意を表わすものである。また常に調査団とともに、調査業務を推進して下さった鉱山エネルギー局水エネルギー課、鉱山課およびS.E.M、S.M.E.Eの方々に対して特にお礼を申し上げる次第である。

表-1. 1 アンデカレカ水力発電開発計画調査団日程表

月日	曜	行 程	調 査 内 容	備 考
1	8.29	木	羽田-ナイロビ (BA 911)	ナイロビ泊
2	30	金	ナイロビ	ナイロビ泊
3	31	土	ナイロビ-タナナリブ (AF485)	タナナリブ泊
4	9. 1	日		
5	3 2	月	日本大使館, 経済大蔵省 (鉱山局, 水電気課) 挨拶	
6	/ 3	火	経済大蔵省, S.E.M 挨拶, 水電気課にて打合せ	
7	/ 4	水	水電気課にて打合せ, 資料収集	田中団員タナナリブ到着
8	2 5	木	S.E.Mにて打合せ, 資料収集	
9	/ 6	金	現地調査準備 資料検討 鉱山会社調査	
10	/ 7	土	" " "	
11	8	日	水力関係 電気関係(珠玖, 樋田) 鉱山関係(前波)	
12	/ 9	月	タナナリブ-サイト(アンデカレカ) S.M.E.E と打合せ 水電気課, "	
13	2 10	火	現地調査 S.M.E.E " "	
14	3 11	水	" 資料検討 モラマンガ, アンダシベ	
15	4 12	木	" S.E.M と打合せ 水電気課	
16	5 13	金	" S.E.M " "	
17	6 14	土	" 資料検討 "	樋田団員タナナリブ到着
18	7 15	日	"	
19	8 16	月	" タナナリブ-サイト(アンデカレカ) 鉱山エネルギー局	山田, 田中サイト-タナナリブ
20	9 17	火	" 現地調査 "	田中団員タナナリブ発
21	10 18	水	" " 林業開発課	
22	11 19	木	サイト-タナナリブ サイト-タナナリブ モラマンガ調査(山田, 前波)	
23	12 20	金	水電気課 S.E.M と打合せ	
24	13 21	土	資料整理	
25	14 22	日		
26	15 23	月	資料整理, 検討, (山田, 珠玖, 前波, 樋田タマタブ調査)	
27	16 24	火	"	
28	17 25	水	"	
29	18 26	木	S.E.M と打合せ	
30	19 27	金	資料整理, 検討	
31	20 28	土	" "	
32	21 29	日		
33	22 30	月	全般予備検討, (前波, 堀川モラマンガ調査)	
34	10. 1	火	"	
35	2	水	"	樋田団員タナナリブ発
36	3	木	S.E.M, 水電気課と打合せ	
37	4	金	中間報告書作成	
38	5	土	"	
39	6	日		
40	7	月	中間報告書作成, 日本大使館に報告, 珠玖, 前波, アンチラベ調査	
41	8	火	S.E.M, 経済大蔵省に報告	
42	9	水	タナナリブ-バリ (AF 486)	機中泊
43	10	木	バリ着	バリ泊
44	11	金	バリ E.D.F 訪問	バリ泊
45	12	土	バリ発	機中泊
46	13	日	東京着 (モスクワ経由 S U 575)	

第2章

要約と提案

第 2 章 要約と提案

2.1 要 約

2.1.1 計画の大要

アンデカレカ水力開発計画は、マダガスカル中部を東に流れるポイトラ川の包蔵水力のうち、中流部の最も有利な地点を利用して、一連の水力発電の開発を行なうものである。

この計画は、ポイトラ川中流部のアンデカレカ下流約 2.6 Kmに取水堰を設け急流部の総落差 236m を利用し 2 つの連係した発電所によって約 110MW の水力を開発するものである。

第 1 発電所は、総落差の約 2/3 にあたる 150 m の落差を利用して 70.4 MW、第 2 発電所は、残り 86 m の落差を利用して 36 MW の設備を有する発電所とする計画で合計 106.4 MW の設備容量となる。また年間可能発生電力量は、発電端でそれぞれ 516 GWh、271 GWh であって合計 787 GWh の発電が可能である。(第 7 章参照)

2.1.2 電力需給の現状

マダガスカルの電力需要の現状、特に首都タナナリブとその周辺地域の電力需要は、1966～1972 年の間には平均 10.3 % の伸び率を示し、1973 年以後は、政策上伸び率は落ちているがそれでも 3 % 程度の伸び率を示している。1972 年におけるこの地域の販売電力量は、130 GWh で全国の電力消費量の 52 % を占めている。

また 1972 年の実績によれば発電端最大電力は 32 MW であり、1968～1972 年の間の年間負荷率は、ほぼ 50 % であった。この様な需要に対しアンテルミタおよびマンドラカ両水力発電所が、年間を通じて安定した電力を供給するとともに 1972 年にはアンボヒマナンブラに 6 MW のディーゼル 2 台を持つ発電所が建設され、ピーク時供給力の安定化を計り、現在 69,960 kVA の設備で 144 GWh の需要量に対処している。

2.1.3 電力需要想定

最近のマ国の経済成長に伴ない電力需要は急速に伸びている。いま需要種別実績に基づき将来の需要の伸びを推定すると、一般電力需要は発電端で 1977 年には 178 GWh、1982 年で 243 GWh、1986～1987 年には 343 GWh になることが予想される。この予想値を、マ国の G.D.P の伸びによるマクロ的見地から検討しても妥当な値であることが立証出来る。

一方マダガスカル政府は、単にクロム鉱石の輸出にとどまらず豊富な水力電気を利用してフェロクロム精錬を行ない、より付加価値を上げた輸出を行なうことにより、マ国の経済発展の基盤整備を計ろうとしているため、フェロクロム精錬用電力需要が大きな負荷となってくる。フェロクロム精錬の計画に(第 4 章参照)よれば 1981 年には 84.8 GWh、1986 年には 224.8 GWh が必要となり 1990 年には 246.3 GWh に達することが予想される。

2.1.4 . フェロクロム精錬計画

マダガスカル政府は同国の鉍物資源および水力資源を結びつけて、鉍工業特に電力関連産業の拡充を計り、同国の経済発展を期している。具体的には現在クロム鉍石のまま輸出している鉍石を原料としてモラマンガ付近にフェロクロム精錬工場を設置しアンデカレカ地点の電力によるフェロクロムの精錬を計画している。

現在輸出しているクロム鉍石の鉍床は、約700万トンの埋蔵量をもっているが、それ以外にも有望な鉍床が発見されつつあり、これらを加えて主原料であるクロム鉍石は年12万トンの供給が可能である。

また、副原料としてコークスに代る木炭は、モラマンガ周辺の山林の計画的利用により年4万トン程度の増産体制をしくことも可能である。一方、フェロクロム精錬には、製品1トン当り4,500 kWhの電力が必要であるから年間5万トンのフェロクロムを生産するためには約250 GWhの電力が必要となる。しかし現在の電力系統では電力料金は高価でありかつ供給力が不足であるため低廉な大容量電力を供給できる発電所が必要である。モラマンガの近くにはアンデカレカ水力発電計画地点があり、前記、諸原料の調達に便利である。したがってモラマンガ地区は、フェロクロム精錬工場の立地に最も適した地点であるといえる。

フェロクロム精錬プラントは、まず20,000 kVAの炉1基を設置し、これが完全操業に入る5年後に、さらに同規模の炉を1基増設して慎重な計画の推進を行なえばこの2基の炉が完全稼働すると思われる1990年には年間5万トンのフェロクロムが122,000 FMG/t (電気料金を3 FMG/kWhとして)で生産販売できるようになる。

^{2.75M}
このことは世界市場のフェロクロムの建値が現在価格の136,000 FMG/tを維持するならば年間7億FMGの利益をマ国にもたらす。

2.1.5 アンデカレカ水力発電計画とフェロクロム精錬事業計画との適合性

^{2.75M}
アンデカレカ水力発電計画は、フェロクロム精錬事業計画になくはない計画であることは前のべたが、発電計画の側からみてもフェロクロム精錬電力の負荷は、一般負荷とは異なり非常に好ましい負荷である。即ち水力発電の供給力をおびやかす渇水期におけるピーク時には、炉の負荷を炉容量の70%まで下げることができ、非ピーク時には、全負荷運転を行なうなど炉の負荷の調整ができるので発電所での負荷の調整が可能である。また余剰電力を大量に消化するため水力の頭在化に役立つことになる。さらに渇水期で、ピーク需要の増大する時期に炉の定期検査を行なえば負荷の大巾な調整が可能であること等があげられる。したがって、フェロクロム精錬用電力の単価も低価格を維持できるわけである。

2.1.6 アンデカレカ水力開発地点の位置付け

マダガスカル共和国の東岸は、豊かな降水量と急峻な地形とによって水力地点に恵まれ、大きな包蔵水力を擁している。しかし、ほとんどは未開発であって1972年まで51 MVAが開発されたにすぎず102 MVAはディーゼル発電によってまかなっている。最近の世界的な石油事情は、燃料費の高騰

をきたし発電原価の上昇をまねいている。このような事態では速やかに水力発電の開発が望まれるし、マ国の次期電源開発は、豊富な包蔵水力の開発に向けられるべきものと信ずる。

アンデカレカ水力開発地点は、ポイトラ川の中流に位置し、首都タナナリブまで120Km、主要港タマタブまで150Kmであり、フェロクロム精錬プラントの設置場所は、発電所からタナナリブへ向う送電線の経過地にあたり距離はわずか70Kmしかない。このように当地点は立地条件に恵まれていることに加え豊富な水と急峻な地形とによって有利にエネルギーを引出すことが可能な地点である。また鉄道沿線に計画地点が存在している点から接近が容易であり、調査検討も他の水力地点に比べ進んでいる。したがって電力事情の切迫した現時点における次期電源開発地点としては、時期的にも早期開発が可能である本計画地点が最も優位である。

2.1.7 アンデカレカ水力開発地点の検討

アンデカレカ水力開発計画は、長年月にわたり種々の角度から検討が加えられてきた。そして1972年にE.D.Fにより1段開発案が取りまとめられ報告されている。その後1973年には2段開発案が提唱され原案と比較検討されたが結論に至らず、今回はそれらをも検討のうえ最終的な開発案を導き出すことが求められている。そこでこの総落差236mをいかに利用するかについていくつかの代替案が検討され、結局1段開発案では1-0-B案、2段開発案では2-1-A、2-2-Aの2案がそれぞれの開発案を代表することとなり、この2案のうちから1案を選択することとなった。

第6章においてこの両案の経済的な検討を取扱っているが両者の現在価値は年割引率が12%前後で等しくなる。1973年のS.E.M資料では2段開発案が経済的に有利であることを示しているが1973年以降の物価の変動、特に機械費、燃料費の増大は2段開発案の有利性を減殺して甲乙をつけがたくしている。

この様な事情から両者を現実性の面から比較してみると、2段開発案は1段開発案に比べ次のような点にその有利性がうかがえる。

- (a) 所要投資額が長期にわたり、平均化されていて資金調達が容易である。
- (b) 情勢の変化に応じやすく需要に合致した開発が可能である。
- (c) 2段開発案は、比較的財務上のリスクが少ない。(第6章、第10章参照)

以上のことから2段開発案の方が有利と判断し2-1-A、2-2-Aの組合せの開発計画を採用すべきものとする。

2.1.8 アンデカレカ第1発電所

アンデカレカ第1発電所の設備容量は、70.4MWであり年間発電端で516GWhの電力を発電することができるが、初期の段階では35.2MWとし設備の半分の2台の機械を据え付け運転を行ない、後に需要が増大し発電所負荷が35.2MWに達したならば上流に調整池を設けて残り2台の機械を据え付け設備増強を計る。

概 要

総 落 差	152.0 m	
有 効 落 差	138.7 m	
最大使用水量	60 m ³ /s	
発電端出力	70.4 MW	(17,600kVA × 4台)
年間可能発生電力量	516 GWh	23.6%

2.1.9 アンデカレカ第2発電所

アンデカレカ第1発電所の開発が終わった時点で第2発電所の開発を行なうが、1990年ごろにはこの容量程度の発電所は一気に建設することが必要である。

概 要

総 落 差	84.4 m	
有 効 落 差	70.9 m	
最大使用水量	60 m ³ /s	
発電端出力	36.0 MW	(18,000kVA × 2台)
年間可能発生電力量	271 GWh	26.0%

2.1.10 送変電設備

アンデカレカ第1発電所で発電された電力は、150kVの送電線によって、いったん第2発電所の開閉所に送られ、ここで第2発電所で発生した電力と合せて延長163.5Km、150kVの送電線によってモラマンガを經由シタナナリブに送電される。

フェロクロム工場には、モラマンガに設ける開閉所から延長5Kmの支線を分岐して、電圧150kVのまま送電される。タナナリブの負荷に対しては、アンボヒマナンブラの既設変電所に隣接して150kV系変電所を設けて150MVAの変圧器を設置し60kVに降圧し既設60kV系統に供給される。

2.1.11 工程および建設工事費

本計画は、3段階にわたって実施されるが、当面第1期工事は1980年末に完成、第2期工事は1985年末、第3期工事は1988年末に完成する計画である。

また本計画の総工事費は建設中利息を除いて23,751 MFMGであり外貨、内貨分は第1期～3期工事までそれぞれ次のようになる。

297億円
2879円/kw

単位：MFMG

	内 貨	外 貨	計
第 1 期工事分 (35.2 MW)	4,701	7,088	11,798
第 2 期工事分 (35.2 MW)	709	2,956	3,665
第 3 期工事分 (36.0 MW)	2,440	5,848	8,288
計	7,859	15,802	23,751

2.1.12 便益および内部収益率

本計画の経済分析では各案と同等の信頼度と機能をもった、最も経済的な代替施設の費用によって評価した。

代替施設は、常時供給力としてディーゼル、予備供給力としてガスタービンの組合わせを考え、単位設備容量として 11 MW のディーゼルおよび 15 MW のガスタービン発電所を考えた。

この場合の内部収益率は 13.6 % である。またフェロクロム工場の電力需要がない場合の内部収益率は 11.2 % となるので本計画に対する投資は妥当であると判断する。

2.1.13 電力料金（増分電力について）

電力料金の算定にあたって、仮りに借款条件を 7 年据え置き、30 年償還とし金利を年 7 % とし計算すると当初 5 年間は、一般需要 7.2 FMG/kWh、フェロクロム 3.9 FMG/kWh、6 年目からは、一般需要 6.5 FMG/kWh、フェロクロム ^{9円}3.9 FMG/kWh に ^{4.9円}下げる事が可能となる。

この結果、当初の一般卸売料金は、現行の 9.1 FMG/kWh の 80 % に当り電気料金の低減に役立つうえにフェロクロムの生産も可能となる。また、債務償還について前期料金の財政上の破綻なしに返済できることは第 10 章で説明されている。

一方、フェロクロム工場の操業開始が遅れ一般需要のみとした場合は、需要の小さい開発当初の数期間は赤字が続く、したがって、何らかの需要増加対策を講ずる必要がある。

2.1.14 早期開発の必要性

タナナリブ周辺の電力需要は、前にも述べたとおりである。アンデカレカ第 1 発電所の建設工事には 4 年間、準備には 2 年間の必要とするので今から諸準備に取掛かっても運転開始は 1981 年となる。その間需要の伸びを補うためには 6 MW のディーゼル発電機を 2 台投入しなければならない。よってタナナリブ系統の現行電気料金 9.1 FMG/kWh は、燃料費の高騰のほか資機材の値上がりも加わるので、ますます高くなることは明らかである。したがって早期にアンデカレカ発電所をこの系統に投入し、ディーゼル発電の負荷を軽減し電気料金の低減を計り、また安価で豊富な電力をフェロクロム生産にふりむけ経済発展に寄与することを考えるべきである。

2.2 提 案

2.2.1 開発順序

アンデカレカ水力開発計画は、第1期から第3期までの3段階に分割して開発するのが妥当である。

- | | |
|-----------|---------------------------|
| (a) 第1期工事 | アンデカレカ第1発電所 |
| (1981年) | 土木工事全体と水車発電機2台分 出力35.2 MW |
| 35.2 MW | 送電線 (168.5 Km) |
| | アンボヒマナンブラ変電所 |
| | 当面 25 MVA 変圧器2台 50 MVA |
| | モラマンガ開閉所 |
| (b) 第2期工事 | アンデカレカ第1発電所 (増設) |
| (1986年) | 水車発電機2台増設 出力35.2 MW |
| 70.4 MW | 調整池 完成 |
| | アンボヒマナンブラ変電所 |
| | 25 MVA 変圧器2台増設 総容量100MVA |
| (c) 第3期工事 | アンデカレカ第2発電所 |
| (1989年) | 全工事 完成 36.0 MW |
| 106.4 MW | アンボヒマナンブラ変電所 |
| | 25 MVA 変圧器2台増設 総容量150MVA |

需要と開発との関係は、図-2.1, 2.2のとおりで、総合的工程は表-2.1に示すとおりである。そして、当面1980年末までに第1期工事出力35.2 MWを完成させることが急務である。それ以降の開発時期は、需要の伸びを勘案して考慮すべきである。

2.2.2 フェロクロム精錬計画について

アンデカレカ水力開発計画とフェロクロム精錬計画とを組合せることにより、両計画が共栄出来るのであるがその場合でもフェロクロム用電力料金は、3.9~3.5 FMG/kWhとなる。また、フェロクロム精錬計画自身の可能性調査は、今後さらに行なわれるべきであるが現状のまま、世界市場が推移したとすれば十分有望であるといえる。また本計画は、アンデカレカ第1発電所が1980年末に完成する計画となっているから、1981年春を操業開始の時期とすれば、今後必要な検討、調査に1カ年、準備、建設に3カ年間の期間を要する。この計画にとっては十分時間的余裕がある。したがってこの間に木炭製造計画、モラマンガ地域の工業水道計画なども十分検討し、準備を進めておくべきである。

2.2.3 アンデカレカ第1発電所開発までの準備

アンデカレカ水力開発計画の第1期工事を行なうに当って、その資金の調達を行なう必要があるが、その前に基本設計を行なって正確な建設資金を見積る必要がある。また現在までに十分な調

査が実施されているが、さらに一部、追加調査と実施設計のための調査実施が必要である。これら調査の結果に基づいて実施設計が行なわれ、これによって1977年3月までに工事入札、業者の選定を完了することが必要である。

一方資金調達に関しては、本工事を1977年春に着手するためには、直ちに資金調達の準備に入らなければならない。したがって前記諸作業と、資金調達の準備とは平行して実施されることとなるので、基本設計、調査、実施設計に関する費用について別途の資金を準備する必要がある。

表-2. 1 アンデカレカ水力発電開発計画全体工程表

Item	Year														Remarks	
	'75	'76	'77	'78	'79	'80	'81	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88		'89
Feasibility Studies	■															
Basic Design	■															
Investigation		■	■			■		■	■							
Detailed Design		■	■			■		■	■							
Financing		■	■		■	■		■	■							
Bidding			■					■		■						
Access Road		■	■													
Andekaleka No. 1 Power Plant				1st Term					2nd Term							
Andekaleka No. 2 Power Plant											3rd Term					
Regulating Pondage								■	■	■	■					
Transmission Line, etc.			■	■	■	■							■	■		

圖-2. 1 最大電力需要 (現実案)

(Most Probable)

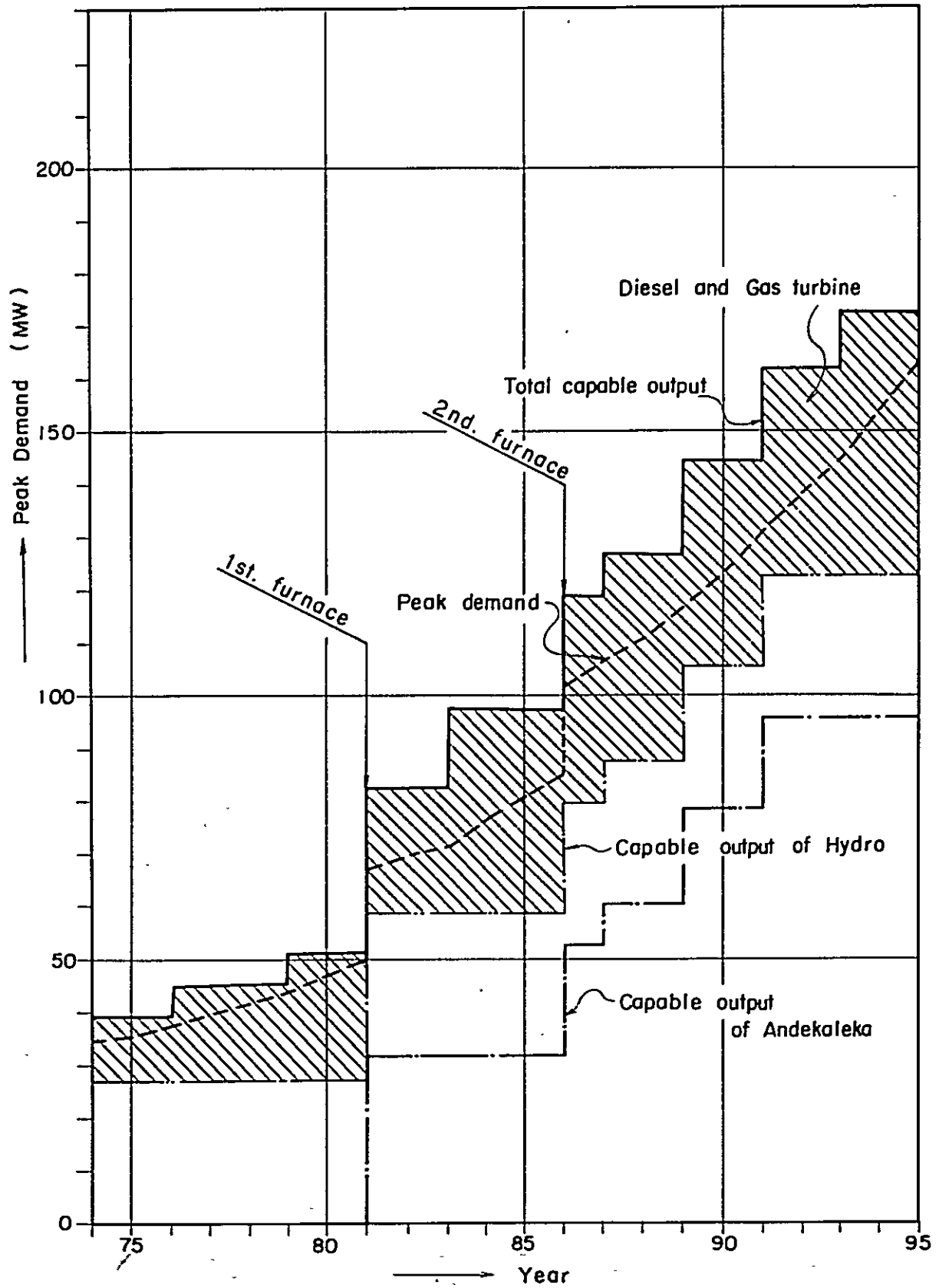
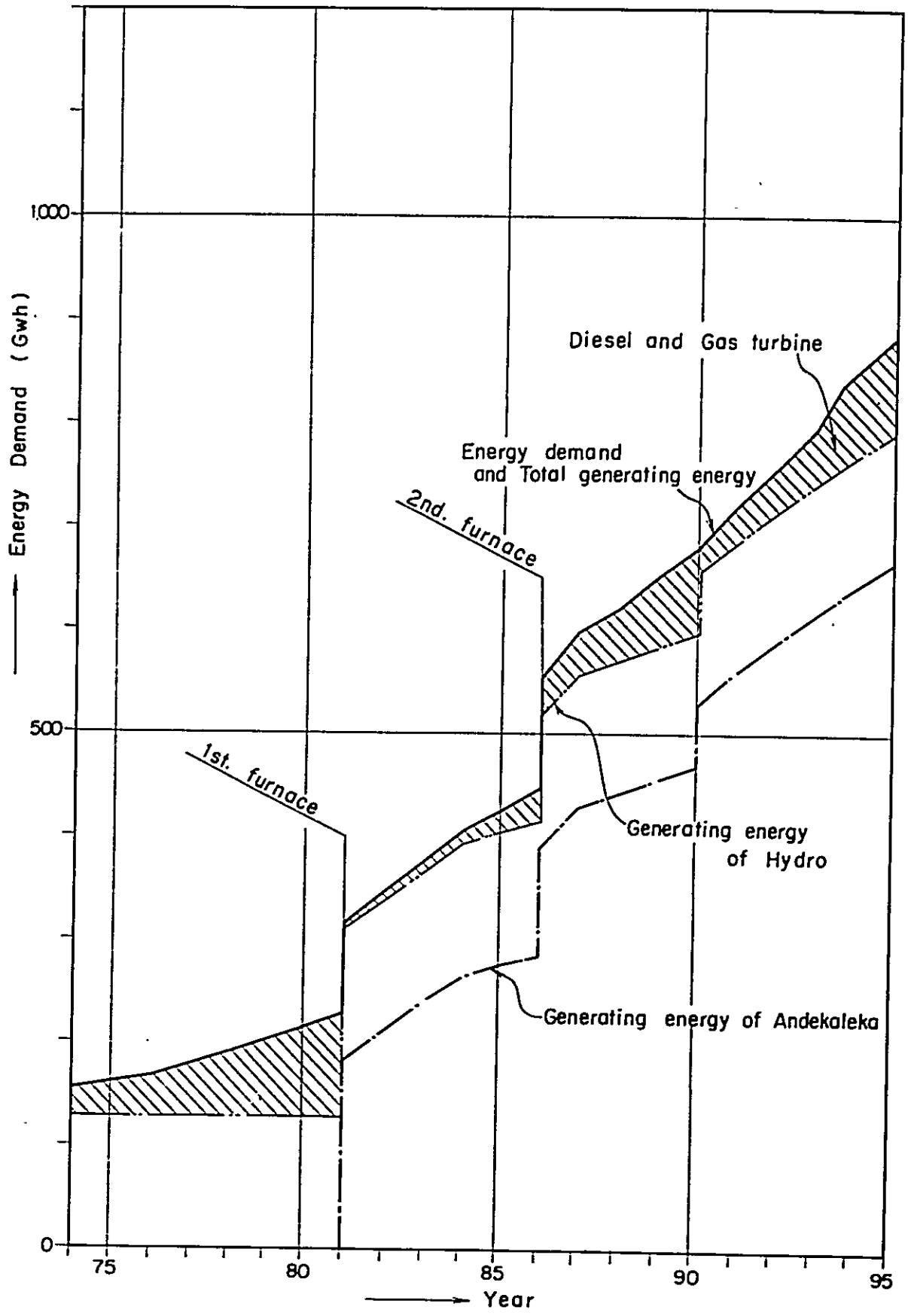


図-2. 2 電力量需要 (現実案)
 (Most Probable)



第3章

電力需要想定

第3章 電力需要想定

3.1 マダカスカル共和国の電力事情

3.1.1 マダカスカルの経済

マダカスカル共和国の経済規模を示すG.D.Pは、1972年現在 273×10^9 FMGである。

この国の経済は、表-3.1のG.D.Pの伸びでうかがわれるように、独立した年の1960年から1971年の間に年率6.5%で伸びており、特に後半の1966年~1971年の間では年率8.1%と順調な伸びを示している。

しかし、農業を中心とする一次産品の生産が主体となっているマダカスカル共和国では、原材料、機械類およびその他の必需品の多くについて輸入を必要としている。輸出入の貿易バランスは、農産物などの一次産品を主体とする輸出によって輸入をカバーしようとしているが、現状では輸入超過がつづいている。この様な状況を改善するため、鉱工業の発展に力を注ぎ、国際収支の改善に努めている。(表-3.2~3.4参照)

また、家内産業が主体であったマ国の産業を近代化し、さらに生産性の高い近代工業を導入することにより、産業構造を改善し、経済の発展を期している。

具体的には、マ国政府は1972年の経済実態を分析して1977年を目標にした経済計画を立て、政府主導の経済政策を進めている。

この経済計画は、1977年のG.D.P、3,194億FMG(12億ドル)、1972~1977年間に年率3.2%の成長率を目標としている。

この経済計画は、表-3.7~3.9に示すとおりで、今後一般工業の発展に期待している。

3.1.2 マダカスカルの電力

マダカスカルの全国の消費電力量は、1972年現在で250GWhである。

このうち78%の194GWhが電気事業者による販売電力量であり、残り22%、56GWhが自家用消費電力量である。(表-3.10参照)

この中で電気事業者の販売電力量の占めるウェイトは年々増加している。

上記電力量を供給する発電設備は、マダカスカル全部で153MVA(1972年現在)であり、その内訳は水力51MVA、汽力102MVAである。

また上記発電設備は65%が電気事業者、残り35%が自家用設備である。

電気事業者の設備は、水力と汽力が半々であり、自家用の設備は大部分が汽力である。(表-3.11参照)

上記発電設備の発電々力量は表-3.12に示す。

3.1.3 電気事業の沿革

マダカスカルの電気事業は、1899年土木調査工事会社が特許を得て、首都タナナリブの電化

工事に着手し、1905年フランス民間資本により設立されたマダガスカル水・電気会社^{**}(E.E.M)によって、電気の供給が開始された時に始まる。

この会社は、タナナリブを初めとする全国主要都市の配電事業と水力ならびにディーゼル発電所さらに送変電設備の建設、保守を行なってきた。

その後半官半民のマダガスカルエネルギー会社(S.E.M)が、1953年に設立され、水力開発、ディーゼル発電所および送電線の建設、保守を行ない、上記E.E.Mが供給している都市以外の都市に対して電気供給を行なうとともに、一部の電力をE.E.Mに卸売りをしてきた。

電気事業の運営に関し、電源開発、送電線の建設および配電(電力料金徴収を含む)については、すべて特許契約に基いて規制されており、その所管当局は、鉱山エネルギー局の水・電気課である。

上記E.E.MはS.E.Mの設立後は、新たな水力発電の開発および配電地域に関する特許は与えられず、それらはS.E.Mによって行なわれた。

さらに1972年の政変以来、経済面での独立を指向する方針に基いて、1974年1月、E.E.Mの全資本をマダガスカル政府の所有とすると同時に、E.E.Mを公社形態のS.M.E.Eに組織替えを行なった。

政府は、主要企業の国営化、1社化の路線に沿って、1975年1月を目途に、上記2電力企業を1つの企業体“S.I.N.E.E”に再編中である。

3.1.4 マダガスカル電気事業の現況

1973年現在の上記両企業体の概要は表-3.13に示す。

マダガスカルの発電設備容量約153MVAのうち両電力企業体の設備は約100MVAで、約65%を占めている。また発電量においては、約79%を占めている。

上記100MVAの発電設備は、水力とディーゼルがそれぞれ約50MVAから成っている。

なお、この設備の大半(1973年で約61%)は首都タナナリブおよびアンチラベを結ぶ連係系統に属しており、他は都市ごとに孤立した小さな系統に分れている。(図-3.1, 図-3.2および表-3.14, 表-3.15参照)

3.1.5 電気料金

電気料金は、原則として地区ごとの原価に基づいて算定され、それぞれ異った料金になっている。

S.E.MとS.M.E.Eとでは若干料金形態は異なるが、供給種別は、電灯、低圧動力、高圧動力および公共用等がある。1973年の実績によれば、同じS.M.E.Eの供給地域でもアンチラベ地区の12.70FMG/kWhからフィアナランツォア地区の28.09FMG/kWhまでの巾がある。これは供給種別の構成にもよるが、需要密度の大小が影響しているほか一部を除いては、水力発電のある地区は比較的単価が安価である。

注 : * Societe Civile d'Etude et de Travaux

** Electricite et Eaux de Madagascar (E.E.M)

なお S.E.M の卸売り平均単価は 9.04 FMG/kWh であり、連係系統内の販売単価は 14.34 FMG/kWh、その他の地区の平均は 22.43 FMG/kWh であり、総合して 11.18 FMG/kWh となっている。S.M.E.E の平均販売単価は 1973 年実績で 17.16 FMG/kWh となっている。(表-3.16 参照)

3.2 関連地域における電力需給

3.2.1 タナナリブ、アンチラベ連係系統の電力供給の現状

首都タナナリブとその周辺およびアンチラベとを結ぶ連係系統には、1973 年現在、約 43 MVA の水力と 27 MVA の汽力、合計約 70 MVA 発電設備があり、これは全マダカスカル電気事業者設備の約 61 % に相当する。(表-3.14 参照)

この地域の 1972 年における販売電力量は約 130 GWh で、これは全電力事業者およびマダカスカル全土の電力消費のそれぞれ 67 %、52 % を占めている。

この地域の発電端最大電力は、1972 年実績で、約 32 MW であった。

需要は、一般産業、家内工業用および水道用の需要が主体である高圧需要が 63 % と過半数を占め、特に産業の盛んなアンチラベではこの傾向が著しい。

発電所における年間負荷率は 1968 年～1972 年間はほぼ 50 % 前後である。

この需要を満たすため、タナナリブ周辺では主としてアンテルミタおよびマンドラカ水力から電力が供給されている。両水力発電所の上流にはチアゾンバリニおよびマンタソアの大貯水池があり、年間を通じて安定した流量が期待できる。

しかしながら 1972 年にはアンボヒマナンブラに 6 MW X 2 台のディーゼル発電所が建設され、ピーク供給力の安定が図られた。

更に老朽ディーゼル 5 MVA が、予備用として存置されている。

一方アンチラベでは、1971 年まで、マナドナの小さな水力発電とアンチラベディーゼル発電所から電力の供給をうけていたが、この地区の増大する需要をまかなうために、1972 年、タナナリブとアンチラベの両系統を 60 kV 送電線で連係し、アンチラベ地区の不足電力をタナナリブ系統から受電するようになった。(図-3.3, 図-3.4 参照)

3.2.2 フェロクロム精錬用の電力需要

フェロクロムの精錬計画の詳細は、第 4 章に述べるが、本需要の電力供給面から見た主な特色は

- (a) 年間負荷率が非常に高い。平年度 80 %～86 % 但し創業当初は 60～70 %。
- (b) 供給力の変動に応じて、生産活動に大きな支障を来すことなく、30 % 程度の電力需要調整が可能である。
- (c) 安価で大量の電力量が必要である。
- (d) フリッカーの技術的な問題がある。

上記(a), (b)の特色は、(c)の経済的要請を可能にする。

(d)については、精錬用電気炉容量が受電系容量に比し、小さい時には問題は少ないが、本計画の如く、その比率が大きい場合には、運用面での技術的検討が必要である。

3.2.3 アンデカレカ水力発電計画とフェロクロム精錬用需要との関連

ポイトラ川、アンデカレカ地点は、大規模水力開発に適した地点である。しかし、一般需要のみでは、その能力を十分に利用しきれない。一般需要とフェロクロムの需要とを組み合わせることにより、規模と負荷率の点でアンデカレカ水力の能力を顕在化することが可能となる。

さらにフェロクロム需要は時間的にも季節的にも調整が可能な需要である。

この特色は、時間的にも、季節的にも供給力が変動する水力の欠点を補完することが出来、さらに稼働率の小さい供給予備力として、老朽火力を活用するか、あるいは建設費の安いガスタービンを適切に組み合わせることにより、原価の低廉な安定したエネルギー源を確保することが可能になる。

この様に、この組合せは、水力エネルギー以外のエネルギー源に乏しいマ国にとって、最も適切な方策である。

3.3 電力需要想定

3.3.1 需要想定の概略

需要想定は、連係系統の一般需要とフェロクロムの精錬用需要に分けて行なった。

またそれぞれについて、まず現在の諸条件の中で、最も実現性が高いと考えられる需要（モストプロバブル）を想定し、次いで、第6章の経済検討を十分に行なうために、可能性のある最大需要（マキシマム）と、生じるであろう最小の条件として、フェロクロム需要のない場合（ミニマム）とを想定した。

その結果は表-3.18、3.19の通りである。

3.3.2 一般需要の想定

(1) 販売電力量の想定について

連係系統の販売電力量は1966年～1971年の間は、平均で年率10.3%と大きな率で伸びていた。

しかし、1972年の政権交替により、経済政策が変わり、1973年以降はその様相が著しく変わっている。

したがって、各供給種別ごとに前記の背景を考慮して、次のごとく想定した。

(a) 電灯需要

電灯需要は、1968年以降年率4.2%で伸びて来た。1972～3年と大きく落ち込んでいるが、1981年頃迄には年率4%程度に回復するものとし、以後5年単位で1%ずつ増加するものと予想した。

(b) 低圧需要

低圧需要の伸びは、最低年率 -1.3% 、最高 5.1% 平均で 1.9% と不安定でしかも伸び率も比較的低い。

したがって、1986年までは年率 2% 、以後年率 3% の伸びを想定した。

(c) 高圧需要

この需要は、この系統では $60\sim 65\%$ の大きなウェイトを占めている。また、その構成比率も年々増加しており、その伸び率は平均で 9% となっている。

しかしながら前記の背景を考慮して1973年から2~3年間は低下すると予想されるがその後徐々に増加し、1981年には年率 6% 程度に回復し1991年には過去6年の平均伸び率 8% 程度に増加するものと想定した。

(d) 公共需要

公共需要は過去年率 3.1% で伸びて来ており1981年までも平均ではこの程度伸び、1981~1986年間は年率 4% 、1986年以降は年率 5% 程度で伸びるものと想定した。

上記の想定をまとめて表示すると表-3.21、3.24の通りとなる。

(2) G.D.Pによるマクロチェック

マ国の国内総生産(G.D.P)は、3.1に記したごとく、1966~1971年間に年率で 8.1% 伸びている。それに対し販売電力量は 10.3% 伸びており弾性値は 1.28 となる。

1972~77年間については、政府の長期経済計画によれば、G.D.Pの伸び率は年率 3.2% を目標にしている。一方販売電力量の伸び率は 4.6% となり、弾性値は 1.3 となる。

1978~82年の間に販売電力量は年率 6.5% の伸びであるので、G.D.Pの伸び率を 5% 程度と見ると弾性値は 1.3 となる。

1983~87年の間に販売電力量の伸びは年率 7% となるのに対し、G.D.Pの伸びを年率 5.5% と推定すると弾性値は 1.27 となる。

1988年以降は販売電力量の伸びは年率 7.7% となるのに対し、G.D.Pの伸びを年率 6% と推定すると、弾性値は 1.28 となる。

以上の如く、想定した販売電力量の伸び方は、政府の経済計画によるG.D.Pの伸び率、政府計画以降の年については、5年単位に 0.5% 程度増加したG.D.Pの伸び率に対し、弾性値 $1.27\sim 1.3$ 程度で対応していることになる。

(3) 人口1人当りのマクロチェック

上記電力量を、政府統計によるこの地域の人口で割ると、1人当りの消費電力量は1966年 109 kWh 、1973年 160 kWh 、1977年 168 kWh 、1980年 184 kWh となる。

以上(2)(3)のとおり種々検討の結果これら(1)の想定は最も現実的なものと考えられる。

(4) 最大需要の想定

前記(1)の想定では、1988年以降は 7.7% で頭打ちするものと想定した。最大需要の場合は、

1988～92年の間を、さらに年率9%、それ以降は年率10%で伸びるものと想定した。

3.3.3 フェロクロム精錬用需要の想定

当需要は第4章の計画を基にして想定した。

現実性の高いケースとしては、木炭の供給量、工業用水等の考慮から、最終電炉2基を目標とした。

また、操業の熟練度の面から年々の稼働率を考慮して、表-3.23のとおりに想定した。

最大需要のケースとしては、可能な限度として、上記に加えて、11年目から3号炉が稼働するものと想定した。

3.4 電力需給計画

第6章の経済検討を行なう前提として、図-3.6のフローシートに従い、次の6案について、それぞれの需給計画案を作成し、各年度に必要な電源、送変電設備および燃料消費量等を検討するための基礎とした。

ケース1	現実需要想定(電気炉2基)	1-0-B案
ケース2	同上	2-1-A & 2-2-A案
ケース3	最大需要想定(電気炉3基)	1-0-B案
ケース4	同上	2-1-A & 2-2-A案
ケース5	最小需要想定(電気炉なし)	1-0-B案
ケース6	同上	2-1-A & 2-2-A案

上記の各ケースの需給計画表は別添資料表-A.3.1～表-A.3.15のとおりである。

3.4.1 発電端需要

前記販売電力量およびフェロクロム精錬用需要を基にし次の条件を用いて発電端電力および発電端所要電力量を想定した。

(a) 一般需要については、過去の送電損失率を、水力発電所から一次変電所までの送電損失の増加、ならびにそれ以下の損失軽減努力分を考慮して、表-3.24および表-3.25に示す11～13%の送電損失率を想定した。

次に発電端年間負荷率は、過去の実績から、当初51%とし、5年単位で1%ずつ向上するものとして想定し、発電端年間最大電力を想定した。

(b) フェロクロムの発電端需要は、最大電力需要について、送電損失とダイバシティーターが相殺されるものとし、また電力量需要について2～4%の送電損失率を見込んで想定した。

3.4.2 最大電力バランス

上記発電端最大電力需要を各年度とも、経済的に、しかも安定して供給できるように、次の原則に基いて、最大電力バランスを作った。

(a) 基準月の選定

負荷が年間で最大になる月は5～6月である。一方水力は6月～10月の乾期に渇水になる。この両者から考えると10月が需給上最もシビアになることが予想されるので、フェロクロム精錬設備の定期補修をこの月に行うものとし、次にシビアな5月を基準月として選んだ。

(b) 水力供給力の算定

既設水力の主体であるアンテルミタおよびマンドラカ水力発電所の上流には、季節的に調整可能な大貯水池があるので、年間を通じて27MWの出力が期待できる。

アンデカレカ水力については、5月最低5日平均日の自流を算定基準とした。

調整池が建設されたあとの年度については、上記自流と、調整池の容量及び日負荷曲線を考慮して最大電力を算定した。(表-3.26, ~3.28参照)

(c) 供給予備力について

安定した供給力を確保するためには、適切な予備力を持つ必要がある。

本計画では下記の原則によって、予備力を確保することとした。

- i) 発電機の最大ユニット1台分の予備力を確保する。
- ii) ただし機械予備のある場合は、最大電力需要の10%を確保する。
- iii) ディーゼルの補修を年間の稼働率に応じて考慮する。
- iv) 経済性を考慮して、特別の年には、コールドリザーブとしての老朽火力(9MW)の一部を期待した。
- v) 予備力が不足する場合には、水力かディーゼルか或いはガスタービンのいずれで増強するかについて、経済性を考慮して判断した。

3.4.3 電力量バランス

最も経済的な水力、ディーゼルおよびガスタービンの運用を行うことを前提として、各発電電力量を算定するため、次の方法を採用した。

(1) 各発電電力量の算定方法の概要

平日と休祭日とでは、その様相が著しく異なるので、両者を分けて計算した。

休日については、負荷が小さくまず既設水力で供給し、残りの負荷を新設水力で充足すれば、十分である。

(2) 日負荷の想定

一般需要の日負荷は、過去の実績を基に平日最大電力を年最大の84%、平日平均の111%、平日最低電力を平日最大電力の45%、休祭日平均電力を年平均電力の75.5%と想定した。

フェロクロム精錬負荷は、年平均負荷がそのままかかるものとした。

(3) 既設水力供給力

既設水力は、年間を通じて平均14.6MW、調整能力10.8MWが期待できるものと考えた。

又既設水力を優先して発電し、余剰電力の生ずる場合には、アンデカレカ水力の余剰電力とした。

(4) アンデカレカ水力の供給力

アンデカレカ測水記録（データが不完全な3ヶ年を除いた20ヶ年分）を基にして20年のシリーズ・パラレル折半流量（表-3.29）を算定し平水年流量とした。

調整池のある場合には、調整池容量（約90万 m^3 ）を限度として日負荷曲線に合わせた日調整を行なうものとした。

(5) 発電電力量の算定

まず日負荷から既設水力を先取りし、次にアンデカレカ水力を負荷曲線に合った運転を行ない、残った不足分をディーゼルでまかない、さらに不足があればガスタービンで供給する。アンデカレカ発電所の365日分の日平均可能について機械計算を行ない、これを集計し、平日比率および休祭日比率を、乗じて合計し年発電量を算定した。

(6) 発電々力量の補正

既設水力は、発電実績を根拠にしたものであるため補正する必要はないが、他の発電量は、次の理由により補正した。

- (a) アンデカレカ発電所可能発生電力は測水記録のみを根拠としている。
- (b) 水力の計画および事故停止を見込む必要がある。
- (c) 平日最大負荷の変動、電力系統の事故を見込む必要がある。

上記理由により、アンデカレカ発電所の発電々力は機械計算値の3%、供給予備力設備については、予備力率に応じて補正した。

3.4.4 需給計画の結論

(1) 現実需要想定の場合

図-3.8-(1)に示すごとく、1981年にアンデカレカ発電所の最初の2台が運転を開始し、3台目4台目は、1986年に運転を始める計画となる。ただし途中で最大ユニット1台分の予備力がかかるので、2段開発案で1983年、1段開発案では1984年に予備力設備が必要となる。予備力設備は、この場合ガスタービン（15,000 kW）が最も経済的と考えられる。

また、アンデカレカ発電所の3台目を据え付ける時点ではいずれの案の場合も調整池が必要となる。

以後、1段開発案の場合は、1991年にガスタービンが稼働し、1993、4年とディーゼル（11,000 kW）を追加していく必要があり、アンデカレカ水力発電の限界を示している。また、2段開発案の場合は、1989年アンデカレカ第2発電所を運転開始する必要があり、さらに1993年および1995年にディーゼル（11,000 kW）を追加する必要がある。これはアンデカレカ水力発電の限界を示すものである。

1段開発案の設備が2段開発案のそれを上回るのは、ユニット容量が大きいので1台分の予備力を確保するためユニット容量の差分だけ予備力を大きくとる必要がある。

(2) 最大需要想定の場合

図-3.8-(2)に示すごとく、1～4台目までの運転開始年度は、前記(1)の場合と同じである。

1段開発案と2段開発案との差違は、2段開発案の場合はガスタービンを1983年から稼働させる必要があるのに対し、1段開発案では1990年まで伸ばすことが出来る。2段開発案では、1988年にディーゼルを追加する必要がある。1991年以降は両案とも毎年ディーゼルまたはガスタービンを追加していく必要があり、これはアンデカレカ水力発電の能力の限界を示している。

(3) 最小需要想定の場合

図-3.8-(3)に示すごとく、1段開発案では1981年に1台目の発電機が営業運転を開始し、その後、2台目1986年、3台目1990年、4台目1994年、のテンポで運転に入る必要がある。2段開発案では1台目1981年にはじまり、2台目1983年、3台目1987年、4台目1991年、アンデカレカ第2発電所の1台目1993年、2台目1995年にそれぞれ必要となってくる。1986年には予備力としてのガスタービンが必要となり、1998年以降には毎年ディーゼルまたはガスタービンを追加する必要がある、この場合にもアンデカレカ水力発電の需要に対する限界を示している。

表-3. 1 国内総生産

Item		1960	1966	1971	1972	Ratio % per year	
						1966-1971	1960-1971
Gross Domestic Product in purchasers value	10 ⁶ FMG	134,200	181,557	268,521	273,138	8.1	6.5
	10 ⁶ \$	559.2	756.5	1,118.8	1,138.0		
Population	10 ³	5,298	6,562	7,647	7,871		
GDP per Capita	FMG	25,330	27,668	35,115	34,702		
	\$	105.5	115.3	146.3	144.6		

Note: 100 FMG = ¥.125

1 \$ = ¥.300

表-3. 2 貿易収支

Exportation	Weight and Price				Rate		
	1960	1966	1971	1972	1960-1966	1966-1971	1960-1971.
Weight	235,116	378,728	700,593	714,969	8.3	13.1	10.4
Price	18,485	24,132	40,807	41,864	4.6	11.1	7.5
Importation							
Weight	426,806	602,746	1,046,527	1,053,103	6.0	11.6	8.5
Price	27,539	35,074	59,262	51,754	4.1	11.1	7.2
Balance of Trade (Im-Ex)	9,054	10,942	18,455	9,890			
Rate Ex/Im (%)	67.1%	68.8%	68.9%	80.9%			

Weight: ton

Price: 10⁶ FMG

表-3. 3 主要商品輸入

Item	Weight and Price				Percentage			
	1960	1966	1971	1972	1960	1966	1971	1972
Raw Materials.. (1)	155,643	305,946	792,962	845,057	36.4	50.7	76.1	80.3
	(2) 5,436	7,761	16,424	15,364	19.7	22.1	27.8	29.7
Energy	(1) 136,632	170,940	61,638	44,523	32.1	28.4	5.8	4.2
	(2) 1,258	1,246	487	339	4.5	3.6	0.9	0.6
Machinery	(1) 14,374	15,674	25,043	25,402	3.4	2.6	2.3	2.4
	(2) 4,848	7,535	16,512	15,147	17.6	21.4	27.8	29.3
Food	(1) 85,046	76,771	138,929	118,834	19.9	12.7	13.2	11.3
	(2) 4,504	4,778	8,172	6,381	16.4	13.6	13.7	12.3
Daily necessities	(1) 35,111	33,415	27,955	19,287	8.2	5.6	2.6	1.8
	(2) 11,493	13,754	17,666	14,523	41.8	39.3	29.8	28.1
Total	(1) 426,806	602,746	1,046,527	1,053,103	100	100	100	100
	(2) 27,539	35,074	59,262	51,754	100	100	100	100

(1) Weight: ton

(2) Price: 10⁶ FMG

表-3. 4 主要商品輸出

Item	Weight and Price				Percentage			
	1960	1966	1971	1972	1960	1966	1971	1972
Raw Materials.. (1)	71,176	76,346	200,722	217,974	30.2	30.2	28.7	30.5
(2)	4,606	5,894	6,330	7,007	24.9	24.4	15.5	16.7
Energy (1)	26	22,670	262,718	279,474	0.04	5.9	37.4	39.1
(2)	-	166	1,297	1,520	-	0.7	3.1	3.6
Machinery ... (1)	1,298	442	8,405	837	0.5	0.19	1.2	0.1
(2)	225	262	1,555	175	1.2	1.0	3.8	0.4
Food (1)	162,310	278,677	227,967	215,903	69.1	73.5	32.6	30.2
(2)	13,537	17,502	31,044	32,576	73.2	72.6	76.1	77.9
Daily necessities (1)	306	593	781	781	0.16	0.21	0.1	0.1
(2)	117	308	581	586	0.7	1.3	1.5	1.4
Total (1)	235,116	378,728	700,593	714,969	100	100	100	100
(2)	18,485	24,132	40,807	41,864	100	100	100	100

(1) Weight: ton

(2) Price: 10⁶ FMG

表-3. 5 民族企業の比率

Item	Madagascar	French	Other Foreign Investors	Total	Ratio of Madagascar owned enterprises
No. of enterprises	61	229	68	358	17%
No. of enterprises Capital Less than 10 ⁸ FMG	53	180	65	298	17.8%
" Capital 10 ⁸ - 3 x 10 ⁸ FMG		29	2	37	16.2%
" Capital More than 3x10 ⁸ FMG	2	20	1	23	8.7%

表-3. 6 家内企業収入

Item	Income (10 ⁶ FMG)		Inhabitants		Income/Capita		% / Year
	1962	1970	1962	1970	1962	1970	
Agriculture	63,551	88,510	4,951,533	5,984,645	12,835	14,790	1.8
Non-agriculture	39,284	65,300	835,486	1,124,539	47,019	58,068	2.7
Foreigners	26,226	41,190	75,239	63,209	348,569	651,648	8.1
Total	129,061	195,000	5,862,258	7,172,393	22,016	27,188	2.7

表-3. 7 政府經濟計劃 (生產)

Item	1972		1977	
	10 ⁶ FMG	%	10 ⁶ FMG	%
1. Agriculture, Fishing, Stock-raising	82,402	38.3	95,504	37.5
2. Food	17,512	8.1	20,787	8.2
3. Other Industries	21,686	10.1	27,950	11.0
4. Construction Works	9,427	4.4	11,190	4.4
5. Commerce and Services	84,041	39.1	98,832	38.9
Industries Sub Total	215,068	100.0	254,263	100.0

表-3. 8 政府經濟計劃 (分配)

Unit: 10⁶FMG

Item	1972	1977
Industries Sub Total	215,068	254,263
Import Duties	13,853	18,795
Sub Total	228,921	273,058
Income from State and Companies	40,917	43,010
Domestic Service by Households	3,300	3,300
Gross Domestic Product	273,138	319,368
Rate of Growth	3.2 % per year	

表-3. 9 政府經濟計劃 (消費)

Item	1972		1977		Rate of Growth
	10 ⁶ FMG	%	10 ⁶ FMG	%	
Household	191,713	70.2	219,910	68.9	2.8
State & Companies	52,590	19.3	56,814	17.8	1.6
Investment	35,967	13.2	45,360	14.2	4.8
Savings	1,936	0.7	2,545	0.8	5.6
Exports of Goods and Services	46,282	16.9	56,020	17.5	3.9
Total	328,488	120.3	380,649	119.2	3.0
Imports of Goods and Services	-55,350	-20.3	-61,281	-19.2	2.1
Gross Domestic Product	273,138	100.0	319,368	100.0	3.2

表-3. 10 電力消費量

Year	Electric Utilities		Privately-owned		Total	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1968	124	71	50	29	174	100
1969	133	71	54	29	187	100
1970	156	75	53	25	209	100
1971	178	76	56	24	234	100
1972	194	78	56	22	250	100

表-3.11 発電設備(全国)

Unit: kVA

Year	Electric Utilities			Privately-owned			Total		
	Hydro	Thermal	Sub-total	Hydro	Thermal	Sub-total	Hydro	Thermal	Total
1968	42,957	29,217	72,174	1,548	43,727	45,275	44,505	72,944	117,449
1969	44,057	31,657	75,714	1,548	45,180	46,728	45,605	76,837	122,442
1970	49,757	35,565	85,322	1,548	47,984	49,532	51,305	83,549	134,854
1971	49,932	37,230	87,162	1,548	46,609	48,157	51,480	83,839	135,319
1972	49,962	49,836	99,798	1,548	51,867	53,415	51,510	101,703	153,213

表-3.12 発電電力量

Unit: GWh

Year	Electric Utilities			Privately-owned			Total		
	Hydro	Thermal	Sub-total	Hydro	Thermal	Sub-total	Hydro	Thermal	Total
1968	104	41	145	1.2	50	51.2	105.2	91	196.2
1969	112	44	156	1.7	55	56.7	113.7	99	212.7
1970	120	58	178	1.5	50	51.5	121.5	108	229.5
1971	131	70	201	1.5	56	57.5	132.5	126	258.5
1972	143	75	218	1.3	57	58.3	144.3	132	276.3

表-3.13 電気事業者の概要

Year: 1973

Item	Capital	Customers	Annual Energy Sales	Annual Revenues from Energy Sales	Average Revenues per kWh	Employees	Thermal Power Stations	Hydro Power Stations
	10 ³ FMG	10 ³	10 ⁶ kWh	10 ⁶ FMG	FMG/kWh		No. of PS Installed kVA	No. of PS Installed kVA
S.M.E.E	1,000 (Provisoire)	67 (Electricite)	173	2,967	17.16	2,051	13 42,762	4 19,402
S.E.M	250,000	10.6	85 (2.0)	946 (359)	11.18 (18.20)	842	22 21,810	3 30,135
Total		78	258 (193)	3,913 (3,326)	15.19 (17.26)	2,893	35 64,572	7 49,537

Note: The figures in parenthesis do not include 60 kV wholesale, which can be broken down as follows:

	60 kV Wholesales	Interconnected Zone	Other Zones	Whole S.E.M
Sales (MWh)	64,925	10,301	9,426	84,652
Revenues (10 ⁶ FMG)	587	148	211	946
Average (FMG/kWh)	9.04	14.34	22.43	15.19

表 - 3.14 発電設備 (主要地区)

Unit: kVA

	S. M. E. E		S. E. M		Total		
	Hyd.	Th.	Hyd.	Th.	Hyd.	Th.	Total
Interconnecting Zone							
Am Bola				15,400			
Mandraka			30,000				
Antelomita	11,050						
Mandrozeza		5,020					
Manandona	2,000						
Antsirabe		6,490					
Sub Total	13,050	11,510	30,000	15,400	43,050	26,910	69,960
Tamatave	5,700	6,190	-	-	5,700	6,190	11,890
Fianarantsoa	652	1,630	-	-	652	1,630	2,282
Others	-	23,432	135	6,410	135	29,842	29,977
Total	19,402	42,762	30,135	21,810	49,537	64,572	114,109

Note Am Bola; Ambohimambola

表 - 3.15 送変電および配電設備

1. Substation Facilities

Item	No. of Sub-Stations	Transformers													
		63/30 (kV)		63/20 (kV)		63/5.5 (kV)		63/3.2 (kV)		60/35 (kV)		35/5 (kV)		20/5 (kV)	
		Set	kVA	Set	kVA	Set	kVA	Set	kVA	Set	kVA	Set	kVA	Set	kVA
S. E. M	4	1	2,000	2	14,000	1	15,000	4	30,000	-	-	-	-	-	-
S. M. E. E	9	-	-	-	-	-	-	-	-	3	22,500	12	44,100	10	27,080

2. Transmission and Distribution Facilities

Item	Length of Line (km)					No. of Transformers	Note
	63 kV	35, 30 kV	20, 15 kV	5.5, 5 kV	Low-Voltage		
S. E. M	189.3	44.2	434.1	43.3	489.4	238	
S. M. E. E	-	170.0	51.4	394.0	929.0	906	No. of Transformers: 1971

Note: S. E. M - Figures shows in 1974

S. M. E. E - Figures shows in 1973

表-3.16 販売電力量と収入(1973年)

Item	S. M. E. E			Item	S. E. M		
	MWh	10 ³ Francs	Prix in Francs		MWh	10 ³ FMG	Prix per kWh
Tananarive	82,277	1,524,368	18.53	Interconnected Zone			
Antsirabe	36,102	458,486	12.70	Tananarive	64,925	586,833	9.04
Fianarantsoa	3,729	104,747	28.09	Sub-Total	64,925	586,833	9.04
Tamatave	11,128	198,211	17.81	Except Tananarive			
Majunga	30,215	448,836	14.85	Moramanga	2,631	41,505	15.78
Nossi-Be	2,467	47,296	19.17	Ambatorampy	220	3,347	15.185
Morondava	899	19,539	21.74	Grand-Tana	7,450	102,885	13.81
Diego-Suarez	5,495	149,333	27.17	Other zone	9,426	211,455	22.43
Mananjary	607	16,424	27.05	Sub-Total	19,727	359,192	18.20
Total	172,919	2,967,240	17.16	Grand Total	84,652	946,025	11.18

表-3.17 主要地区電気料金表

1. Tariffs of Energy

	Lighting		Max. Price	Domestic Use			
	Private	Public		1st Stage	2nd Stage	3rd Stage	Off Peak
Tananarive	31.367	28.013	18.700	18.700	11.977	14.965	10.483
Antsirabe	40.687	32.816	27.211	27.211	17.782		13.633

2. Tariff (Power)

	Low Voltage				High Voltage					Special Contract
	Customer Charge MAX.	Customer Charge MIN.	1st Stage	2nd Stage	C. C. MAX.	C. C. MIN.	1st Stage	2nd Stage	3rd Stage	5 kV
Tana.	147.21	139.32	23.307	22.597	184.01	148.79	13.446	12.101	10.084	
An.	1,186.36	1,122.80	30.539	30.048	1,101.62	889.77	18.808	18.053	16.921	

Note: C. C: Customer Charge

3. Tariff (Power High Voltage = 5 kV)

	Customer Charge MAX.	Customer Charge MIN.	Intermediate			Off Peak		Peak
			1st Stage	2nd Stage	3rd Stage	1st Stage	2nd Stage	
Tana.	368.02	297.57	13.446	10.757	9.412	8.068	6.723	13.446
An.	3,381.13		18.808	11.211		9.066	8.259	21.461

4. Tariff (Power High Voltage > 5 kV)

Tana.	368.02	297.57	12.625	10.122	8.852	8.068	6.723	12.625
An.	3,381.13		17.741	10.942		9.066	8.257	21.461

5. Supplementary Taxes

	Lighting		Max. Price	Domestic Use			
	1st Stage	2nd Stage		1st Stage	2nd Stage	Peak	Off Peak
Tana.	0.68	0.75	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
An.	1.32	1.55	1.01	1.01	1.01		0.50

表-3.18 最大電力需要 (發電端)

Unit: MW

Item	1972	1981	1986	1991	1995	Note
Most Probable						
Public Sector	32.2	50.0	68.9	98.7	130.4	
Ferrochrome	-	16.5	32.5	32.5	32.5	
Total	32.2	66.5	101.4	131.2	162.9	
Rate (%)	100	207	315	407	506	
Maximum						
Public Sector	32.2	50.0	71.3	107.2	152.7	
Ferrochrome	-	16.5	32.5	48.5	48.5	
Total	32.2	66.5	103.8	155.7	201.2	
Rate (%)	100	207	322	484	625	
Minimum						
Public Sector	32.2	50.0	68.9	98.7	130.4	
Rate (%)	100	155	214	307	405	

表-3.19 電力量需要 (發電端)

Unit: GWh

Item	1972	1981	1986	1991	1995	Note
Most Probable						
Public Sector	144	228	320	467	628	
Ferrochrome	-	87	232	254	254	
Total	144	315	552	721	882	
Rate (%)	100	219	383	501	612	
Maximum						
Public Sector	144	228	331	507	736	
Ferrochrome	-	87	232	360	383	
Total	144	315	563	867	1,119	
Rate (%)	100	219	391	602	777	
Minimum						
Public Sector	144	228	320	467	628	
Rate (%)	100	158	222	324	436	

表-3.20 販売電力量(一般需要)

Year	(1)	(2)	(3)	(4) = $\frac{(2)}{(3)}$	(5)	(6) = $\frac{(1)}{(5)}$	Note
	Sales Energy	Growth Rate of Energy	Growth Rate of G. D. P	Ela- sti- city	Popu- lation	Energy per Capita	
	GWh	%	%		10 ³	kWh/capita	
1966	73.2	9.2			670.6	109	Actual
1967	85.3	16.6			683.4	125	
1968	94.7	11.0			711.8	133	
1969	99.0	4.5			721.7	137	
1970	108.2	9.3			750.5	144	
1971	119.5	10.5			776	153	
1972	129.8	8.6			804	161	
1973	133	2.6	2.0		829	160	Estimated
1974	136	2.6	2.0		855	159	
1975	141	3.9	3.0		886	159	
1976	148	5.2	4.0		913	162	
1977	158	6.5	5.0		943	168	
1978	168				974	172	Estimated
1979	179				1008	178	
1980	191				1039	184	
1981	203						
1982	216						

表-3.21 供給種別ごと需要想定

Year	Residential			Low Voltage			High Voltage			Public			Total		
	10 ³ kWh	Ratio	Increase Rate	10 ³ kWh	Ratio	Increase Rate	10 ³ kWh	Ratio	Increase Rate	10 ³ kWh	Ratio	Increase Rate	10 ³ kWh	Ratio	Increase Rate
1968	24,941	26.3	-	4,764	5.0	-	56,742	60.0	-	8,253	8.7	-	94,700	100	-
69	26,342	26.6	5.6	5,008	5.1	5.1	58,873	59.4	3.8	8,777	8.9	6.3	99,000	100	4.5
70	28,075	25.9	6.6	5,051	4.7	0.9	65,853	60.9	11.9	9,221	8.5	5.1	108,200	100	9.3
71	30,506	25.5	8.7	5,121	4.3	1.4	74,172	62.1	12.6	9,701	8.1	5.2	119,500	100	10.5
72	30,627	23.6	0.4	5,305	4.1	3.5	84,386	65.0	13.8	9,482	7.3	-2.3	129,800	100	8.6
73	30,674	23.1	0.2	5,236	3.9	-1.3	87,478	65.8	3.7	9,612	7.2	1.4	133,000	100	2.6
81	41,990	21	4	6,140	3	2	142,700	70	6.3	12,170	6	3	203,000	100	5.4
86	53,580	19	5	6,780	3	2	206,840	73	7.7	14,800	5	4	282,000	100	6.8
91	71,690	17	6	7,860	2	3	307,570	76	8.1	18,880	5	5	406,000	100	7.6
95	93,990	16	7	8,840	2	3	420,230	78	8.3	22,940	4	5	546,000	100	7.7

Note: Increase Rate: 1968 - 1973 - Actual.

— Geometric increase rate

表-3.22-(1)大口需要家一覧表

S. E. M. - Interconnected Zone

		1968	1969	1970	1971	1972	1973
TANANARIVE							
S. M. E. E	kW	7,200	7,200	8,640	10,370	12,000	11,000
	Cons. 10 ³ kWh	20,284	31,063	32,792	36,228	31,787	30,193
Paper Mill	kW	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
	Cons. 10 ³ kWh	6,717	7,185	6,537	6,867	6,630	9,453
Total	kW	8,900	8,900	10,340	12,070	13,700	12,700
	Cons. 10 ³ kWh	27,001	38,248	39,329	43,095	38,417	39,646
GRAND TANA (1)							
Radio Nederland	kW	-	-	-	-	2,000	2,000
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	2,493	5,581
SOMACOU	kW	-	-	-	-	-	230
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	-	672
Total	kW	-	-	-	-	2,000	2,230
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	2,493	6,253
MORAMANGA							
Plywood Industry	kW	-	-	-	400	400	400
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	825	864	1,112
ANTSIRABE							
S. M. E. E	kW	-	-	-	-	-	-
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	5,583	25,279

Nte : Cons. : Consumption

表-3.22-(2)大口需要家一覧表

S. M. E. E- Interconnected Zone

		1968	1969	1970	1971	1972	1973
TANANARIVE							
Hilton Hotel	kW	-	-	280	400	400	400
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	701	1,814	1,690	1,890
Biscuit Industry	kW	-	-	-	-	300	300
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	716	722
Radio Station	kW	520	520	520	640	640	640
	Cons. 10 ³ kWh	2,142	2,311	2,013	2,630	2,917	2,760
Railroad	kW	330	330	330	330	330	370
	Cons. 10 ³ kWh	907	963	931	941	856	851
STIMAD	kW	-	-	240	240	240	240
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	1,864	1,846	1,562	1,286
University	kW	-	-	-	-	-	280
	Cons. 10 ³ kWh	-	-	-	-	-	657
Total	kW	850	850	1,370	1,610	1,910	2,230
	Cons. 10 ³ kWh	3,049	3,274	5,509	7,231	7,741	8,166
ANTSIRABE							
Textile Industry	kW	3,750	3,750	4,000	4,000	5,940	5,940
	Cons. 10 ³ kWh	17,349	16,210	19,200	21,959	26,870	28,268
Beer Company	kW	275	275	475	475	560	560
	Cons. 10 ³ kWh	1,552	1,569	1,835	1,943	2,190	2,403
Total	kW	4,025	4,025	4,475	4,475	6,500	6,500
	Cons. 10 ³ kWh	18,901	17,779	21,035	23,902	29,060	30,671

表-3.23 フェロクロム生産の所要電力および電力量

Year	Item	Production Plan		Electric Power & Energy Requirement	
		Number of Furnaces	Production (ton)	Load (kW)	Consumption (GWh)
1	1981	1	15,000	16,500	84.8
2	1982	1	19,000	16,500	101.5
3	1983	1	22,000	16,500	112.8
4	1984	1	25,000	16,500	124.5
5	1985	1	25,000	16,500	124.5
6	1986	2	44,000	32,500	224.8
7	1987	2	50,000	32,500	245.3
8	1988	2	50,000	32,500	246.3
9	1989	2	50,000	32,500	246.3
10	1990	2	50,000	32,500	246.3
11	1991	3	69,000	48,500	345.8
12	1992	3	75,000	48,500	367.3
13	1993	3	75,000	48,500	367.3

表一 3.24 需要想定 (现实案)

Year	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Growth rate of G.D.P. %	Increase rate of Energy %	Sales Energy 10 ⁶ kWh	Loss rate %	Generated Energy 10 ⁶ kWh	Load Factor %	Peak Demand MW
1974	2	2.6	136	11.0	153	51	34.3
1975	3	3.9	141	"	158	"	35.3
1976	4	5.2	148	"	166	"	37.1
1977	5	6.5	158	"	178	"	39.8
1978	5.0/year	6.5/year	168	"	189	52	41.5
1979	"	"	179	"	201	"	44.0
1980	"	"	191	"	215	"	47.1
1981	"	"	203	"	228	"	50.0
1982	"	"	216	"	243	"	53.3
1983	5.5/year	7.0/year	231	"	260	53	55.0
1984	"	"	247	"	278	"	59.8
1985	"	"	264	"	297	"	64.0
1986	"	"	282	12.0	320	"	68.9
1987	"	"	302	"	343	"	74.0
1988	6.0/year	7.7/year	325	"	369	54	78.0
1989	"	"	350	"	398	"	84.1
1990	"	"	377	"	428	"	90.6
1991	"	"	406	13.0	467	"	98.7
1992	"	"	437	"	502	"	106.1
1993	"	"	471	"	541	55	112.4
1994	"	"	507	"	583	"	121.1
1995	"	"	546	"	628	"	130.4

表一 3.25 需要想定 (最大)

Year	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Growth rate of G.D.P. %	Increase rate of Energy %	Sales Energy 10 ⁶ kWh	Loss rate %	Generated Energy 10 ⁶ kWh	Load Factor %	Peak Demand MW
1973	2	2.6	133	11.0	149	51	33.3
1974	2	2.6	136	"	153	"	34.3
1975	3	3.9	141	"	158	"	35.3
1976	4	5.2	148	"	166	"	37.1
1977	5	6.5	158	"	178	"	39.8
1978	5.0/year	6.5	168	"	189	52	41.5
1979	"	"	179	"	201	"	44.0
1980	"	"	191	"	215	"	47.1
1981	"	"	203	"	228	"	50.0
1982	"	"	216	"	243	"	53.3
1983	6.0/year	7.7	233	"	262	53	56.4
1984	"	"	251	"	282	"	60.8
1985	"	"	270	"	303	"	65.3
1986	"	"	291	12.0	331	"	71.3
1987	"	"	313	"	356	"	76.6
1988	7.0/year	9.0	341	"	388	54	82.0
1989	"	"	372	"	423	"	89.4
1990	"	"	405	"	460	"	97.2
1991	"	"	441	13.0	507	"	107.2
1992	"	"	481	"	553	"	116.9
1993	8.0/year	10.0	529	"	608	55	126.2
1994	"	"	582	"	669	"	138.9
1995	"	"	640	"	736	"	152.7

表 - 3. 26 水力發電所可能發生出力

	Name of Power Station	Installed Capacity	Capability					
			Annual Energy	Average Cap.	Peak Cap.	Note		
Existing	(1) Antelomita	11,050 kVA	55 GWh	6.3 MW	8 MW			
	(2) Manandona	2,000	10	1.1	1			
	(3) Mandraka	30,000	63	7.2	18			
	Total	43,050	128	14.6	27			
Planning	1 Stage Plan (1-0-B)	kVA		*1 MW	*2 m ³ /sec	*3 MW	*4 %	
	Max. Flow 30 m ³ /sec	33,500 x 2		48.0	(27.1)	48.0		
	ditto 45 "	33,500 x 3		57.2	(31.8)	81.0	(70)	
	60 "	33,500 x 4		61.4	(34.1)	97.3	(67)	
	2 Stage Plan (2-1-A)	30 m ³ /sec	22,100 x 2		*1 31.7	*2 (27.1)	*3 31.7	
	ditto 45 "	22,100 x 3		37.2	(31.8)	52.8	(70)	
	ditto 60 "	22,100 x 4		39.9	(34.1)	60.4	(70)	
	(2-2-A) 30 "	25,500 x 1		16.3	(27.1)	*78.4	(70)	* include 2-1-A
	ditto 60 "	25,500 x 2		20.5	(34.1)	*91.6	(67)	* include 2-1-A

Note *1. shows L5-day output in May. *2. shows L5-day Natural Flow in May.
 *3. show the Peak Cap. on the L5 day in May. *4. shows L5-day Load Factor in May in assumed year.

表 - 3. 27 汽力發電所可能發生出力

Item	Installed capacity (kVA)	Capability (kW)	Note
Existing Plants			
Mandroseza Power Station	5,020	3,500	
Antsirabe Power Station	6,490	5,500	Cold Reserve capability
Sub-total		9,000	
Proposed Plants			
Ambohimambola Power Station	7,700 x 2	12,000	
Diesel Plant	7,700	6,000	Unit Capacity
	13,750	11,000	"
Gas Turbine Plant	18,750	15,000	"

表-3.28 アンデカレカ月別流量特性

Unit: m³/sec

Item	Monthly Average of Flow	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O
Data of Series	Average	43.0	68.5	97.8	113.9	135.7	76.9	54.7	54.6	60.6	61.7	48.8	37.8
	Aver. (60 m ³ /sec)	39.6	50.1	54.7	56.9	56.7	52.7	46.9	47.5	51.9	51.8	46.3	37.0
	" (45 ")	36.0	41.2	43.8	44.1	44.0	42.4	40.2	40.5	42.9	43.5	41.6	35.8
	" (30 ")	28.5	29.4	30.0	29.9	29.9	29.7	29.3	29.1	29.6	30.0	29.9	29.1
	L5 (60 m ³ /sec)	23.2	26.5	37.4	43.0	40.1	29.5	25.5	24.6	32.2	37.0	32.6	25.2
	" (45 ")	23.2	26.5	37.3	40.2	38.5	29.5	25.5	24.6	32.2	37.0	32.6	25.2
Data of Parallel	" (30 ")	23.2	26.0	29.8	29.3	29.3	28.2	25.5	24.4	27.4	29.9	29.6	25.2
	Average	43.0	68.5	97.8	113.9	135.7	76.9	54.7	54.6	60.6	61.7	48.8	37.8
	Aver. (60 m ³ /sec)	39.6	50.1	54.7	56.9	56.7	52.7	46.9	47.5	51.9	51.8	46.3	37.0
	" (45 ")	36.0	41.2	43.8	44.1	44.0	42.4	40.2	40.5	42.9	43.5	41.6	35.8
	" (30 ")	28.5	29.4	30.0	29.9	29.9	29.7	29.3	29.1	29.6	30.0	29.9	29.1
	L5 (60 m ³ /sec)	30.7	37.3	45.6	52.1	52.6	48.5	42.7	41.6	43.3	44.3	39.9	31.0
Data of the Lowest 5 Day.	" (45 ")	30.3	35.6	40.6	43.1	42.3	41.2	38.1	37.8	40.0	41.1	38.4	31.0
	" (30 ")	27.0	28.5	29.8	29.7	29.6	29.5	28.7	28.6	29.0	29.9	29.7	28.0
	1/2(Parallel, L5. 60m ³ /s+Series, L5. 60m ³ /s)	27.0	31.9	41.5	47.6	46.4	39.0	34.1	33.1	37.8	40.7	36.3	28.1
	1/2(Parallel, L5. 60m ³ /s+Series, L5. 60m ³ /s) x100%	68.2	63.7	75.9	83.7	81.8	74.0	72.7	69.7	72.8	78.6	78.4	75.9
	Aver. 60m ³ /s	26.8	31.1	39.0	41.7	40.4	35.4	31.8	31.2	36.1	39.1	35.5	28.1
	1/2(Parallel, L5. 45m ³ /s+Series, L5. 45m ³ /s)	74.4	75.5	89.0	94.6	91.8	83.5	79.1	77.0	84.1	89.9	85.3	78.5
1/2(Parallel, L5. 30m ³ /s+Series, L5. 30m ³ /s)	Aver. 45m ³ /s	25.1	27.3	29.8	29.5	29.5	28.9	27.1	26.5	28.2	29.9	29.7	26.6
	1/2(Parallel, L5. 30m ³ /s+Series, L5. 30m ³ /s) x100%	88.1	92.9	99.3	98.7	98.7	97.3	92.5	91.1	95.3	99.7	99.3	91.4
	Aver. 30m ³ /s												

表-3.29 アンデカレカシリーズ・パラレル折半流量

695.8	462.9	438.3	348.3	289.3	257.4	249.3	242.6	233.6	199.4
197.6	186.4	178.9	173.5	168.0	163.1	161.1	156.1	152.2	150.2
145.0	142.3	140.3	137.3	135.6	132.6	131.2	129.1	128.9	125.0
124.4	121.1	119.9	117.9	117.0	114.4	113.1	112.6	110.8	109.9
109.2	107.9	107.4	104.7	104.2	103.4	102.7	101.9	101.2	100.8
99.6	99.2	97.7	96.6	96.2	94.8	94.4	93.5	93.4	93.0
91.0	90.6	90.2	89.8	89.6	89.0	87.8	87.5	87.3	86.4
86.0	85.3	85.1	84.8	84.3	84.2	83.8	83.6	82.7	82.5
81.9	81.3	81.1	80.9	79.9	79.1	78.8	78.8	78.4	77.9
77.3	77.1	76.9	76.4	76.3	75.9	75.6	75.4	75.0	74.8
74.6	74.4	74.1	73.4	73.1	72.7	72.2	71.9	71.7	71.6
71.5	71.5	70.9	70.4	70.1	69.7	69.7	69.5	69.2	69.0
68.8	68.4	68.2	67.8	67.4	67.3	66.9	66.5	66.5	66.3
65.9	65.8	65.7	65.5	65.4	65.2	64.9	64.5	64.2	64.1
63.9	63.8	63.6	63.5	63.3	63.0	62.9	62.8	62.6	62.3
62.1	62.1	61.8	61.3	61.3	61.1	60.8	60.7	60.4	60.3
59.9	59.4	59.3	59.3	59.3	59.1	58.6	58.4	58.4	58.2
58.1	58.1	58.0	57.6	57.2	57.2	56.9	56.7	56.4	56.2
56.1	56.1	55.9	55.8	55.7	55.6	55.5	55.4	55.3	54.9
54.8	54.5	54.3	54.2	54.1	54.1	53.9	53.5	53.3	53.2
53.1	53.0	52.8	52.7	52.4	52.3	52.2	51.8	51.7	51.4
51.2	51.1	51.1	51.0	50.8	50.7	50.6	50.6	50.3	50.2
49.9	49.9	49.8	49.6	49.4	49.3	49.3	49.0	49.0	48.7
48.7	48.6	48.6	48.3	48.1	48.0	47.7	47.6	47.5	47.4
47.4	47.3	47.1	47.0	46.8	46.7	46.5	46.4	46.3	46.2
46.0	45.9	45.7	45.6	45.6	45.4	45.2	45.0	44.9	44.8
44.7	44.6	44.6	44.3	44.3	44.2	44.0	43.7	43.5	43.5
43.5	43.4	43.3	43.2	43.1	43.0	42.9	42.7	42.4	42.2
42.2	41.9	41.8	41.7	41.6	41.6	41.5	41.3	41.2	41.0
40.9	40.7	40.6	40.2	40.0	39.7	39.7	39.4	39.4	39.3
39.1	39.0	38.9	38.8	38.6	38.4	38.3	38.2	38.2	37.9
37.5	37.4	37.3	37.0	36.9	36.5	36.3	35.9	35.7	35.6
35.4	35.3	35.0	34.8	34.5	34.2	34.1	33.8	33.8	33.1
33.0	32.8	32.5	32.3	32.1	32.1	31.9	31.7	31.5	31.1
31.0	30.8	30.6	30.4	30.4	30.2	30.0	29.9	29.5	29.3
29.1	28.6	28.6	28.3	27.8	27.7	27.5	27.3	27.2	26.5
26.0	25.6	25.3	24.3	23.9					

表-3.30 アンデカレカ最過水年流況

147.0	144.0	141.0	131.0	131.0	131.0	130.0	130.0	122.0	120.0
120.0	108.0	107.0	106.0	102.0	96.0	95.0	94.0	89.0	87.0
87.0	86.0	86.0	85.0	84.0	82.0	81.0	81.0	81.0	78.0
76.0	76.0	75.0	68.0	67.0	66.0	65.0	64.0	64.0	63.0
63.0	63.0	62.0	60.0	58.0	58.0	57.0	57.0	57.0	57.0
57.0	57.0	56.0	56.0	55.0	54.0	54.0	53.0	53.0	53.0
53.0	52.0	52.0	52.0	52.0	51.0	50.0	50.0	49.2	49.2
49.2	49.2	49.2	49.2	49.2	48.4	48.4	47.7	47.7	47.7
46.9	46.9	46.9	46.1	46.1	46.1	46.1	45.4	45.4	45.4
45.4	45.4	45.4	45.4	45.4	44.6	44.6	44.6	43.8	43.0
43.0	43.0	43.0	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3
42.3	42.3	42.3	41.5	41.5	41.5	41.5	40.9	40.9	40.9
40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.2	40.2	40.2	39.6	39.6
39.6	39.6	39.6	38.9	38.9	38.9	38.9	38.3	38.3	38.3
37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.7	37.0	37.0	37.0
37.0	37.0	36.4	36.4	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7	35.7
35.1	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	33.9	33.9	33.9
33.9	33.3	33.3	33.3	32.7	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2
32.2	32.2	32.2	32.2	31.6	31.6	31.0	31.0	31.0	30.4
30.4	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.2	29.2	29.2
29.2	29.2	29.2	29.2	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7	28.7
28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2	28.2
28.2	27.8	27.8	27.8	27.3	27.3	27.3	27.3	27.3	26.8
26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8
26.4	26.4	26.4	26.4	26.4	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0
25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.2	25.2	25.2
25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	25.2	24.8	24.8	24.8	24.8
24.8	24.8	24.7	24.7	24.7	24.7	24.7	24.6	24.5	24.5
24.5	24.5	24.5	24.5	24.4	24.3	24.3	24.3	24.3	24.3
24.1	24.1	24.1	24.1	24.1	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9
23.7	23.7	23.7	23.7	23.7	23.5	23.5	23.5	23.5	23.3
23.3	23.3	23.3	23.2	23.1	23.1	23.1	23.0	23.0	23.0
23.0	22.9	22.9	22.9	22.9	22.7	22.7	22.7	22.7	22.5
22.5	22.5	22.3	22.3	22.1	22.1	22.0	22.0	21.8	21.8
21.6	21.6	21.4	21.4	21.3	21.3	21.2	21.2	21.0	21.0
20.8	20.8	20.7	20.7	20.5	20.5	20.3	20.2	20.0	19.8
19.7	19.5	19.4	19.3	19.1					

图-3.1 S.E.M供給区域

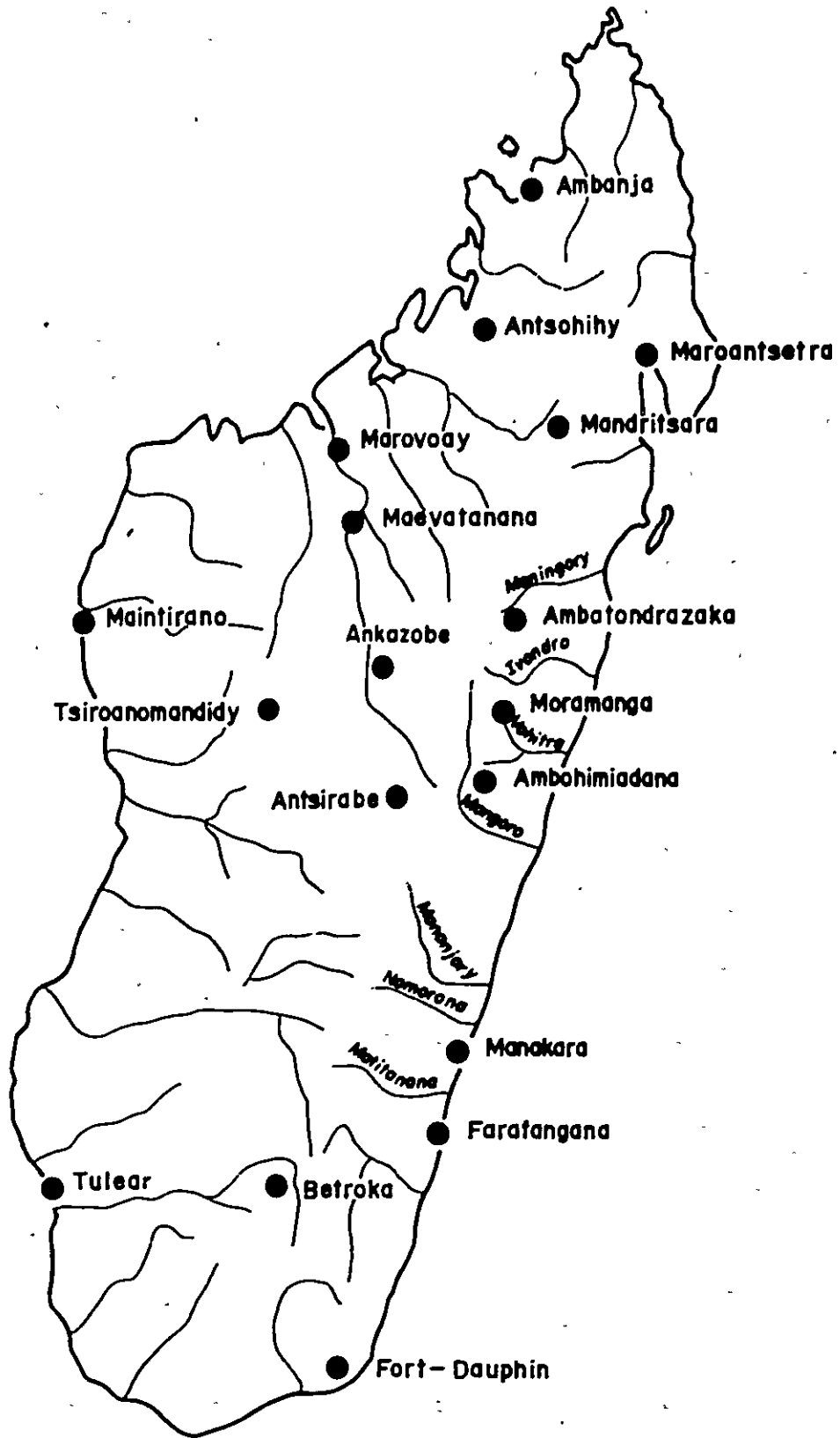


图-3.2 S.M.E.E 供給区域

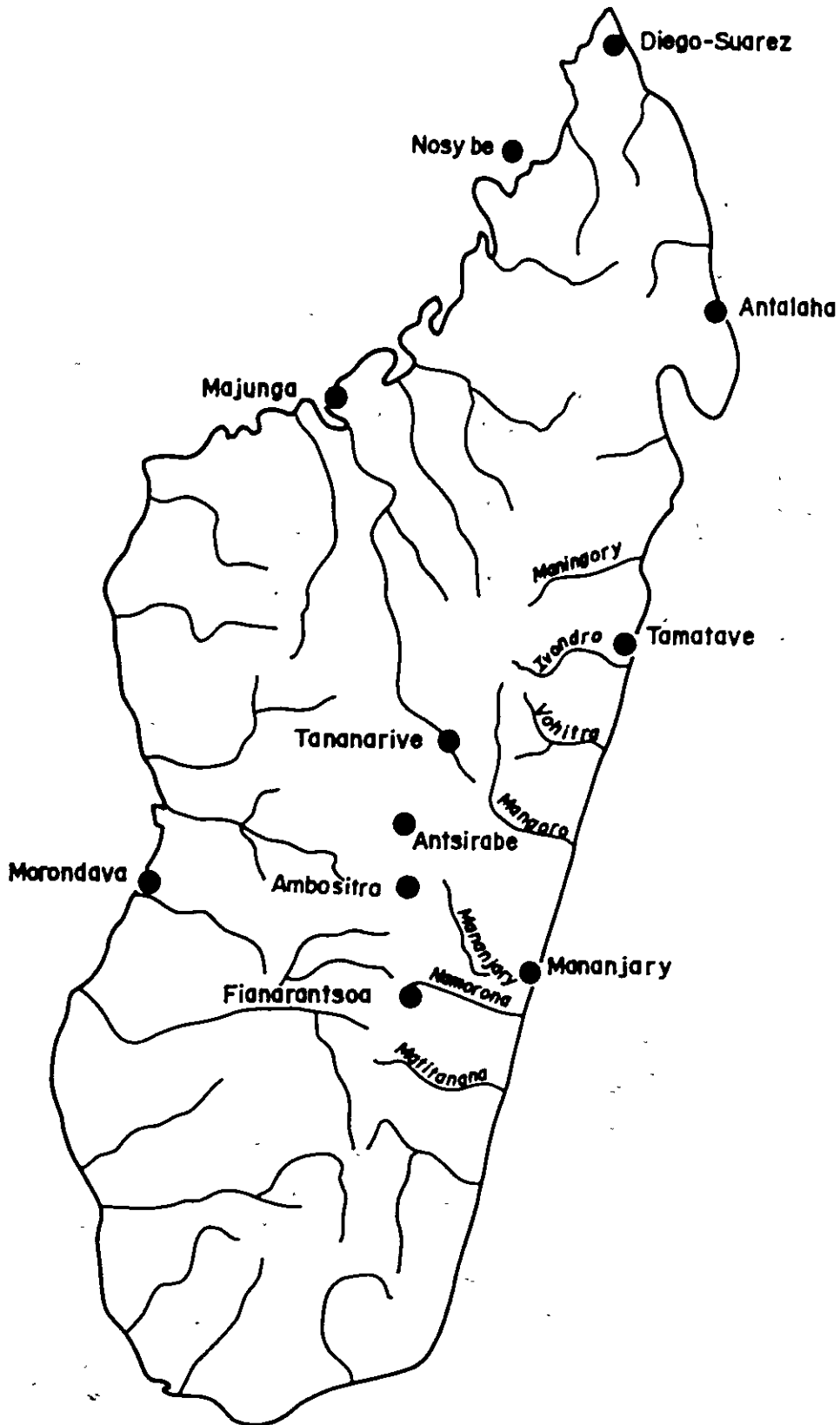


图-3.3 S.E.M. 連係系統設備圖

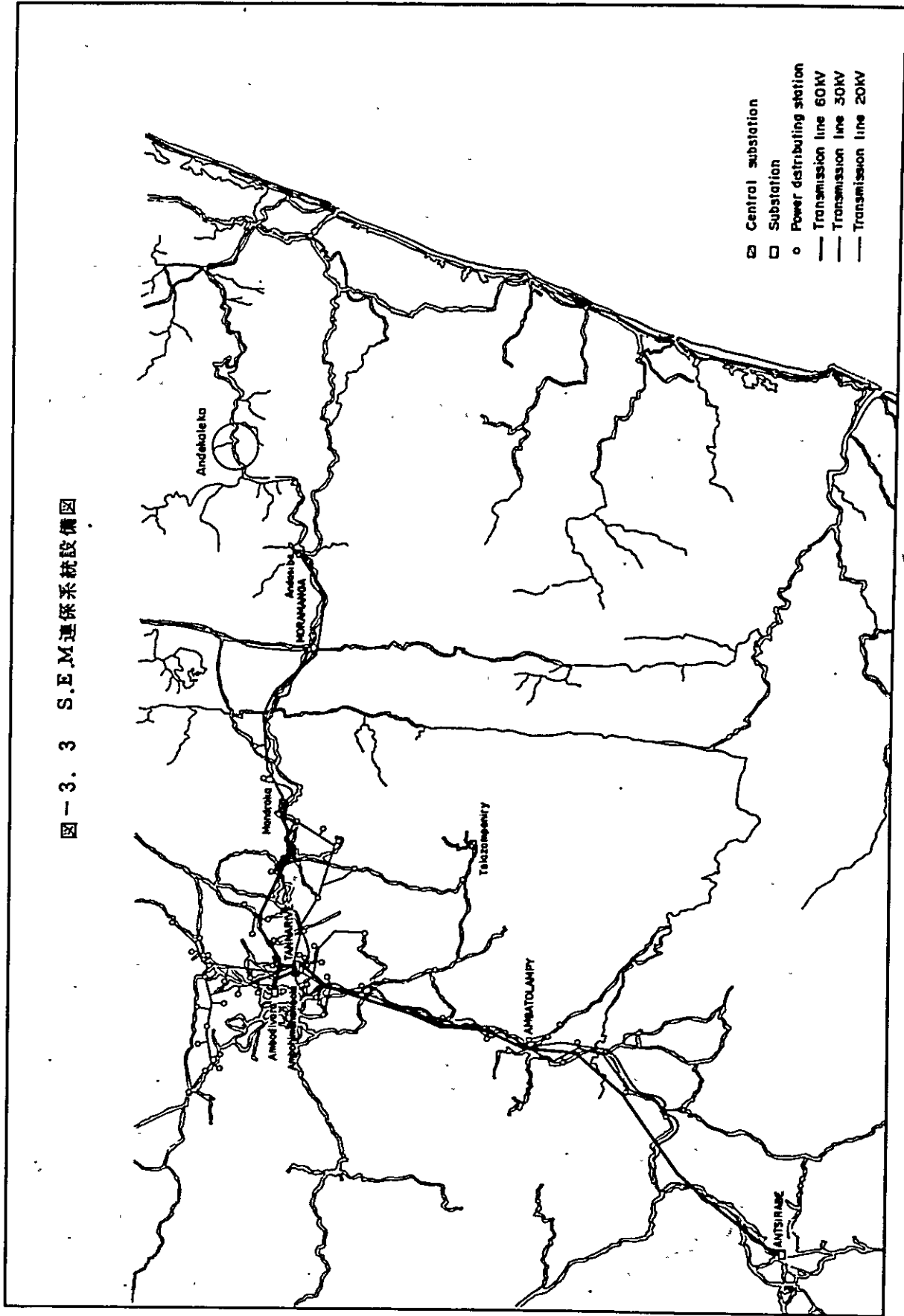


圖-3.4 S.E.M 連係系統模式圖

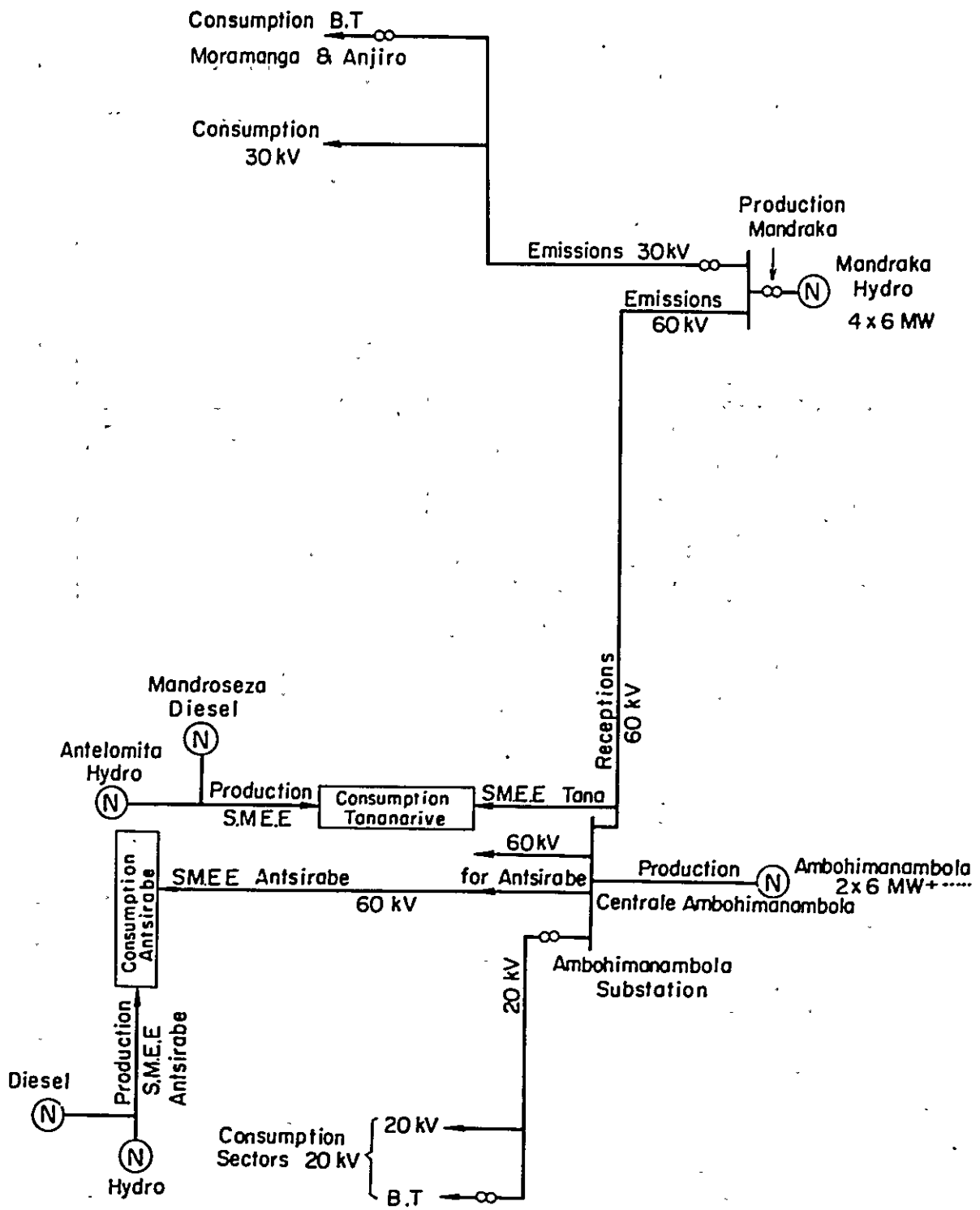


図-3.5 日負荷曲線
(3rd Wednesday in 1973)

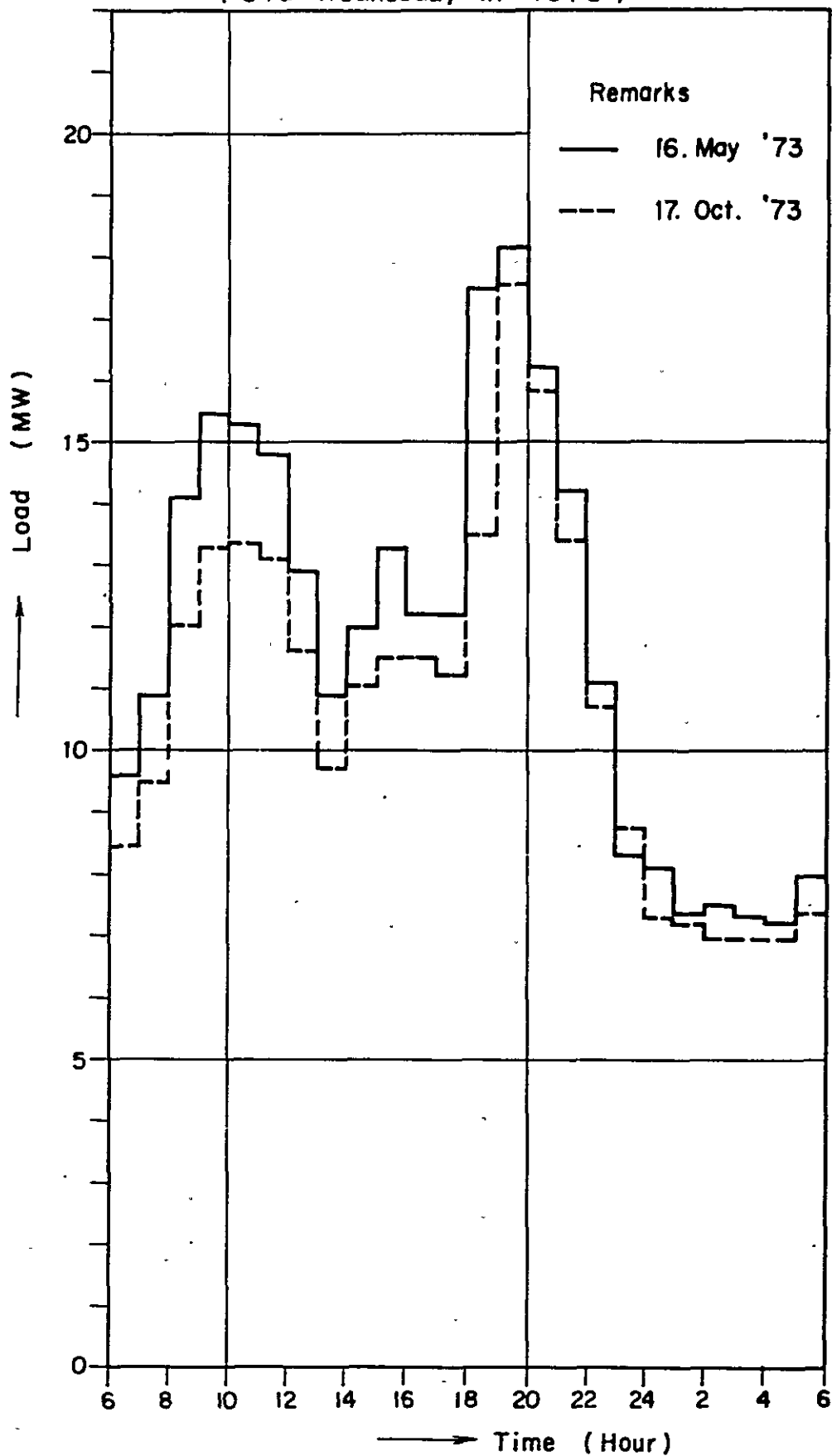


図-3.6 需要計画フローチャート

A. Demand forecast

B. Computation of estimated output

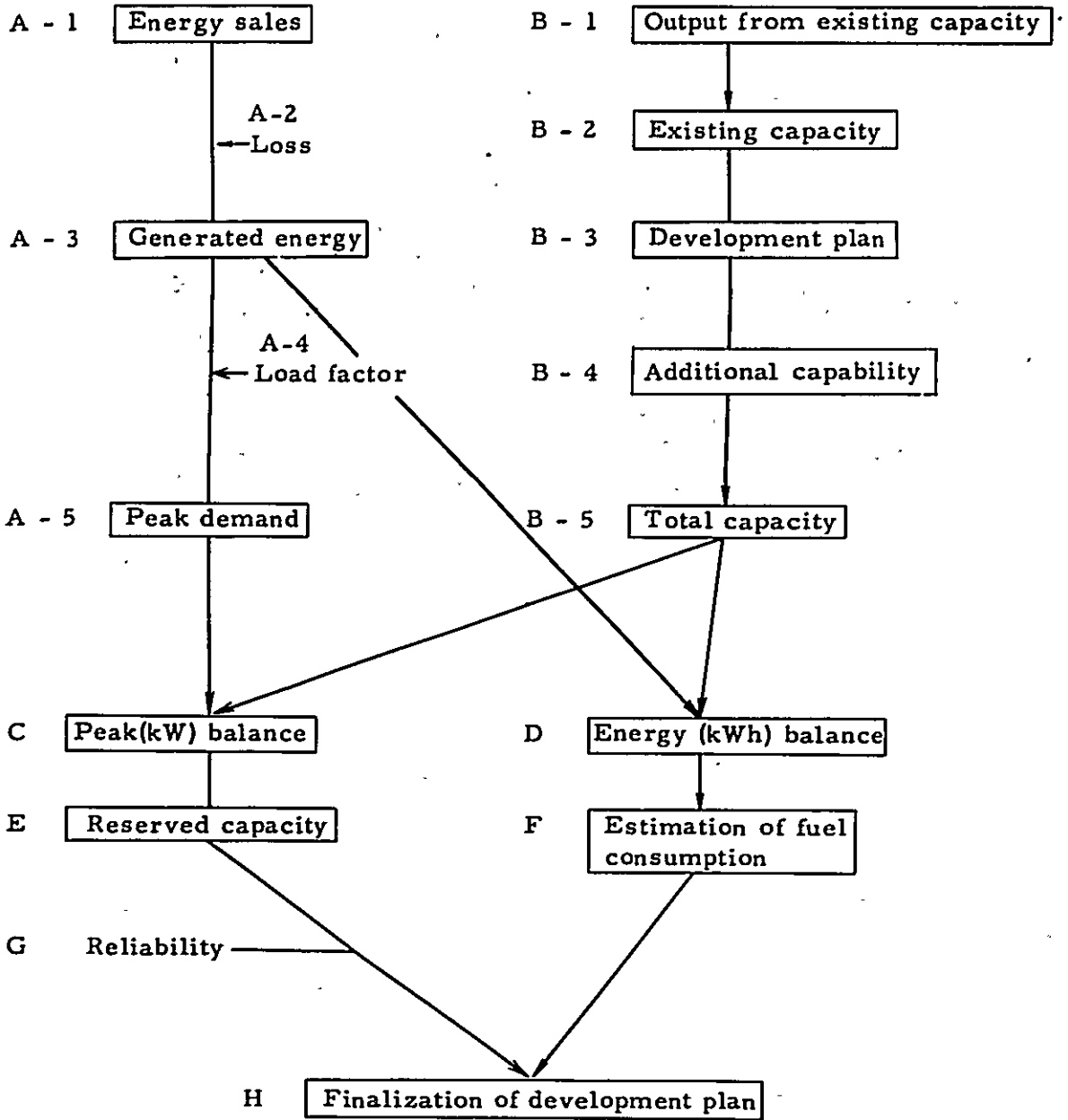


図-3.7 月別最大電力

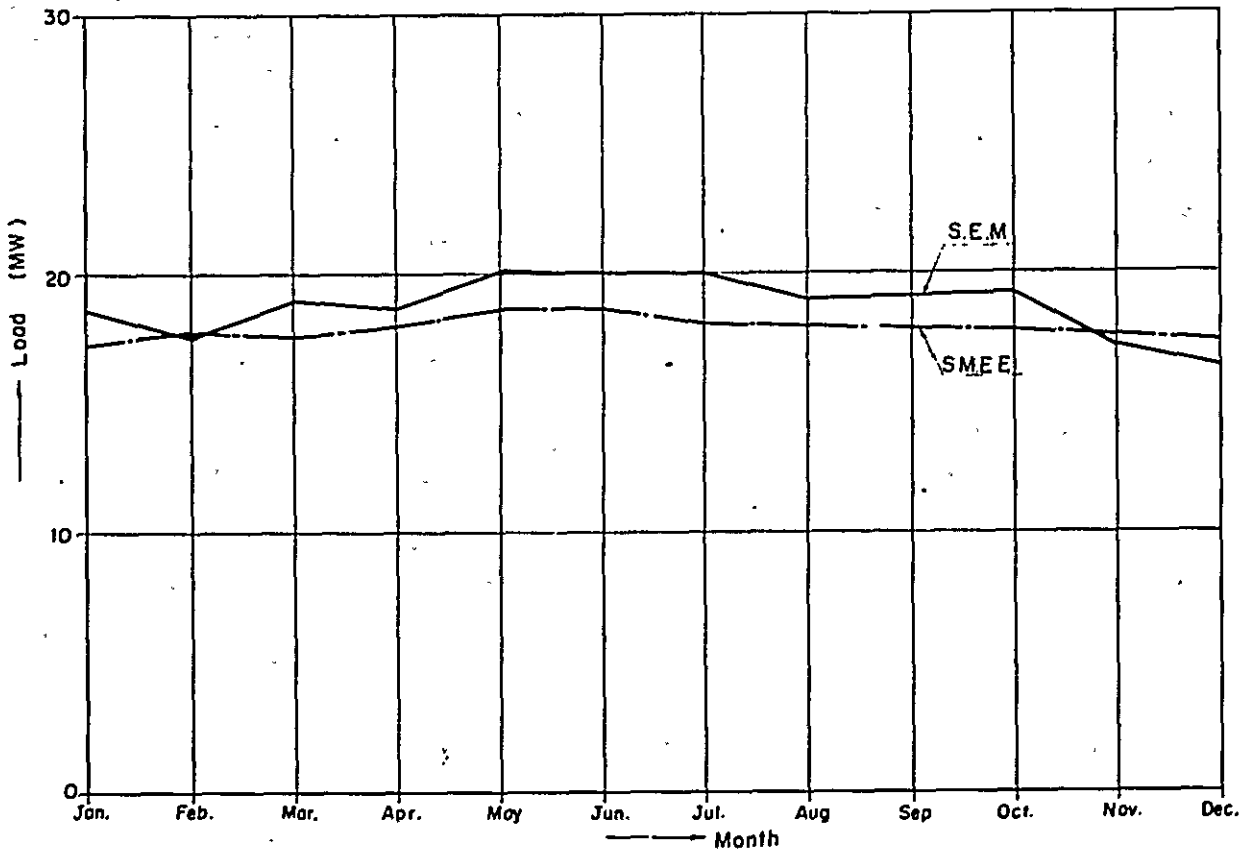


図-3.8-①発電設備投入計画図(現実案)

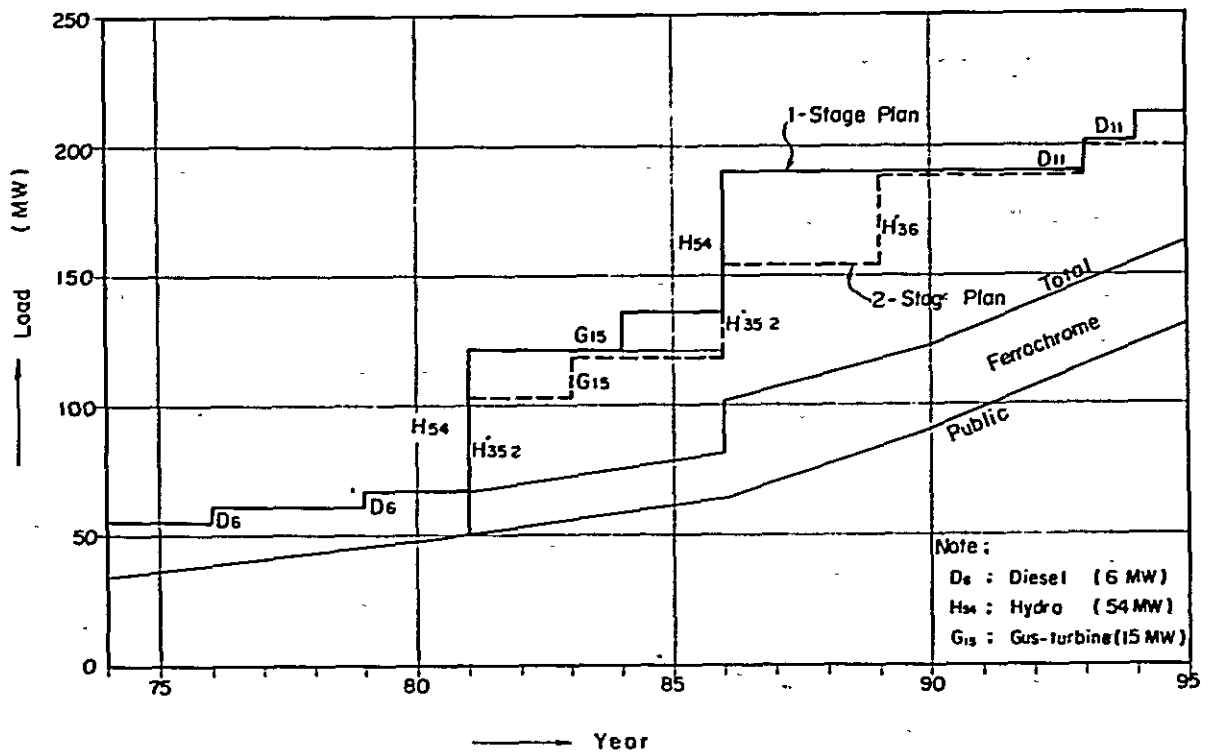


図-3. 8-(2)発電設備投入計画図(最大)

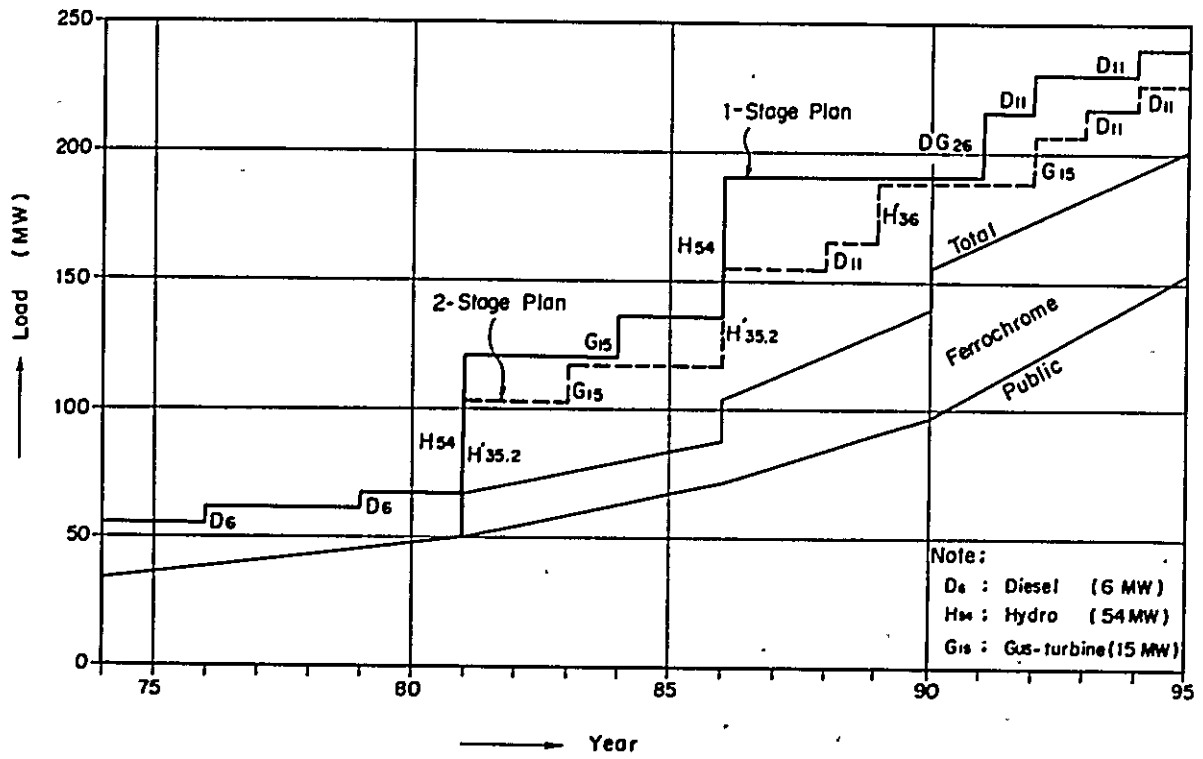
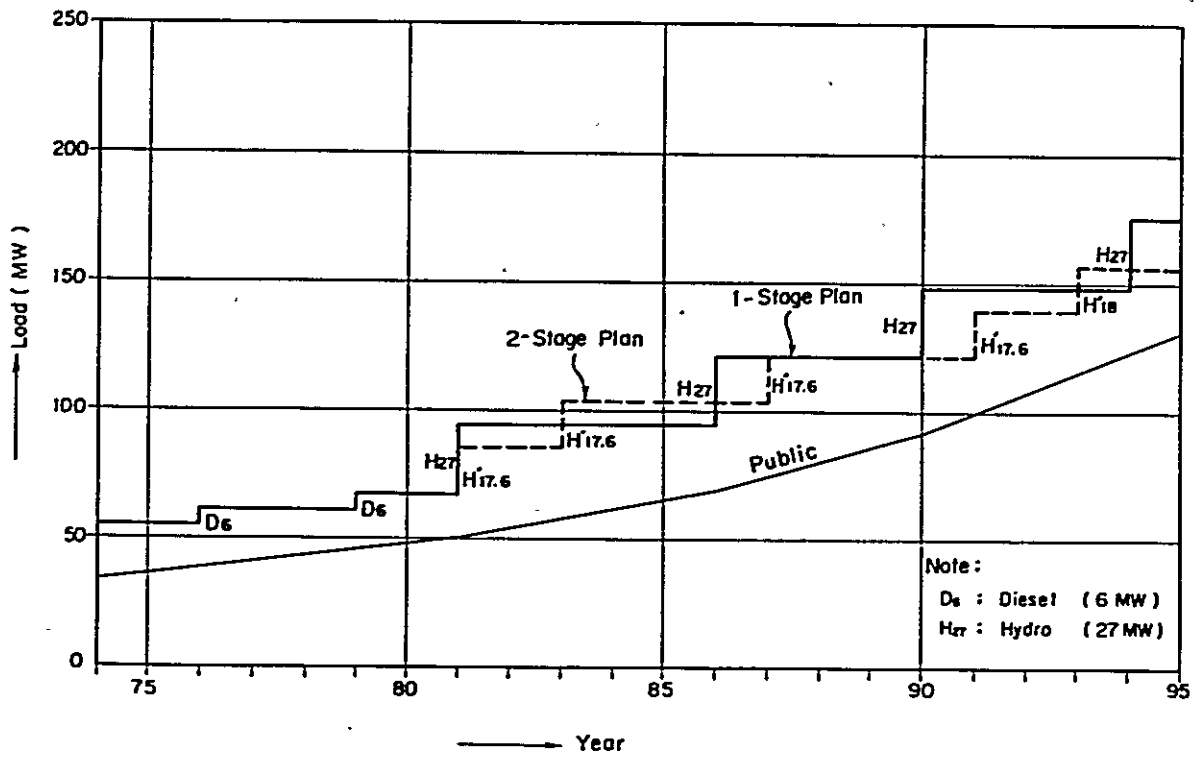
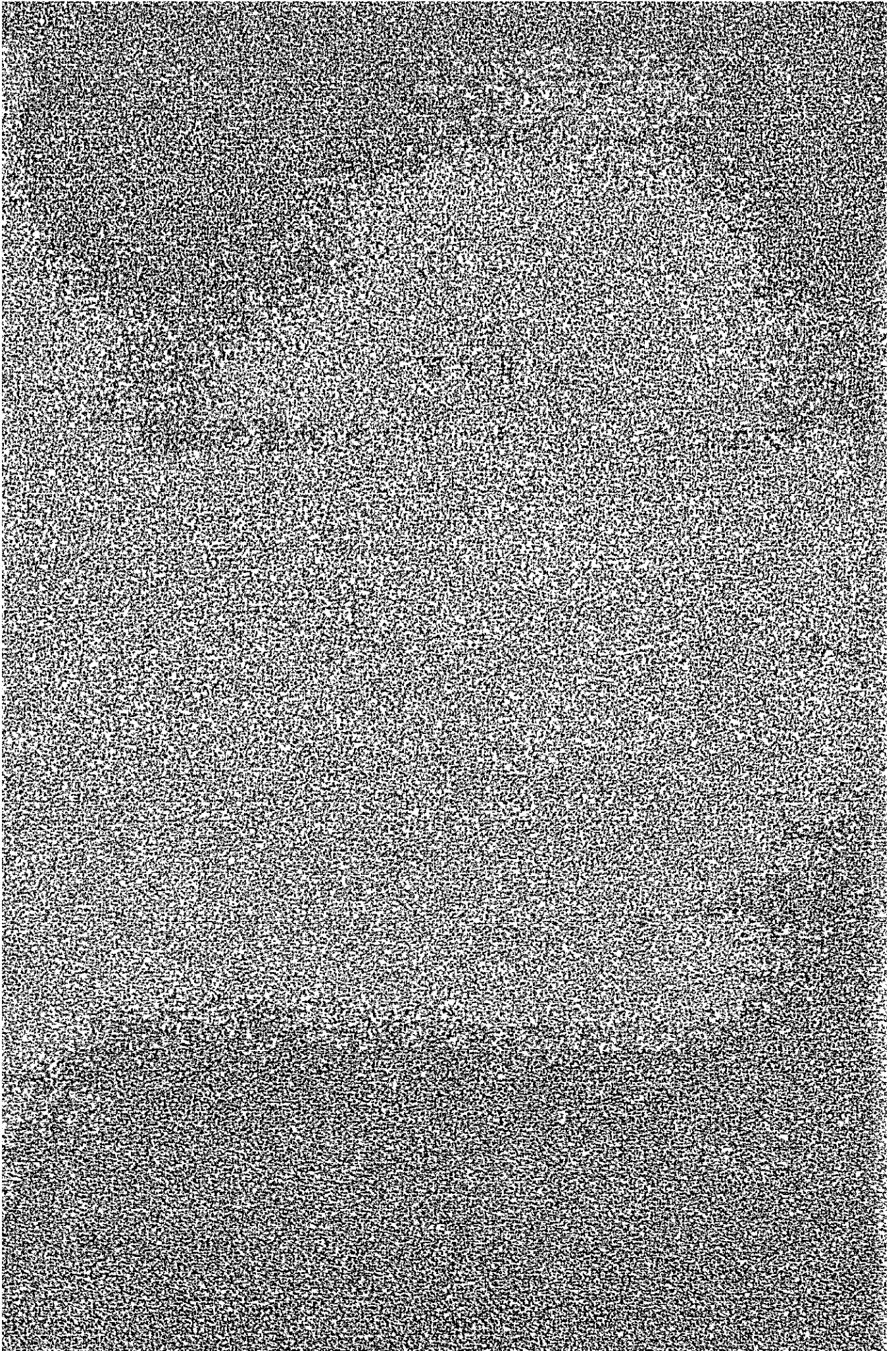


図-3. 8-(3)発電設備投入計画図(最小)



第4章

フェロクロム精錬設備開発計画の検討



第4章 フェロクロム精錬設備開発計画の検討

4.1 フェロクロム精錬計画の経緯

クロム鉱石の産出国であるマダガスカル共和国は、単にクロム鉱石の産出および、輸出だけにとどまらず、クロム鉱石を使用し、フェロクロムの製造を行なって、製品として輸出し、輸出額の増加を計り、同国経済の発展に資することを望んでいる。

またフェロクロムの製造は、電力多消費事業であり、これらに必要な電力供給源となるアンデカレカ発電所の最大の需要先として、アンデカレカ水力開発計画の前提になる。

フェロクロム製造プロジェクトに並行してアンデカレカ水力開発計画が推進されるときの廉価豊富な電力を必要とする他の多くの産業の進出が可能となり、同国経済発展の原動力になるとともに、一般国民生活の向上にも大いに役立つものとする。このような関係からフェロクロム製造プロジェクトに対する期待は非常に大きいものである。

したがってこの調査ではフェロクロム製造プロジェクトの可能性に関する調査の結果を報告し、マダガスカル共和国におけるフェロクロム製造に適したプランを提案する。

4.2 フェロクロム精錬プラントの検討

4.2.1 フェロクロム精錬プラント開発計画の概要

マダガスカル共和国の首都タナナリブ市の東約70 Km のモラマンガ町にフェロクロム製造プラントを建設し、タナナリブ市の北約160 Km のアンドリアメナ地区に産しているクロム鉱石を主原料とし、これにモラマンガおよびその隣接地区において生産する木炭、珪石、石灰石を副原料として、前記のアンデカレカ発電所から受電し、フェロクロムを生産し、タマタブ港から輸出する。

フェロクロム製造用の設備としては第一段階として、20,000 kVAの電気炉を建設し、年間25,000 トンのフェロクロムを生産する。

モラマンガ町、アンドリアメナ鉱区、タナナリブ市、アンデカレカ発電所、およびタマタブ港の地理的關係を図-4.1に示す。

4.2.2 フェロクロム精錬プラント設置場所の検討

アンドリアメナ、タナナリブ市、タマタブ市およびモラマンガなど各地区の候補地(図-4.2)を広範囲に調査した結果、次の理由からモラマンガ地区が最も適しているものとする。

- (a) アンデカレカ発電所から最も近い。
- (b) アンドリアメナクロム鉱区から鉱石の輸送、およびタマタブ港からの製品の輸出にも便利なところである。
- (c) 木炭の産地であり集荷しやすい。

(d) 従業員を確保しやすい。

(e) タナナリブ市から近く交通が便利である。

またモラマンガ地区の中でもモラマンガの北側または西側の郊外のほかマンガロ・アンボロポロナ、アンダシベなど可能性のある場所があるが(図-4.2)、モラマンガの北の郊外が最も適している。(表-4.1)

この場所は、モラマンガ町の中心から約5 Kmの郊外でモラマンガ空港の北側、モラマンガからアムバトンドラザカにいたる国有鉄道および国道の西側の平坦地であり、送電線の引込、貨車引込線等を設けるのにも好条件を備えたところである。

なおモラマンガ町の郊外にはすでに、“スネイ”国営マッチ会社、“シブ”製材工業会社、“パノマド”合板会社、の3工場が操業しており、そのうえにアンデカレカ発電所が近いので、フェロクロムプラントに引続いてその他数種の産業の進出が考えられ、将来この地区はモラマンガ工業地帯として大きな発展を期待することができる。

図-4.3はフェロクロムプラントの候補地を示す。

4.2.3 フェロクロム製造計画

現在フェロクロムの精錬は、種々な容量の電気炉が使用されていて小さいもので5,000 kVA 大きなもので40,000 kVAとかなりの幅があるが、ここでは現在標準規模とされている20,000 kVAの電気炉を建設し標準作業状態で年間25,000 トンのフェロクロムを生産する計画が最も適当である。(設備容量諸元は表-4.2に示す)

最初の炉は、1981年に操業を開始し、1984年には上記の標準状態で操業できるようになり利益が得られるので、引続いて2基目の炉の建設に取りかかり、1986年に2基目の炉の操業が可能である。表-4.3は各年のフェロクロム製造計画を示す。

1基目、2基目ともに20,000 kVAの標準的電気炉を建設する計画とした。その理由は設計、製作、部品、予備品、操業技術などが共通であるなどメリットが大きいからである。3基目からは、現在最も経済的な規模と考えられる40,000 kVA以上について検討をする必要がある。

初めに生産するフェロクロムは、60% Crの高炭素フェロクロムでチャージクロムと呼ばれる等級であり、比較的作り易く需要が多い。また需要の状況によっては標準的な高炭素フェロクロムの精錬も可能である。2基以上の炉が操業できるようになれば、2種以上の等級のフェロクロムを同時に生産することができる。

4.2.4 フェロクロム精錬プラントに必要な敷地および附属設備

プラントは、モラマンガ町の中心から北方約5 Kmの郊外で、モラマンガ空港の北側、モラマンガからアムバトンドラザカにいたる国有鉄道および国道の西側平坦地に建設する。

敷地広さは、炉1基で100,000 m²、2基で170,000 m²を必要とするが、建設の第一段階において第二段階で必要とする敷地についても計画的に準備をする。

このプラントは、公共付属施設としてフェロクロム、クロム鉱石その他の原材料を積卸しする貨車引込線を敷設する必要がある。(プラントの配置を図-4.4に示す。)

4.2.5 電気炉設備と製造工程

この炉は炉体、電極、炉用変圧器、原料投入ピン、炉体回転装置、タッピング装置、ベルトコンベヤー等で構成されている。(表-4.4, 図-4.5)

クロム鉱石とその他原料を計量し、配合し、投入ピンから炉に投入する。

電力は電極によって伝導され、原料を連続的に溶解する。熔融状のフェロクロムは数時間おきに炉よりタッピングされ、それらのフェロクロムは冷却し、破碎し、整粒したうえ出荷する。

(フローシートおよびフローチャートを図-4.6と図-4.7に示す。)

4.3 フェロクロムとその精錬に要する原料

フェロクロムの化学的組成は、平均でCr 60%, C 7.5%, Si 4%とする。参考に世界の各国で製造されるフェロクロムの化学成分を表-4.5に示す。

フェロクロムの製造に必要な原料は次のとおりである。

(1) クロム鉱石

クロム鉱石は、コミナ鉱区から約90 Km離れたモララノ駅までトラックで運び、さらに貨車により155 Km離れたモラマンガ郊外まで運んで、引込線によりプラント構内の鉱石置場に搬入する。

クロム鉱石の原単位は標準で2.4トンである。したがってクロム鉱石の年間使用量は1基目で60,000トン、2基目で120,000トンである。(クロム鉱石の化学成分は表-4.6に示す。)

(2) 木炭

木炭はモラマンガ、タナナリブ、アンチラベ、アムバトランビとマンジャカンドリアナの郊外で年間100,000~150,000トン造られているのでトラックによってプラントに搬入使用する。

現在、農林省林業開発部の努力研究により、森林研究室で広範な調査が進められており、月5トンの木炭を製造するテストプラントが稼働している。

このタイプのプラントをモラマンガ周辺に普及させ、安定した木炭供給組織を確立することが必要である。なおこの地区は木炭を造る原料として適している、ユーカリ、ミモザ等の木が多い。

木炭の品質としては、硬いもので最適サイズは50~100 mmのものが必要である。

(3) 珪石と石灰石

珪石と石灰石は、スラグ形成用の溶剤として必要であり、モラマンガの周辺で工業的規模で入手できるように、事前に有効な調査をし、確認しておく必要がある。

(4) 工業用水

工業用水は、炉、炉用変圧器およびその他の冷却用に使用する。そのうち炉および変圧器の冷

却には軟水（海水は不可）が必要であり、プラント付近の地下水を用いることが望ましい。

(5) 電 力

電力はアンデカレカ発電所からフェロクロムプラントの受電用変圧器に供給され、炉用変圧器によって適切な電圧に降圧したりえ炉に供給される。

（電力使用量は表-4.7に示す。）

(6) 電 極

電極は、炉に電気を供給する重要なもので、これに使用する電極ペーストは、適切な品質を必要とするので輸入品でまかなわれることとなる。

以上この節に記載した原材料の原単位と年間使用量を表-4.8と表-4.9に示す。

4.4 フェロクロム精錬プラント開発計画に関する経済性の検討

この事業の損益は、製造原価によって大きく左右されるので製造原価の低減には、常に、十分な注意を払うべきである。ここでは、4.2で述べる工場の計画に基いて、現地調査の諸条件を考慮のうえ、下記のように考え製造原価を算定して経済性の検討を行なった。

製造原価は大別すると、直接費と固定費からなる。

4.4.1 直 接 費

直接費は、原料費、修繕費、消耗品費、労務費からなり、製造に直接必要な費用である。

(1) 修 繕 費

修繕費は、保繕、補修の費用であり、従来の経験から、年間で設備資金の約1%を必要とする。

(2) 消 耗 品 費

消耗品費は、経験にもとづく数字をもって示す。

(3) 労 務 費

工場の労務者に支払う賃金であるが、さらに、福利厚生費として、賃金の20%を加えた。

(4) 技術援助にもとづく人員派遣費

操業当初から4年目までは、技術援助の人員派遣が必要であり、この費用は、特殊な費用として直接費に含めた。

これに要する人員を、表-4.10に示す。

4.4.2 固 定 費

生産状態には関係なく支払われる費用で、減価消却費、工場経営費および保険料である。

(1) 減価消却費

減価消却は、残存価格を10%とする。

(2) 特別減価償却費

この事業のためには、事前のフィージビリティスタディーと、労務者の実地訓練が必要

であり、操業を開始するための特別の費用が必要である。これらは、特別な減価償却として操業2年目から4年目までの間の3ケ年で償却する。実地訓練を受ける人員は、表-4.11に示す。

(3) 工場管理費と保険料

工場管理費としては、福利、環境安全、事務費、交通、分析、雑費等の費用であり、年間でほぼ労務費と同額である。

保険料は、製品1トン当たり240 FMGとした。

4.4.3 製造原価

電気炉1基で、年間25,000トンの生産をあげている5年目を標準状態の例として表-4.12に示した。

表の右欄に示すように、電力費は、製造原価の約21%を占める。

この計算では、製造原価が72,000 FMGとなるが、原単位、単価、生産状態等の変動要素があるので、68,000 FMG～76,000 FMGとなる。

4.4.4 損益の検討

損益計算には、製造原価のほかに、設備資金の利息、運転資金の利息、一般管理費、販売管理費、運賃、倉庫料等が必要である。

(1) 設備資金の利息

設備資金の利息は、8%として計算した。

(2) 運転資金の利息

運転資金は、年間の原料費の25%のほか年間生産額の25%の合計額とした。ただし、電気代および工業用水代を除外し、利率を8%とした。

(3) 一般管理費と販売管理費

フェロクロム製造には、技術援助費が必要であり、販売には、手数料が必要である。

(4) 運賃、倉庫料等

製品を輸出するためには、工場から経由港までの陸上運賃、および港からの海上運賃が必要であるが、海上運賃は変動が多い。また、港における倉庫料なども必要である。

(3) および(4)は、いずれも変動が多いが、合計で、製品トン当たり43,000 FMGとした。

(5) 利益

利益は、製造原価に、前記の(1)～(4)の費用を加えた総合原価と販売価格の差によって求められる。

製造原価は、4.4.3で述べたように、標準状態で72,000 FMG前後であるが、状況によっては変動するので、製品トン当たり4,000 FMGの変動を加味して、68,000 FMGから76,000 FMGまでの幅があるものとして計算した。これを表-4.13 および表-4.14 に示した。

いずれの場合も、操業後数年間は利益がない。その後には利益が出てくるので、有望

な計画と言える。

4.5 フェロクロム精錬事業の効果と世界市況

4.5.1 精錬事業の効果

フェロクロム事業は、マダガスカル共和国の輸出金額の約10%に達し、外貨獲得の有力な役割りを果たすであろう。

また、この事業の直接の従業員および木炭その他の原料の生産、運搬等に関連する仕事の従業員を合わせるとおよそ1,000名になるであろう。この様に、この事業は、この地方の所得増加に対する波及効果は大きい。

さらに、この事業は、アンデカレカ水力開発計画の最大の需要先になる。この結果水力発電所が運転され、大量安価な電力供給体制が整い、各種工業の誘致が可能になる。すなわちフェロクロムプラント計画は、発電所計画と一体となりマ国の工業化に大きく寄与するであろう。なお、この事業の効果は次の様に換言することができる。

(a) この事業は、マダガスカルにとって、クロム鉱石だけでなく、水力エネルギーおよび木炭、さらには、珪石、石灰石を輸出することになる。本来水力エネルギーは、そのままの形では輸出できないしまた、珪石や石灰石は、単価が安く輸送費の方が高くなるので輸出し難い。この事業は、これらを二次製品に変えて輸出を可能にし、マダガスカル経済に大きな貢献をすることができる。

(b) クロム鉱石は、いずれの国に輸出されても、鋼に添加される場合、フェロクロムに加工される。フェロクロムを作るには、大量の電力が必要であり、その電力は、多くの国が火力発電に頼っている。最近の経験である石油危機により、有限な石油資源の保護と使用量の節約に努力している。したがってこの事業は水力発電資源を有効に使用することが世界の石油資源を節約するという要求にかなっている。

4.5.2 マダガスカルのフェロクロムと世界市況

最近、世界のフェロクロムの市況は、変動しているためその予測は困難である。参考として最近数年間の米国のユニオン・カーバイト社の建値を表-4.15に示す。

製造原価については、4.4.3で述べたとおり、72,000 FMGであり、そのうち電力料金は、21%を占める。(kWh当り3 FMG)。いま電力料金がkWh当り0.8 FMG変動した場合のフェロクロム製造原価を検討してみると、これは丁度前述の製品トン当り4,000 FMG変動したことに同じことになる。この価格と世界市況との関連を図-4.8に示した。

1974年末における市況の見通しから予測すると、マ国から輸出するフェロクロムの消費国港渡しの単価は、第1年目169,000 FMGからだんだん安くなり、4年目は132,000 FMGとなり、1974年中頃におけるユニオン・カーバイト社の建値136,000 FMGを下回り、十分採算がとれるようになる。プラントのフル生産の行なわれるころになれば、原価は、122,000 FMGとなり、

10 %以上の収益を期待することができる。

4.6 フェロクロム事業の今後の問題

前にも述べたとおり、この事業は高く評価できかつ実現の可能性も十分ある。しかしこの事業を成功させるためには第一に次に述べるように十分な準備を必要とする。

第二に外国からの十分な技術援助を受けられるような関係を作らなければならない。具体的に列記すると、

(a) この事業は有望であり、これを成功させるため事前に十分なフィージビリティースタデーを行なう。

(b) 還元剤として使用する木炭の供給体制を確立する

(c) プラントの操業に先立って従業員の実地訓練とプラントが標準操業状態になるまでの技術指導が必要である。

(d) モラマンガ工業地帯の総合計画において、次の項目に関し公共付属施設の改善を行なう必要がある。

- 工業用水の取水と排水
- 引込線施設と舗装道路
- 送電線路

(e) 機械、電気、車輛などの修理整備に必要な関連工業の育成を考慮する。

表-4. 1 フェロクロム工場候補地点比較表

Site Item	A	B	C	D	E	F	Summary
Provision for Side-track	◎	○	○	△	◎	◎	B, C, and D require long distance portation. D needs railroad bridge construction to cross over Highway.
Access road	◎	◎	◎	△	◎	△	No problems for A, B, C, and E located alongside main road. D and F need much construction costs for access road.
Labour potential	◎	◎	◎	○	○	○	High density of population in A, B, and C.
Power transmission	○	○	○	◎	◎	○	Cost comparison for feeder line construction for power supply: A>F>B, C, D, E Transmission loss: compared as D>A, B>E>F
Industrial water	△	△	△	◎	△	◎	Adequate water supply available at D and F. Other sites far from water source, therefore costly.
Topography	◎	○	○	○	○	○	A, on flat ground, needs least land readjusting cost. B, C, D, and E on ground with rise and fall. F on flat ground with woods.
Geology	○	○	○	○	○	○	All sites have good geology for land reajustment with good foundation rock for plant building.
Construction cost	○	○	○	△	○	△	
General review & evaluation	◎	○	○		○	○	No difference between sites in construction cost. A, B, and C near Moramanga excel in living condition, but B and C near existing industrial zone are susceptible to pollution. A is free from pollution on wide-open plain, best in all respects.

Legend: A: site on north side of Moramanga Airport
 B: site west of Moramanga industrial zone
 C: site in middle point between Moramanga and Mangoro
 D: Mangoro
 E: middle point between Moramanga and Andasibe
 F: Andasibe

Marks: Best ◎ Good ○ Fair △

表-4. 2 設備容量諸元表

Capacity of Furnace Transformer		20,000 kVA
Power Factor x Load Factor		0.75
Load Capacity of the Furnace (20,000 kVA x 0.75)		15,000 kW
Furnace Operation Hours per year		7,500 h
Repair of Furnace		1,000 h
Electricity Consumption (15,000 kW x 7,500 h)		112.5 GWh
Unit Power Consumption		*4,500 kWh/T
Production	per Year (112.5 GWh ÷ 4,500 kWh/T)	25,000 T
	per Day (1 Day = 24 Hours)	80 T
	per Hours (1 Year = 7,500 Hours)	3.35 T

* Other Electricity Consumption 450 kWh/T

表-4. 3 フェロクロム生産量と電力消費量

Item Year		Production		Electricity Consumption	
		Number of Furnace	Production (Ton)	Load (kW)	Consumption (GWh)
1	1981	1	15,000	16,500	84.8
2	1982	1	19,000	16,500	131.5
3	1983	1	22,000	16,500	112.8
4	1984	1	25,000	16,500	124.5
5	1985	1	25,000	16,500	124.5
6	1986	2	44,000	32,500	224.8
7	1987	2	50,000	32,500	246.3
8	1988	2	50,000	32,500	246.3
9	1989	2	50,000	32,500	246.3
10	1990	2	50,000	32,500	246.3

表-4. 4 概算建設費

(Unit: 10⁶ FMG)

Item	1st. Step	2nd. Step
Electric Furnace Furnace proper (lining inclusive) Power supply system Electrode system Cooling system Wastegas exhaust system Tapping system (drill mud gun) Raw Material charging system Electrical instrumentation Spare parts (holders etc.) Tapping and Casting area Ladles etc.	1,040	1,200
Raw Material handling Belt conveyer Hopper scale Crusher Instrumentation etc.	400	400
Product processing Cooling area Crusher Polishing equipment Conveyer etc.	240	240
Electric system Extra high tension system Furnace transformer Power & lighting equipment Other electric equipment etc.	480	400

Water service system Water tank Cooling tower and pond Pump and piping Air compressor and piping Heavy oil service system etc.	160	-
Machine & electrical work shop Vertical boring machine Arc welder, Gas welder and Spot welder Bending roller Shearing Forging equipment Hoist crane (2 ton) Vehicle workshop Machine tool for above etc.	160	-
Laboratory Analysis equipment (Carbon quantitative device, platinum crucible, Balance, Colorimeter, muffle furnace, PH meter etc.) Sampling equipment	80	-
Office etc. Office and clinic Senior staff housing o Change house Dining hall and restroom Guest house and store Bachelor's quarter etc.	80	-
Building above all plant fence and gate	560	440
Vehicles, truck scale etc. In-plant road	160	20
Dust collector etc. Park and green belt Plantation	80	50
Spare	560	250
Total	4,000	3,000

表-4. 5 フェロクロムの化学成分

JAPAN

Name	Grade	Chemical composition (%)				
		Cr	C	Si	P	S
High Carbon Ferrochrome	FCrH1	65 - 70	6.0	< 1.5	< 0.04	< 0.08
	FCrH2	60 - 65	< 2.0	< 2.0	< 0.04	< 0.08
	FCrH3	60 - 65	8.0	< 2.0	< 0.04	< 0.06
	FCrH5	55 - 60	8.0	< 8.0	< 0.04	< 0.05

U. S. A (Union Carbide Corporation)

Grade	Chemical composition (%)			
	Cr	C	Si	S
High carbon Ferrochrome	63 - 67	5 - 6.5	< 3	< 0.04
Charge chrome	65 - 70	5 - 6.5	1 - 2	

U. S. S. R

Group	Grade	Chemical composition (%)						
		Cr	C	Si			P	S
				L	M	H		
Carbon	Khr 4	65	4.1 - 6.5	2.0	3.0	5.0	0.07	0.04
	Khr 6		6.6 - 8.0					

表-4. 6 フェロクロムの化学成分と組成

Cr ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO
45.48	16.50	4.43	14.02	10.26

Cr	Fe	Cr/Fe
31.12	12.83	2.43

Reference

(1) Size (fine)

Cr ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO	Cr/Fe
49.66	17.76	3.82	12.93	10.50	2.46
50.20	17.88	3.92	13.06	10.77	2.47
50.0	18.4	3.8	13.1	10.3	2.39

Mean values

Cr ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO	Cr/Fe
49.95	18.01	3.85	13.03	10.52	2.44

Source: NIPPON DENKO

(2) Size (lumpy)

Cr ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO	Cr/Fe
4.1	15	5	15	10	2.40

By sampling from "COMINA" ANKAZOTAOLANA ORE BODY

(3) Mean values of above (1)+(2)

Cr ₂ O ₃	FeO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	MgO	Cr/Fe
45.48	16.50	4.43	14.02	10.26	2.43

表-4. 7 電力消費計画

Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1st Furnace										
Average Load (kW)	12,500	14,000	14,500	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
Operation Hour (h)	6,000	6,500	7,000	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
Consumption (GWh)	75	91	101.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5	112.5
Production (t)	15,000	19,000	22,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
2nd Furnace										
Consumption (GWh)	-	-	-	-	-	91	112.5	112.5	112.5	112.5
Production (t)	-	-	-	-	-	19,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Other										
Load (kW)	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
Hour (h)	6,500	7,000	7,500	8,000	8,000	8,500	8,500	8,500	8,500	8,500
Consumption (GWh)	9.8	10.5	11.3	12	12	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3
Total Consumption (GWh)	84.8	101.5	112.8	124.5	124.5	224.8	246.3	246.3	246.3	246.3
%	68	82	91	100	100	180	198	198	198	198
Total Production (t)	15,000	19,000	22,000	25,000	25,000	44,000	50,000	50,000	50,000	50,000
Power Consumption (GWh)										
	400									
	300									
	200									
	100									
Production (Ten-thousand ton)										
	7.5									
	5.0									
	2.5									

表-4. 8 フェロクロム1トン当りの原料消費量

Item	1981	1982	1983	1984	1985
	1st	2nd	3rd	4th	5th
(1) Chrome Ore	2,500 ^{kg}	2,450 ^{kg}	2,420 ^{kg}	2,400 ^{kg}	2,400 ^{kg}
(2) Wood Charcoal	850	800	770	750	750
(3) Quartzite	120	110	105	100	100
(4) Lime Stone	120	110	105	100	100
(5) Electrode Paste	50	45	42	40	40
(6) Electric Power	5,670 ^{kWh}	5,370 ^{kWh}	5,140 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}
(7) Industrial Water	100 ^t	85 ^t	80 ^t	75 ^t	75 ^t
Item	1986	1987	1988	1989	1990
	6th	7th	8th	9th	10th
(1) Chrome Ore	2,420 ^{kg}	2,400 ^{kg}	2,400 ^{kg}	2,400 ^{kg}	2,400 ^{kg}
(2) Wood Charcoal	750	750	750	750	750
(3) Quartzite	105	100	100	100	100
(4) Lime Stone	105	100	100	100	100
(5) Electrode Paste	42	40	40	40	40
(6) Electric Power	5,140 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}	4,950 ^{kWh}
(7) Industrial Water	79 ^t	70 ^t	70 ^t	70 ^t	70 ^t

表-4. 9 フェロクロム1トン当りの年間原料消費量

Item	1981	1982	1983	1984	1985
	1st	2nd	3rd	4th	5th
Annual Production	15,000	19,000	22,000	25,000	25,000
(1) Chrome Ore	37,500	46,550	53,240	60,000	60,000
(2) Wood Charcoal	12,750	15,200	16,940	18,750	18,750
(3) Quartzite	1,800	2,090	2,310	2,500	2,500
(4) Lime Stone	1,800	2,090	2,310	2,500	2,500
(5) Electrode Paste	750	855	924	1,000	1,000
(6) Electric Power	gWh 85	gWh 102	gWh 113	gWh 123.8	gWh 123.8
(7) Industrial Water	Mt 1,500	Mt 1,615	Mt 1,760	Mt 1,875	Mt 1,875
	1986	1987	1988	1989	1990
	6th	7th	8th	9th	10th
Annual Production	44,000	50,000	50,000	50,000	50,000
(1) Chrome Ore	106,550	120,000	120,000	120,000	120,000
(2) Wood Charcoal	33,950	37,500	37,500	37,500	37,500
(3) Quartzite	4,590	5,000	5,000	5,000	5,000
(4) Lime Stone	4,590	5,000	5,000	5,000	5,000
(5) Electrode Paste	1,855	2,000	2,000	2,000	2,000
(6) Electric Power	gWh 226	gWh 247.5	gWh 247.5	gWh 247.5	gWh 247.5
(7) Industrial Water	Mt 3,495	Mt 3,500	Mt 3,500	Mt 3,500	Mt 3,500

表-4.10 技術補助員リスト

Job classification	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year
	1981	1982	1983	1984
Manager	2	2	1	1
Engineer	2	2	1	1
Clerk	0	0	0	0
Skilled electrician	3	3	3	1
Skilled worker	9	6	3	3
Operator	0	0	0	0
Analyst	1	1	1	0
Maintenance man	2	1	1	0
Total	19	15	10	6

表-4.11 業務訓練員リスト

Job	Number	Job	Number
Manager	1	General skilled Labour	3
Engineer	2	Operator	6
Skilled electrician	3	Total	15

表-4.12 標準生産原価

Item		Unite Consumption (Ton)	Unite Price (Yen)	Cost Per Ton of Products	Ratio %	
Direct Cost	Materials cost	Chrome Ore	2.4	10,000	24,000	29
		Wood Charcoal	0.75	10,000	7,500	9
		Quartzite and Lime Stone	0.2	4,000	800	0.8
		Electrode Paste	0.04	150,000	6,000	7
		Electric Power kWh	4,950	2.5	12,400	15
		Industrial Water	75	2.5	200	0.2
	Sub Total				(50,900)	61
	Maintenance Cost and Operating Cost				6,000	7
	Labour Cost				4,400	5
	Sub Total				(61,300)	(73)
Fixed Cost	Depreciation				17,700	21
	General Plant Overhead and Insurance Premium				4,700	6
	Sub Total				(22,400)	(27)
Production Cost				83,700	100	

表-4.13 損益勘定

Unit: FMG

Sales Price (per Ton of products)		136,000
Total Cost	Production Cost	72,000
	Interest on invested capital and working capital	14,870
Per Ton of products	General Administrative Expenses, Seibling Administrative Expenses and Freight	43,000
	Warehouse charge etc.	
	Total	129,870
Total Cost ± 4,000 (FMG)		125,870 133,870
Profit (befor Tax, per Ton of products)		10,130 2,130
Annual Profit (25,000 Ton)		253,250,000 53,250,000

表- 4. 14 年別損益勘定

Year	Volume of Production sold (Ton)	Total Cost (FMG)	A		B	
			Profit (10 ³ FMG)	Total (10 ³ FMG)	Profit (10 ³ FMG)	Total (10 ³ FMG)
1981	15,000	169,218	▲ 438,280	▲ 438,280	▲ 558,280	▲ 558,180
1982	19,000	151,437	▲ 217,266	▲ 655,546	▲ 369,266	▲ 927,546
1983	22,000	140,688	▲ 15,109	▲ 670,655	▲ 191,109	▲ 1,118,655
1984	25,000	132,803	180,200	▲ 490,455	▲ 19,800	▲ 1,138,455
1985	25,000	129,870	253,250	▲ 237,205	53,250	▲ 1,085,205
1986	44,000	128,058	526,443	289,238	174,443	▲ 910,762
1987	50,000	122,438	859,577	1,148,815	429,577	▲ 481,185
1988	50,000	122,438	879,909	2,028,724	478,909	▲ 2,276
1989	50,000	122,438	879,909	2,908,633	478,909	476,633
1990	50,000	122,438	879,909	3,788,542	478,909	955,542

Note: A = Total Cost - 4000FMG

B = Total Cost + 4000FMG

▲ : Deficit

表- 4. 15 市場價格

Year	U. C. C Market Price	Notes
1970	₱ 23.6	
1971	23	
1972	20	
1973	20	
1974	42	

図-4. 1 フェロクロム工場の地理的關係

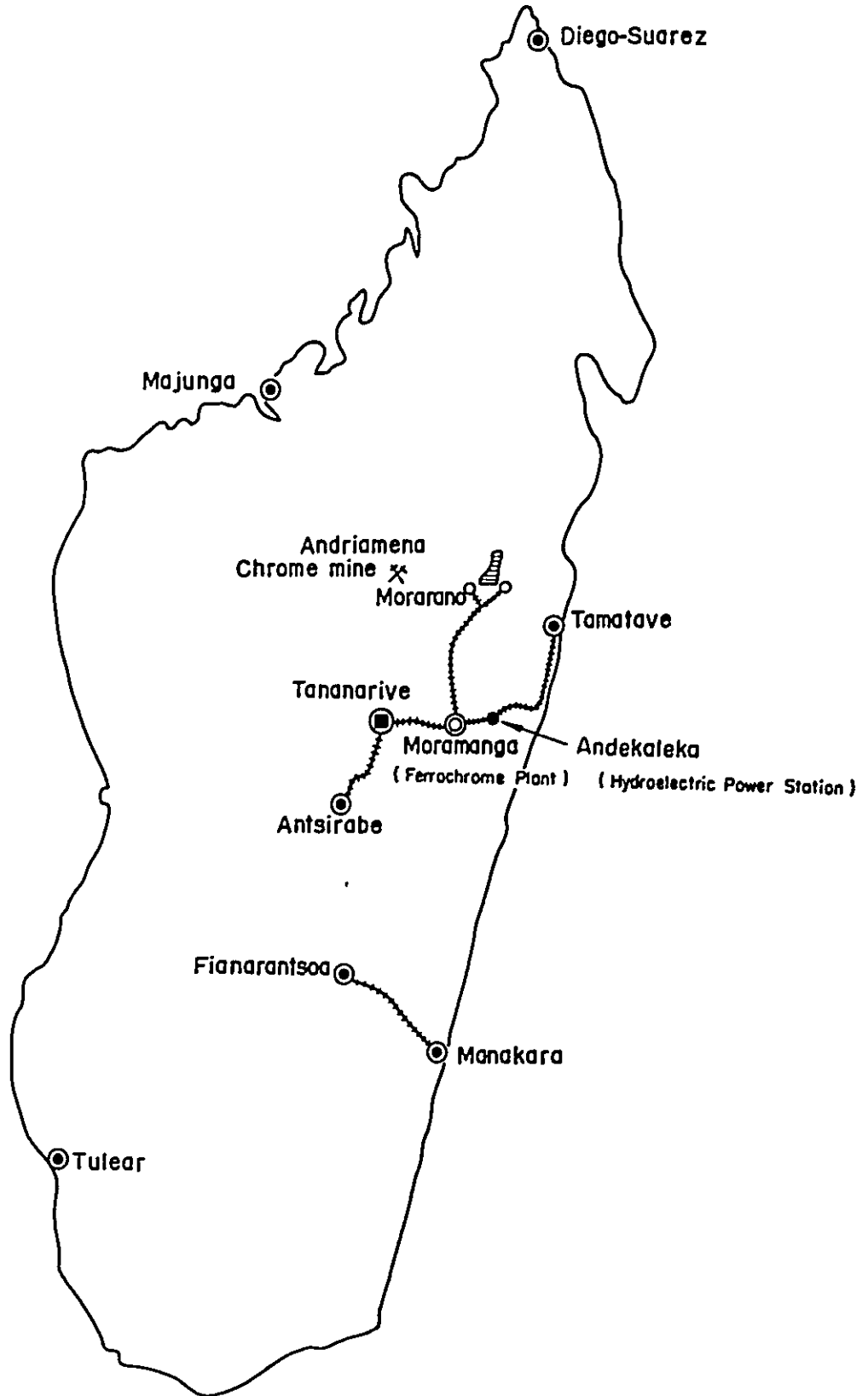
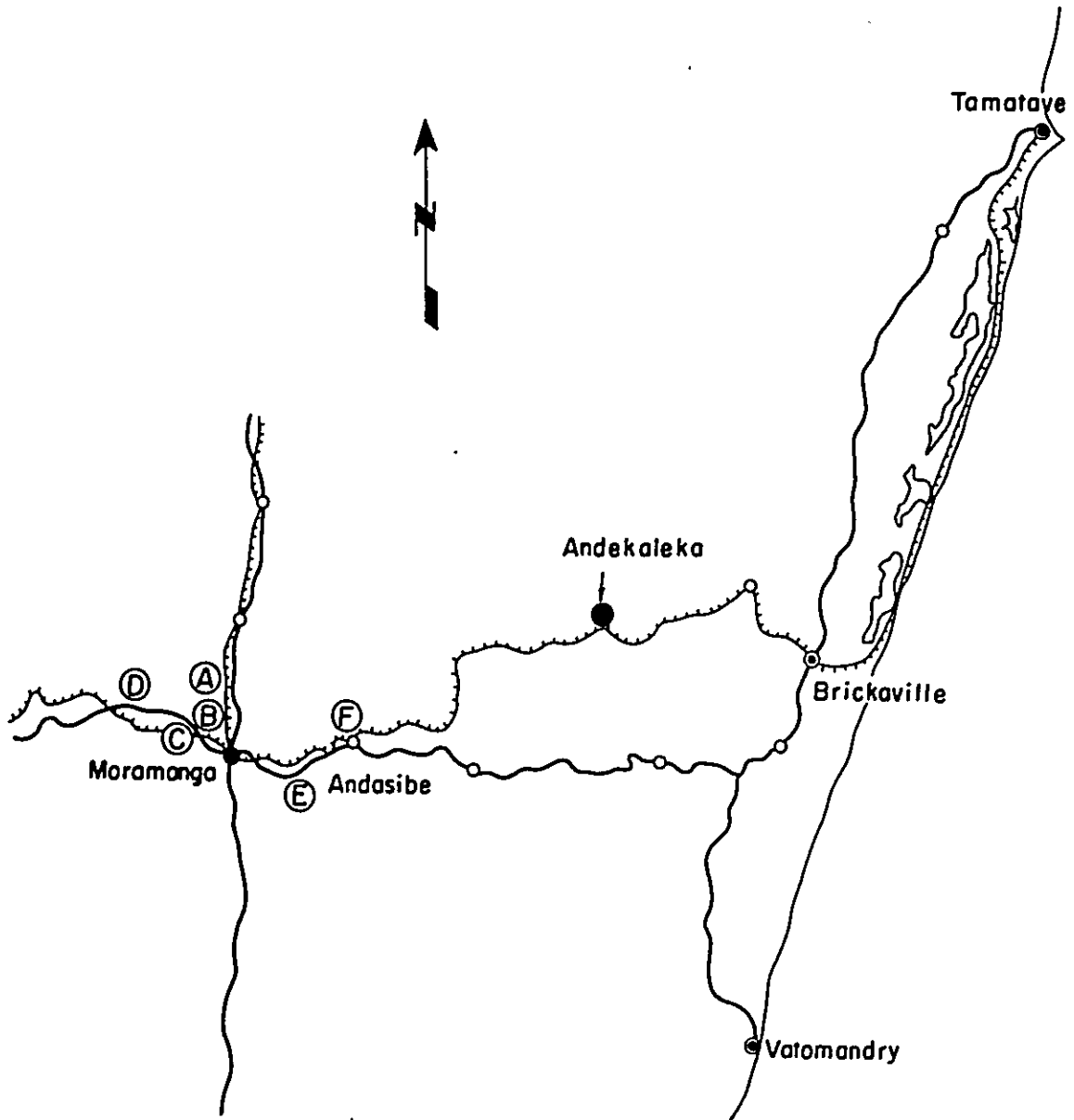


図-4.2 フェロクロム工場候補地



- ① North Side of Moramanga Airport
- ② West Side of Moramanga Industrial Area
- ③ Site between Moramanga and Mangoro
- ④ Mangoro
- ⑤ Site between Moramanga Andasibe
- ⑥ Andasibe

図-4.3 フェロクロム工場位置図

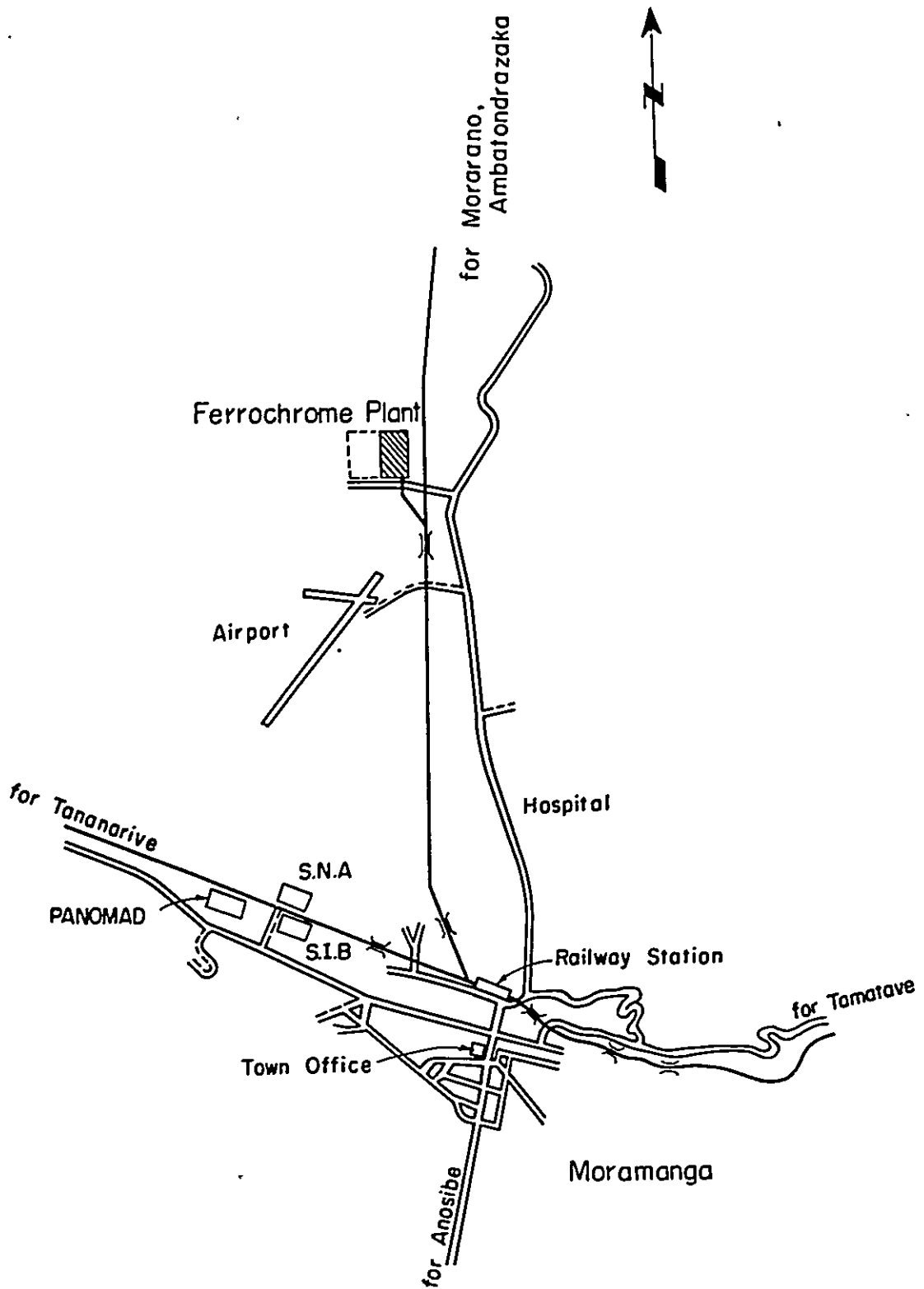


図-4.4 フェロクロム工場配置図

Area 170,000 m² (500x340m)

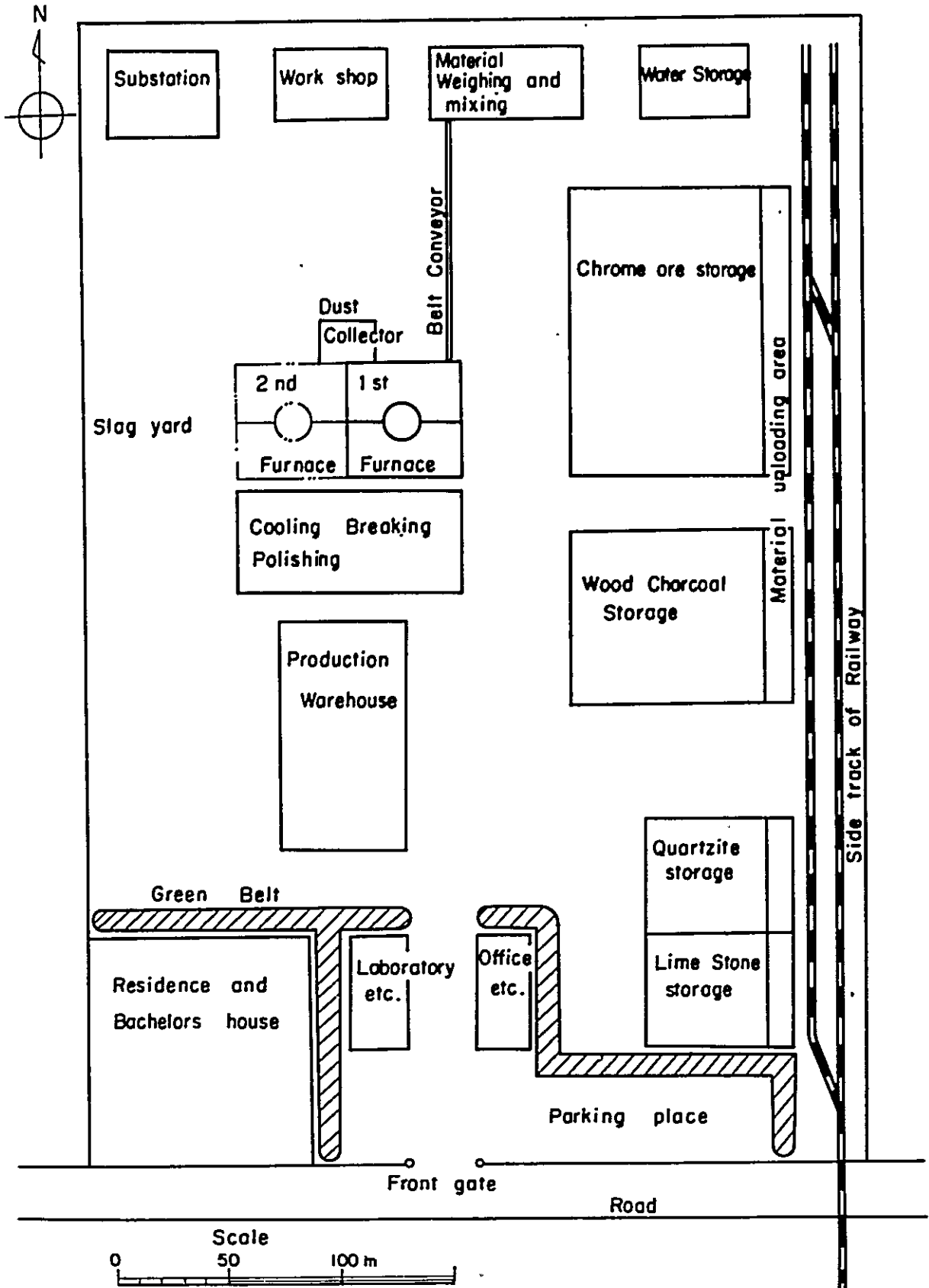


图-4.5 电气炉断面图

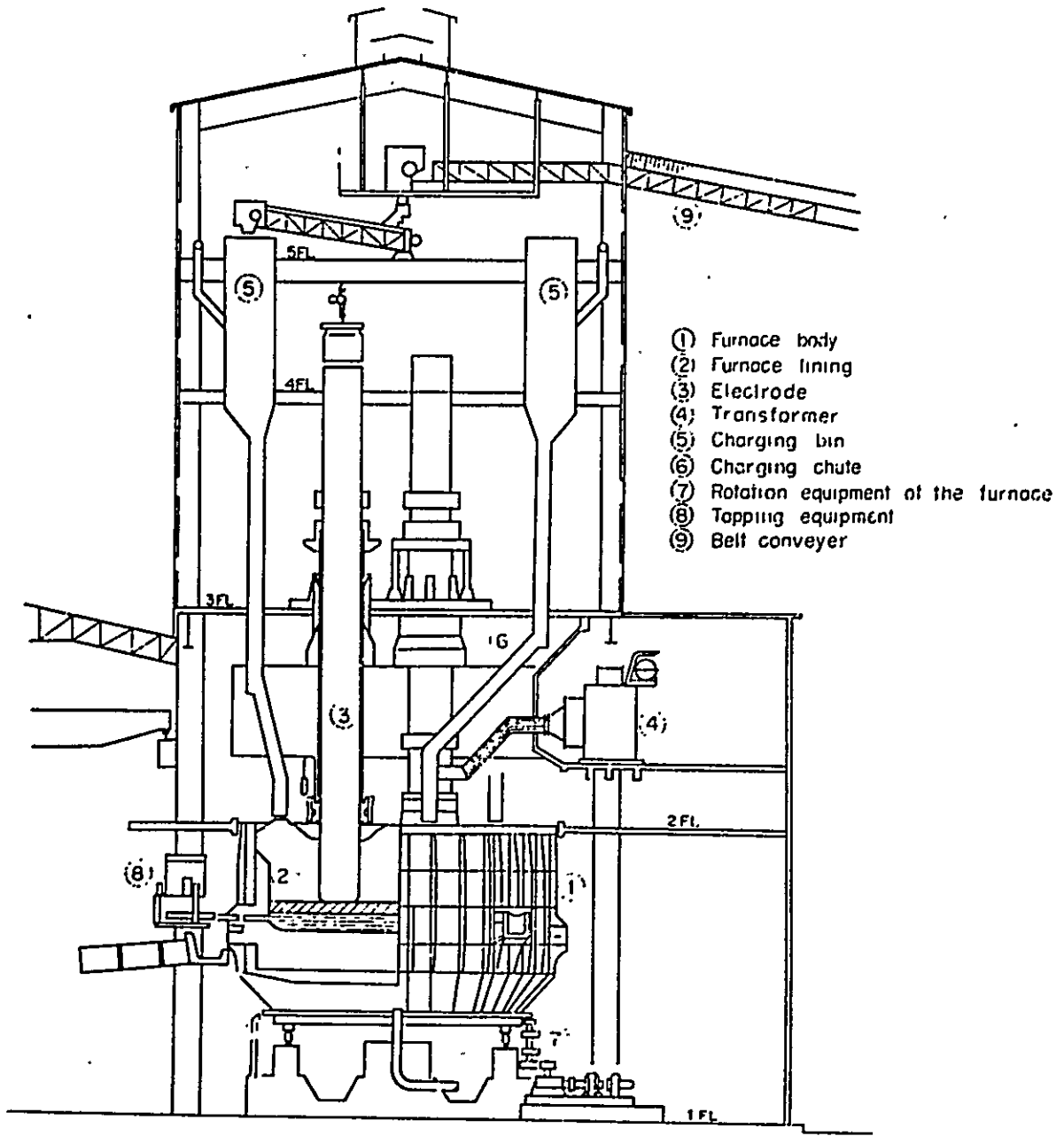


図-4.6 フェロクロム生産フローシート

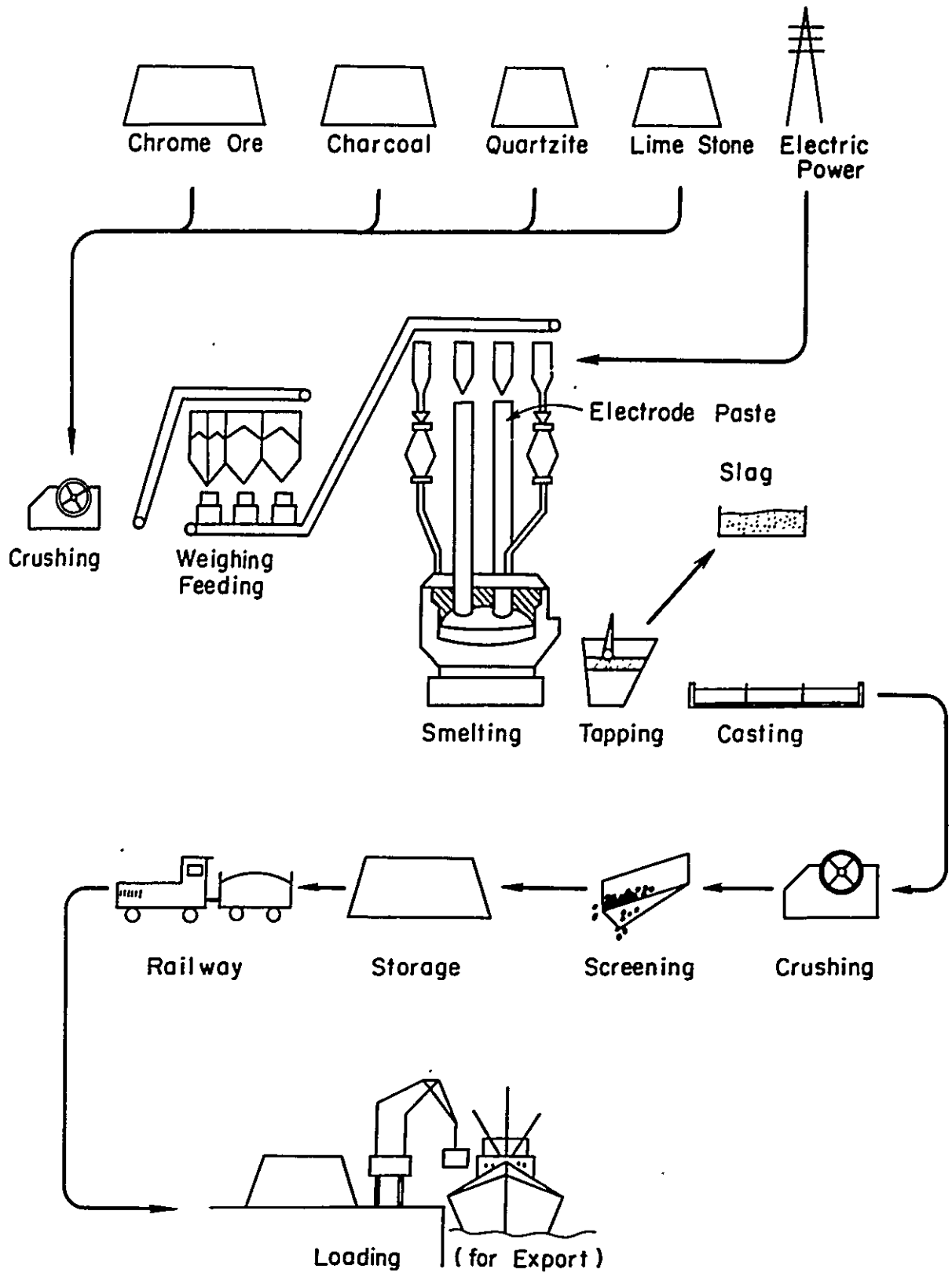


図-4.7 フェロクロム生産フローチャート

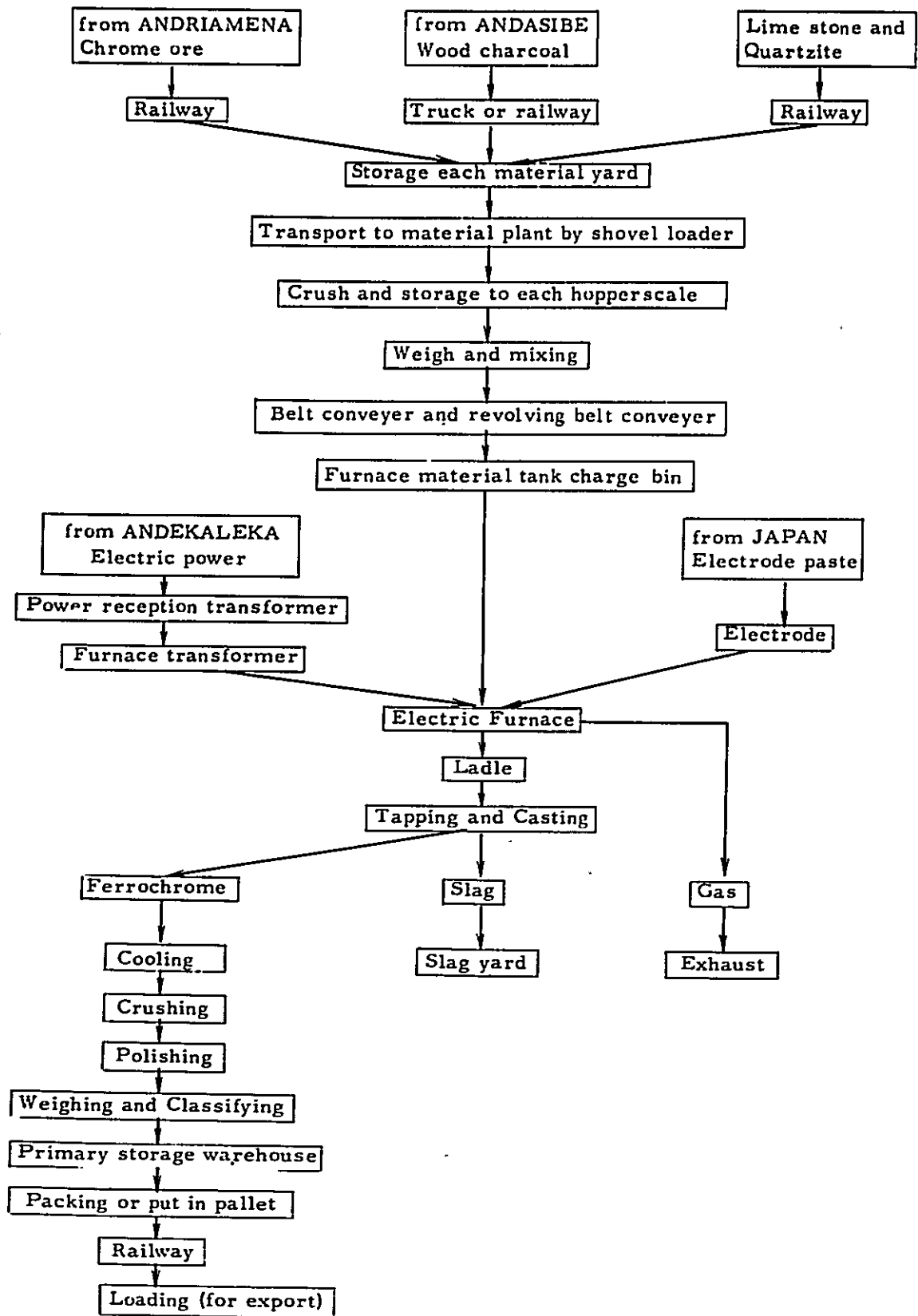
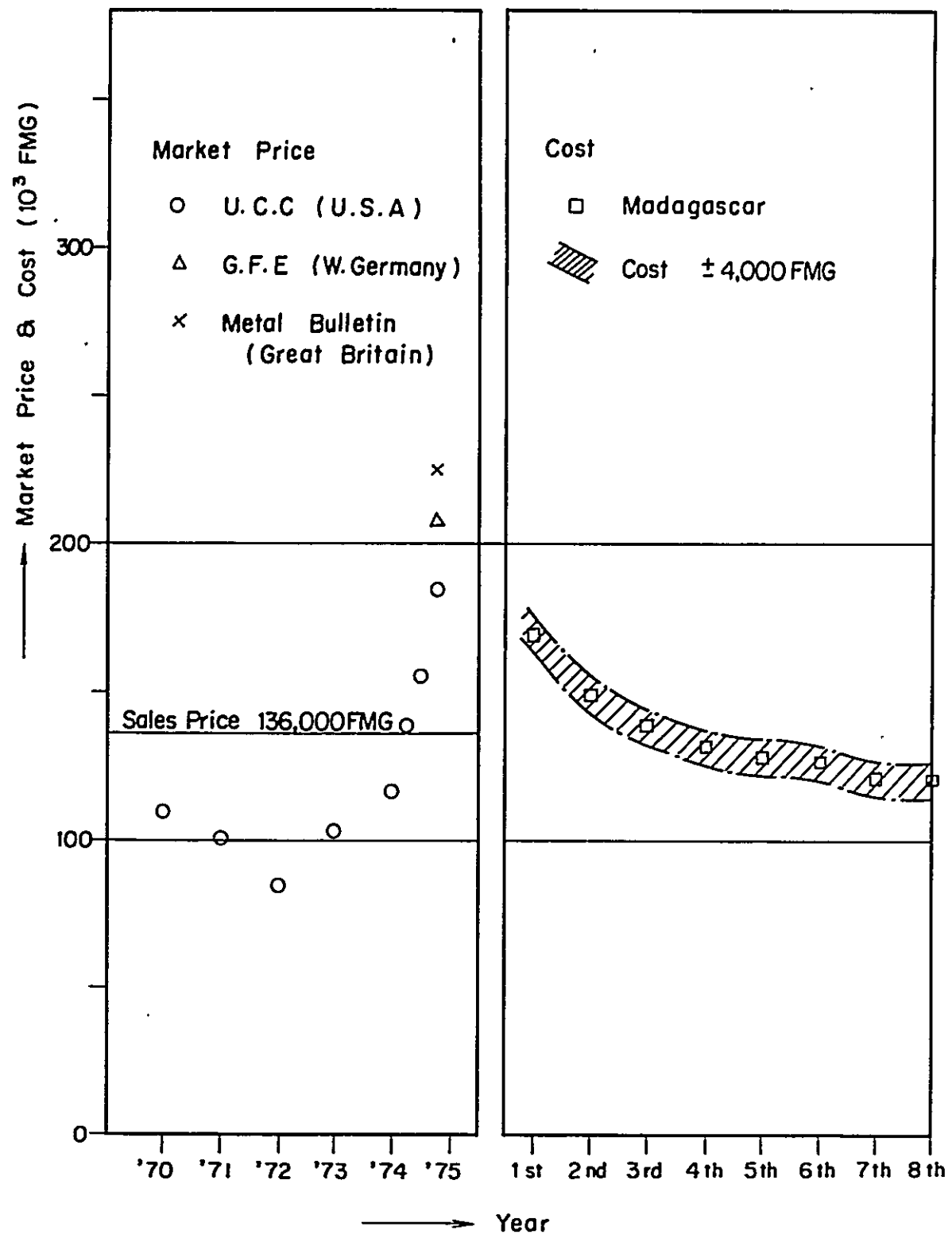


図-4.8 市場価格と生産原価
(High - carbom Ferrochrome)



第5章

アンデカレカ水力開発計画の方向性



第 5 章 アンデカレカ水力開発計画の方向性

5.1 アンデカレカ地点の概要

5.1.1 ポイトラ川の概要

ポイトラ川は、標高1,200mのアンカイの高原にその源を発し、標高900mのアンカザフトの沼沢地を経て南下東進し、アンデカレカの上流約3.5kmの地点でサハタンドラ川を合流後、東に流れを変え約70km下流のアニブラヌでリアニラ川に合流し、ブリッカビルを経てインド洋に注いでいる。

本河川は、約2,630km²におよび、降雨量は、年平均で上流部1,000mm、中流部3,000mm以上におよぶ。豊かな水量をもった流れは、約140kmの流路によって1,200mの落差を流下するため水力発電の開発可能な地点が多く、水力資源の豊富な河川である。

この河川の地形的特徴を地形図上でみると上流部で水源山野に降った雨は、アンカイ高原で水田耕作地を潤した後、アングルフトラ貯水池に貯水され、ここで年または季節的な流量調整が将来可能となろう。中流部は、ムズイナ付近やアンデカレカ付近で高落差を利用した大規模な発電の可能性を有する。また下流部は、標高80m付近からインド洋沿いにひらける肥よくて広大な耕作地へのかんがいと低落差大水量の発電地点の開発可能性を有している。このようにポイトラ川は、上流部、中流部、下流部それぞれに特徴のある多くの開発地点を秘めた河川である。(図-5.1)

5.1.2 アンデカレカ地点の概要

前述のような特徴をもったポイトラ川の水力開発については以前から着目され調査が進められてきた。なかでも、アンデカレカ地点はポイトラ川の急流部にあたるうえ河川が蛇行しているため、短い水路延長で高落差を得られるので、水力発電地点としては大変有利な条件を具備している。しかも、他の水力地点が山間僻地にあるのに比べ、当地点は、鉄道沿線にある便利さも加わって、次期電源開発地点として最も適した地点として注目されてきた。そのため、アンデカレカ地点は、長年にわたって種々な検討ならびに詳細な調査が進められてきた。そしてこの計画は、1972年にE.D.Fにより、次のような計画にとりまとめられている。

E.D.F 計画案諸元(1段開発案)

取水口地点での流域面積	1,884 km ²
年間利用可能水量	1,295 × 10 ⁶ m ³
総 落 差	236.4 m
最大流量時有効落差	211.6 m
最大使用水量	45 m ³ /s
発 電 所 出 力	80.5 MW
年平均可能発生電力量(発電端)	649 GWh

なお、前記計画は図-5.2にその概略を示す。

また1973年には、我国のコンサルタントにより、1段開発の代替案として水路橋によるサハンツィバ川の横断案および2段開発案が提案された。その概要は図-5.3、図-5.4に示すとおりである。なお、これよりさきの1968年には国連がシリコクロム生産工場に対する電力供給の観点から調査を行なっている。

5.2 水文および地質

5.2.1 流域の概要

取水口地点での流域面積は1,884 km²である。流域内の山野の状態は、中部高原では湿地帯および氾濫平原であり、中流域はうっそうとした森林地帯となっている。この流域での年平均降雨量は、西部において1,200 mm程度であるが、東部の取水口地点では3,000 mmに達する。降雨は主に11月~5月の雨期に集中し、6月~10月は乾期となっている。なお、この流域はインド洋の台風影響圏に属していて、1959年3月には豪雨を伴ったサイクロンの来襲があった。

本流域に関連する雨量観測所は図-5.5に示す16ヶ所で観測期間はモラマンガ観測所で1931年から開始されたのを始めとして、巻末資料の表-A.5.1に示す記録がある。

また、流量観測所は、取水口計画地点の上流約2.6 kmのアンデカレカにあり、1948年以後観測が行なわれている。(流域面積1,873 km², 1949~1952年, 1967~1968年欠測)

なお、月別雨量資料、月別および日別流量資料は巻末の表-A.5.2~表-A.5.5に示す。

5.2.2 流域特性

1948年以後の流量観測資料から当地点での流域特性を下に示す。また、図-5.6、図-5.7に月別平均流量図と平均流況図を示す。

流域特性

平均流量(1948~1972)	71.3 m ³ /s
比流量	38 l/s/km ²
最氾水量	15.7 m ³ /s
355日流量	27.4 m ³ /s
275日流量	41.4 m ³ /s
年間平均総流量	2,249 × 10 ⁶ m ³

5.2.3 計画洪水量

アンデカレカ流量観測所の観測開始(1948年)以後の最大洪水量は、は1959年3月27日の平均流量2,020 m³/s(ピーク流量3,950 m³/s)を記録している。また、確率計算から求められた確率年に対する洪水量は、表-5.1のとおりである。なお、この数値はE.D.Fが1948年~1971年の資料に基づいてピアソンⅢ法により行なった結果に、さらに新しく1972年の

資料を追加しその妥当性を検討したうえ採用した。

表-5. 1 確率年一洪水量

確率年	平均洪水量	ピーク流量
2	470 m ³ /s	900 m ³ /s
10	1,365	2,600
100	2,670	5,100
1,000	3,980	7,500
10,000	5,290	10,000

なお、ピーク流量は1959年3月の洪水時の平均流量とピーク流量の比1.9を採用し算定した。計画洪水流量としては当然洪水時のピーク流量が重要となるため、1,000年確率のピーク流量7,500m³/sを採用する。このときの比流量は4.0 m³/s/Km²となる。

5.2.4 計画洪水位

取水口、発電所、放水口の予定地点におけるポイトラ川本川の水位-流量の関係は、各地点での実測水位をアンデカレカ観測所の水位との相関に基づいて推定しているS.E.Mの資料*を利用する。既往洪水時の水位については現地のこん跡調査により推定した。各地点の水位-流量関係を図-5.8に示し、3,500 m³/s 流下時の水位を構造物築造後について表-5.2に示す。また、ポイトラ川の支川であるサハンツィバ川、サハリムイナ川の谷筋は半地下式発電所、屋外開閉所、さらに建設工事中の工事用道路、資材置場等に使用するので、洪水の被害からこれらの施設を守るため水位、流量等に関する情報を得られるように量水標、雨量観測設備等の設置を必要とする。

表-5. 2 発電制限水位 (Q = 3,500 m³/s)

	水位標高
Aゾーン	EL. 364.2
Bゾーン	EL. 213.5
Cゾーン	EL. 131.4

* Science de la Terre : La Vohitra a Andekaleka (Rogez)

5.2.5 アンデカレカ水力開発計画地点の地質

(1) 地質概況

アンデカレカ地点に分布する岩石は石英片麻岩、角閃片麻岩、火成岩岩脈、ラテライトおよび第四紀堆積層である。

石英片麻岩および角閃片麻岩はこの地域の基礎岩盤を形成し、火成岩岩脈が所々で存在しており、これらの岩石類は河岸および鉄道の切取部に露頭している。片麻岩類の風化生成物であるラテライトは山腹および丘陵を広く覆っている。河成段丘および崖錐堆積層ならびに表土より成る第四紀堆積層は、ラテライトおよび基礎岩盤を覆って山腹に分布する。

河床は所々第四紀の砂および礫で被覆されている。

石英片麻岩はその岩質において比較的硬質でかつ固密である。また片理面に沿って劈開面が発達している。一方、角閃片麻岩の岩質は固密ではあるが、石英片麻岩ほどには硬質ではない。

この性質の差はボーリングコア採取率が角閃片麻岩の方が石英片麻岩よりも低いこと、および表-5.3に示すとおりコア試料の一軸圧縮強度試験の結果からも知られる。

表-5.3 石英片麻岩と角閃片麻岩の比較表

片理面と水平面との角度(α) 岩石の種類	$\alpha = 90^\circ$ の ときの強度	$\alpha = 60^\circ$ の ときの強度	$\alpha = 0^\circ$ の ときの強度
石英片麻岩	1,250	800	1,450
角閃片麻岩	1,000	500	1,200

注： α は片理面と水平面とのなす角度であり、力は垂直に作用するものとする。(E.D.F報告書1972年による)。

ラテライトは赤褐色の粘土質のものと、淡黄褐色砂質のものに分けられる。赤褐色のものは、淡黄褐色の砂質のものが風化して、できたものであり、岩石内に片麻岩の組織は残留していない。他方淡黄褐色の砂質ラテライトは、片麻岩の著しい風化によって生じたものである。そのため多少砂質であり、片麻岩の組織を少し残しており、ときには大玉石あるいは小玉石を残留物として包んでいる。この2種類のラテライトの物理的性質は花崗岩質岩石の風化の例から判断して、著しい相違があるものと思われる。すなわち、砂質ラテライトは、粘土質ラテライトよりも耐荷力のはるかに強くまた透水性が高い。しかし、粘土質ラテライトはその反対である。

河成段丘堆積層は砂、礫およびシルト質物質から構成されている。この堆積層はポイトラ川およびその支流に散見される、平坦部の頂上に残っていて、それら平坦部は、バナナヤコーヒの畑または村落として利用されている。

崖錐堆積層は主として、赤褐色の粘土質のものと片麻岩の岩屑で構成され山腹に分布している。しかしながら崖錐堆積層と赤褐色ラテライトとは山腹の上部では見分けることが困難である。

河床の砂、礫層の厚さは、溝状凹所の特別な堆積個所を除けば一般に薄い、川幅の狭い支流では、兩岸から滑落した岩屑または岩塊が河床の大部分を埋めているところがある。

この地域の地質構造の概要を知るためA～Cゾーン間の鉄道沿いの切取り面で見られる露頭で観測した片麻岩の片理面および節理面の走向・傾斜をシュミット網を用いて統計的に検討した。その結果は図-5.9および5.10に示すとおりであって、片理面および節理面の卓越した走向・傾斜は次のとおりである。

片理面 : N 6° W / 85° SW
節理面 : N 69° E / 80° SE *
 N 76° W / 85° SW ***
 N 6° W / 80° NW *
 N 61° W / 20° NE **
 N 39° E / 25° NW **

以上の節理面のうちで *** 印が第1級顕著、** 印が第2級、* 印はそれほど顕著ではない。

ポイトラ川およびその支流の流路、あるいは断層の方向は部分的に前記片理面や節理の方向に支配されているが航空写真の観察によれば斜交しているところも見受けられる。

片麻岩の中には褶曲が認められるが、これらの褶曲は局所的なもので基礎岩盤の地質構造に影響を与えるものではない。また、地質構造に大きな関連を有すると思われる断層は、今回の地表踏査に関する限りは発見されていない。しかし、サハンツィバ川に沿う断層はE.D.Fが1970年に実施した傾斜ボーリング(B₄)によって発見されている。その他Cゾーンにおいて、サハミ川に沿う断層が地形的に想定される。

E.D.Fの報告書付図によればNWW, NE, EW方向の地形的リニヤメントが数本ある。これらのあるものは実在の断層あるいは推定断層と一致するものと思われる。

(2) Aゾーンの地質工学的状況

Aゾーンにはこの水力の一段あるいは二段開発案の取水ダム、取水口および取水口壑坑などが建設される計画である。計画ダムおよび取水口個所を構成する岩石は石英片麻岩および角閃片麻岩で、これらの岩石は、いろいろな厚さで互層をなし、走向N 20°E傾斜は75°～85°である。片麻岩と同じ走向で河床に発達している2.0～5.0mの幅の溝状の凹みは、角閃片麻岩層の部分を流水が選択侵蝕したために発達したもので、これは角閃片麻岩が石英片麻岩よりやわらかく、かつ弱いからである。E.D.FのボーリングA₆はそのような溝状の凹地群をとらえており、その発達があるためにポイトラ川の流路は完全に片麻岩の片理面の走向と一致

している。

(a) ダム地点

コンクリートダムの計画高は、5～8mであるので岩盤に及ぼすストレスは $2\text{Kg}/\text{cm}^2$ 程度である。したがって基礎岩盤は前掲のボーリングコアの一軸圧縮強度の値からも知られるようにダムの荷重を支えるには十分な強度である。

他方、漏水については片理の方向がダム軸に直角であるから多少考慮する必要がある。この問題は、ダムの基礎岩盤に5～7m程度の深さで抱合型のカーテングラウチングを行なうことにより容易に解決出来る。

ダムの基礎としてもっとも大事なことは、水面下における溝状の凹所の位置および深さを正確に知ることである。このような凹所の存在は1972年のE.D.Fの報告書で既に指摘されており、この部分はコンクリートで置換しなければならない。したがってダム工事実施段階には、ダム全敷にわたり詳細なボーリングによる調査が望ましい。

ダム基礎岩盤の掘削にあたっては、掘削した片麻岩の鋭い角に応力が集中しないようにするため、掘削面を平滑にするように留意しなければならない。掘削面を平滑に仕上げるには発破方法を制限しなければならない。制限発破による掘削は、岩石の表面を平滑にするばかりでなく岩塊が片理面に沿って分離することを防ぐもので、コンソリデーショングラウチングの減少にも貢献することができる。

ボイトラ川の右岸には片麻岩の連続的な露頭があり、その岩質は硬質であるので、これらの岩石にダムを建設することは問題がない。

左岸の露頭は水面から1.0mに満たない標高で、しかも水平方向には続いていない。これらの露頭の上には片麻岩の大塊と表土があり（被覆層）、これらの堆積層の厚さは5m、あるいはそれ以上およんでいる。この種の堆積物の存在は1971年におけるE.D.Fの調査で既に知られているので、ダムの取付部は谷壁を深く掘削して取付ける必要がある。この場合、谷壁の掘削にあたっては、山腹の被覆層の滑落に十分注意しなければならないので事前に被覆層の探査が望ましい。

(b) 取水口、取水口斜坑

この地域の基礎岩盤は連続露頭がサイトの近隣に見られるうえにその岩質も良好であるから、取水口を建設することについて、なんら問題はない。またこの場所では被覆層の滑落の心配はない。しかし節理面で分離した岩塊の滑落の心配が多少あるが、掘削の規模がそれほど大きくないのでもしそのような事態が起ったとしても、ロックボルトなどで容易に防止することができる。

取水口斜坑の建設に対する地質状況は取水口と大差はない。

(c) 地下発電所

地下発電所箇所についてはE.D.Fが1970年に行なったボーリングAPのデータから

検討を行なった。このデータによると深度160.65から162.3mまでのわずか一箇所に粘土質物質があるが他の部分には断層または、破砕帯は認められない。以上のデータから判定すると大規模の地下発電所建設の可能性は極めて高い。しかし経験によれば大規模地下発電所の建設には地質上いろいろなトラブルがあるのが一般的であり、現位置で計画を進めるのに地質上の欠陥に起因する不測のトラブルを避けるため、さらに数多くのボーリングを行なうのが良いと考える。

(3) Bゾーン の地質工学的状況

Bゾーンには2段開発案における第1発電所およびポイトラ川の取水ダム箇所、1段開発案における水路橋または、サハンツィバ川横断水路トンネル計画箇所が含まれる。

ポイトラ川はサハンツィバ川との合流点で流路をNSからNEに変ずる。この突然な流路の変化は多かれ少なかれ、片麻岩の片理および節理の方向に制約されたものと思われる。すなわち合流点より上流は片面の方向により、それより下流は節理面の方向によって制約されたものと思われる。サハンツィバ川の一般的方向はN 20° Eであり、この川によって示されるリニヤメントは、合流点からポイトラ川上流に延びて行くものと思われる。サハンツィバ川左岸において掘削された傾斜ボーリングB₄のデータおよびコアの観察によれば深度48.15mから61.45mの間に非常に亀裂の多いところのほか、破砕された層が見られる。したがって上述したリニヤメントは既にE.D.Fの報告書によって指摘されているとおり、たぶん断層線に相当するものと思われる。

(a) 地上発電所

発電所はポイトラ川とサハンツィバ川の合流点の西方台地上に計画されている。この台地は河成段丘であり、砂と礫で構成されその厚さは5～8mであるが、発電所地点の裏側山腹の脚部で薄くなる。しかし、砂および礫に代ってラテライトや非常に亀裂の多い角閃片麻岩が風化した砂質粘土が基盤岩盤を覆うようになる。B₃ボーリングコアのデータおよび観察によれば上記の層の全部の厚さは11.20mである。この場所の基礎岩盤は片麻岩で片理面の走向傾斜はN 10° E / 80° SEである。

この場所に地上発電所を建設するのに上記の層は掘削除去しなければならない。このような厚い堆積層を掘削するには、発電所背後の厚いラテライトで被覆された山腹を深く掘削することになる。この未固結の層が鉄道の切取りで観察されるように、滑落する危険がある。もっとも顕著な滑りはP.K. 203.360KmとP.K. 203.287Kmの間であって、鉄道の築堤が新しく修理されている点から判断すると新しい時期に起ったものと判定される。滑落した崖の高さは約50m、幅は約73m、滑った地塊の深さは約10mであるから、滑落した土塊の全量は、鉄道より上方で約18,000m³である。この滑りはさらに鉄道より下方にも延びているようであるので、滑った量は上記の量の約2倍に達するものと思われる。

このように発電所計画地点背後の山腹の滑りの危険をさけるためには、発電所の位置をサハン

ツィバ川の現在の流路に近付けて置かなければならないので発電所を建設する敷地は非常に狭くなる。

そのうえ、この発電所の計画位置の基礎岩盤には既に述べたとおり断層の存在の問題がある。B₄ ボーリングのコアの観察によれば断層を受けた部分は主として、非常に亀裂の多い、破碎した岩石より構成され、粘土は存在していないのでこれらの断層帯は、コンソリデーショングラウチングによって改善することは困難ではないと思われる。しかし、断層のある岩盤の上に発電所を建設した例は沢山あるが他に候補地がある場合には断層のある岩盤の上に発電所を置くことは好ましくない。

地上発電所に対するもう一つの問題は、最大洪水位が高いことである。今回我々の調査の結果によれば最大洪水位はポイトラ川の現在水位（1974年9月10日）より10mも高い所に達している。また、1970年のマダガスカル国の記録によると、8mの高さになる。このように洪水位が高いので、発電所を半重力式擁壁、またはその他の工夫によって保護するか、発電所自体を最大洪水位よりも高い場所に置かなければならない。いずれにしろこれらの方法は、工事費が割高になるものと思われる。

(b) 地下発電所

地質的および水文的な問題点を避けるため地下発電所案が考えられる。地下発電所の計画地点の地質および岩質は、B₇ のコアの観察結果良好である。すなわち地表から20.60mまではラテライトまたはラテライト様のルーズな層になっているが、これよりも深い部分の岩石は角閃片麻岩を層状に含む新鮮な岩石に変わっており、断層や破碎部分は存在しない。この深い部分の岩質は硬質ではなくまた、多少亀裂が存在するがコアの採取率はほぼ100%である。地下発電所建設のために岩石は必ずしも剛である必要はないが、相互の岩塊がしっかりと粘着しているほか、断層あるいは破碎帯または破碎層が存在しないことが望ましい。B₇ ボーリングのコアを観察し判断すると、片麻岩は片理面および亀裂面に沿って分離しているが、この現象はボーリング技術に起因する場合もあり、岩塊群の特性を示しているものと言いきることはできない。

この片麻岩の片理面の走向はほとんどNNWで急傾斜をしている。したがって、発電所は掘削時の安全のために、その長軸の方向が片理面の走向に直角となるように設置すべきである。掘削中における応力の解放によって、各掘削面において片理面あるいは節理面からの岩塊の剝脱があるものと思われるが、この種の剝脱はロックボルトによって十分支えることができるであろう。

上述の地質状況から計画された地点に地下発電所を建設するのは大きな問題はないと思われる。しかし岩盤塊の応力、弾性係数、地震の縦波および横波、ならびに詳細な地質構造については、建設に先立って掘削される調査坑内で測定を必要とする。

(c) サハンツィバ川における水路橋および圧力トンネル

1段開発案においてサハンツィバ川を横断する水路のルートには2案がある。一つは、この

川を水路橋で越す案であり(1-0-B案)他は川底の岩盤内を通る圧力トンネル案(1-0-A案)である。

1-0-B案における地質的問題は水路橋々脚の基礎地質に限定される。この場合、橋脚設置の位置は断層帯を容易に避けることが可能である。溪谷中の中ノ島に掘削されたボーリングB₉、B₁₀およびB₁₁のデータから、河床の砂および礫の厚さはそれぞれ8.0m、14.0mおよび13.05mである。これら堆積層の下には角閃片麻岩の基礎岩盤があり、その一部は、ボーリングB₉によると約2.0mにわたって風化作用をうけている。また、この層の下には亀裂の多い基盤が存在するので、掘削除去しなければならない被覆層の厚さは最大15.0mである。しかし、この場所は基礎岩盤に多少亀裂が多いが、水路橋地点として問題はない。

1-0-A案の場合地質的な問題点は前述した断層帯に限定される。しかし地上発電所の項で既に説明したとおりこの断層には粘土または粘土質物質を含んでいない。したがって低圧、高圧グラウチングによって処理することは可能と思われるが、同箇所の圧力トンネルの被りは、17mである。この値はここで作用する水圧の値(静水圧144m)に比較して大変少ない。したがって、E.D.Fが既に設計しているように圧力トンネルのコンクリートの巻立には、内張鉄管で補強することが必要である。

(d) 上流ダム地点

このダムは2段開発案の場合、第1発電所停止時に第2発電所に取水するために計画されたものである。計画されたダム地点はポイトラ川における滝状をなす早瀬の上流端にあり合流点の対岸にあたる。この地点を構成する岩石は片麻岩で、その片理面および節理面の走向および傾斜はそれぞれNS/78°ESおよびN74°E/72°NWである。こゝでは河川の流路は片理面と完全に一致している。

基礎岩盤の岩質は、ち密でかつ健全であるから低い取水ダムの建設について問題はない。しかしAゾーンの主ダムの基礎岩盤と同様に河床には溝状の凹地が存在する可能性がある。したがって、これらの推定される溝状の凹地については、兩岸からの抱合型の傾斜ボーリングによって確かめなければならない。そのほかサハンツィバ川から延びるリニヤメントがダムの左岸に航空写真からは認められ、このリニヤメントが断層に相当するのかどうかは疑問ではあるが、ダムの左岸の取付から谷壁に向う方向の傾斜ボーリングによって確かめる必要がある。ダム建設上の地質的問題点はAゾーンにおける取水ダムの基礎岩盤と同様であるので、その項での説明をそのまま利用することができる。

(e) 下流ダム地点

このダム地点は上流ダム地点の代案として計画されたものである。この地点における川の流れは片理面に斜交しているが、一般的な地質工学的問題点および今後における調査の方法は(d)の場合とほとんどかわらない。このダム地点でもっとも重要な問題は、サハンツィバ川から延びる断層が川の中央部に存在するのではないかと懸念されることである。もし、断層がポイ

トラ川の中央にあった場合、この断層には粘土あるいは粘土質物質を含んでいないと考えられるので、グラウチングを含む改良工事によって固密にし、かつ不透水性とすることはそれほど困難ではないものと思われる。

(4) Cゾーンの地質工学的問題

Cゾーンは1段および2段開発案の両案の開発案の発電所、サージタンク、および放水路を含んでいる。このCゾーンにおける基礎岩盤は片麻岩、被覆層はラテライト、河床堆積物は砂礫である。そしてさらに崖錐または岩屑堆積物はこれらの岩層を被覆する層として存在している。片麻岩の片理面および節理面の走向および傾斜は次のとおりである。

片理面 : NS / 70° NW

節理面 : NS / 70° SE , EW / 10° SW

サハマミ谷に沿って走り、さらにポイトラ川に向って延びるNEE方向をもつリニヤメントがある。このリニヤメントの存在についてはBゾーンにおけるサハンツィバ川のそれと非常に良く似ているうえ、C₃ボーリングコアの観察によると、深さ15.24mと17.93mの間には、破碎層のほか非常に軟質の角閃片麻岩が存在する。またこれらの層の岩石のある部分は指先で容易にすりつぶすことができる。したがってこの弱層は上記のリニヤメントで示される断層帯に相当するものとも考えられる。

サハリムイナ川はNS方向のリニヤメントを形成しつつNS方向に走り、ポイトラ川に達する。しかし断層あるいは破碎層または破碎帯は上記の川に沿って発見することはできなかった。このリニヤメントは片理面に沿って発達したものと判定するのが適正であると思われる。山腹の上方には基礎岩盤の上に厚いラテライトの層があり、そのあるものは少し滑落し、山腹に小さな赤褐色の壳を点散せしめている。もっとも著しいものは、サージタンク箇所が存在するものである。この箇所は1972年E.D.Fの地表踏査とボーリングC₅、C₆およびC₇によって調査されており、これらのボーリング資料によるとラテライトあるいは、滑りに影響があったと思われる非常に風化した岩石があり、その厚さは10.1~13.0mである。

(a) 地上発電所

地上発電所は2段開発案において、地下発電所の代案として計画されたものである。地上発電所地点はサハリムイナ川の左岸で鉄道の暗きょから約100mの位置に計画されている。この箇所では兩岸の谷壁から崩落した片麻岩の大塊が多量に存在する。これら岩石の空隙は、川の流水によって運ばれた砂および礫によって満たされている。しかし、これらの大塊堆積物の下には砂および礫より成る段丘堆積層が存在している可能性がある。これら被覆層の全部の厚さは10m程度と推定され、その下には片麻岩の岩盤が存在する。この地点の背後の山腹脚部には片麻岩の連続的な露頭があり、この露頭の岩石は硬質でかつち密である。しかし、片理面および節理面に沿う開口のために、石塊状となっている。片理面および顕著な節理面の走向および傾斜は次のとおりである。

片理面 : N 5° E / 80° NW
 N 15° E / 85° NW
 節理面 : EW / 80° NE
 N 65° W / 72° SW
 N 60° E / 55° SE
 N 70° W / 60° SW
 N 60° W / 15° NE } (滑り面)
 N 80° W / 20° NE }

以上の面のうちで、N 60° W / 15° NE と N 80° W / 20° NE の面は一種の滑り面を形成しているほか上記の分離面に阻まれた石塊は滑り面に沿って多少滑動した形跡がある。そしてこのわずかな滑動によって他の面が開口し、石塊相互は 2 m × 2 m の石塊となって分離した。

計画された個所では地上発電所を建設する空間は十分な広さはない。したがって地上発電所建設に適した広い空間を得るためには、発電所計画箇所背後地の山腹を大規模に掘削しなければならない。

C₁、C₂ および C₃ のボーリングのデータは、この地域における被覆層の厚さが 6.0~8.0 m あることを示している。したがって、前述の大規模な掘削によって低角度の節理面に沿う岩盤滑動にあわせて、ラテライトと風化した片麻岩より成る被覆層の滑りが生ずることも考えられる。岩盤活動の防止には、ロックボルト工法が有効であると思われる。

ここでもまた、最大洪水位が高いという問題が B ゾーンの地上発電所の場合と同様である。

(b) 地下発電所

地下発電所地域の山腹深所における地質および岩質の状態は C₁、C₂、C₃ および C₄ のボーリングコアの観察から基礎岩盤は一般に多少亀裂性であり、C₄ のコアで観察されるように小さな褶曲をしているほか、硬さはあまり硬くはない。また、片理面に沿って滑り条痕が 70.74 m と 71.30 m の間で見られ、これらの滑り条痕は片理面に沿って多少運動したために生じたものと思われる。上述のデータは地質的にも岩質的にも B ゾーンで提案された地下発電所地点より劣っていることを示している。この計画された場所で地下発電所を建設するには、B ゾーンの地点よりもより一層注意深い岩盤の処理と岩盤の物理的性質の測定が必要である。しかしこれらの助言は必ずしもこの地点が地下発電所の建設に不適當であることを意味しているものではない。それはボーリング群におけるコア採取率が非常に良好であり、岩盤を鱗片状岩片あるいは粉状にするような微褶曲は存在していないからである。

(c) 放水口

放水口は 1 段開発案および 2 段開発案のいずれの案においても、ポイトラ川の水面とほぼ同じ標高である。そしてポイトラ川の河岸には片麻岩の健全岩の露頭が連続しているので、放水口をつくるのには問題はないと思われる。

(d) サージタンク

サージタンク箇所を構成する岩石は片麻岩、ラテライトおよび表土である。この地点の近傍における C₅、C₆ および C₇ ボーリングコアのデータおよび観察から、被覆層はラテライトおよび非常に風化した片麻岩から構成されている。その被覆層の厚さは 10.0～13.0 m である。これらの被覆層の下位には片麻岩の岩盤がある。この地点における片麻岩の岩質は亀裂性であり、そのためボーリングコアは 6～7 cm のピースに分離している。基礎岩盤を成す片麻岩の硬さは少し軟質であるが、コア採取率は約 100 % であり、山腹の深部においては十分なグラウチングを行えば高い水圧にもなんら問題はないものと思われる。

地表から浅い部分は、未固結の被覆層および亀裂性の基礎岩で構成されているので十分な注意が必要である。これらの岩盤は堅坑掘削時において剝脱することがあると思われるので、本巻コンクリートの前に仮巻を必要とするであろう。また高水圧に耐えるためには内張鉄板が必要であろう。

(5) 圧力トンネルの地質工学的状況

圧力トンネルの地質および岩質の調査は、鉄道に沿った地表踏査によって行なわれた。露頭の位置およびこれらの露頭における地質および岩質の状況は表-5.4 に記述した。

この地表踏査のデータによるともっとも大切な事実は大抵ラテライトの部分においては地じりが多いことである。このラテライトの厚さは最大 30 m 程度と思われ常に基礎の片麻岩を被覆している。したがってラテライト内の地じりは圧力トンネルには影響を及ぼさないものと考えられる。しかしラテライトに地じりが多いことは地上発電所地点の選定に資するところがあった。

ラテライトの下位の片麻岩岩盤の岩質は一般に良好である。これらの岩石の露頭内には小さくて軽度の破碎層が存在するが、断層を発見することはできなかった。断層の影響を受けた岩石は選択侵蝕が非常に強く、大きな断層の証跡が露頭には残らないで侵蝕されて小溪となったか、あるいは風化ラテライトに変化してしまったものではないかと思われる。

節理は豊富に基礎岩盤の露頭に存在する。節理面（片理面も含めて）の態様をシュミット網により整理した結果は、図-5.9 と図-5.10 に図示した。これらの面が圧力トンネルに及ぼす影響を考察するため、主節理の方向、片理面の方向および水路トンネルのルート、模式的に一般平面図に図示した。（図-5.11）

図-5.11 から圧力トンネルのすべてのルートは、片理面と直角もしくは高角度で交わる。この交差の方向は掘削時における安全の面からも、また発破効果が良い点からも非常に好ましい方向である。しかしトンネルは、顕著な節理面 N 76° W / 85° S W と平行あるいは低角度で交わる。この交差の状況はあまりよくない。しかしこの節理の出現度は図-5.9 および図-5.10 を見ればわかるとおり、片理面の出現度の約 1/2 である。そのうえ、この節理の傾斜角は 85° であるのでこの節理があるからといって掘削中に大きなトラブルが起る可能性は少ないもの

と思われる。もっとも注意しなければならない節理は $N 61^{\circ} W / 20^{\circ} N E$ のものである。この節理はトンネル内において応力解放が行なわれた場合に滑落面となる。

圧力トンネルの地質に対する評価については E. D. F と同様に次のような評価をすることができる。

普通地質 : 80 %
やや不良地質 : 15 %
不良地質 : 5 %

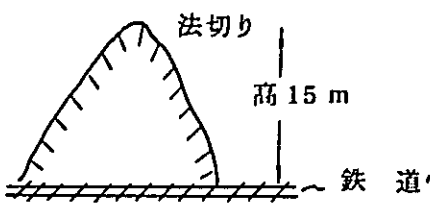
(6) Dゾーン の地質工学的状況

DゾーンはAゾーンの上流約 1.7 Km に位置し調整池ダム(高さ 14 m)の予定地点である。このダムサイトの地質は片麻岩で、その走向は $N 9^{\circ} E$ 、傾斜は NE 方向に 75° である。この片麻岩の走向は流路に直角であり、貯水が漏水する心配のない方向である。河床は岩石だけでできている数個の小さな島以外に岩盤の露頭はなく、ダムの計画中心線はこれらの島群に沿って設けられている。ダム右岸の取付部に片麻岩の風化生成物である砂状ラテライトの広い露頭が鉄道の切取りに沿って存在し、その上方はラテライトに変化している。左岸取付部地表は片麻岩の大塊層が厚く被覆していて基礎岩盤の露頭は見られない。また背後地の山腹にはスプーン形の陥没地があるほか周辺の地形は扇形であるので、上述の大塊層は地送り堆積物の可能性がある。左岸のボーリング D₃ の資料および観察から大塊層の厚さは 7.88 m であり、この大塊層の下には河川堆積層と思われる砂礫層があり、この層の下には亀裂性であり良好ではないが基礎岩盤がある。D₃ ボーリングの資料によると沖積層は薄く、亀裂性の岩石がある。また傾斜ボーリング D₂ では 19.30 m の深さ以下に片麻岩の風化分解した部分が存在する。ボーリング D₁ では 14.48 m の深さに健全ではあるが亀裂性の岩盤が存在する。ボーリング D₆ では基礎岩盤は亀裂性で、風化分解した部分を所々に含んでいる。

ダム左岸には厚い被覆層が存在しているので山腹内部における基礎岩盤の標高は不明であり、ここはボーリングによる調査を行なう必要がある。また、山腹内の基盤のこう配が急でない場合は、基礎岩盤が貯水池の最高水位よりも高くなるまで、ダムの心壁をそり入る必要がある。健全な岩盤の標高と岩質をボーリングによって調査しておかなければならない。右岸には非常に亀裂性の多い岩、または風化した片麻岩あるいは風化分解した片麻岩が存在するから十分な調査を必要とする。

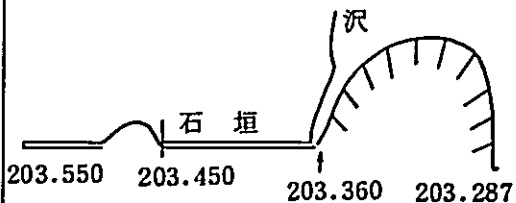
上記のような状況から判断すると、このダム地点は岩盤の改良を必要とすることなどから高さ 14 m のダム建設に適した地点であるとはいえないが、グラウチングを含む十分な基礎処理を行えば、ダムの建設に支障のない程度の基礎岩盤に改良することは可能である。

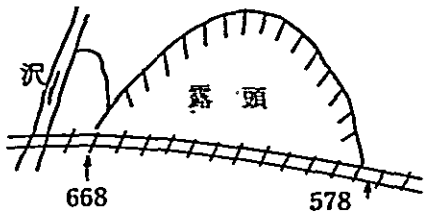
表-5. 4 鉄道線沿いの露頭の地質および岩質の状態

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
194.150		N80°E/85°S N15°W/80°W	岩石は多少風化。
.180			石英片麻岩沢にはしっかりした岩盤あり。 他には認められず。
.200			マサ・非常に compact 
195.444 .450	N25°E/75°ES	N70°W/90°	ブロック状, 風化: 岩石非常にブロック 化しゆるんでいる。しかも風化。 すべり面: N30°W/20°N
.600 .695	N5°E/60°E	N50°E/90°, N35°E/75°W N85°W/45°N, N40°E/30°N	角閃石石英片麻岩, 褶曲を繰返している。
.800	N10°E/85°E	N70°W/90°	岩盤はブロック状で風化。 すべり面: N70°W/90°
.890	N5°E/90°	N80°W/75°S	岩石風化, ブロック状, 露頭の巾5m程 度。すべり面: N40°E/35°NW
196.033 .115	N22°E/70°ES	EW/45°N, N45°W/68°N N80°W/90°, N70°W/90°	
.220			ブロック状, くされ岩
.350			この付近, 余り明瞭ではないが地入り地。 巾100m, 高さ約100m, ラテライト
.450			地入りあり。滝の入口付近。 巾50m, 高さ70m。
.720			196.720mから20m間に, くされ岩 の露頭あり。
197.000		N80°E/80°N	川には露頭なし。 すべり面: N50°E/30°W

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
197.061 197.144	N15°E/70°E N25°E/75°E	N80°W/70°S N40°W/45°NE(滑り?) N60°W/82°WS	谷有り。谷底岩盤の露頭不明。
.350 .380			ラテライト地帯の気味あり。ラテライトの厚い所は地帯を起しているようだ。従って逆に航空写真で地帯地形を見つけることにより、ラテライトの厚い場所が判る。
197.600			河床に岩盤露出する。風化岩の厚さ 15 ~ 25 m と推定される。
198.216 .250	N25°W/90°	N75°E/80°N, N40°W/32°SW N65°W/28°SW, N15°E/75°ES	岩石ブロック化。
.250 .373	N5°W/85°E	N85°E/85°S, N50°W/70°NE N70°W/80°S, N15°W/78°E N15°W/60°NE N80°W/20°S (すべり気味)	
.510	N5°E/80°E		片理面に沿ってブロック化。節理は顕著でない。
	N10°E/90°	N65°W/90°	露頭巾 3 m, 余り良好な露頭ではない。ブロック状。すべり面: N80°W/20°NE
.846			沢あり。露頭あり。鉄橋。
199.232			この付近, 地帯の様相をもつ。巾 30 m, 高さ 30 m。
.290	N20°E/70°ES		巾 3 m 程の露頭だけで, 露頭状況余り良好ならず。多少くされ岩である。
.300			谷に岩盤露頭あり。
.500			谷には上方線路と同じ標高に岩盤露出す。鉄橋下に露頭なし。被りは厚さ 20 m 程度。
.910	N10°E/85°N	N60°W/80°WS	谷に露頭あり。節理の発達割合顕著。
.930	N20°E/88°W	N70°W/90°	露頭巾 5 m, ブロック状, ブロックの大きさ 1.5 m 角程度。

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
200.300 .385	N15°E/80°E N15°E/70°E	N85°W/90° N70°E/60°ES N40°E/20°NW	すべり面：N10°W/30°NE
.490	N10°E/90°	N70°W/90°	断層明瞭ならず。地形的に見てウィークゾーンが存在するはず。 鉄橋の両側に段丘有り，面の高さは鉄道盤である。
			風化岩の地這り。巾7m，高さ10m。
.135 .145	N5°E/90°	N80°W/78°N	すべり面：N50°E/20°N
.412 .455	N5°W/90°	N70°E/90°	good rocks
201.612	NS/90°	N80°E/75°N	節理顕著ならず。good rocks
.657	N10°E/90°		節理明瞭ならず。
.734	N30°E/80°ES	N85°W/48°S	節理顕著ならず。 201.657～201.734 露頭。
.795	N20°W/50°WS	N30°E/85°NW N10°E/60°NW N75°E/85°ES	good rocks 片理の方向ここで変る。
.840	N50°E/90°	N80°W/80°N N15°E/50°E	201.795～201.840 露頭。
202.240 .255	N5°E/78°E	N85°W/90° N60°E/85°NW	多少岩は風化。
.400			地這り，巾30m，高さ30m，全部ラテライト，鉄道盤造すべりスプーン状をもち，滑落する危険あり。
.600			谷あり。
.910 .917	N15°W/80°E	N80°E/52°N (N60°E/62°ES)	多少岩は風化。
.917 .932			すべり面：N5°W/10°WS 非常に重要な面。

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
203.000 ↓ .050			岩盤多少風化。ブロック状
.027	N5°W/70°E	N50°E/70°ES, N30°W/90° N50°W/90°, N80°E/85°N N70°E/70°ES, NS/80°W N70°W/90°	すべりの割目: NS/62°W
.100			左側に家あり。
.287 ↓ .550			203.287 から石垣まで地すべり。巾63 m, 高さ50 m, 奥行き60 m, 滑落する危険あり。実際は次の沢(203.360)まであり, 203.350 に沢, それに続き石垣となっている。全てラテライトで下に白土がある。滑落崖顕著, 鉄道も全て滑った大きな地入りである。石垣の終りは 203.550 Km。 
.630	明瞭ならず。	N25°W/70°EN N80°W/70°S N60°W/90°	マサ状にくさっている。
.630 ↓ .730			この間露頭あり みなマサ状。
.800	N5°W/90°	N75°E/90° (N70°E/90°)	本地点より露頭あり。203.800 の沢にはブロック化した岩が多い。
.810	N5°W/70°E		多少岩石ブロック状。
.873	N20°E/85°W	N80°W/90° (N60°W/60°WS)	good rocks
.900		N60°W/36°NE	顕著な割れ目で, すべり面: N60°W/36°E この面が認められるのは 203.900~203.926 間である。good rocks
.965	N10°E/90°	(N70°W/68°NE)	

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
203.970			すべり面：N50°W/20°NE
204.000 ↓ .055	N50°E/80°NW	(N50°W/74°NE)	良好な岩盤の露頭あり。
.055 ↓ .100			沢の間山側に地這りの様相がある。
.100	明瞭ならず。	N 5°E/80°W N60°W/90° N40°W/90°	谷の上方が少し崩れている。 204.100 地点の露頭巾 5 m。
.240	N5°E/?	N80°E/80°N	小さな谷あり。
	N10°W/88°W		この付近で巾 5 m の露頭。
.470 ↓ .480	N5°W/85°W	NS/90°	すべり面：N25°W/20°NE (あまり顕著ではない)
205.070			奥に沢，露頭あり。
.110 ↓ .135			すべり面：N5°W/30°E
.180 ↓ .195	NS/85°W	N60°W/90°	
.390 ↓ .470			風化岩
.400 ↓ .410			ブロック状岩盤
.415	N5°E/85°E		露頭の範囲 205.410 ~ 205.460
.460	N 5°E/75°W N10°W/80°W	N30°W/60°NE (N85°W/90°)	すべり面(弱い)：N80°W/10°WS
.578 ↓ .668	N10°W/78°W	N73°W/80°WS N65°W/52°WS	この間露頭 good rocks
.658	N10°E/80°W	N85°E/80°N N80°E/60°N	

位置 (Km)	片理面の 走向・傾斜	節理面の 走向・傾斜	地質記事
205.725 ↓ .745	N10°W/78°W	N10°E/90° N80°E/78°S	205.725 ~ 205.735 間破碎帯 N20°W/70°WS
.745 ↓ .746		N70°W/48°NE, N60°E/70° N45°W/50°NE	
.750			破碎, N 5° W/80° W 岩盤は 205.725 ~ 205.755 間に露出。
.755 ↓ .810			この間山側に古い地這りで見られる スプーン状の地形あり。 岩盤露出なし。
.900 ↓ .950	N30°W/78°WS	N30°W/78°WS N80°W/72°N (著しい) N30°E/55°ES	この間 good rocks
206.270 ↓ .300	N15°W/80°WS (?)	N88°E/50°E, N25°W/90° N15°W/80°WS, N65°W/15°NE	

5.3 開発規模の検討

開発計画の規模は需要の面から考えて、タナナリブを中心とした地域の今後の需要の増加およびフェロクロムの需要の伸び等を考慮し、これに対処し得る規模が要求される。マダガスカル政府とE.D.Fの協議の結果は、最大使用水量 $60\text{m}^3/\text{s}$ のときに出力10万kW、年間可能発生電力量550~600GWhを目標とする方針が決定されている。ここでは、再度使用水量の検討を総工事費と発生可能電力量とによる建設単価で比較検討を行なって表-5.5に示す。この結果、最大使用水量は $60\text{m}^3/\text{s}$ のときが最も有利となる。

なお、この比較は1段開発案について行なったものであるが、2段開発の場合においても1段開発とほぼ同様の傾向を示すものと考えられたので、両案とも最大使用水量を $60\text{m}^3/\text{s}$ として検討した。

表-5.5 建設単価比較表

	Q = 45 m^3/s MFMG	Q = 60 m^3/s MFMG	Q = 75 m^3/s MFMG
取付道路工事費	350	350	350
調整池工事費	1,047	1,047	1,047
土木工事費	4,037	4,551	5,383
発電機械費	1,823	2,431	3,039
送変電費	1,348	1,348	1,348
総工事費	8,605	9,727	11,167
年間可能発生電力量	643 GWh	786 GWh	881 GWh
建設単価	13.4 FMG/kWh	12.4 FMG/kWh	12.5 FMG/kWh

(注) 上記工事費は1972年のE.D.Fの報告書を参考として算出した。

5.4 開発計画案とその比較

5.4.1 開発計画案

アンデカレカ地点の水力開発の方式は図-5.12に示したように、AゾーンとCゾーンとの区間で得られる236mの落差を利用する方法によって、1段開発案および2段開発案とが考えられる。

(1) 1段開発案

1段開発案とは、Aゾーンの取水口からCゾーンの放水口までの区間約4.5kmを水路で結び、得られる236mの落差により約11万kWの発電を行なうものである。この計画には、さきにものべたように2つの案が考えられ、1つはE.D.Fが示した案(1-0-A案)、サハントゥバ川を水路橋で横断する案の趣旨を生かして計画された1-0-B案である。これら

の計画図は巻末に示す。

(2) 2段開発案

2段開発案とは、1段開発案と同じA～Cゾーン間の236mの落差を分割して使用するもので、1段開発案に比べ小さなステップでの開発が可能となり、需要に対しバランスのとれた開発ができ、さらに開発時の初期投資を抑制してできるだけ先行投資を避けるという観点から考えられた計画案である。分割する地点は地形的な点からポイトラ川とサハンツィバ川の合流点(Bゾーン)付近となる。上流部を第1発電所、下流部を第2発電所とする。総落差236mは第1発電所に150m、第2発電所に86mとほぼ2:1の比率で2つに分割される。

この開発方式には、発電所型式を地下式および半地下式とすることにより表-5.6に示すとおり、第1発電所は2-1-A、2-1-Bの2案、第2発電所は取水型式による区別も加わるため2-2-A、2-2-B、2-2-Cの3案が考えられる。これらの案の計画図を巻末に示す。

5.4.2 開発計画案の特徴比較

(1) 1段開発案の特徴比較

本開発案はすでにのべたように1-0-A、1-0-Bの2案がある。

両案の特徴および相違点は次のとおりである。

(a) サハンツィバ川の横断

1-0-A案では、サハンツィバ川の河床から約20m低いEL.220m付近を延長300mの内張鉄管で横断するのに対し、1-0-B案ではEL.270m付近を径間210mの水管橋で横断する。

このことにより1-0-A案では施工上斜坑が必要であるが、1-0-B案の場合には斜坑を省略することが可能となる。しかし、その反面水管橋の基礎およびピラーを設ける必要が生ずる。

(b) 水圧鉄管路

1-0-B案では、水圧鉄管路をパーティカルシャフトにしたうえ、地下発電所を奥に追いこむことにより水圧鉄管路の短縮と損失落差の軽減をはかるとともに、鉄管路工事の施工がしやすくなることも考慮したものである。

(c) 屋外開閉所

1-0-B案では開閉所の位置を変更することにより、工事用トンネルの短縮をはかっている。

(d) 導水路

導水路長は1-0-B案に比べ1-0-A案の方が100m程度長くなっている。1-0-

B案は1-0-A案に比べ約50m標高の高いEL.270m程度のところを通る計画として
いる。

(2) 2段開発案の特徴比較

第1発電所の取水口、取水堰は1段開発案と同様にAゾーンに設けられ約1.9kmの圧力トンネルで、Bゾーンの第1発電所に至り放水路トンネルを経てポイトラ川に放水される。この間の総落差は約150mとなり発生電力は概略7万kWである。

また下流の発電所計画はBゾーンに取水口、取水堰を設け約2.0kmの圧力トンネルでCゾーンの第2発電所に至り放水路からポイトラ川に放水される。この間の総落差は約86mで発生電力は概略4万kWとなる。

(a) 第1発電所の特徴比較

i) 発電所

地下発電所はかぶりを十分に確保することを考え、このために工事用トンネルは約330mとなる。半地下式発電所の位置はポイトラ川とサハンツィバ川合流点のポイトラ川右岸の台地に選定した。この台地は地質的にみて断層の上にあるため、発電所建設には岩盤に対し十分な手当が必要となる。また、ラテライト層の厚い斜面を切り取ることになるので、切取法面のすべり防止用構造物が必要となる。さらに、半地下式の場合にはポイトラ川、サハンツィバ川の洪水から発電所を防護するために、ポイトラ川の護岸およびサハンツィバ川の河川改修を行なうことが必要となる。したがって、半地下式の場合には改良、防護改修のためかなりの費用が必要となる。これに反し、地下発電所の場合にはこのような問題点はない。両者の諸元を表-5.6に示す。

ii) 水圧鉄管路

地下発電所案では、発電所を十分かぶりのある地点までおいこむとともに、水圧鉄管をパーティカルシャフトとすることにより鉄管長を節約した。半地下式の場合には、地上式の水圧鉄管路の採用も考えられるが、ラテライトの厚い層の上にアンカーブロックを設置することとなるので基礎の安定上好ましくない。そのため地下式と同様パーティカルシャフトとした。この場合発電所位置と地形上との関係から鉄管路長は地下式に比べ約3倍の延長が必要となる。

iii) 屋外開閉所

開閉所の位置は、両案とも同一場所としサハンツィバ川の左岸の平坦地に設ける。

(b) 第2発電所の特徴比較

発電所型式は第1発電所と同様に、地下式および半地下式の2つの案が考えられるほか、取水型式によっても2つの案が考えられる。

i) 取水型式

- ・第1発電所の放水路と直結取水する場合

この場合には第1発電所の停止時に第2発電所の運転が可能ないように、ポイトラ川の第1発電所放水口上流に取水口、取水堰を設け、水路により第1発電所の放水庭と接続する。

・第1発電所の放水路と直結しない場合

第1発電所では直接ポイトラ川に放水し、この放水口下流に第2発電所の取水口、取水堰を設けてポイトラ川から直接取水する。

上記2型式の特徴を比較すれば次のとおりである。

両者とも本川に取水堰を設けることは同様であるが、前者の場合には後者に比べ水路長が約140 m長くなる。さらに、このように第1発電所放水庭と第2発電所取水口を直結した場合には、両発電所の運転方法に種々の制約をうける。これに反し、後者の場合にはこのような問題はない。しかし後者の場合は、取水堰によるせきあげによりポイトラ川とサハンツィバ川の合流点付近の洪水位が高くなるため、第1発電所が半地下式の場合には洪水に対する防護の費用がかさむものと考えられる。

ii) 沈砂池について

前者の場合、本川から取水するのは第1発電所の停止時だけであり、沈砂池を特に設けなくても放水庭に排砂装置を設けるだけで十分である。これに反し、後者は常時本川からの直接取水となるために沈砂池を設ける必要がある。

iii) 発電所

地下発電所の位置はかぶりが十分とれる地点までおいこんだため、工事用トンネルの長さは約500 mとなる。半地下式発電所の位置は地形的にみて、ポイトラ川右岸とサハリムイナ川とにはさまれた台地上に選定した。この地点も第1発電所の半地下式の場合と同様に、地質上の問題ならびに洪水からの防護の問題がある。

iv) 水圧鉄管路

第1発電所と同様の理由で地下式、半地下式発電所ともパーティカルシャフトとする。

v) 屋外開閉所

開閉所位置は半地下式発電所の場合に、P.K. 205.750 Km の地点で鉄道線路の山側の窪地を埋め立てて確保する。この場合は窪地を流下している沢の整備を必要とする。地下式発電所の場合にはP.K. 206.200 Km 地点のサリムアナ部落の山側でE.D.F が選定した地点と同一の地点を採用した。この地点もまた窪地のために埋立てが必要である。

なお、半地下式の場合に発電所と開閉所間は約150 m離れることになる。

5.5 開発案の選択

すでにのべてきたとおり、アンデカレカ地点での水力開発案としては1段開発案と2段開発案、さらにそれに伴う種々の計画が考えられてきたが、ここでは、これらの案の中から各案の代

表となる計画を1つずつ選定する。

5.5.1 1段開発案について

1-0-A案に比べ1-0-B案はサハンツィバ川を水管橋で渡り、さらに水圧鉄管路をパーティカルシャフトにするなどにより表-5.7で見られるように、全体工事では2%程度安くなるので、1段開発案の場合の経済的な計画としては1-0-B案を採用し、2段開発の場合との経済性の比較検討に使用する。

5.5.2 2段開発案について

第1, 第2発電所とも半地下式の場合にはさきにも述べたように、地質的には断層処理さらに発電所用地が狭隘で、ポイトラ川の河岸にあるために洪水防護、さらにラテライト層を切りとるためその山留等種々の問題に対する対策費が要求される。これに反し、地下式発電所にした場合にはこのような問題はない。その結果、表-5.7で見られるように一般の概念に反し、半地下式発電所の工事費と地下式発電所の工事費とがほぼ同額となる。したがって、2段開発案としては工事費的にもリスクが少なく、地質的問題点ならびに洪水防護上からも問題点の少ない地下発案、すなわち2-1-A案および2-2-A案を第1, 第2発電所に採用し、1段開発案との比較を行なう。

表-5. 6 計画案の諸元表

Item	Unit	1-Stage Dev. Plan		2-Stage Development Plan				
		1-0-A	1-0-B	2-1-A	2-1-B	2-2-A	2-2-B	2-2-C
Type of Power Station		Under-ground	Under-ground	Under-ground	Semi-outdoor	Under-ground	Semi-outdoor	Semi-outdoor
Water Level at Intake	E. L.	357.00	357.00	357.00	357.00	206.00	206.00	210.00
Water Level at Outlet	"	120.60	120.60	206.00	210.00	120.60	120.60	120.60
Gross Head	m	236.40	236.40	151.00	147.00	85.40	85.40	89.40
Loss of Head	"	28.90	27.70	13.30	17.30	14.50	14.40	12.80
Effective Head	"	207.50	208.70	137.70	129.70	70.90	71.00	76.60
Maximum Discharge	m ³ /s	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Generator	unit	4	4	4	4	2	2	2
Out Put per Unit	kW	26,500	27,700	18,100	16,500	18,600	18,800	21,000
Total Output	GWh	784	787	516	489	271	271	291
Length of Headrace	m	3,807	3,710	1,935	1,920	2,051	2,086	2,225
Length of Penstock	"	303	247	198	527	103	218	218
Aqueduct	"	-	210	-	-	-	-	-
Height of Headrace Surge-tank	"	150.0	101.4	55.2	45.2	45.2	45.2	45.2
Height of Tailrace Surge-tank	"	16.0	25.0	24.0	-	25.8	25.8	25.8
Length of Tailrace	"	608	859	273	20	250	146	146
Length of Power Station	"	69.0	68.0	67.0	67.0	61.5	36.0	36.0
Width of Power Station	"	16.5 - 19.0	18.0	17.0	17.0	13.0 - 16.5	16.5	16.5
Height of Power Station	"	26.5	24.0	28.8	31.0	34.3	33.0	33.0
Access Tunnel	"	713	600	330	-	480	-	-

表-5. 7 計画案の建設費

unit: 10⁶FMG

Item	1-0-A	1-0-B	2-1-A	2-1-B	2-2-A	2-2-B	2-2-C
Civil Works	4,281	4,131	2,792	2,806	2,723	3,121	2,830
Materials	313	324	105	277	63	95	95
Subtotal	4,594	4,455	2,897	3,083	2,787	3,216	2,925
Electrical Equipment	2,210	2,210	1,721	1,598	1,147	1,300	1,247
Subtotal	6,804	6,665	4,618	4,681	3,934	4,416	4,172
Regulating Pondage	952	952	952	952			
Subtotal	7,743	7,617	5,570	5,633	3,934	4,416	4,172
General Expenses	774	762	557	563	393	442	417
Total	8,517	8,379	6,127	6,196	4,324	4,858	4,689
Transmission Line	1,348	1,348	1,370	1,370			
Grand Total	9,865	9,727	7,497	7,566	4,324	4,858	4,689

Note: Cost as of 1972.

Combination Cost MFMG
 2-1-A and 2-2-A : 11,821
 2-1-A and 2-2-B : 12,355
 2-1-B and 2-2-A : 11,890
 2-1-B and 2-2-B : 12,424
 2-1-B and 2-2-C : 12,264

図-5.1 ボイトラ河川縦断面図

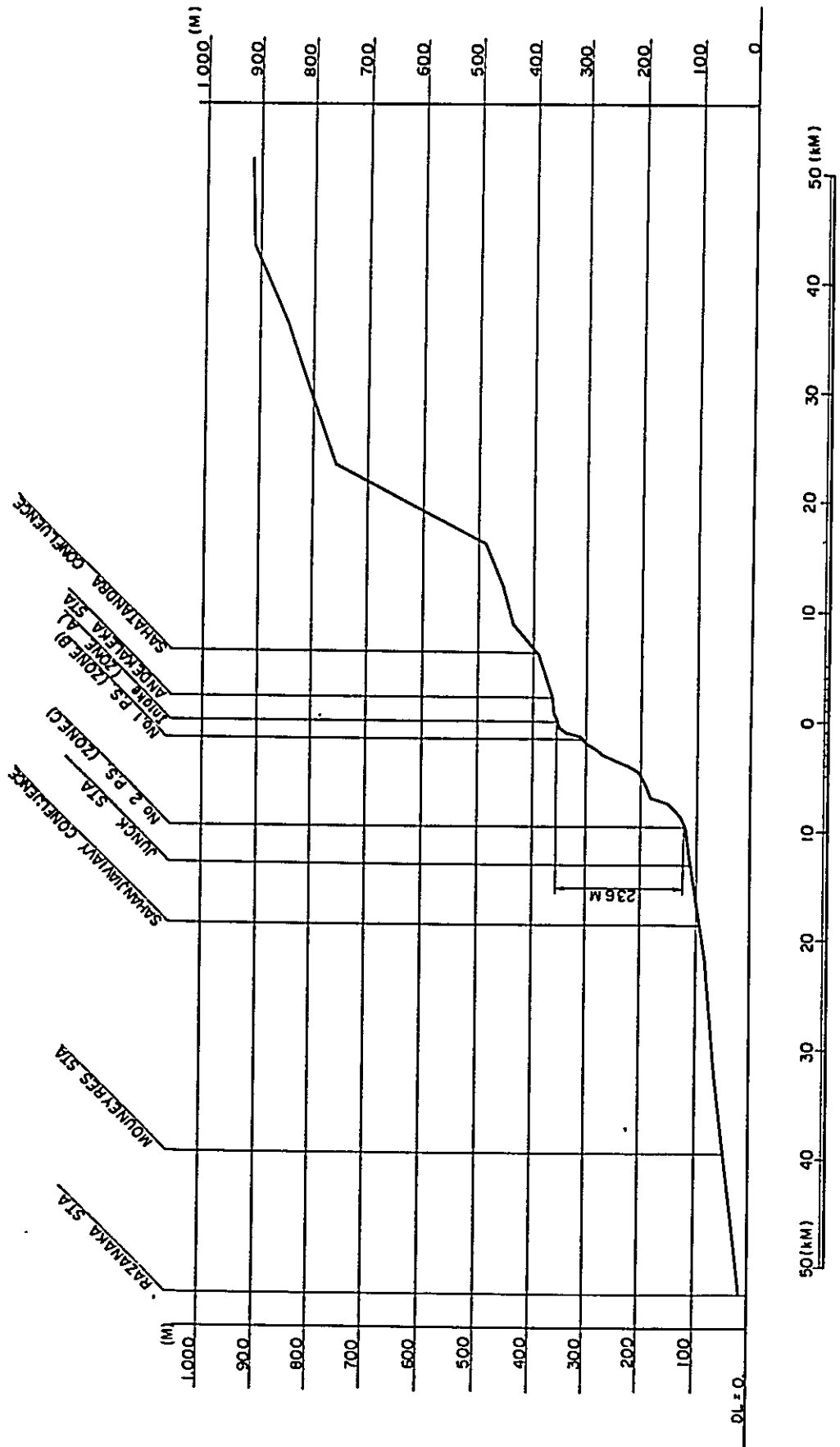


図-5. 2 E.D.F計画案

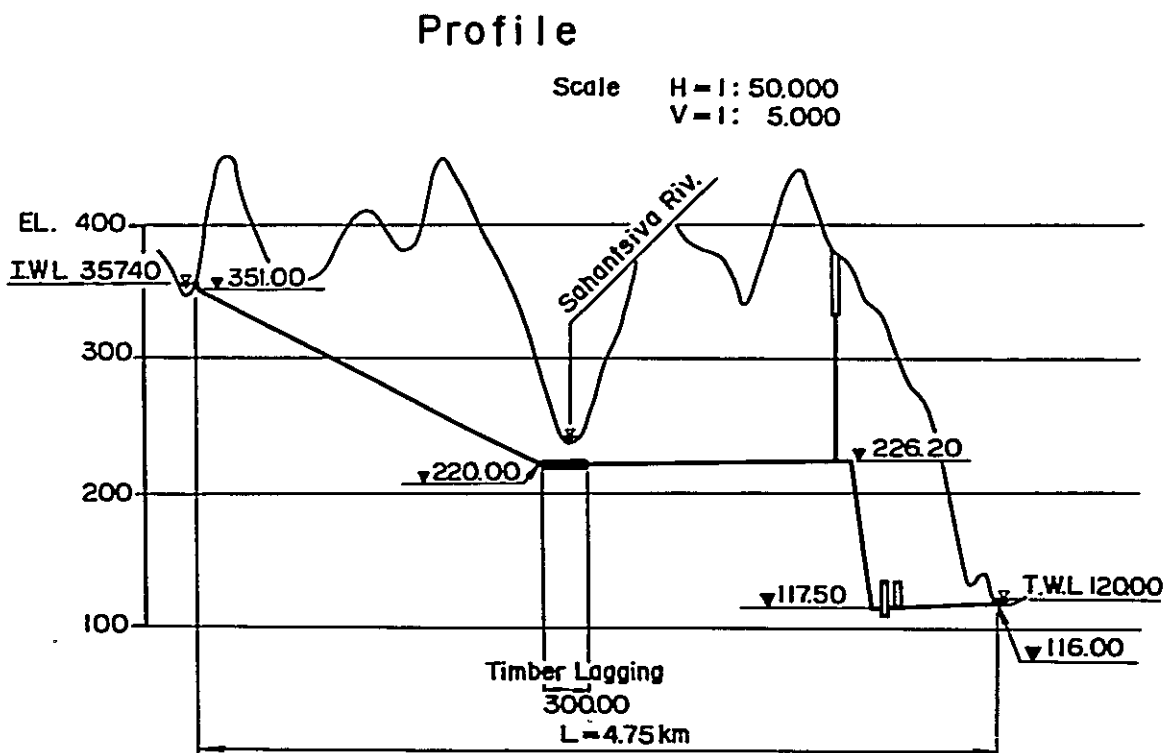
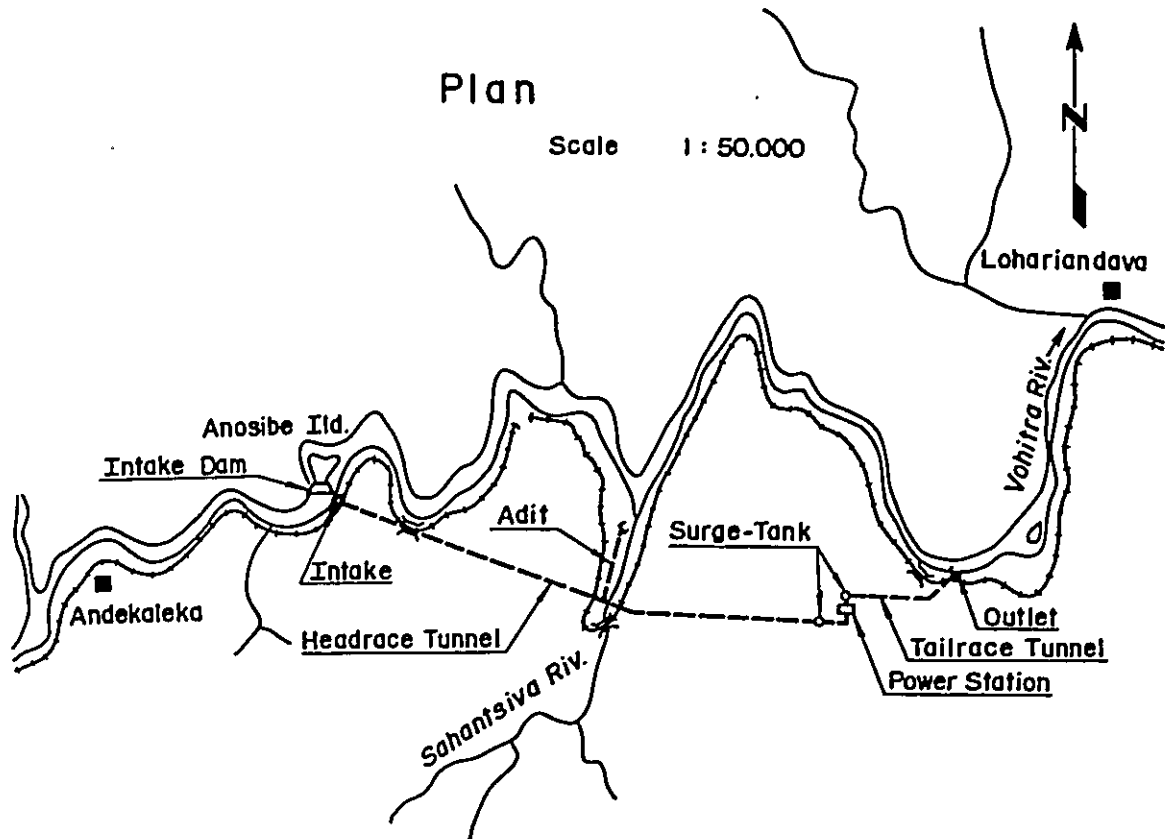


図-5.3 NEWJEC計画案(1段案)

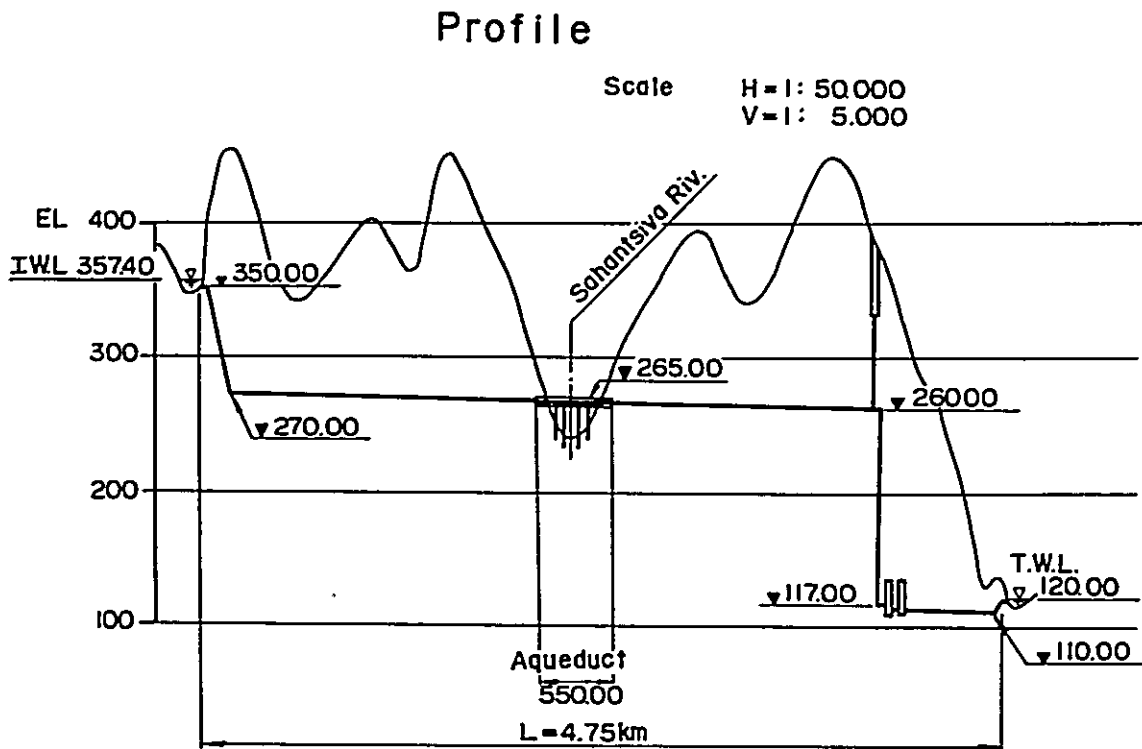
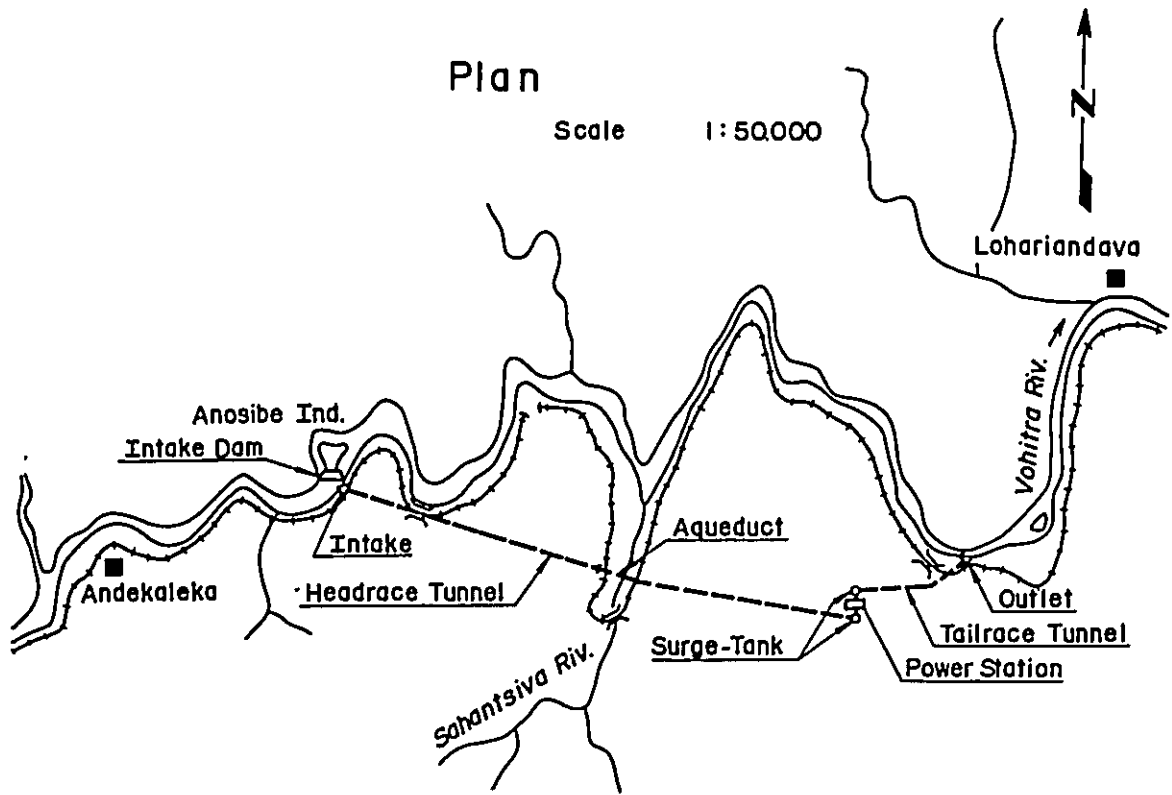


圖-5.4 NEWJEC 計畫案 (2 段案)

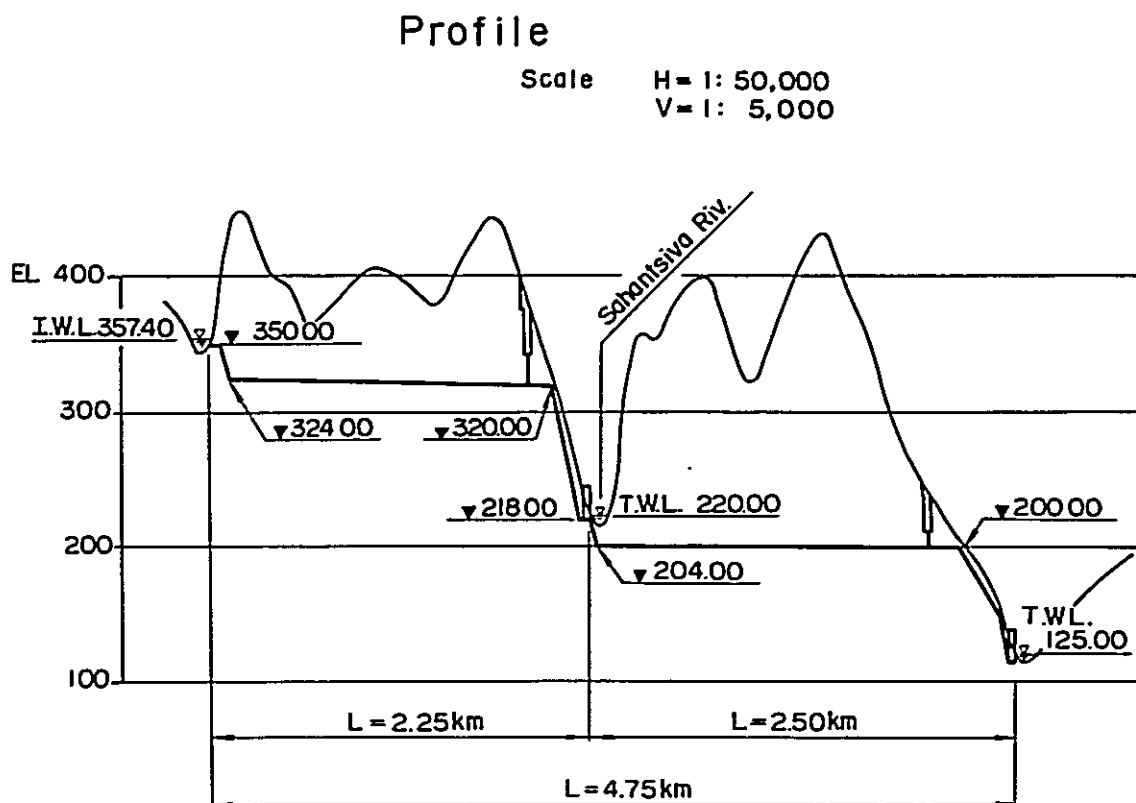
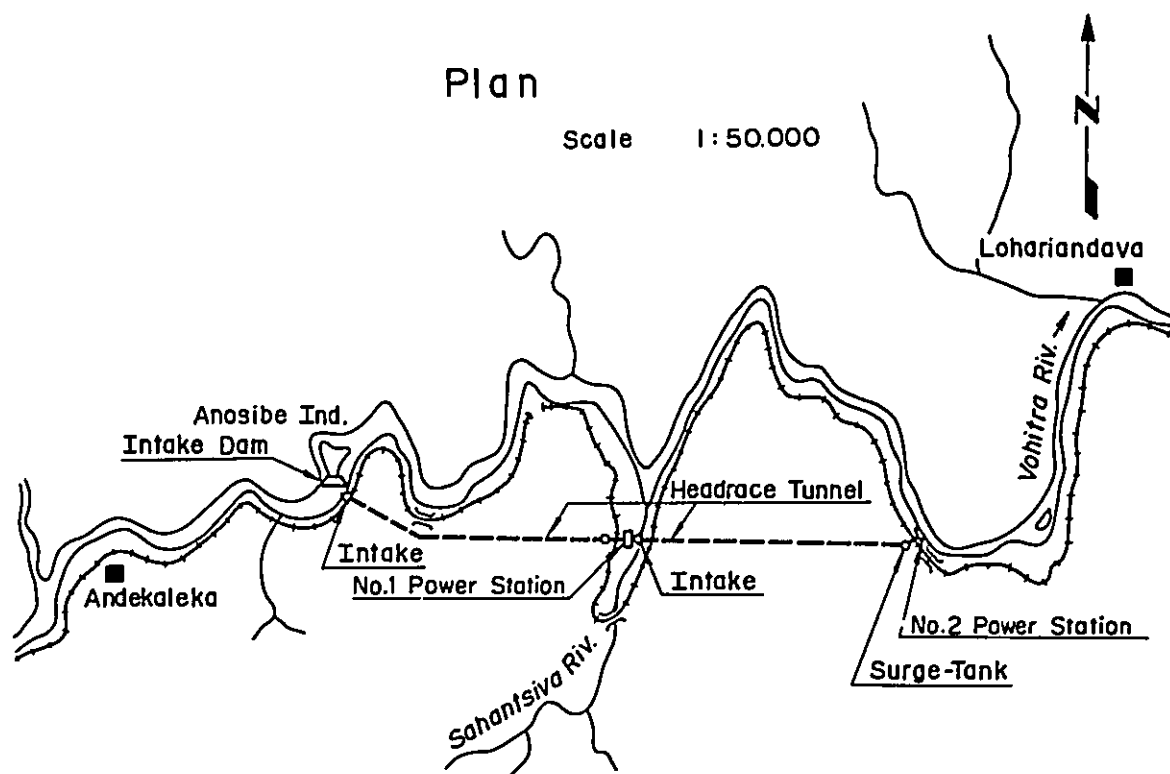


図-5.5 雨量観測所および流量観測所配置図

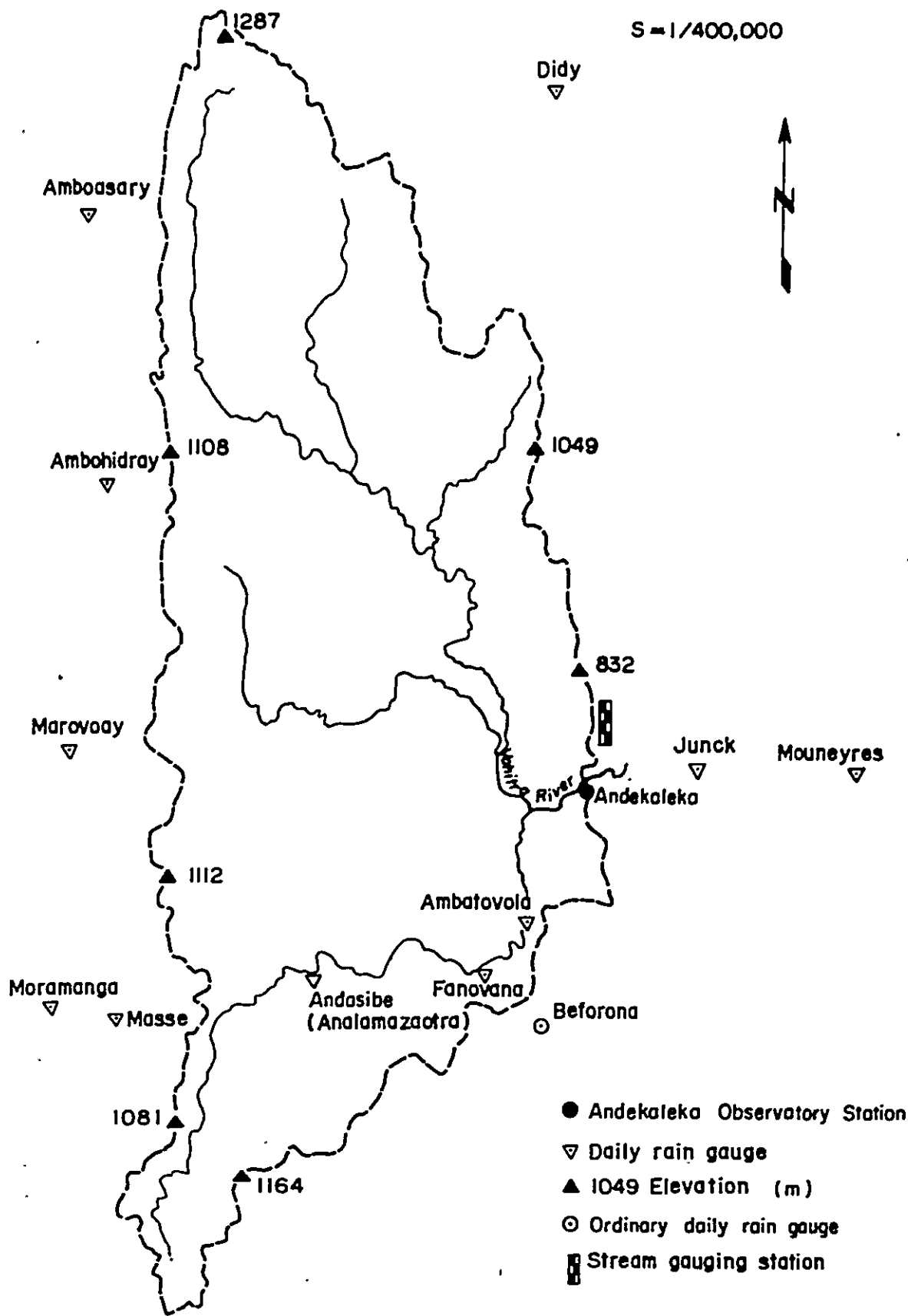


圖-5. 6 月別平均流量圖

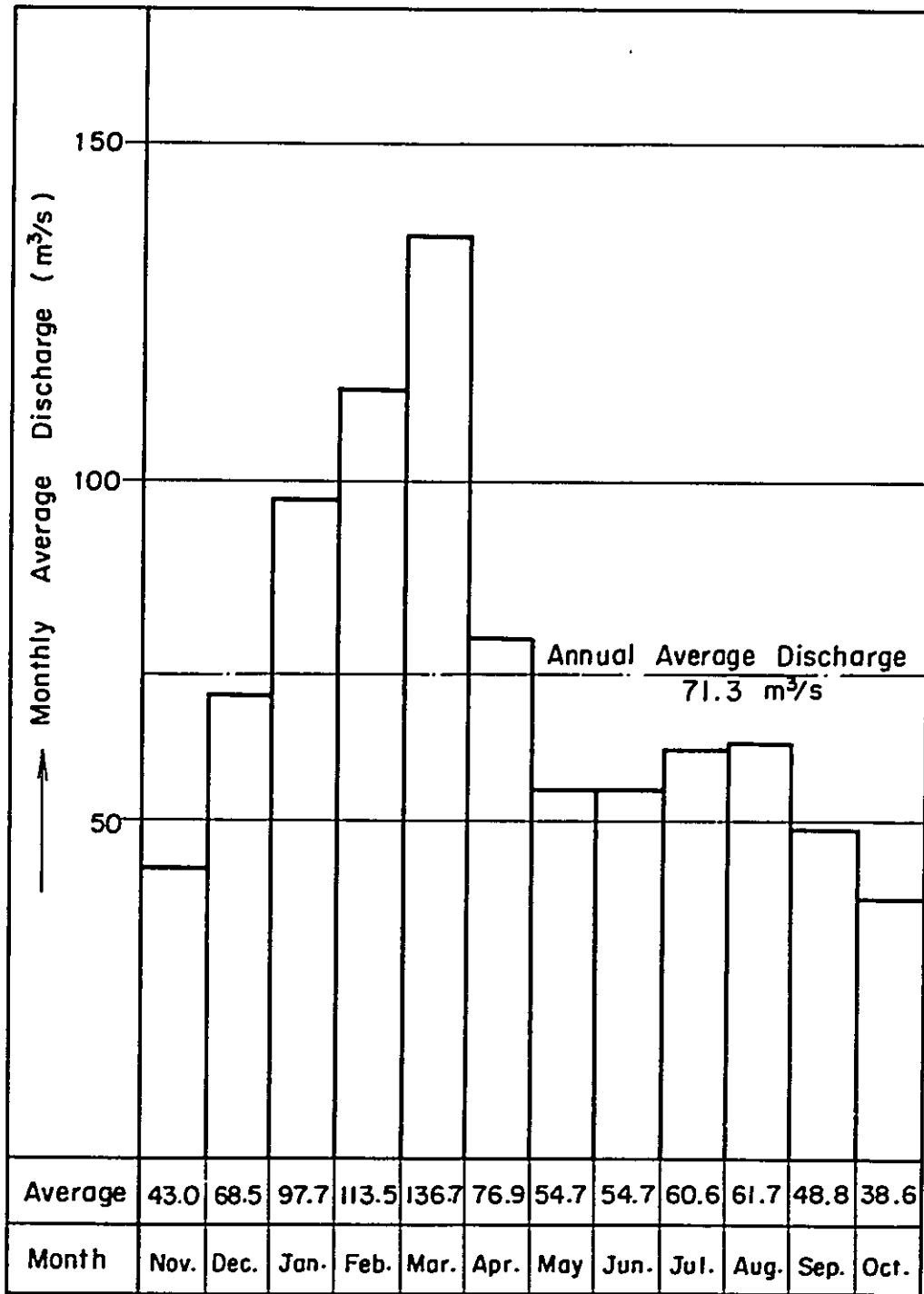


图-5.7 流况图

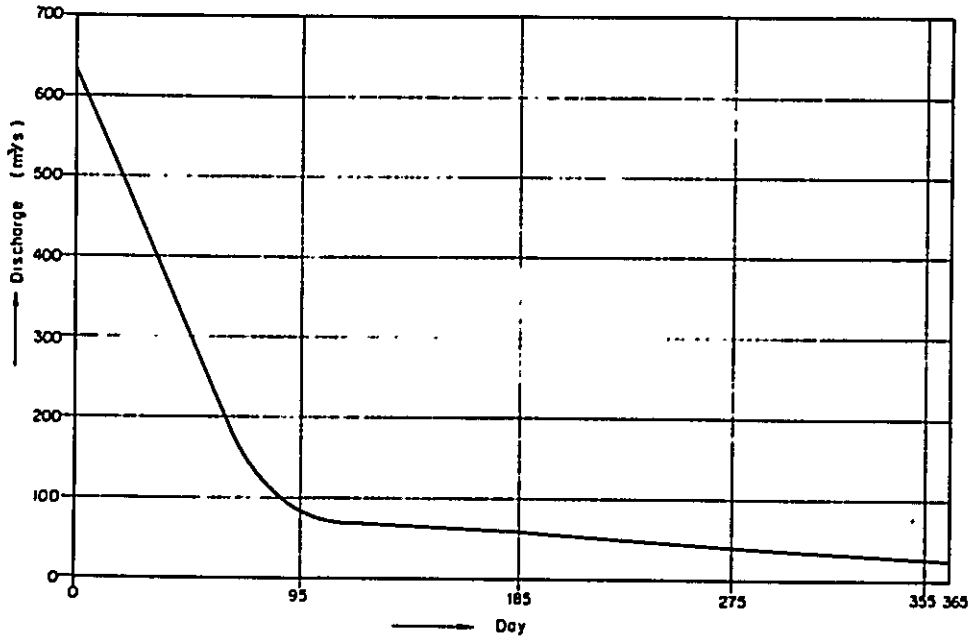


图-5.8 水位—流量图

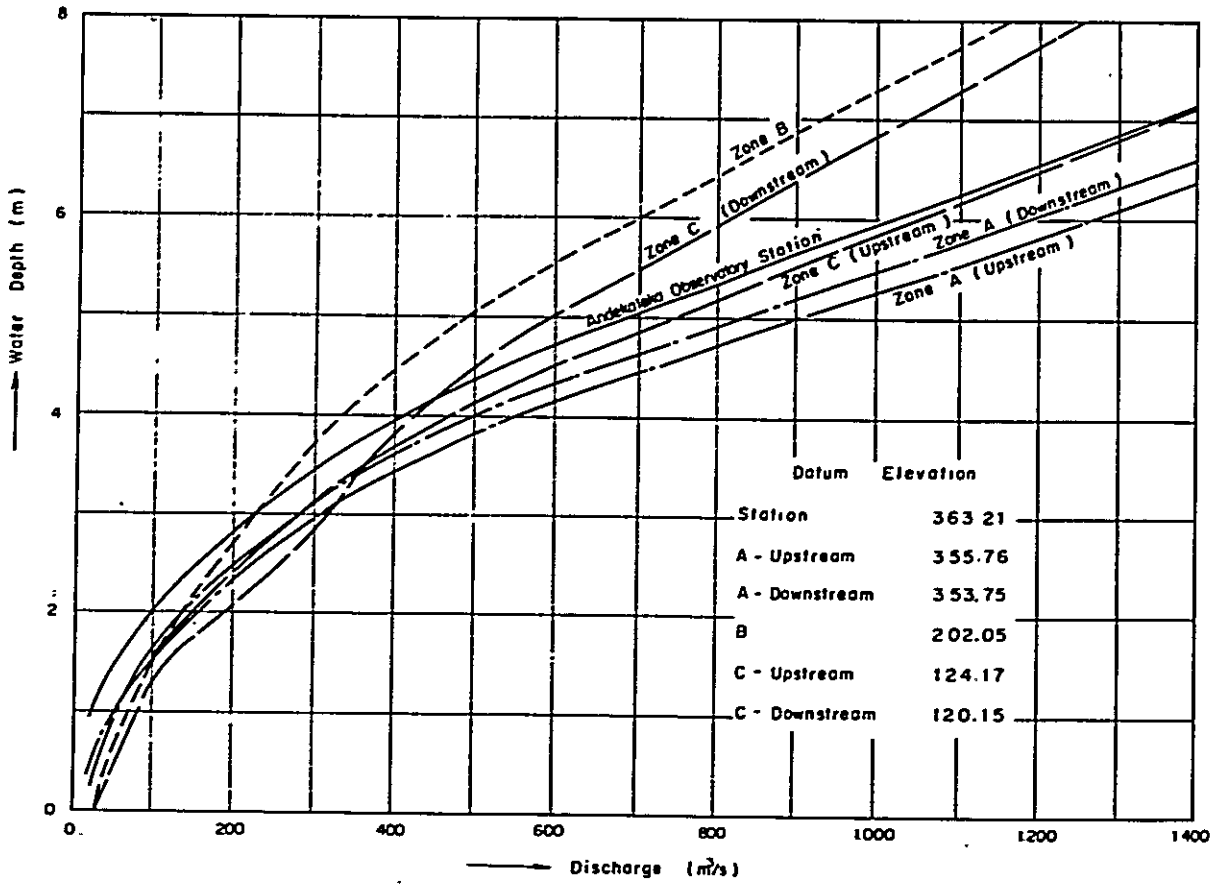
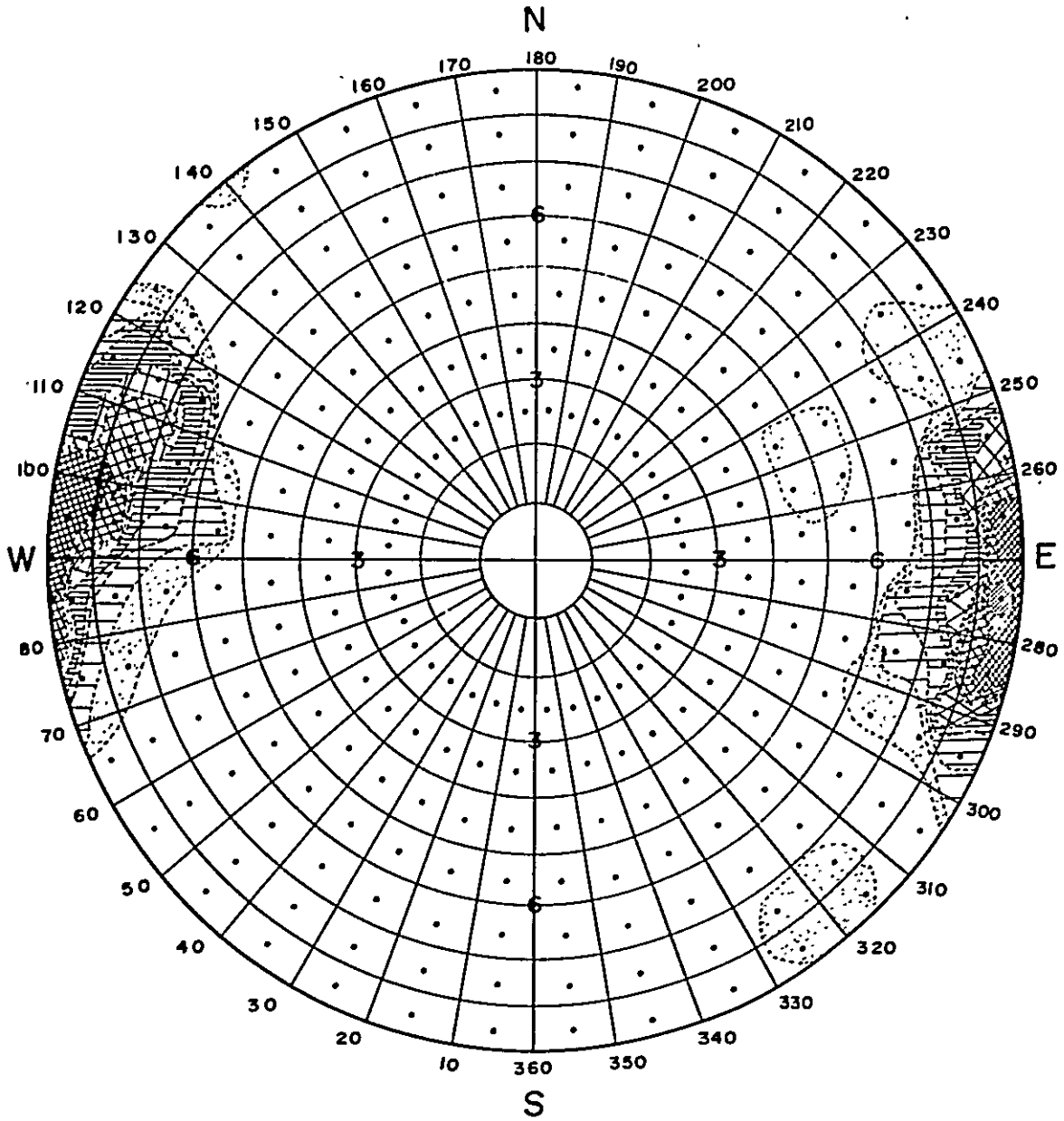


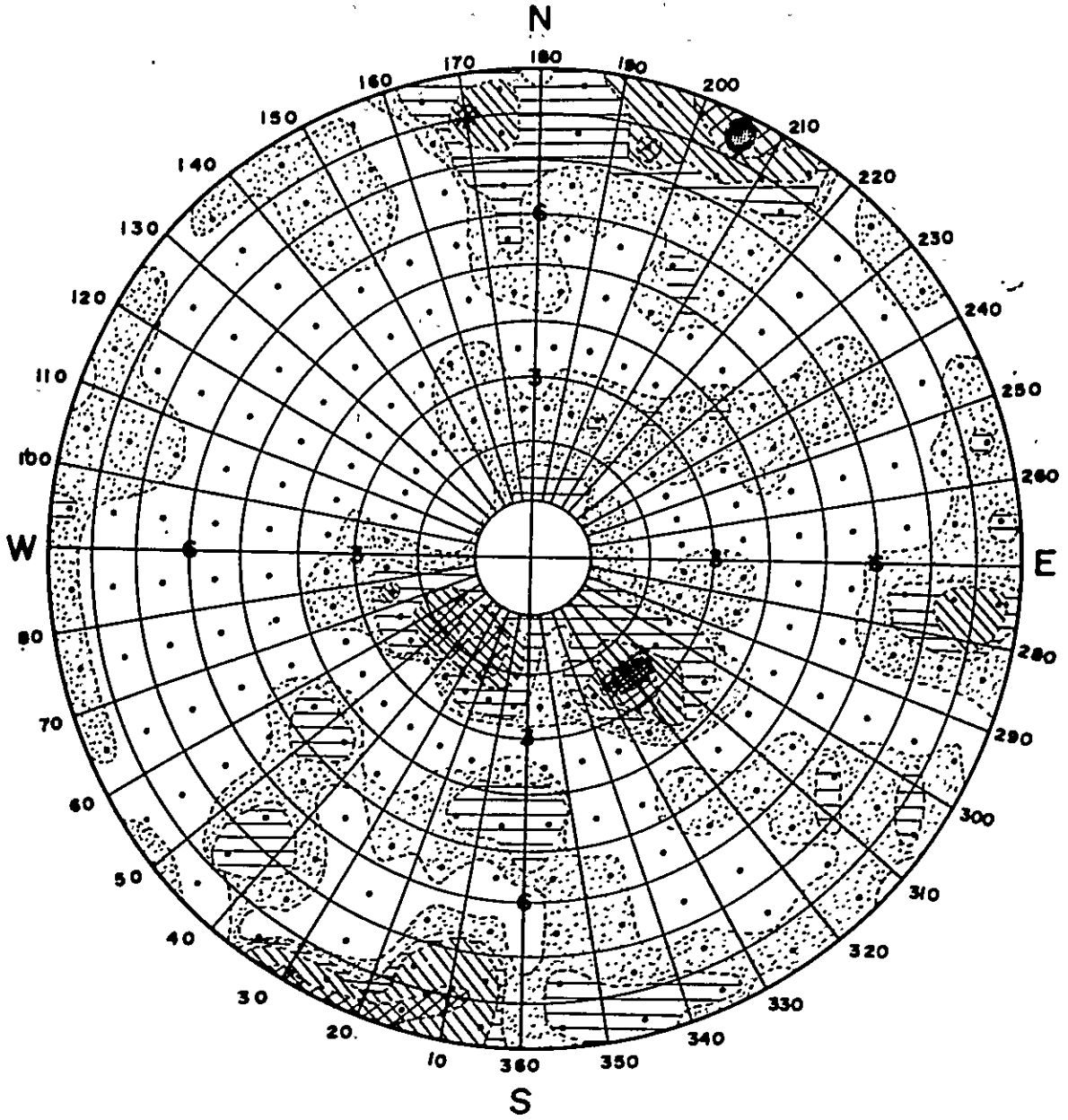
図-5.9 シュミット網(片理面)



Remarks

	18 %		8 %
	16 %		6 %
	14 %		4 %
	12 %		2 %
	10 %		

図-5.10 シュミット網(筋理面)



Remarks




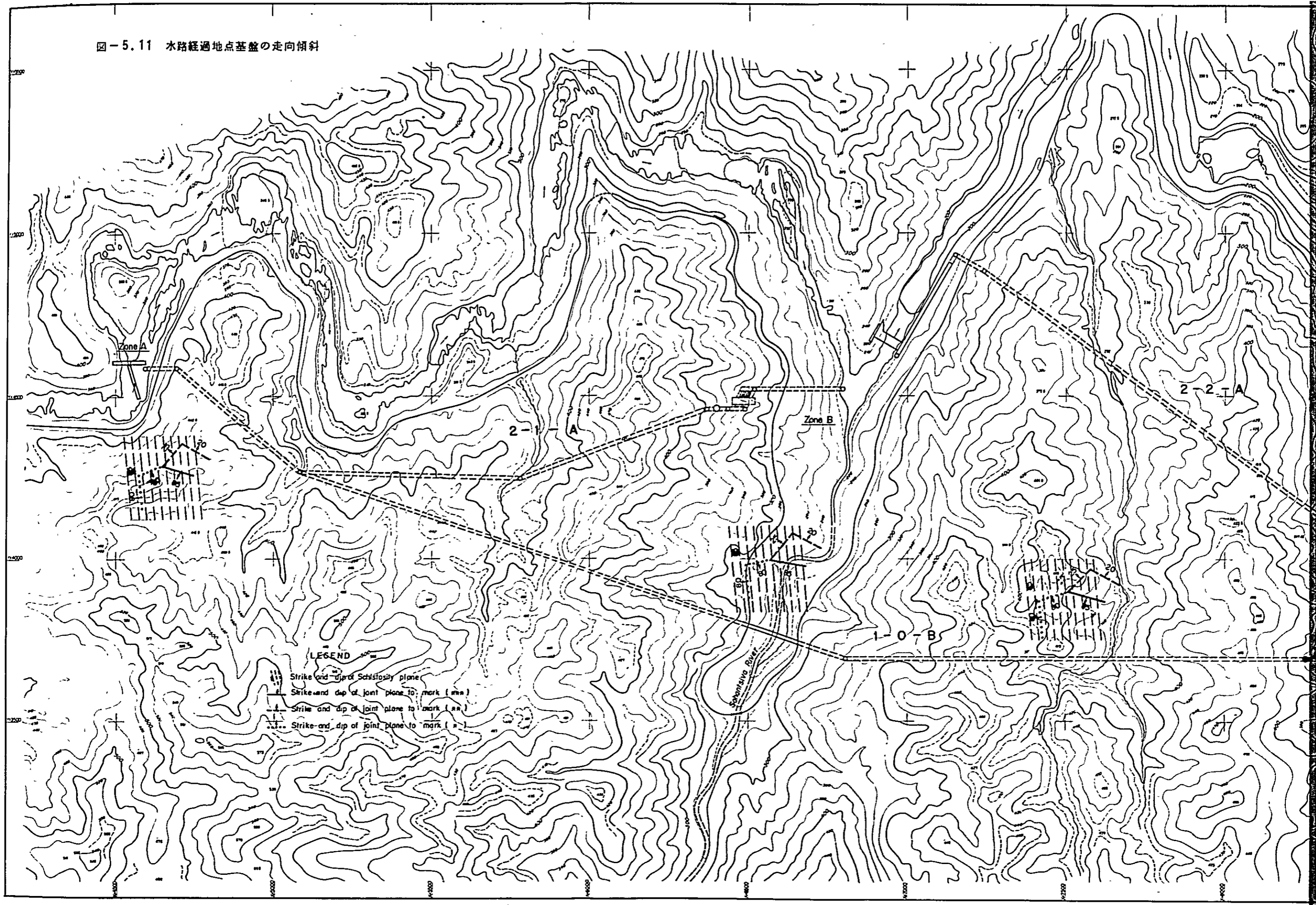
	1~2 %		6~7 %
	3~4 %		8 %
	5 %		9 %

図-5.11 水路經過地点基盤の走向傾斜



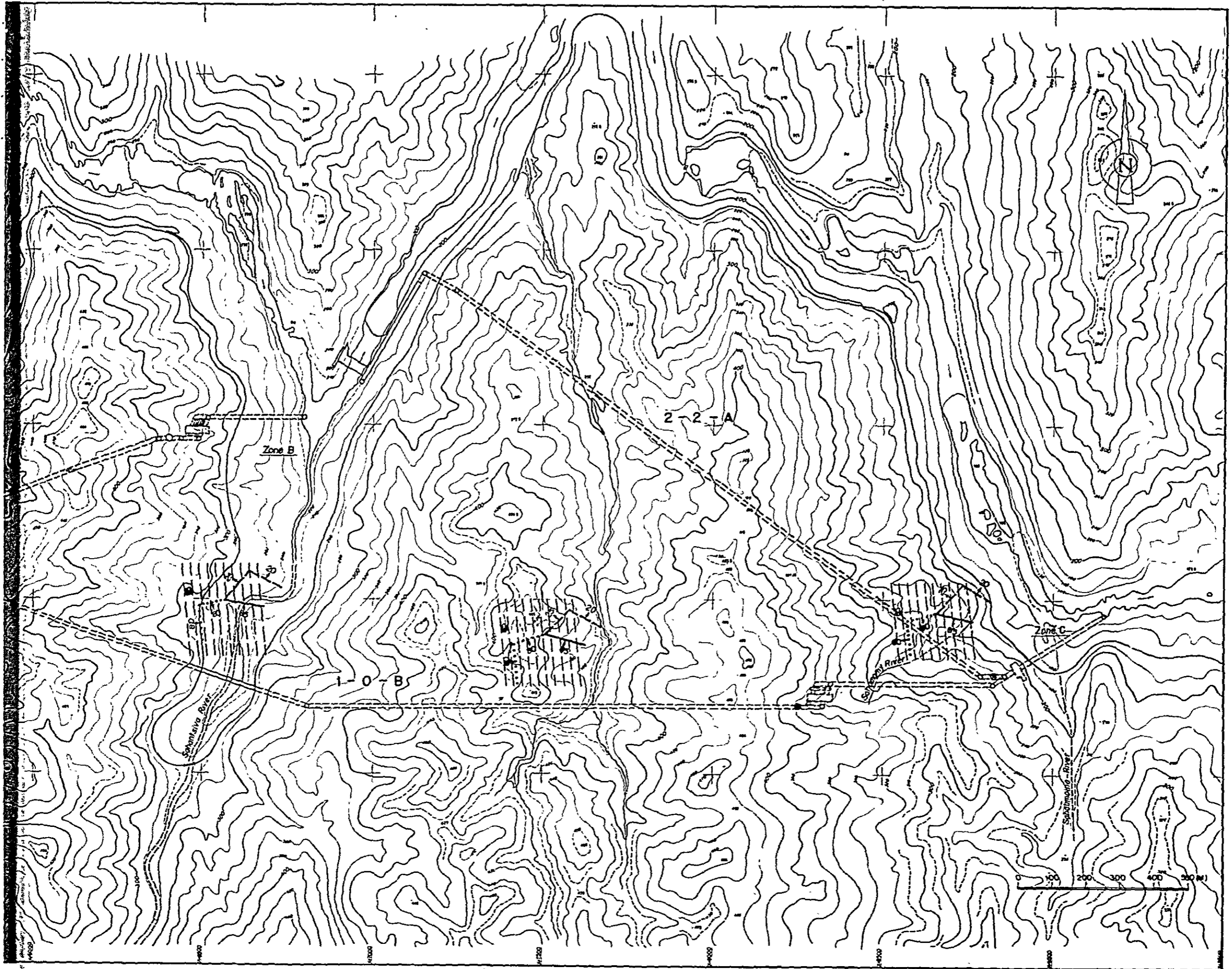
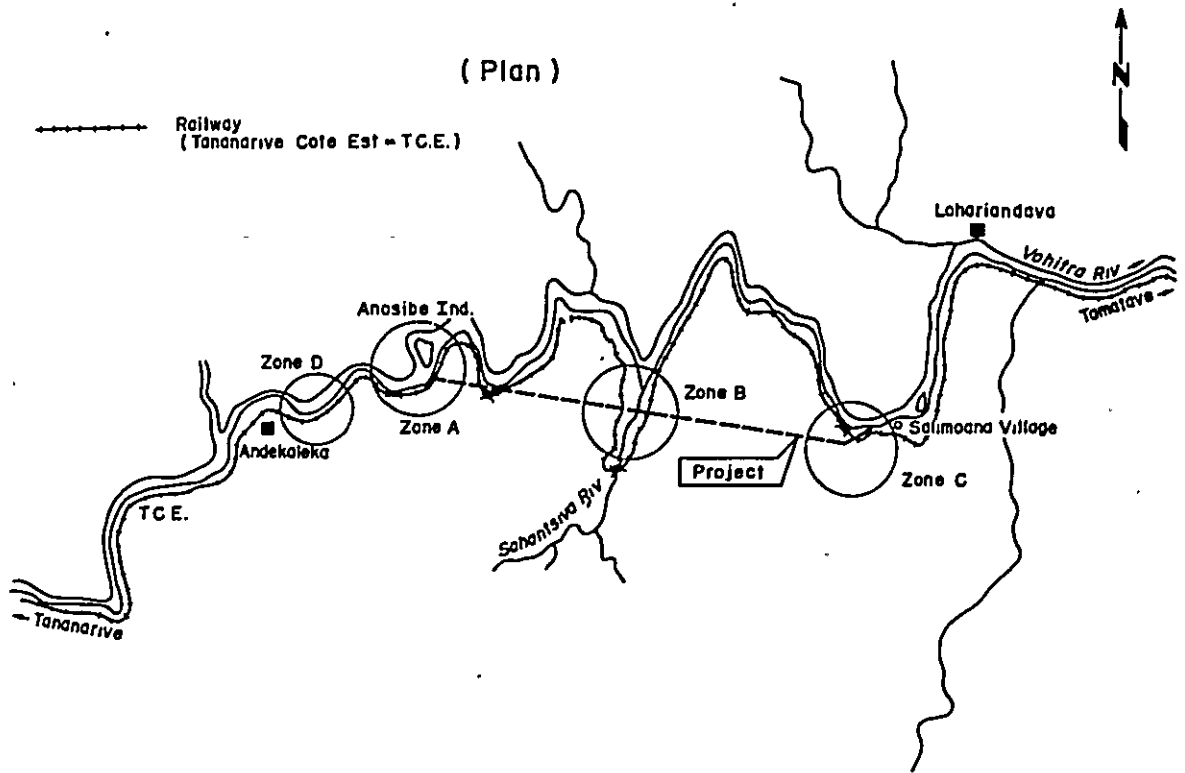


図-5.12 開発計画地点概要図



第6章
経済検討



第 6 章 経済検討

6.1 経済検討の方法

最も経済的で、かつ現実的な開発方式を見出すために次の方式を採った。先づ最初に、1976～1955年の期間、所要の最大電力と電力量を賄うに必要な投資額と、燃料費および運転維持費を現在価値に換算して、1段開発案（1-0-B案）と2段開発案（2-1-A&2-2-A案）とを比較した。

次に各ケースの内部収益率を算出して、その収益性を比較した。さらに、妥当と考えられる卸売単価による収入により、所要の年経費と債務償還を行なった後のキャッシュ・フローを見て財務的な問題の検討を行なった。

最後に上記の各検討結果を総合して、最も経済的かつ現実的な開発方式を見出した。

6.2 現在価値の比較

現在価値を第3章で述べた需要想定の場合と同様な3ケースについて算定し、1段開発案と2段開発案を比較すると図-6.1～図-6.3に示すとおりである。

（詳細な算定値は表-A.6.1～A.6.6）

この図は、フェロクロムの需要がある場合には、1段開発案と2段開発案とは割引率が12%前後で経済的に同価値である。フェロクロム需要がない場合には割引率が9%前後で経済的に同価値であることを意味している。

6.3 各案の便益と内部収益率

各案と同等の信頼度と機能を持つディーゼル代替案の年経費をもって便益とした。

上記便益と各案の年運転維持費との差額を純便益とし、アンデカレカの水力発電所の耐用年数50年間に必要な投資により、上記便益を生ずる内部収益率は表-6.1のとおりとなる。

（詳細は表-A.6.1～A.6.6）

この表によれば、収益性の順位はケース4,3,2,1,6,5となり、フェロクロム需要（電気炉2台設置）がある場合には約14%と高く、この需要がない場合でも11%程度で、十分収益性のあるプロジェクトであることを示している。

また、フェロクロム需要がある場合には、無い場合に比べ約20%程度収益性が高い。

（ディーゼル代替案の詳細は表-A.6.1～A.6.6）

6.4 財務上の検討

まづ、各案の年度別所要資金を比較すると表-6.2のとおりであり、2段開発案は1段開発案に比べ、資金の投入が平均化され、資金調達が容易である。また、次の条件により債務償還を行

なった後の毎年のキャッシュフローを示すと表-6.3のとおりとなる。

(詳細は表-A.6.1～A.6.6)

この表によれば、2段開発案の場合は、大体妥当と考えられる公共部門の卸売料金単価およびフェロクロムへの売電料金単価(詳細は10.3.2項参照)による収入により、財務上の問題はな
いが、2段開発案に比べ1段開発案では運転開始当初赤字の年が多く財務上に問題があると考えられる。

・債務償還の条件

償還期間は、仮りに、金利7%、7年の据置期間を含めて30年、返済方法は元利均等払いとする。

6.5 経済検討の結論

前記の検討結果を総合すると次のとおりになる。

- (a) 純経済的には1段開発案と2段開発案は大差がない。
- (b) 2段開発案は1段開発案に比べ資金調達容易である。
- (c) 2段開発案は大体妥当な料金単価による収入により、財務上の不安はない。
- (d) 2段開発の場合でも、フェロクロムの需要がない場合には、需要の小さい開発当初数年間は赤字が続く、何らかの需要増加対策により赤字の減少策を講ずる必要がある。
- (e) 2段開発案でフェロクロム需要のある場合収益性も高く、財務上の問題もなく、望ましい案と云える。

表-6. 1 内部収益率

Case	Demand	No of Furnace	Development Plan	I. R. R. (%)
Case 1	Most Probale	2 Furnaces	1 Step Plan	13.44
" 2	"	2 "	2 "	13.56
" 3	Maximum	3 "	1 "	14.45
" 4	"	3 "	2 "	14.65
" 5	Minimum	0 "	1 "	10.92
" 6	"	0 "	2 "	11.23

表-6. 2 年度別所要資金の比較

Unit: 10⁶ FMG

Year	Most Probable		Maximum		Minimum	
	1-Stage Plan	2-Stage Plan	1-Stage Plan	2-Stage Plan	1-Stage Plan	2-Stage Plan
1976	1,454	1,454	1,454	1,454	1,454	1,454
1977	2,912	2,294	2,912	2,294	2,912	2,294
8	3,560	2,873	3,500	2,873	3,560	2,873
9	4,062	2,972	4,062	2,972	4,062	2,972
1980	3,121	2,205	3,121	2,205	3,121	2,205
1	-	-	-	-	-	-
2	672	524	672	524	-	-
3	1,111	1,828	1,111	1,828	-	524
4	2,051	1,088	2,051	1,088	-	988
5	1,162	2,906	1,162	2,906	-	1,088
6	-	1,955	-	1,955	672	1,065
7	180	2,517	180	2,517	1,111	-
8	30	1,975	30	2,767	1,211	-
9	-	-	-	-	1,162	1,841
1990	-	-	-	-	-	1,955
1	-	-	1,632	-	180	2,517
2	-	-	792	840	30	1,975
3	792	792	-	792	-	-
4	792	-	792	792	-	-
5	-	792	840	792	-	-

表-6. 3 キャッシュフロー

Unit: Px in FMG/kWh
Cash Flow in 10⁶FMG

Year	2 Furnaces				No Furnace		
	Unit Px		Cash Flow		Unit Px	Cash Flow	
	Pub.	Fe-Cr	1-Stage Plan	2-Stage Plan	Pub.	1-Stage Plan	2-Stage Plan
1981	7.20	3.90	-411	-121	7.20	-725	-442
2	"	"	-236	47	"	-623	-340
3	"	"	-311	-140	"	-837	-483
4	"	"	-180	3	"	-713	-360
5	"	"	-162	67	"	-576	-224
6	6.50	3.50	46	72	6.50	-484	-131
7	"	"	195	254	"	-334	-302
8	"	"	253	319	"	-172	-141
9	"	"	409	-43	"	9	42
1990	"	"	458	76	"	-166	146
1	6.20	3.20	598	164	6.20	4	291
2	"	"	710	125	"	215	470
3	"	"	789	208	"	332	25
4	"	"	919	371	"	548	267
5	"	"	920	428	"	827	514

図-6.1 現在価値の比較 (最小)

(Minimum)

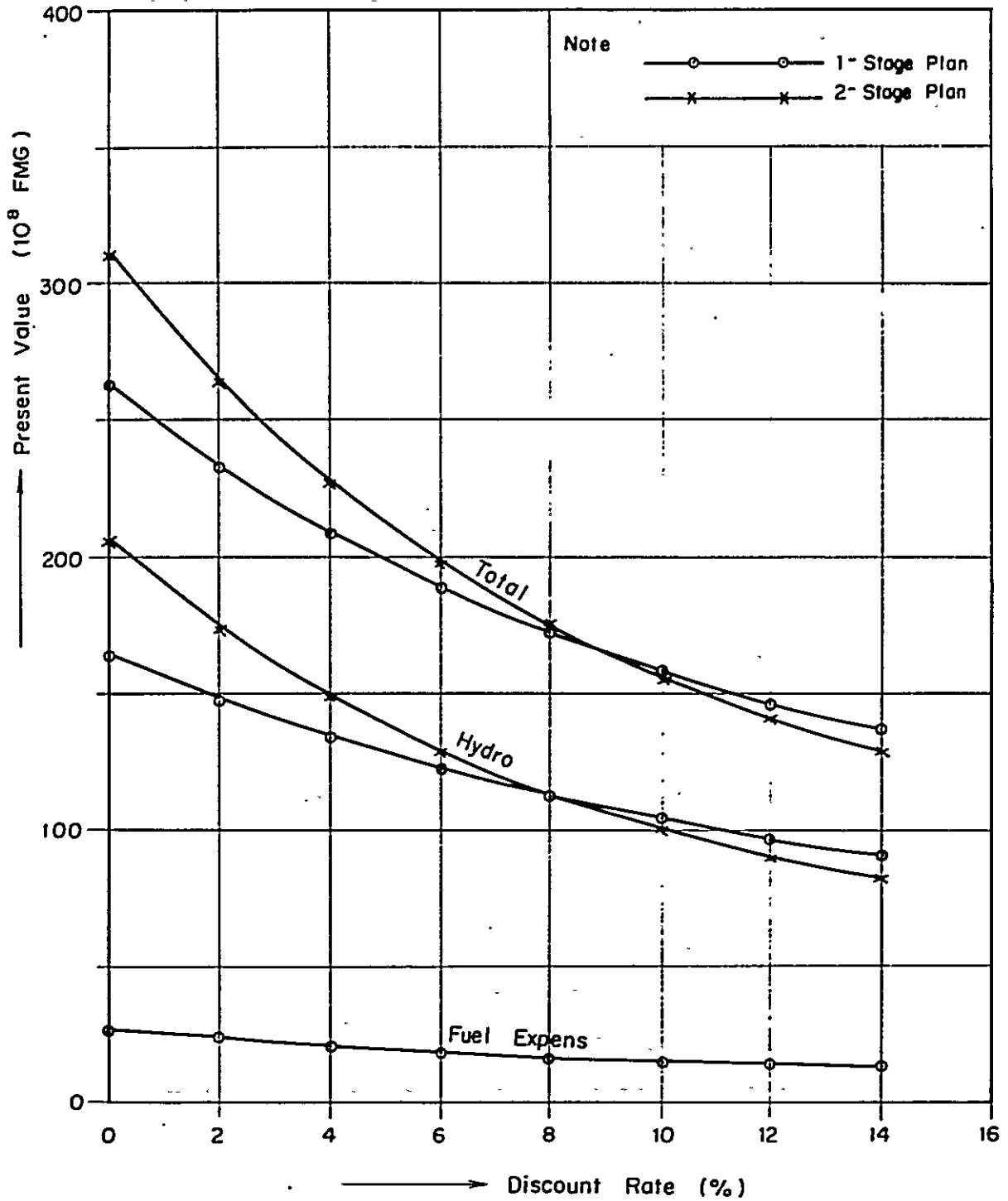


図-6. 2 現在価値の比較 (最大)

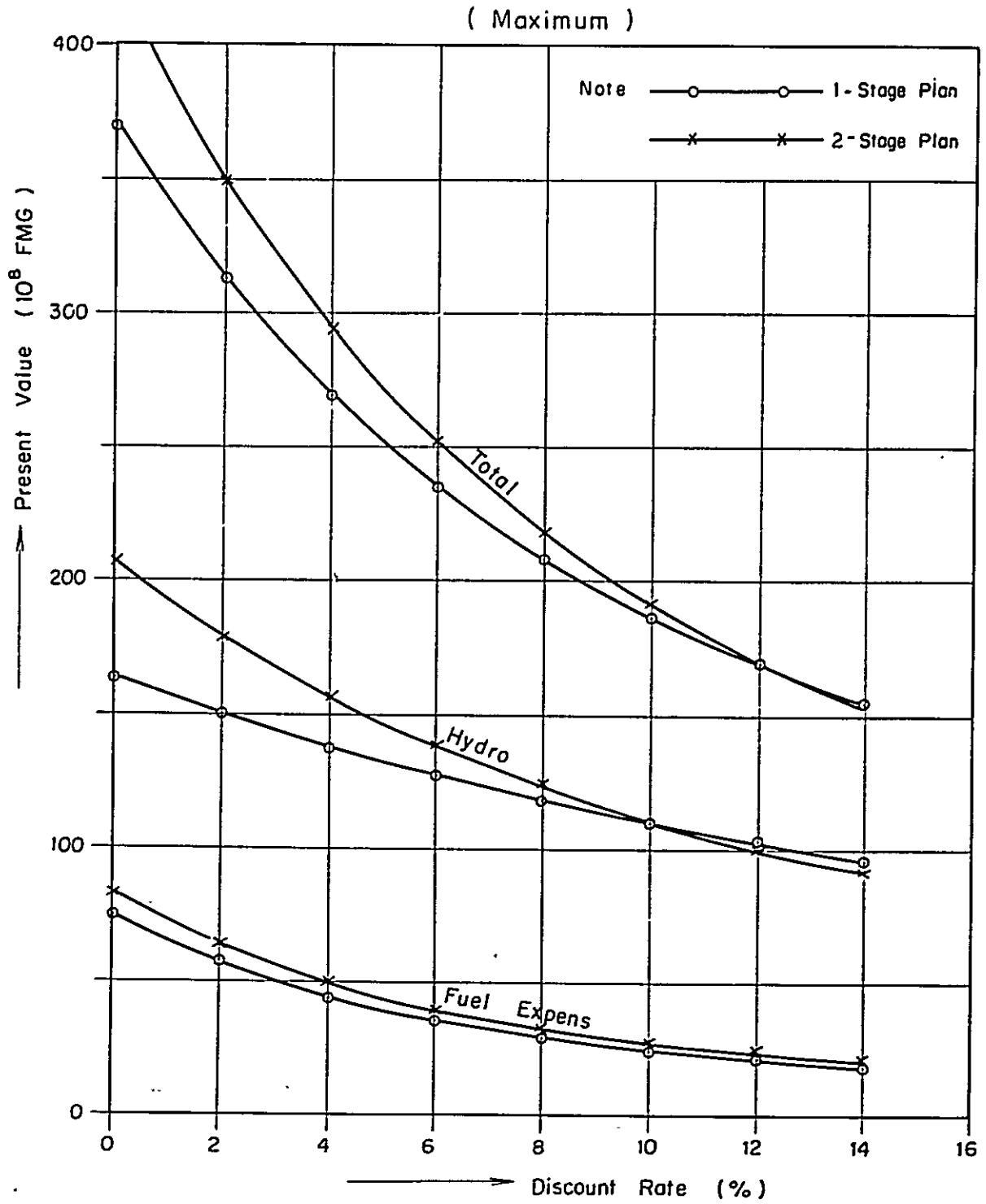
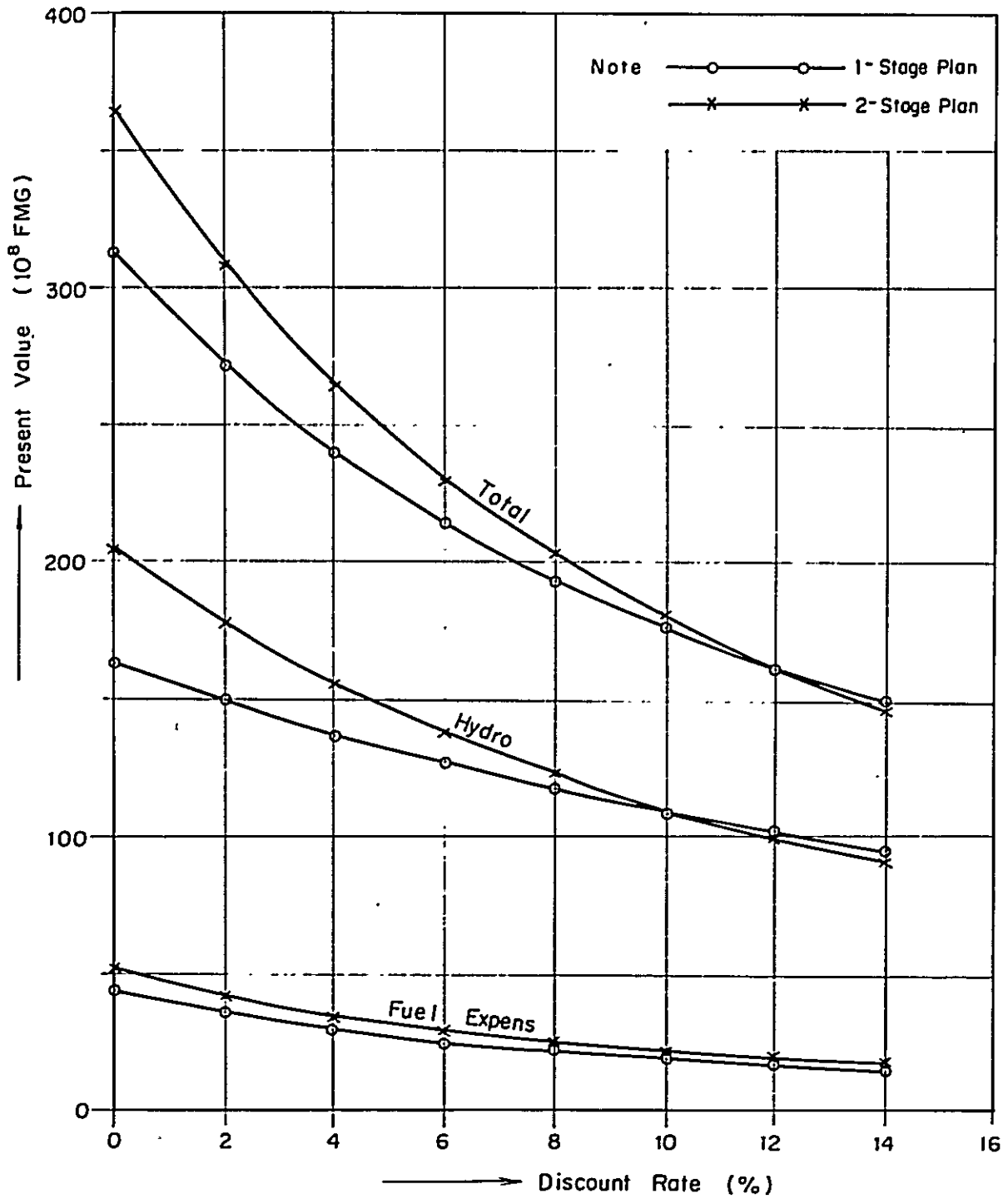


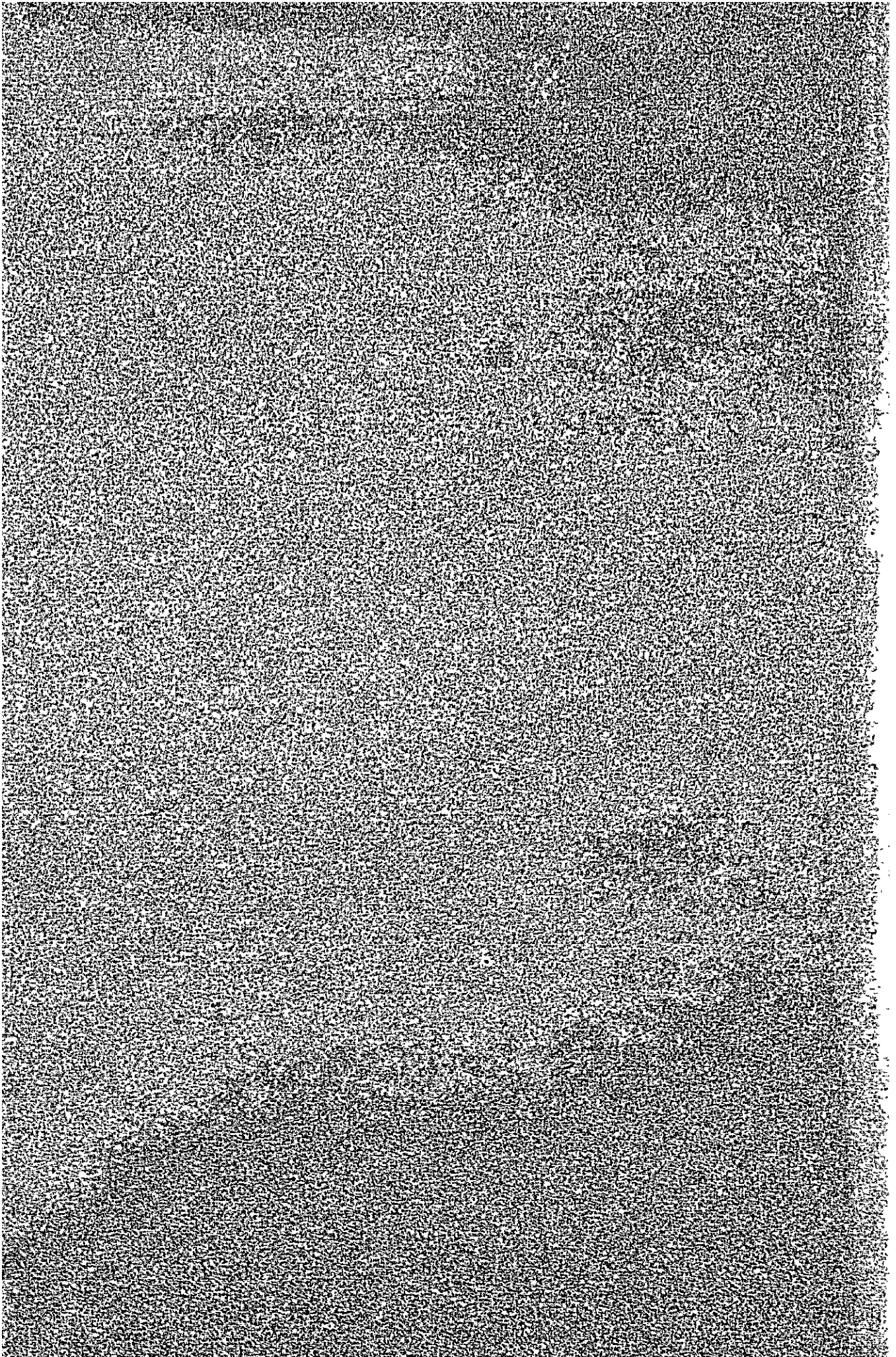
図-6.3 現在価値の比較 (現実案)

(Most Probable)



第7章

アンデカレカ地点の最適開発計画



第7章 アンデカレカ地点の最適開発計画

7.1 開発計画の要旨

開発計画は、第5章において技術的な点からの検討がなされて選定された1段開発案、2段開発案の代表案に対し、第6章で経済的な点から検討が加えられた。これらの検討の結果資金面および需要との対応性などの点で2段開発案の方が有利と判断し、2-1-A、2-2-Aの組合せの開発計画案を採用した。以後2-1-A計画をアンデカレカ第1発電所計画、2-2-A計画をアンデカレカ第2発電所計画と命名する。

7.1.1 諸元

アンデカレカ第1発電所計画、第2発電所計画の諸元を下表に示す。

アンデカレカ第1発電所およびアンデカレカ第2発電所の計画の詳細図は巻末に示す。

	第1発電所	第2発電所
取水位	357.0 m	205.0 m
放水位	205.0 m	120.6 m
総落差	152.0 m	84.4 m
有効落差	138.7 m	70.9 m
最大使用水量	60 m ³ /s	60 m ³ /s
最大出力	70,400 kW	36,000 kW
発電機台数	4	2
年間可能発生電力量	516 GWh	271 GWh

7.1.2 開発の順序

第1、第2発電所設備は、表-7.1、表-7.2に見られるように第1発電所は発電機4台で最大出力70.4 MW、第2発電所は発電機2台で最大出力36 MWとなっている。

この両発電所のどちらから先に開発すべきかは次のような点を考慮して決定される。

- (a) 工事実施上の点
- (b) 建設単価の比較
- (c) 需要の伸びとの関係

工事実施上の点からは、両者とも鉄道沿いであり、ほとんど差はないが国道2号からの道路が第2発電所の開閉所地点であるサリムアナ部落に通ずる点では第2発電所の方が、多少有利と思

われるが両発電所間の距離が10 Km 程度であるので開発順序の決定の要因とはならない。次に建設単価の点からみた場合には第1発電所が20.5 FMG/kWhであり第2発電所が33.0 FMG/kWhであるので明らかに前者の方が安く有利である。また各発電所での増設計画を考えると、第1発電所では第1期工事として、発電機2台(内1台を予備とする。)を据え付け最大出力35.2 MWを確保し、需要が伸びた時点でさらに第2期工事として2台を増設し最大出力を70.4 MWとし発電所は完成する。なお、3、4台目の増設時点で取水口上流に調整池を設けることが必要である。第2発電所は一度に発電機2台(内1台は予備)最大出力36 MWを据え付けて工事を完成し、当初は発電機1台運転で行ない、需要が伸びてきた時点で2台目の運転に入る。この時には調整池を第1発電所と同一地点に設ける。この場合調整池と第2発電所の取水口の距離は約6 Kmとなり調整池の運用がしにくい。

このように両発電所での増設計画と需要の伸びを考慮した場合、こきざみに需要に合わせた形で開発できる第1発電所を先に開発する方が有利である。

以上の点からみて開発順序としては、まず第1発電所を建設し第1期目は発電機2台を据え付け、第2期目にさらに発電機2台を据え付けると同時に調整池を設ける。第3期目として、第2発電所を一度に建設する順序が最も効率的で良い方法である。この建設順序についての需要量と供給量との関係を図-2.1、2.2および図-7.1、7.2に示す。

7.2 アンデカレカ第1発電所

7.2.1 土木構造物

(1) 取水ダム

取水ダムは、鉄道の軒標P.K. 197.500 Km のアノンベ島の上流端を通る位置に設ける。この地点は左右両岸とも岩盤が露頭し地形的には川の流れて平行に伸びた露頭岩盤により、ポイトラ川の流れを2分している。主流は、左岸側を流下し河川量が50 m³/s程度に達すると右岸側も流路となる。なお、この地点では鉄道が標高366 mを通過しているため3,500 m³/s 流下時に鉄道を冠水させないように配慮して、ダム天端標高ならびにダム設置地点を決定した。ダム型式は越流型重力式コンクリートダムとした。なお、Q = 3,500 m³/s の流下時の水位標高はE.L. 364.20 mである。

(2) 取水口

取水口は右岸側の取水ダム寄りにダム軸に直角に設けた、その前面にスクリーンを設備し、制水ゲートを圧力トンネル入口上流に設ける。

(3) 沈砂池

取水ダムの頂でのべた地形を利用して左、右岸両側の流路を、もぐりぜきにより2分し、左岸側を主沈砂池として利用するほか、右岸側を副沈砂池として利用する。

なおもぐりぜきの天端標高は取水ダム天端標高に比べ1 m下げることにより60 m³/s 以下

の流量は右岸側に流入するようにした。

排砂門は、左岸側の流路中心に1門、右岸側の取水口に接近して1門の計2門を設ける。これらのゲートは施工時に排水門として利用する。

(4) 導水路

導水路延長は、1,937 mとなり、地形、地質条件を考慮してその80%にあたる1,550mを無巻とし、残る387 mをコンクリート巻立とした。その形状は標準馬てい型としその内径は経済性を検討の結果5.2 mとした。またその中心線は、水路経過地にある沢におけるかぶりを配慮し選定するほか、水路標高を上げることによって水路への作用水圧の軽減を計る。

(5) サージタンク

サージタンクは制水口型とすることにより、サージングの速やかな安定を得られるようにしている。

(6) 水圧鉄管路

水圧鉄管は、発電所位置との関係で塹坑としてその延長の短縮を計った。また鉄管の条数は1条とし、下部において分岐管により4条に分岐する。

(7) 発電所

発電所は、地下式としP.K. 199.300 Km地点の山側において十分なかぶりのとれる位置に設ける。発電所への機器搬入路は屋外開閉所を経てからトンネルとなり、地下発電所の発電機室に連絡される。発電所内には制御室、通信機室等の種々の室が設けられる。また天井クレーンとしては最大荷重50 tのものを1基設備する。

(8) 放水路サージタンク

放水路延長が約250 mとなるため水室型のサージタンクを設け、このサージタンク部にドラフトゲートを設置する。

(9) 放水路

放水路延長は、273 mとなり、その形状は導水路と同様に標準馬てい型とした。またその延長の80%にあたる218 mを無巻とし残り55 mをコンクリート巻立とした。

(10) 放水口

放水口は、ポイトラ川とサハンツィバ川の合流点から約60 m上流のポイトラ川の右岸に設ける。なおこの地点はポイトラ川が流路をほぼ直角に変える地点であり、放水口上流には落差10 m程の急流部があるなど、水理的に複雑なところであり、放水口の位置、形状については、今後水理模型実験などにより、十分検討を加える必要がある。

7.3 アンデカレカ第2発電所

7.3.1 土木構造物

(1) 取水ダム

取水ダムは、ポイトラ川とサハンツィバ川の合流点下流約200mのポイトラ川に設けられる。この地点は、左右両岸とも岩盤が露頭している。ダム築造地点は、ダム長を長くすることにより、洪水時越流水深の上昇をおさえ、上流への影響を少なくすると共に沈砂池を設ける位置などをも考慮に入れて選定した。

ダム型式は、越流型重力式コンクリートダムとする。

(2) 取水口

取水口は、取水ダムと直角に、その右岸側に設けているが、流入後流路方向が90°変るため、取水口を広くし呑口流速を小さくして制水門の前に前庭を設ける。

取水口前面にはスクリーンを設ける。

(3) 沈砂池

沈砂池は、水路の線形からトンネル型の沈砂池の方がよいが、工事費の点からダム地点右岸のポイトラ川沿いに地上式として設ける。沈砂池には余水吐を設け定量取水を行ないやすいようにした。沈砂池末端には排砂門を備え、沈砂池は、排砂作業を行ないやすいよう2つの池に分割した。

(4) 導水路

導水路延長は、2,051mとなり地形、地質条件を考慮してその80%にあたる1,641mを無巻とし、残る410mをコンクリート巻立とした。その形状は、第1発電所と同一内径の標準馬てい型とする。また中心線は、水路経過地の沢を考慮して選定し、水路標高を高くすることにより水路への作用水圧の軽減を計っている。

(5) サージタンク

第1発電所と同型式の制水口サージタンクとする。

(6) 水圧鉄管路

第1発電所と同様の趣旨で壑坑とする。また鉄管の条数は1条とし、下部において分岐管により2条に分岐する。

(7) 発電所

発電所は地下式としP.K. 205 Km 地点の山側の十分なかぶりのある位置に設ける。発電所への機器搬入路は、サリムアナ部落の山側にある屋外開閉所を経てからはトンネルとなり、地下発電所の発電機室に連絡する。発電所内には配電盤室、通信機室等の種々の室が設けられる。また天井クレーンは、最大荷重80tのもの1基を設備する。なお主変圧器は発電所入口の搬入路沿いに設置する。

(8) 放水路サージタンク

放水路延長は、283mとなるため水室型のサージタンクを設ける。このサージタンク部にはドラフトゲートを設置する。

(9) 放水路

放水路延長が283mとなり、その形状は導水路と同様に標準馬てい型とした。またその延長の80%にあたる226mを無巻とし、残り57mをコンクリート巻立とした。

(10) 放水口

放水口は地形、地質等の点で放水口地点として適しているP.K. 205.900 Kmのポイトラ川右岸に設ける。

7.4 アンデカレカ第1, 第2発電所電気設備

7.4.1 水車

(1) 水車型式の選定

各案とも水車型式は、有効落差および比速度から検討するとフランス水車が適当である。

第2発電所の場合は取水口水位の変動とか部分負荷運転の要求がある時にはデリア水車の採用も考慮されるが、この発電計画では発電機台数も多く、有効落差の変動も少いので、比較的安価な立軸フランス水車を採用する。

(2) 水車仕様

第1, 第2発電所の水車仕様を下表に示す。

	型式	出力 (kW)	有効落差 (m)	流量 (m ³ /s)	回転数 (r.p.m)	比速度 (m-kW)	水車台数
第1発電所	フランス	18,100	138.7	15	500	142	4
第2発電所	"	18,600	70.9	30	333	220	2

(3) 水車中心の据付標高

水車は、キャビテーションが発生しないよう、水車のケーシング中心高を下表の値以下の標高に据え付けねばならない。

	ケーシング中心高の標高
第1発電所	水車1台運転時の放水路水位-(2.4-0.354)
第2発電所	" -(2.3-0.717)

(4) 入口弁

水車の入口弁の型式はバタフライバルブを採用する。

7.4.2 発電機

(1) 発電機の仕様

第1, 第2発電所の発電機仕様を下表に示す。

	型 式	出 力 (kVA)	電 圧 (kV)	電 流 (A)	力 率 (%)	回 転 数 (r.p.m)	周 波 数 (Hz)	発 電 機 数 台
第1発電所	立軸三相交流	22,100	11.0	1,210	80	500	50	4
第2発電所	"	22,500	11.0	1,239	80	333	50	2

(2) 冷却方式

発電機の冷却方式は、数個のエヤークーラー（水冷式）を有する全閉循環式を採用する。

(3) 励磁方式

励磁方式は、発電機の主軸上に直結した直流発電機を励磁器とした他励磁方式とする。

7.4.3 主変圧器

(1) 主変圧器の仕様

水車、発電機、変圧器はユニット方式としたが、実施にあたってはコストを安くするため負荷需要を考慮して発電機2台に対し、変圧器1台の案も検討する必要がある。

	型 式	出 力 (kVA)	一 次 電 圧 (kV)	二 次 電 圧 (kV)	周 波 数 (Hz)	冷 却 方 式	発 電 機 台 数
第1発電所	三 相	22,100	11.0	150	50	送油風冷式	4
第2発電所	"	22,500	11.0	150	50	"	2

(2) 冷却方式

地下式発電所の主変圧器の冷却方式には送油水冷式を採用する。なおO.Fケーブルの接続は変圧器のタンク中で行なりエレファント型を採用する。

7.4.4 屋外開閉所

屋外開閉所は単母線方式とし、母線は屋外鉄構により適当な高さに支持される。

屋外開閉所は、送電線および変圧器2次側用などの区画に分れ、各区画には単線結線図に示すように、その回路に必要な断路器、遮断器、碍子型分圧器、変流器、避雷器などが設置される。

また、150kV送電線が1回線なので開閉所内の150kV引込線側および引出線側用の遮断器には故障または点検時のために断路器を含むバイパス回路を設ける。

7.4.5 制御方式

発電所の制御は1人制御方式とする。制御所は開閉所の近くに設け、そこから遠方監視制御を行なり。

7.4.6 その他の機械装置

(1) 給、排水装置

水車、発電機の軸受冷却水および発電機のエヤークーラー、主変圧器のオイルクーラーなど

の冷却水の給水は、発電所換気坑の適当な個所にタンクを設け、これに給水ポンプで放水路の水をくみ上げ、これから各機器に自然流下で給水できる様にする。その排水は直接放水路に放出する。

発電所の湧水および直接放水路に放出できない排水は排水ピットに集め、排水ポンプで放水路に放出する。

給、排水ポンプは自動運転される。なお両ポンプとも予備を設ける。特に排水ポンプは非常用としてジェットポンプのほかディーゼル発電機でも駆動できるようにする。

(2) 換気装置および空気調節

換気は搬入路、その他のトンネルを吸気口とし、別に設けた排気口を通じて換気し、必要があれば入口、出口にファンを採用する。

発電所の継電気室、電話交換器室、その他必要な場所には空気調節装置を設ける。

7.5 送変電設備および通信設備

7.5.1 150 kV 送電線

アンデカレカ第1、第2発電所とモラマンガを経てタナナリブまでの延長163.5 Kmの送電電圧は、送電電力および送電距離から経済的な150 kV電圧を採用する。(なお現在マ国で使用されている送電電圧は60 kVで、損失率が大きく、電線も太いものを使用するため不経済である。)

モラマンガからフェロクロム工場までの分岐線(延長5 Km)も幹線と同じ150 kVの電圧とする。

送電線は1回線とし発電所からモラマンガまでの77 Kmは送電電力が多いので電線にACSR 200 mm²を使用する。

モラマンガとタナナリブの間もフェロクロム精錬が休止している場合は、全発電電力をタナナリブに送ることもあるので電線はA.C.S.R.200 mm²を使用する。なおモラマンガからフェロクロム工場までの分岐線はA.C.S.R.160 mm²を使用する。

送電系統は、直接接地方式とし、雷が多発するので架空地線を設け、発電所および変電所にはそれぞれ避雷器を設置して保護する。

支持物は、電線の太さと風荷重の条件からも1回線鉄塔(図-7.3)が経済的である。鉄塔間隔はほぼ250mとする。

送電線のルートは図-7.4に示す様に、保守上の便宜や工事の容易さも考慮して発電所、モラマンガ間は国道2号線に沿ったルートを、モラマンガからマンドラカ発電所間は既設30 kV送電線に並行し、マンドラカ水力発電所からタナナリブまでは、既設60 kV送電線に沿ったルートを選定した。

この結果送電線ルートは、延長163.5 Kmのうち平地部および丘陵地部の延長がそれぞれ55.5 Km、108 Kmとなる。

7.5.2 変電所および開閉所

(1) アンボヒマナンブラ変電所

タナナリブの受電変電所は、既設アンボヒマナンブラ変電所に隣接して変電所増設用地があるので、ここを利用して150kV系の受電変電施設を設置する。

変電所敷地は、最終的に約15,000㎡の敷地が必要である。

変圧器は、当初25MVA2台を設置し、負荷の増大に伴って増設するよう計画した。

最終的には変圧器は6台を設置し、合計150MVAの設備容量とする。

150kVの電圧は、これら変圧器により60kVに降圧され既設変電所の60kVに接続する。

(2) モラマンガ開閉所

フェロクロム工場へ電力を供給するため、150kVの幹線から分岐線(150kV, 160mm², 延長5Km)を引き出すため、150kV送電線がモラマンガ郊外で国道44号線と交叉する付近に開閉所を設ける。

フェロクロム工場へは、150kVの電圧のまま直接給電し、工場側の受電変電所に150kV/20kV, 25MVAの変圧器を設置して、精錬用電力を受電する。

モラマンガに変電所を設けて60kVまたは20kVで送電する方法もあるが、最も経済的な前記の方式を採用する。(図-7.4参照)

7.5.3 通信設備

アンデカレカ第1, 第2発電所とモラマンガ開閉所, アンボヒマナンブラ変電所との間に保守上, 運転上, 通信設備が必要である。この通信施設の方式は, マイクロウェーブ方式, 通信線搬送方式等を採用すると高価であり, 現在程度の通信量ならば電力線搬送方式が最も経済的で, 確実である。

表-7. 1 アンデカレカ第一発電所諸元表

Structure	Item	Specification	Stage
Intake Dam	Type	Gravity Spillway Dam	1st
	Crown Elevation	EL 357 m EL 358 m	
	Length	50 m 50 m	
	Height	8 m 11 m	
	Volume	4,550 m ³	
	Scouring Gate	Radial Gate Width; 5.0m, Height; 2.0 m 1 lot Width; 5.0m, Height; 3.0 m 1 lot	
	Design-flood Discharge	3,500 m ³ /sec.	
Intake	Width	Width; 4.5 m 3 lot	1st
	Design Water Depth	8 m	
	Screen Gate	Width; 16.5 m, Height; 15.5 m 1 lot	
	Sluice Gate	Width; 5.4 m, Height; 5.1 m 1 lot	
Headrace	Type	Tunnel, Horseshoe-shaped Section	1st
	Diameter	4.8 m and 5.2 m	
	Thickness of Tunnel Concrete Lining	0.3 m	
	Bed Slope	1:20 and 1:400	
	Length	1,935 m	
	Maximum Discharge	60 m ³ /sec.	
Headrace Surge-tank	Diameter	12 m - 4.8 m	1st
	Height	55.2 m	
Penstock	Type	Welded Steel Pipe	1st
	Length	198 m	
	Diameter	3.2 m	
	Thickness of Pipe	7 - 32 mm sa = 1,300 kg/cm ²	
	Line	1 Line	

Structure	Item	Specification	Stage
Tailrace	Type Diameter Length	Tunnel, Horseshose-shaped Section 4.8 m and 5.2 m 273 m	1st
Power Station Building	Type	Underground Power Station	1st
Water turbine	Type	Francis Turbine (Vertical Shaft), 4 units	1st, 2units 2nd, 2units
	Output	70,400 kW	
	Maximum Effective Head	138.7 m	
	Maximum Discharge	60 m ³ /sec	
	Number of Revolution	500 r.p.m	
Generator	Type	3 phases A. C. Generator 4 units	1st, 2units 2nd, 2units
	Capacity	22,100 kVA	
	Voltage	11 kV	
	Frequency	50 Hz	

表-7. 2 アンデカレカ第二発電所諸元表

Structure	Item	Specification	Stage
Intake Dam	Type	Gravity Spillway Dam	3rd
	Crown Elevation	206 m	
	Length	75 m	
	Height	7.5 m	
	Volume	6,760 m ³	
	Scouring Gate	Fixed Roller Gate, Width; 5.6 m Height; 6.5 m 2 lots	
	Design-flood Discharge	3,500 m ³ /s	
Intake	Width	6.0 m, 4 lots	3rd
	Design Water Depth	4.35 m	
	Screen Gate	Width; 27.0 m Height; 5.0 m 1 lot	
	Sluice Gate, Width; 4.6 m Height; 5.5 m, 2 lots		
Settling Basin	Width	4.8 m - 31.0 m	3rd
	Length	152.5 m	
	Design Water Depth	5.05 m - 3.05 m	
	Length of Over Flow Section	50.0 m	
	Regulating Gate	Sluice Gate, Width; 4.0 m Height; 4.5 m, 2 lots Width; 4.0 m Height; 3.0 m, 2 lots	
	Scouring Gate	Sluice Gate Width; 2.0 m Height; 1.7 m, 2 lots	
	Headrace	Type	
Diameter		4.8 m and 5.2 m	
Thickness of Tunnel Concrete Lining		0.3 m	
Bed Slope		1:20, 1:40	
Length		2050 m	
Maximum Discharge		60 m ³ /s	

Structure	Item	Specification	Stage
Headrace Surge-tank	Diameter	20 m - 4.8 m	3rd
	Height	45.2 m	
Penstock	Type	Welded Steel Pipe	3rd
	Length	103 m	
	Diameter	3.2 m	
	Thickness of Pipe Line	5 - 19 mm sa=1,300 kg/cm ² 1 line	
Tailrace	Type	Tunnel, Horseshoe-shaped Section	3rd
	Diameter	4.8 m	
	Length	250 m	
Power Station Building Water Turbine Generator	Type	Underground Power Station	3rd
	Type	Francis Turbine (Vertical Shaft), 2 units	
	Output	36,000 kW	
	Maximum Effective Head	70.9 m	
	Maximum Discharge	60 m ³ /s	
	Number of Revolution	333 r.p.m.	
	Type	3 phases A. C. Generator, 2 units	
Capacity	22,500 kVA		
Voltage	11 kV		
Frequency	50 Hz		

図-7.1 最大電力需要と可能発生出力

(Maximum)

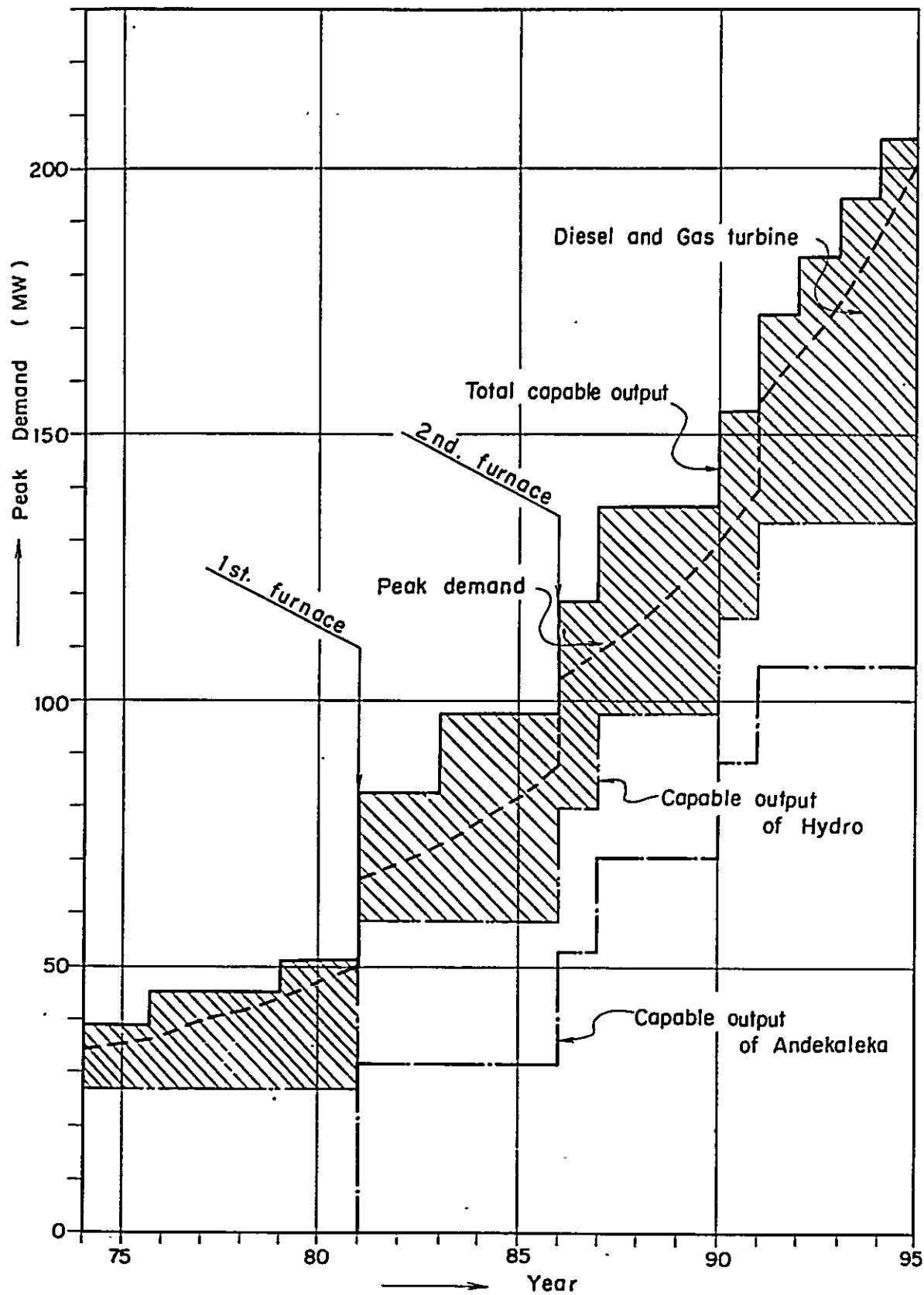


図-7. 2 電力量需要と発生電力量
(Maximum)

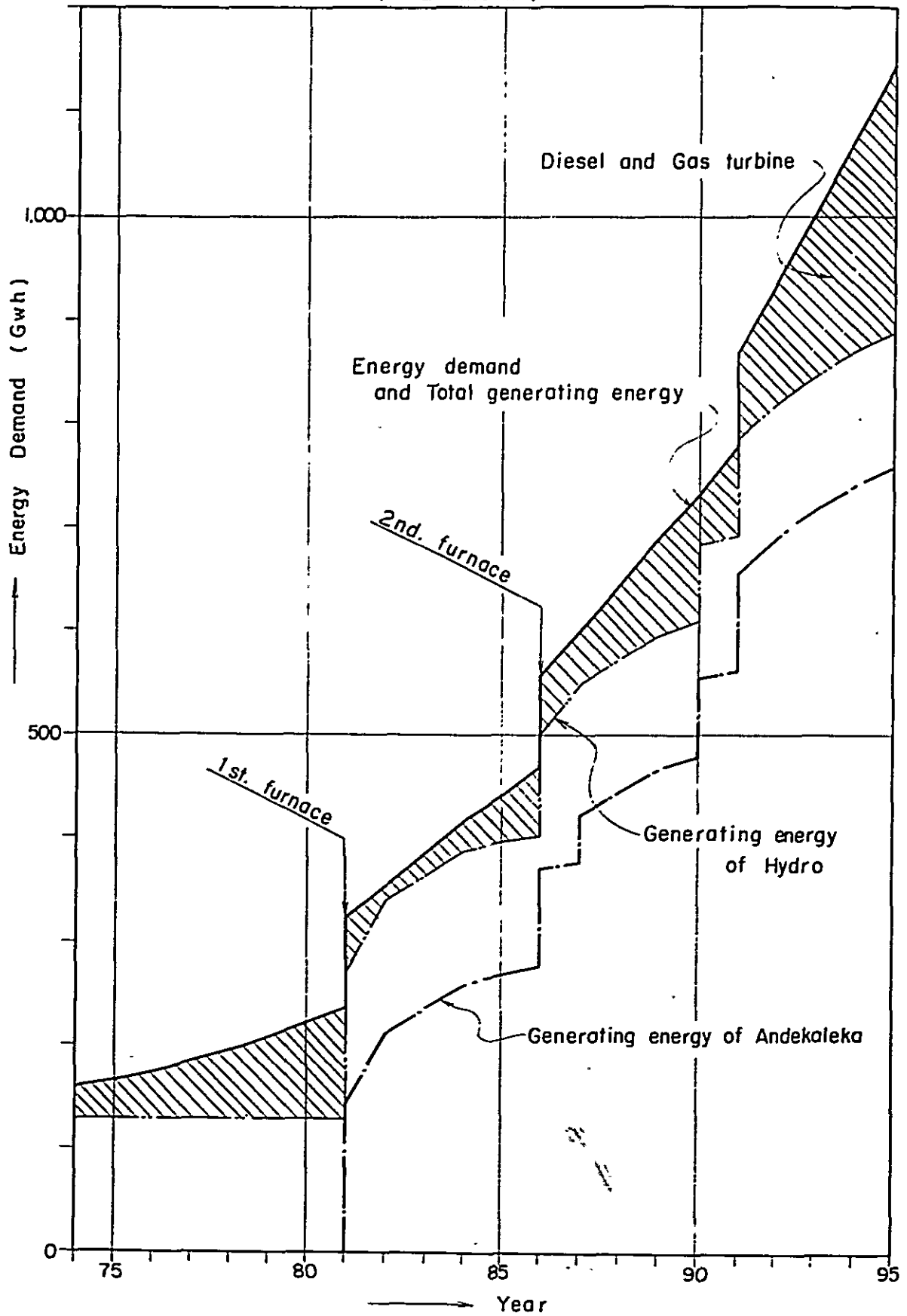
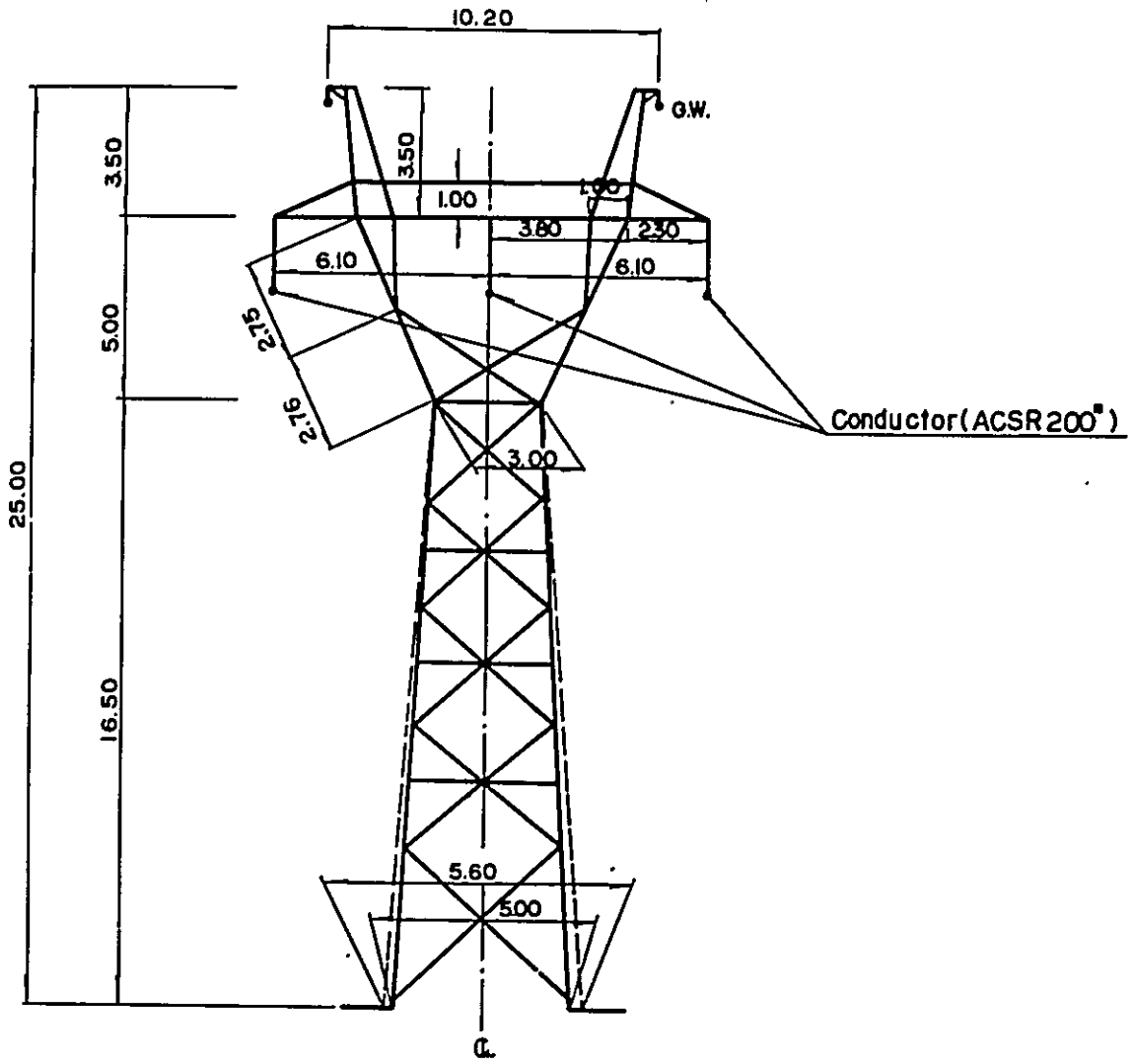


圖-7. 3 鉄塔図

S = 1/200



(A Type Arm)

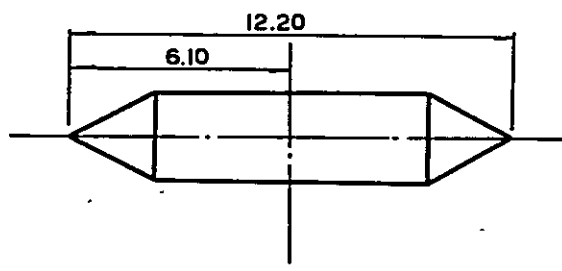
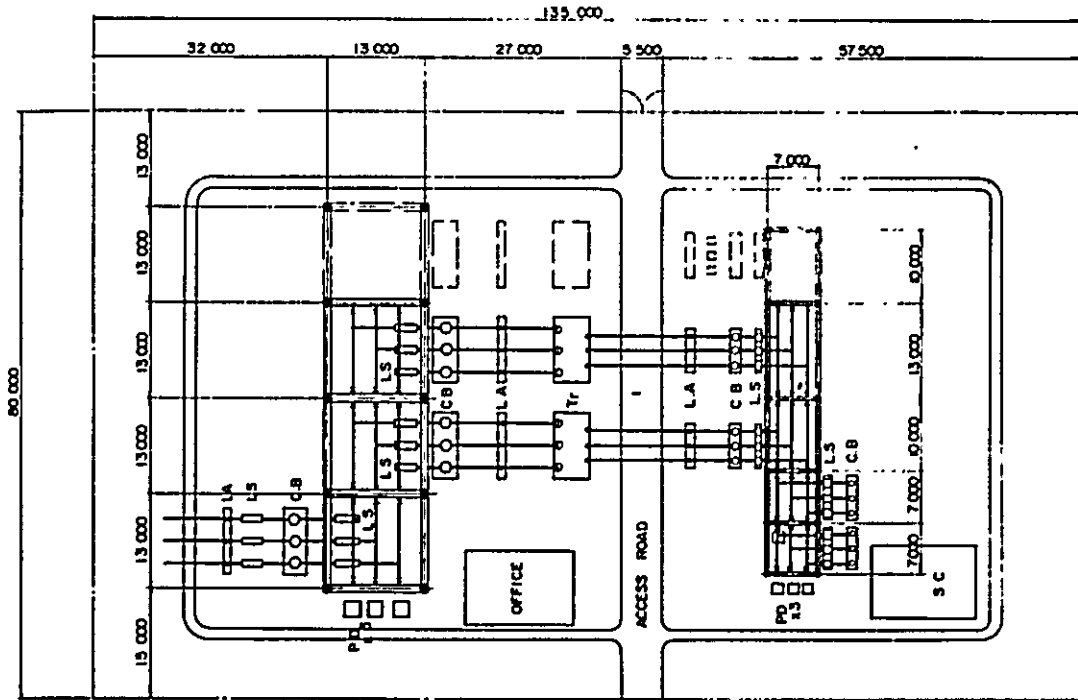
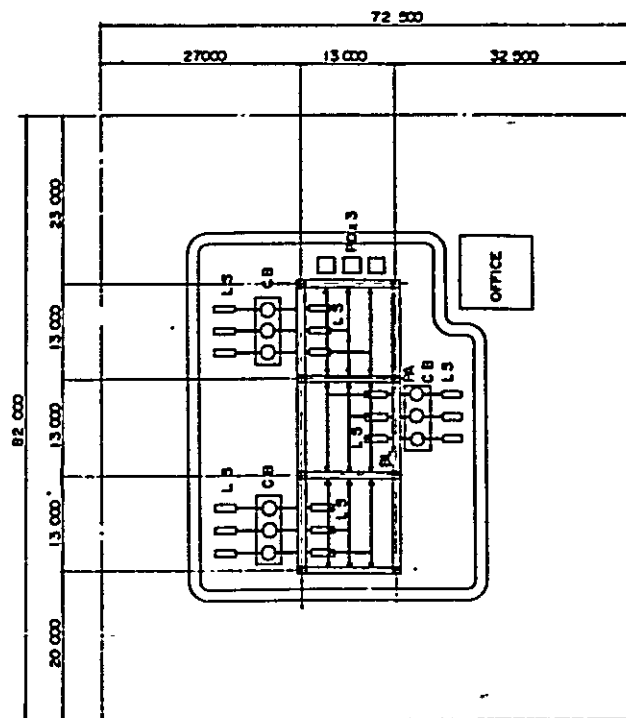


図-7. 5 変電所および開閉所レイアウト

Ambohimambola Substation



Moramanga Switching Station



第 8 章

施工計画および工程

第 8 章 施工計画および工程

8.1 施工計画

8.1.1 施工方法の概要

前述のようにアンデカレカ水力開発計画は、3段階に分けて実施する。第1期は、アンデカレカ第1発電所の土木工事と水車・発電機4台のうち2台を据付、第2期は、第1発電所の水車・発電機の残り2台の据付ならびに調整池の建設を行ない、第3期は、アンデカレカ第2発電所を建設する3段階である。

資機材の搬入方法は、ポイトラ川に沿って、首都タナナリブと港都タマタブを結ぶ鉄道による方法と、鉄道と同じくタナナリブとタマタブを結ぶ国道2号線による方法がある。

鉄道は、ポイトラ川に沿って走っており直接計画地点を通るので輸送手段の主体となるであろう。一方、国道2号線は、計画地点より約20 Km南を通っているため、これと計画地点を結ぶためアンパシンベとサリムアナ(Cゾーン)間に工事用道路を国道の分岐線として建設する。

したがって、工事着手時点の国道は、建設計画地域のCゾーンまで延びてくることになり、道路も機械搬入手段として、1つの大切な要素となる。

工事に用いられるセメント、鉄筋等の大量の資材および水圧鉄管、水車、発電機等重量物は主として鉄道を利用してサイトに輸送し、軽量の資材および工事機械は、道路を利用してサイトに搬入されることになろう。

工事に必要な材料置場、工作場、鉄筋加工場、重機修理工場、燃料タンク、労務者宿舎、建設事務所などを収容する建設基地は、アンデカレカ駅付近とサリムアナ村落の開閉所位置に設ける。この2基地のほかに輸入資機材の荷揚港となるタマタブ港に材料置場のスペースを確保し、上記現地基地との間の円滑な資機材の流通を計るものとする。

以上の大型基地のほかに、それぞれの現場に応じて、ダム・取水口工区および導水路・発電所工区に現場基地を確保して、骨材プラント、コンクリートプラント、トンネル坑口設備を設け、工事の推進を計る。

工事用動力としてはできるだけ、ディーゼルエンジンによってまかなうが、骨材プラント、コンクリートプラント、トンネル掘削機械および照明等、どうしても電力を必要とする設備に対しては、現場基地に設けるディーゼル発電機によって電力を供給することとなる。

8.1.2 アンデカレカ第1発電所の施工

(1) 取水ダム、取水口

アンデカレカ駅付近に設ける基地と取水口を結ぶ間には2.5 Kmの工事用道路を新設し、この道路を利用して工事用資機材が補給される。

雨期には河水が増水するので工事期間は、乾期に限定される。

第1乾期に河川水を半川締切工法により右岸に廻し、左岸ダムを施工し、第2乾期に河水を左岸に廻して右岸ダム・取水口を施工する。第3乾期にゲート据付および仕上げが残るが、主要工事は2年間で完成されるだろう。

(2) 導水トンネル

全長1937mの導水トンネルは、サージタンクに設けられる横坑を利用して下流側から上流側に向けて掘進する。トンネル掘削は、ドリルジャンボを用いて全断面掘削方式によって掘削される。日平均掘進長および月平均掘進長をそれぞれ6m/日、150m/月に推定して掘削期間は約14カ月である。コンクリート巻立は、巻立部の延長が約400mあるとして月平均打設長を90m/月に推定して約5カ月である。

(3) サージタンク

サージタンクは上部工事と下部工事に分けられ、上部は明り工事で下部は地下工事となる。

上部へ進入するためには、A～C間（アンデカレカ～サリムアナ）を結ぶ工事用道路に仮道路を連絡させる必要がある。下部工事は、導水トンネルから施工が可能である。

サージタンク工事に要する工期は、ライザー導坑立上り、切掘げに約6カ月、コンクリート打設に約3カ月要すると推定される。

(4) 水圧鉄管路

水圧鉄管路の掘削と放水路トンネル掘削に必要な作業坑は、搬入路トンネルが発電所に取付く位置からダンプトラックの走行可能な勾配で発電所本体内を下り、水圧鉄管路と放水路トンネルに取付けられる。

水圧鉄管路の掘削は、作業坑を利用して下部から立ち上り切り掘げながら下ることになるが、上記のようにずり出し作業坑が発電所本体内を通ることになるので発電所本体の盤下げ掘削が始まるまでに終らせなければならない。

水圧鉄管は、輸送コストを安くするために半割管の状態でタマタブ港に陸揚げし、建設基地の仮工場まで鉄道を利用して輸送する。仮工場において半割管を溶接して、完成品になった状態で据付現場に運搬する。搬入は、上部導水トンネル横坑から行なう。

コンクリートは、鉄管据付後順次打設する。

水圧鉄管路に要する工期は、掘削から鉄管据付、コンクリート打設まで含めて約20カ月と推定される。

(5) 発電所

発電所の建設は、工事用の作業坑となる搬入路トンネルの掘削から始められる。発電所本体の掘削は、天井アーチコンクリートが巻立てられたのちに盤下げする。

周壁、クレーン柱のコンクリートは、本体掘削完了後下部から打設される。クレーン柱が完成して、天井クレーンが据え付けられた後、水車・発電機の据付が可能となる。

水車・発電機は、鉄道の料標P.K 200 Km付近に設ける荷卸し設備により鉄道からトレーラー

に積み換えたりえ搬入路トンネルを通過して発電所に運ぶ。

搬入路トンネルの掘削開始から試運転完了までに要する期間は、3年4カ月と推定され、本建設工事の全体工程は発電所工事の工程によって支配されることになるだろう。

(6) 放水路

放水路トンネル掘削は、水圧管路と同じように発電所内を通る作業坑を利用して行なわれる。掘削方法、コンクリートの打設は、導水トンネルに準じて行なうことができる。

工事に要する期間は約15ヶ月と推定している。

8.1.3 アンデカレカ第2発電所の施工

アンデカレカ第2発電所の施設規模はアンデカレカ第1発電所の施設規模とほぼ同規模のものである。

したがって、アンデカレカ第2発電所の施工方法は第1発電所に準じて実施することが可能であろう。

8.2 工事工程

アンデカレカ開発計画の全体工程、および発電所別の工事工程は、表-8.1および表-8.2に示す。

全体工程からみると15ヶ年間の長期にわたるが、第1期工事以降の工程は、電力需給計画が予測を含んだものであり、今後需給計画の手直しが行なわれるならば発電所建設の工程も当然手直しされるものである。

第1期工事は1977年初めに本工事に着手して、1981年初めの発電機2台の運転開始まで4年間を必要とする。電力需給計画の面からすれば1981年に運転を開始する必要があるが、工事実施にあたっての調査、設計、請負契約手続および現場乗込み準備に要する期間を圧縮して考えれば可能であろう。

工事工程の作成にあたっての主な工種の基準作業量をつぎのように想定した。

ダ ム 掘 削	8,000 m ³ /月
・ コンクリート	1,200 m ³ /月
ト ン ネ ル 掘 削	150 m/月
・ ライニング	90 m/月

表-8. 1 アンデカレカ第一発電所工事工程表

Item	Quantity	1977		1978		1979		1980		Remarks
		Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	
1. Access Road to Site	L = 23km									
2. Intake Dam & Intake	Ex. = 35,430m ³ Con. = 9,150m ³									
3. Headrace Tunnel	L = 1,935m D = 5.20~4.80m									
4. Headrace Surge-tank	Ex. = 8,400m ³ Con. = 1,260m ³									
5. Penstock	L = 198m D = 3.20m									
6. Ventilation Tunnel	L = 245m D = 3.00m									
7. Power Station	Ex. = 33,380m ³ Con. = 11,050m ³									
8 Access Road Tunnel	L = 330m D = 5.00m									
9. Tailrace Surge-tank	Ex. = 4,890m ³ Con. = 1,200m ³									
10. Tailrace Tunnel	L = 273m D = 5.20~4.80m									
11. Outlet	Ex. = 2,210m ³ Con. = 790m ³									
12. Switchyard	Ex. = 14,600m ³ Ban. = 21,540m ³									
13. Gate & Screen										
14. Pressure Steel Pipe										
15. Crane										
16. Generator & Turbine										
17. Main Transformer, etc.,										
18. Test Working										

表-8. 2 アンデカレカ第二発電所工事工程表

Item	Quantity	1985		1986		1987		1988		Remarks
		Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	
1. Intake dam & Intake	Ex. = 38,050m ³ Con. = 8,750m ³			Right bank		Right bank & Finishing				
2. Intake channel & Settling basin	Ex. = 77,380m ³ Con. = 10,700m ³			Intake channel		Settling basin		Settling basin		
3. Headrace Tunnel	L = 2,086m D = 5.20~4.80m			T.W. Adit		Con.				
4. Headrace Surge-tank	Ex. = 27,510m ³ Con. = 1,610m ³			Ex.		Ex.		Con.		
5. Penstock	L = 218m D = 3.20m			Ex.		Ex.		Con.		
6. Ventilation Tunnel	L = 150m D = 3.00m			T.W.		Finishing		Con. of Plugging		
7. Power Station	Ex. = 25,260m ³ Con. = 12,200m ³			Ex. of arch		Con. of crane pole		Base con. & Interior finishing		
8. Access Road Tunnel	L = 480m D = 5.00m			T.W.		Ex.		Finishing		
9. Tailrace Surge-tank	Ex. = 3,900m ³ Con. = 830m ³			Ex.		Ex.		Con.		
10. Tailrace Tunnel	L = 250m D = 5.20~4.80m			Ex.		Ex.		Con.		
11. Outlet	Ex. = 9,320m ³ Con. = 610m ³							T.W. Ex., Con.		
12. Switchyard	Ex. = 13,440m ³ Ban. = 15,220m ³							Civil engineering work & Control building		
13. Gate & Screen								Scoring gate & Intake gate, etc.		
14. Pressure Steel Pipe								Setting		
15. Crane								Setting		
16. Generator & Turbine								Setting		
17. Main Transformer, etc.								Setting		
18. Test Working								Setting		

Remarks
 Ex. : Excavation
 Ban. : Banking
 Con. : Concrete Work
 L : Length
 D : Diameter
 T.W. : Temporary Work

第9章

建設費および発電原価



第9章 建設費および発電原価

9.1 建設費

アンデカレカ水力開発の総建設費は、第1発電所、第2発電所調整池、および送変電設備を含めて27,483 MFMGである。これを発電所別、調整池および送変電設備に分け、さらに外貨、内貨に区分するとつぎのようになる。

単位：MFMG

区 分	内 貨	外 貨	計
アンデカレカ第1発電所	4,580	8,316	12,896
＃ 第2 ＃	2,749	6,503	9,252
＃ 調 整 池	601	1,144	1,745
送 変 電 設 備	1,247	2,343	3,590
計	9,177	18,306	27,483

建設費は下記の条件で見積ってある。

- (a) 価格は、1974年12月時点のものであって、今後の物価変動を見込んでない。
- (b) 水車、発電機などの輸入機材に対する関税は含まない。
- (c) 工事数量は本書に添付された予備設計図に基づいて算出した。
- (d) 詳細調査の結果、ここで算出された工事費がさらに高くなることが予想されるが、これに対する予備費として、土木工事には15%、ゲート、水圧鉄管、ならびに電気設備には5%を計上してある。
- (e) 総経費の中には調査・設計・監督・管理費と建設中利息が含まれている。調査・設計・監督・管理費は工事費の10%を計上し、建設中利息は年率7%にしてある。
- (f) 調整池工事費は1972年6月にE.D.Fが調査した設計図によって見積った。
- (g) 工事費には国道2号線アンパシンベからサイトへ分岐される道路の工事費を含み、この道路、工事は水力建設工事に先立って実施されるものとする。
- (h) 工事費は内貨、外貨に分けてある。内貨分は国内労務者賃金、セメント、木材など国内で調達し得る建設用資機材の費用と、国内輸送費などであって、それ以外は外貨分とした。

工事費の内訳概要を表-9.1～表-9.4に示す。この内訳概要の作成に用いた工種別単価、資材単価の主なものは表-9.5、表-9.6に示すとおりである。

また、資金計画に用いられる年度別所要資金は表-8.1～表-8.3に示される工程表にもとづいて算出し、表-9.7に示す。

9.2 発電原価

電力需給計画にもとづく販売電力量に対する発電原価は後述するが、ここでは、年平均可能発生電力量の1kWh当りの建設単価を求める。可能発生電力に対するkWh当りの建設単価は、年経費率を乗ずることによって簡単に発電原価の目安を得ることができるので、電力が有効利用された場合の開発価値を判断するための一指標となる。

アンデカレカ第1発電所、第2発電所および両発電所を合わせたときの発電端におけるkWh当り建設単価は、前項で求めた工事費を可能発生電力量で除して、求めるとつぎのようになる。

項 目	第1発電所	第2発電所	計
最 大 出 力 (kW)	70,400	36,000	106,400
年間可能発生電力量 (GWh)	516	271	787
建 設 費 (MFMG)	10,555	8,940	19,495
kW 当 り 建 設 費 (MFMG)	0.150	0.248	0.183
kWh 当 り 建 設 費 (FMG)	20.5	33.0	24.8

上表に示されるように発電端における建設単価は第1発電所で20.5 FMG/kWh、第2発電所で33.0 FMG/kWhとなり第1、第2を合せた建設単価は24.8 FMG/kWhである。調整池、送変電設備の工事費5.155 MFMGを加えても建設単価は31.3 FMG/kWhである。1 kWh当り31.3 FMGの建設単価は年経費率を10%と仮定すれば、可能発生電力量に対する発生原価に直して、3.13 FMG/kWhとなる。この発電原価は、原油価格の上昇によりディーゼル発電所の燃料費が1 kWh当り5.58 FMGを必要とすることからみて安い電力だと云える。

表-9. 1 アンデカレカ第一発電所建設費

unit: 10³FMG.

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
A. Access Road & Buildings			
Access Road (to site)	230,000	919,000	1,149,000
Access Road (in site)	150,000	150,000	300,000
Buildings	8,000	154,000	162,000
Reserve Fund	58,000	184,000	242,000
Sub Total	446,000	1,407,000	1,853,000
B. Civil Engineering Works			
Intake Dam	187,000	183,000	370,000
Intake	132,000	103,000	235,000
Headrace Tunnel	539,000	425,000	964,000
Headrace Surge-tank	79,000	61,000	140,000
Penstock	34,000	31,000	65,000
Power Station	729,000	548,000	1,277,000
Tailrace Tunnel	177,000	139,000	316,000
Switchyard	86,000	71,000	157,000
Reserve Fund	295,000	234,000	529,000
Sub Total	2,258,000	1,795,000	4,053,000
C. Metal Works			
Gate & Screen	65,000	11,000	76,000
Pressure Steel Pipe	121,000	33,000	154,000
Reserve Fund	10,000	2,000	12,000
Sub Total	196,000	46,000	242,000
D. Electro-Mechanical Works			
Water Turbine	1,090,000	50,000	1,140,000
Generator	1,147,000	53,000	1,200,000
Main Transformer	306,000	14,000	320,000
Switch Gear & Distribution Equipment	516,000	24,000	540,000
Exterior Steel Structured	48,000	2,000	50,000
Various Mechanical Devis	334,000	16,000	350,000
Reserve Fund	172,000	8,000	180,000
Sub Total	3,613,000	167,000	3,780,000
Total	6,513,000	3,415,000	9,928,000
General Expenses	651,000	342,000	993,000
Interest under Construction	1,152,000	823,000	1,975,000
Grand Total	8,316,000	4,580,000	12,896,000

表-9. 2 アンデカレカ第二発電所建設費

unit: 10³FMG

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
A. Access Road & Buildings			
Access Road			
Buildings			
Reserve Fund			
Sub Total	-	-	-
B. Civil Engineering Works			
Intake Dam	182,000	178,000	360,000
Intake & Settling Basin	399,000	325,000	724,000
Headrace Tunnel	581,000	457,000	1,038,000
Headrace Surge-tank	148,000	120,000	268,000
Penstock	20,000	19,000	39,000
Power Station	653,000	495,000	1,148,000
Tailrace Tunnel	160,700	127,300	288,000
Switchyard	69,000	56,000	125,000
Reserve Fund	332,000	266,000	598,000
Sub Total	2,544,700	2,043,000	4,588,000
C. Metal Works			
Gate & Screen	137,300	21,900	159,200
Pressure Steel Pipe	51,700	14,100	65,800
Reserve Fund	9,300	1,700	11,000
Sub Total	198,300	37,700	236,000
D. Erecto-Mechanical Works			
Water Turbine	717,000	33,000	750,000
Generator	746,000	34,000	780,000
Main Transformer	201,000	9,000	210,000
Switch Gear & Distribution Equipment	363,000	17,000	380,000
Exterior Steel Structured	38,000	2,000	40,000
Various Mechanical Device	230,000	10,000	240,000
Reserve Fund	115,000	5,000	120,000
Sub Total	2,410,000	110,000	2,520,000
Total	5,153,000	2,191,000	7,344,000
General Expenses	515,000	219,000	734,000
Interest under Construction	835,000	339,000	1,174,000
Grand Total	6,503,000	2,749,000	9,252,000

表-9. 3 調整池建設費

unit: 10³FMG

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
A. Access Road	13,000	12,000	25,000
B. Civil Engineering Works	510,000	368,000	878,400
C. Gate	267,300	52,700	320,000
D. Reserve Power, etc.,	54,000	1,000	55,000
E. Reserve Fund	92,600	59,000	151,600
Total	937,300	492,700	1,430,000
General Expenses	93,700	49,300	143,000
Interest under Construction	113,000	59,000	172,000
Grand Total	1,144,000	601,000	1,745,000

表-9. 4 送變電設備建設費

unit; 10³FMG

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
A. Transmission Line (Main)	973,000	746,000	1,719,000
B. " (Branch)	23,000	19,000	42,000
C. Ambohimambola Substation	593,000	130,000	723,000
D. Moramanga Switchyard	88,000	55,000	143,000
E. Reserve Fund	168,000	95,000	263,000
Total	1,845,000	1,045,000	2,890,000
General Expenses	184,000	105,000	289,000
Interest under Construction	314,000	97,000	411,000
Grand Total	2,343,000	1,247,000	3,590,000

表-9. 5 建設費単価

unit: FMG

Item	Particulars	Unit	Price	Remarks
Excavation	Rock, Outdoor	m ³	4,000	
"	Common, Outdoor	"	1,900	
"	Rock, Timbering, Tunnel	"	15,000	
"	Rock, Tunnel	"	11,000	
"	Rock, Timbering, Penstock	"	19,000	
"	Rock, Penstock	"	13,000	
Backfill	Common, Outdoor	"	650	
Banking	"	"	1,400	
Reinforcement Concrete	Outdoor	"	27,000	
"	Tunnel	"	29,000	
Chages of Concrete Form	Outdoor	m ²	3,100	
"	Tunnel	"	3,100	
"	Arch of Power Station	"	4,100	
Reinforcement Work	Outdoor	ton	154,000	
"	Tunnel	"	154,000	

表-9. 6 材料単価

unit: FMG

Item	Unit	Price	Remarks
Cement	ton	27,000	
Reinforcement	"	95,000	
Steel Materials	"	93,000	
Timbering	"	130,000	
Steel Structured	"	300,000	
Sounding Pole	kg	1,040	
Bit	lot	3,100	
Lumber Sawing	m ³	29,000	
Unsaun Timber	"	22,000	
Dynamite	kg	650	
Detonator	log	120	
Gasoline	ℓ	100	
Light Oil	"	70	
Mobil Oil	"	300	
Various Oil	"	390	
Gravel	m ³	1,500	
Sand	"	3,500	

表-9.7 年度別建設費

Stage	Year	Andekaleka No. 1 Power Plant															Andekaleka No. 2 Power Plant							
		Temporay Work			Civil Works			Metal Works			Elec. Mecha Works			Total			Civil Works			Metal Works			Elec. M	
		F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	
1st	1976	291	1,163										291	1,163	1,454									
	1977	199	385	584	482	383	865				692	32	724	1,373	800	2,173								
	1978				602	479	1,081				576	27	603	1,178	506	1,684								
	1979				722	575	1,297	108	25	133	576	27	603	1,406	627	2,033								
	1980				602	478	1,080	108	25	133	461	21	482	1,171	524	1,695								
	Total	(647)	(2,066)	(2,713)	(2,747)	(2,185)	(4,932)	(231)	(54)	(285)	(2,675)	(124)	(2,799)	(6,300)	(4,429)	(10,729)								
		490	1,548	2,038	2,408	1,915	4,323	216	50	266	2,305	107	2,412	5,419	3,620	9,039								
2nd	1982										501	23	524	501	23	524								
	1983										418	19	437	418	19	437								
	1984										418	19	437	418	19	487								
	1985				76	60	136				332	16	348	408	76	484								
	Total				(79)	(62)	(141)				(1,937)	(89)	(2,026)	(2,016)	(151)	(2,167)								
					76	60	136				1,669	77	1,746	1,745	137	1,882								
3rd	1985															560	449	1,009					795	
	1986															700	562	1,262					663	
	1987															840	674	1,514	110	20	130		663	
	1988															699	562	1,261	109	21	130		529	
	Total															(3,193)	(2,563)	(5,756)	(235)	(44)	(279)		(3,075)	
																2,799	2,247	5,046	219	41	260		2,650	
Grand Total		(647)	(2,066)	(2,713)	(2,826)	(2,274)	(5,073)	(231)	(54)	(285)	(4,612)	(213)	(4,825)	(8,316)	(4,580)	(12,896)	(3,193)	(2,563)	(5,756)	(235)	(44)	(279)		(3,075)
		490	1,548	2,038	2,484	1,975	4,459	216	50	266	3,974	184	4,158	7,164	3,757	10,921	2,799	2,247	5,046	219	41	260		2,650

表-9. 7 年度別建設費

Andekaleka No. 2 Power Plant											Andekaleka Regulat- ing Pondage			Transmission Line & Substation			Grand Total			
Works	Metal Works			Elec. Mecha Works			Total			F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total		
	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.	Total	F. C.	L. C.										Total	
																	291	1,163	1,454	
													119	2	121		1,492	802	2,294	
													1,037	152	1,189		2,215	658	2,873	
													475	464	939		1,881	1,091	2,972	
													38	472	510		1,209	996	2,205	
													(1,945)	(1,185)	(3,130)		(8,245)	(5,614)	(13,859)	
													1,669	1,090	2,759		7,088	4,710	11,798	
																	501	23	524	
												361	190	551			779	209	988	
												309	162	471	180	180	907	181	1,088	
												361	190	551		30	30	769	296	1,065
												(1,144)	(601)	(1,745)	(199)	(31)	(230)	(3,359)	(783)	(4,142)
												1,031	542	1,573	180	30	210	2,956	709	3,665
49	1,009				795	37	832	1,355	486	1,841							1,355	486	1,841	
62	1,262				663	30	693	1,363	592	1,955							1,363	592	1,955	
74	1,514	110	20	130	663	30	693	1,613	724	2,337			180		180	1,793	724	2,517		
62	1,261	109	21	130	529	25	554	1,337	608	1,945				30	30	1,337	638	1,975		
63)	(5,756)	(235)	(44)	(279)	(3,075)	(142)	(3,217)	(6,503)	(2,749)	(9,252)			(199)	(31)	(230)	(6,702)	(2,780)	(9,482)		
47	5,046	219	41	260	2,650	122	2,772	5,668	2,410	8,078			180	30	210	5,848	2,440	8,288		
63)	(5,756)	(235)	(44)	(279)	(3,075)	(142)	(3,217)	(6,503)	(2,749)	(9,252)	(1,144)	(601)	(1,745)	(2,343)	(1,247)	(3,590)	(18,306)	(9,177)	(27,483)	
47	5,046	219	41	260	2,650	122	2,772	5,668	2,410	8,078	1,031	542	1,573	2,029	1,150	3,179	15,892	7,859	23,751	

(Note)

1. Price in parenthesis includes interest during construction.

(Remarks)

Civil Works:
Civil engineering works
Elec. Mecha. Works:
Electro-mechanical works

F. C. : Foreign currency

L. C. : Local currency