

第10章 工事工程および施工計画

第10章 工事工程および施工計画

10.1	工事工程	10-1
10.1.1	一般	10-1
10.1.2	年別の工事実施概要	10-1
10.1.3	クリティカル・パスとその工法	10-6
10.2	施工計画	10-6
10.2.1	建設用仮設備	10-6
10.2.2	主要構造物の施工	10-12

TABLE LIST

Table 10 - 1 Construction Schedule

FIGURE LIST

Fig. 10 - 1 Temporary Facilities
10 - 2 Climbing Crane
10 - 3 Concrete Placement Area by Climbing Crane
10 - 4 Outline of Tunnel Boring Machine

第10章 工事工程および施工計画

10.1 工事工程

10.1.1 一般

ピラヤ水力発電計画は、第4章 電力需要想定で述べた1990年末の運転開始を前提に工事工程を検討した。そのためには、準備工事に1ヶ年半、本工事に5ヶ年半を要するので、1984年には工事用道路着工、本工事は1985年5月に着工する計画とした。

なお本工事着手に必要な諸準備工事および工事用動力設備等の諸設備の設置は1985年初めまでに全て完了させておく必要がある。

本計画の工事工程をTable 10-1のとおり立案した。

10.1.2 年別の工事実施概要

(1) 工事開始第1年目(1984年)

ダム地点および発電所地点への取付道路の建設を同時に開始する。1985年5月の本工事着工に必要な機材搬入を考慮し、1985年4月迄に開通させるものとする。

(2) 工事開始第2年目(1985年)

道路工事の残工事を行ない、雨期終了後仮排水路トンネルの明り掘削工事、T.B.M.の掘付ならびに導水路上口、T.B.M.搬入口下流部、調圧水槽基部トンネルおよび水圧管路トンネル部の在来工法による掘削を開始する。

また、発電所および放水口の掘削工事を平行して行う。

これらの工事に伴うすべての準備工事は4月末までに完了させておくものとする。

(3) 工事開始第3年目(1986年)

仮排水トンネルの掘削および巻立コンクリートを実施する。また、沈砂池アクセストンネルの掘削、呑口コンクリートおよび巻立コンクリートを本年中に完了させ、地下空洞掘削に備える。

一方、導水路工事では、上口からの在来工法、下口からのT.B.M.によるトンネル掘削を継続するが、クリティカル・パス上の工事であるので工程管理には特に注意を要する。

本年の乾期には、発電所および放水口の掘削工事を続行するほか、水圧管路の明り掘削、発電所のよう壁コンクリートおよび屋外開閉所の明り掘削を実施するものとする。

(4) 工事開始第4年目(1987年)

仮排水トンネルのグラウチングを実施し、5月初旬に転流を行う。直ちに仮締切ダム河床部の掘削に入り、止水グラウトと平行して盛立を行い、乾期の終わる11月末に仮締切ダ

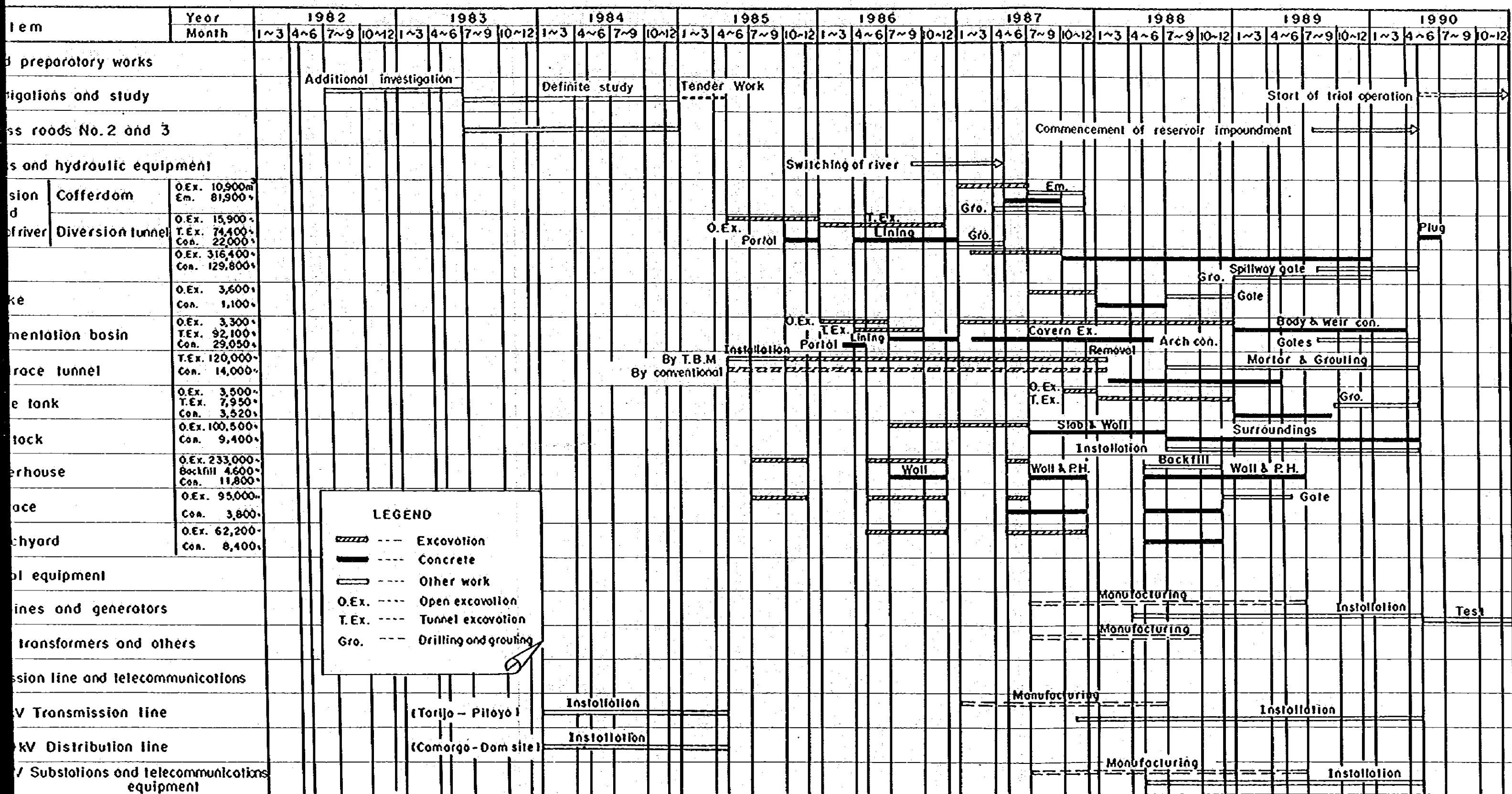
Table 10-1 Construction Schedule

Item	Year Month	1982				1983				1984				1985				1986				1987				1988				1989											
		1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12	1~3	4~6	7~9	10~12												
I. Study and preparatory works																																									
Investigations and study		Additional investigation				Definite study				Tender Work																															
Access roads No. 2 and 3																																									
II. Civil works and hydraulic equipment																																									
Diversion and Core of river	Cofferdam	O.Ex. 10,900m ³ Em. 81,900m ³																																							
	Diversion tunnel	O.Ex. 15,900m ³ T.Ex. 74,400m ³ Coa. 22,000m ³																																							
Dam		O.Ex. 316,400m ³ Coa. 129,800m ³																																							
Intake		O.Ex. 3,600m ³ Coa. 1,100m ³																																							
Sedimentation basin		O.Ex. 3,300m ³ T.Ex. 92,100m ³ Coa. 29,050m ³																																							
Headrace tunnel		T.Ex. 120,000m ³ Coa. 14,000m ³																																							
Surge tank		O.Ex. 3,500m ³ T.Ex. 7,950m ³ Coa. 3,520m ³																																							
Penstock		O.Ex. 100,500m ³ Coa. 9,400m ³																																							
Powerhouse		O.Ex. 233,000m ³ Backfill 4,600m ³ Coa. 11,800m ³																																							
Tailrace		O.Ex. 95,000m ³ Coa. 3,800m ³																																							
Switchyard		O.Ex. 62,200m ³ Coa. 8,400m ³																																							
III. Electrical equipment																																									
Turbines and generators		Manufacturing																																							
Main transformers and others		Manufacturing																																							
IV. Transmission line and telecommunications																																									
Transmission Facilities	115kV Transmission line	(Torijo - Piloyo)				Installation																																			
	24.9kV Distribution line	(Comargo - Dam site)				Installation																																			
	115kV Substations and telecommunications equipment	Manufacturing																																							

LEGEND

- Excavation
- Concrete
- Other work
- O.Ex. --- Open excavation
- T.Ex. --- Tunnel excavation
- Gro. --- Drilling and grouting

Table 10-1 Construction Schedule



ムを完成させるものとする。ダム工事では、転流後、本格的な河床部の掘削に入り、10月よりダムコンクリートの打設を実施する。

取水口工事は本年後半で明り掘削を行う。

沈砂池工事では1号沈砂池のアーチ部の掘削と巻立コンクリートおよび、2号沈砂池の同様の工事の一部を行う。

導水路トンネル工事では、T.B.M. 区間は掘削完了、在来工法区間についてもほぼ掘削完了の段階に至る計画とする。

調圧水槽工事では本年内に明り掘削を終了させる。また、水圧管路工事においては掘削の完了後、よう壁、スラブ等コンクリートを打設する。

その他、乾期には発電所、放水口および屋外開閉所の各工事を継続する。

(5) 工事開始5年目(1988年)

ダムコンクリート打設が継続されるほか、取水口コンクリートの打設および、取水口ゲートの据付、また2号沈砂池のアーチ部工事の残りと、本体掘削が完了となる予定である。

導水路工事においては、T.B.M. の撤去および在来工法区間の掘削が完了する1月末より、必要と考えられる部分の巻立コンクリート打設を本年末までに完了させるものとする。

調圧水槽工事においては、立坑部の掘削を本年中に完了させる。

水圧管路工事ではコンクリート工事の終了する6月末より鉄管の据付を開始する。

その他、発電所、放水口および屋外開閉所の各工事のうち、主に建屋およびコンクリート工事が実施される予定である。

(6) 工事開始6年目(1989年)

本年末までに、すべてのダムコンクリートを打設し、8月に洪水吐ゲートの据付を開始する。また、カーテングラウト期間として本年1年をあてる。

沈砂池工事では、コンクリート打設とゲート類の据付開始となる予定である。

導水路工事では、必要を部分について、モルタル注入とグラウチング、また調圧水槽工事では、巻立コンクリートとグラウチングを実施する。

発電所ではすべての土木・建築工事を6月末までに終了し、放水口工事においてはゲートの据付を行なう。

(7) 工事開始7年目(1990年)

4月末にすべての土木工事およびゲート類据付を完了させ、仮排水トンネルの閉そくを行う。

また、1988年10月に開始された発電機器の据付については、最初のユニットについては他工事の終了する4月末に完了させ、洪水の後3ヶ月の試験運転に入るものとし、後続の2ユニットは各3ヶ月遅れて据付完了および試験運転を実施する計画とする。

トランス類、送電線、通信施設等はこの試験運転期間に合りより、やはり4月末にはす

べて完成させておかなければならない。

以上の工程を以て、1990年末に営業運転を開始することができる。

10.1.3 クリティカルパスとその工法

本工事のクリティカルパスは延長10.4 kmにおよぶ導水路トンネルの掘削工事である。これを在来工法およびT.B.M.を使った工法との、それぞれの必要工事期間の比較は以下の表の通りである。

	<u>Velocity</u>	<u>Period</u>
By conventional method	80 m/month	130 months
By T. B. M.	300 m/month	35 months

従って、早期運転開始のためにはT.B.M.の使用が不可欠である。

短期間で、かつ経済的に導水路を掘削するには、下口より約8 kmをT.B.M.で、上口より約2 kmを在来工法によることが望ましく、T.B.M.の据付・撤去期間を含め、33か月で同時に作業を完了させることができる。

10.2 施工計画

10.2.1 建設用仮設備

建設用仮設備は、立地条件および構造物の規模、工事工程、地形地質的条件等によって設備の種類、規模等が決定されるが、主要な設備の概要についてはFig 10-1 (1), (2)のように立案した。

(1) 工事用電力

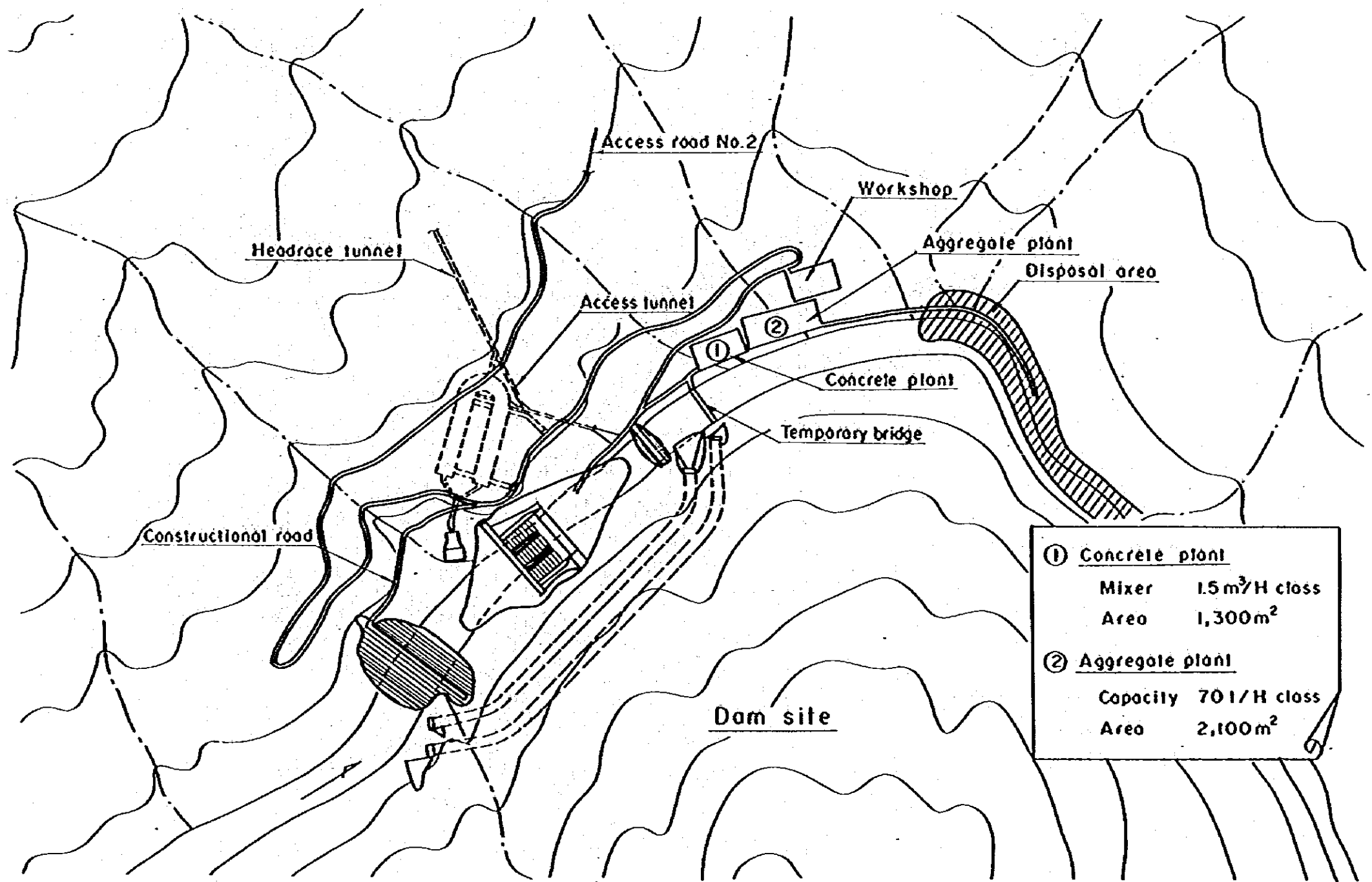
ビラヤ水力発電所建設に必要な電力は、最大約2,700 kWと想定される。その内訳は以下の通りである。

- ダムサイト側（沈砂池、導水路上口を含む） 1,200 kW
- 導水路（T.B.M.区間のみであり発電所サイト側より供給される） 800 kW
- 発電所サイト側（上記を除く水圧管路を含む） 700 kW

このための電源供給のためにはTarajaより発電所サイトまで115 kV送電線を1985年4月末までに本工事に先行し建設し、Villa Abaroa ジーゼル発電所（5,500 kW）および現在建設中の San Jacinto水力発電所（7,000 kW）より電力供給を受けるものとする。

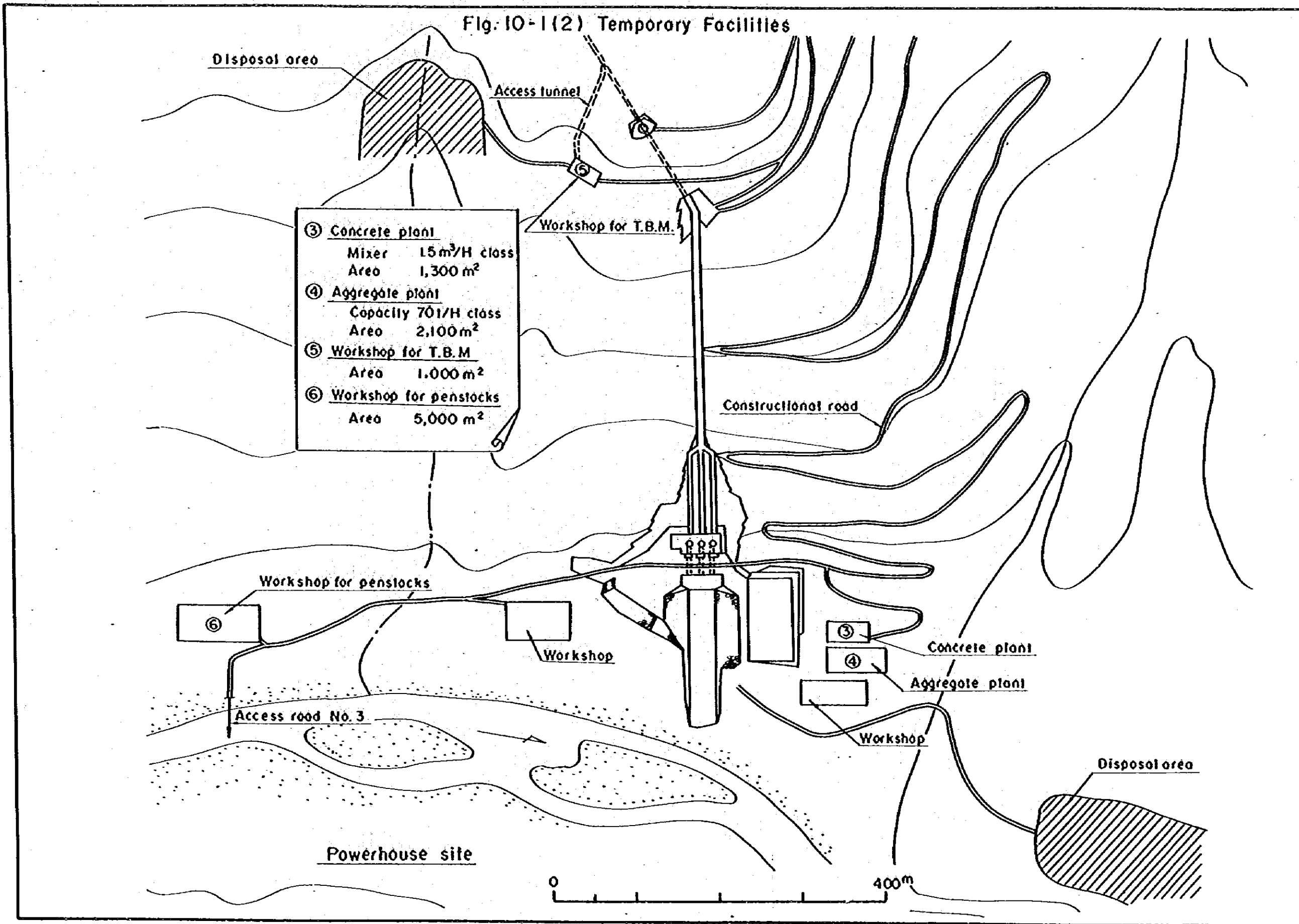
一方ダム地点への電源供給のためにはCamargoよりCulpina経由でダム地点まで24.9 kV配電線を建設し、現在 ENDE が農村電化計画の一環として建設予定のCamargo ジーゼル発電所より電力供給を受けるものとする。

Fig. 10-1 (1) Temporary Facilities



①	Concrete plant
	Mixer 1.5 m ³ /H class
	Area 1,300 m ²
②	Aggregate plant
	Capacity 70 t/H class
	Area 2,100 m ²

Fig. 10-1(2) Temporary Facilities



上述の 115 kV 送電線および 24.9 kV 配電線はピラヤ水力発電所が完成すると各々 Tarija への電力供給のための送電線およびダムのゲートおよび照明等の電源線として利用されることになる。

なお、ダム地点および発電所地点に工事用電源確保のためのジーゼル発電設備の設置も比較検討したが、ダム地点にはジーゼル設備を設けるのに適切な場所がないことおよびジーゼル燃料油の輸送が道路条件からみてかなり困難なことから 24.9 kV 配電線を設けるものとした。一方発電所サイトへの電源供給については、Tarija 側の電源にかなりの供給余力があり、又電源の供給信頼度を要求する T.B.M. 工法が採用されることから 115 kV 送電線を建設するものとした。

(2) コンクリート設備

コンクリート骨材は、ダム下流左岸および屋外開閉所付近に設ける骨材プラントより製造および供給を行う予定である。骨材の原料は、主として河床の掘削ずり、沈砂池の掘削ずり、発電所掘削ずり、および河床よりの採取等により得るものとする。

コンクリートプラントはダムサイトに 1 基、発電所サイトに 1 基設け、トラックミキサーあるいはダンプトラックにより各工事地点にコンクリートを供給する計画とする。

(3) 給気設備

工事に必要な圧搾空気の供給は、定置型およびポータブル型コンプレッサーを併用する。定置型は各トンネルの坑口に各々必要な容量の設備を設け、ポータブル型はそれ以外の工事地点で使用する。

(4) 給水設備

ダムサイトにおいてはすべてダム地点下流 400m の左岸の Pura Loma 沢より各地点に送水供給する計画とする。発電所側は、Agua Caliente 川に設ける砂防ダムより取水し、各工事地点に送水する。

(5) 仮建物

END の建設事務所その他、請負人の事務所、職員宿舎、労務者宿舎等は、ダムサイト側に関しては上流にある村落 El Monte に設け、発電所側については、アクセス道路沿いで、発電所より約 10 km 手前の集落付近に設ける計画とする。

(6) 土捨場

各工事地点からの掘削ずりは骨材製造分を除き、以下の通り処理する計画とした。

I) ダムサイト側

急峻な地形のため近辺に十分な土捨場を確保できないため、下流側の河岸あるいは河床に投棄するものとする。ただし河流をせきとめることがないようにしなければならぬ。

II) 発電所側

導水路 (T.B.M. による区間)、調圧水槽等からの掘削ずり、その他の工事より生ずる掘削ずりは、主に Fig 10-1 に示す土捨場にて投棄するものとする。

(7) その他

鉄管仮工場等は敷地造成工事も容易であり、特に問題はない。

10.2.2 主要構造物の施工

(i) ダムの施工

I) ダム掘削

Pilaya 川右岸に仮排水路トンネルを設け、河流の切替を行う。仮橋切ダム下の河床砂れき中の浸透水を軽減させるため、止水グラウトを施すものとするが、透水性の高い土質であるため、ダム掘削地点にて揚水ポンプを常時運転できるようにしておく必要があると考えられる。

ダム地点の地形は狭隘でかつ基盤が深いので、掘削方法は、ダンプトラックにより進入できる標高までは、30~40トン級のブルドーザー、平積4.5m³級ホイールローダー、および32トンダンプトラックの重機を使用し、掘削およびずり運搬を行うこととし、それ以下の部分はクレーン又はインクラインによって掘削ずりを運び上げ、ダンプトラックに積換えるものとする。

II) ダムコンクリート

ダム下流左岸のコンクリートプラント地点において、バケットにコンクリートを積み込み、ダンプトラックで運搬し、クライミングクレーンで吊り上げて、所定の位置に打設する計画とする。

なお、クライミングクレーンによって打設する範囲は旋回半径内の部分であり、他はコンクリートポンプにより打設するものとする。

クライミングクレーンの概要および施工範囲はそれぞれ、Fig 10-2, Fig 10-3 に示す通りである。

上記の工法により、27か月で129,800m³のコンクリート打設が可能である。(平均250m³/日、最大500m³/日)

Fig.10-2 CLIMBING CRANE

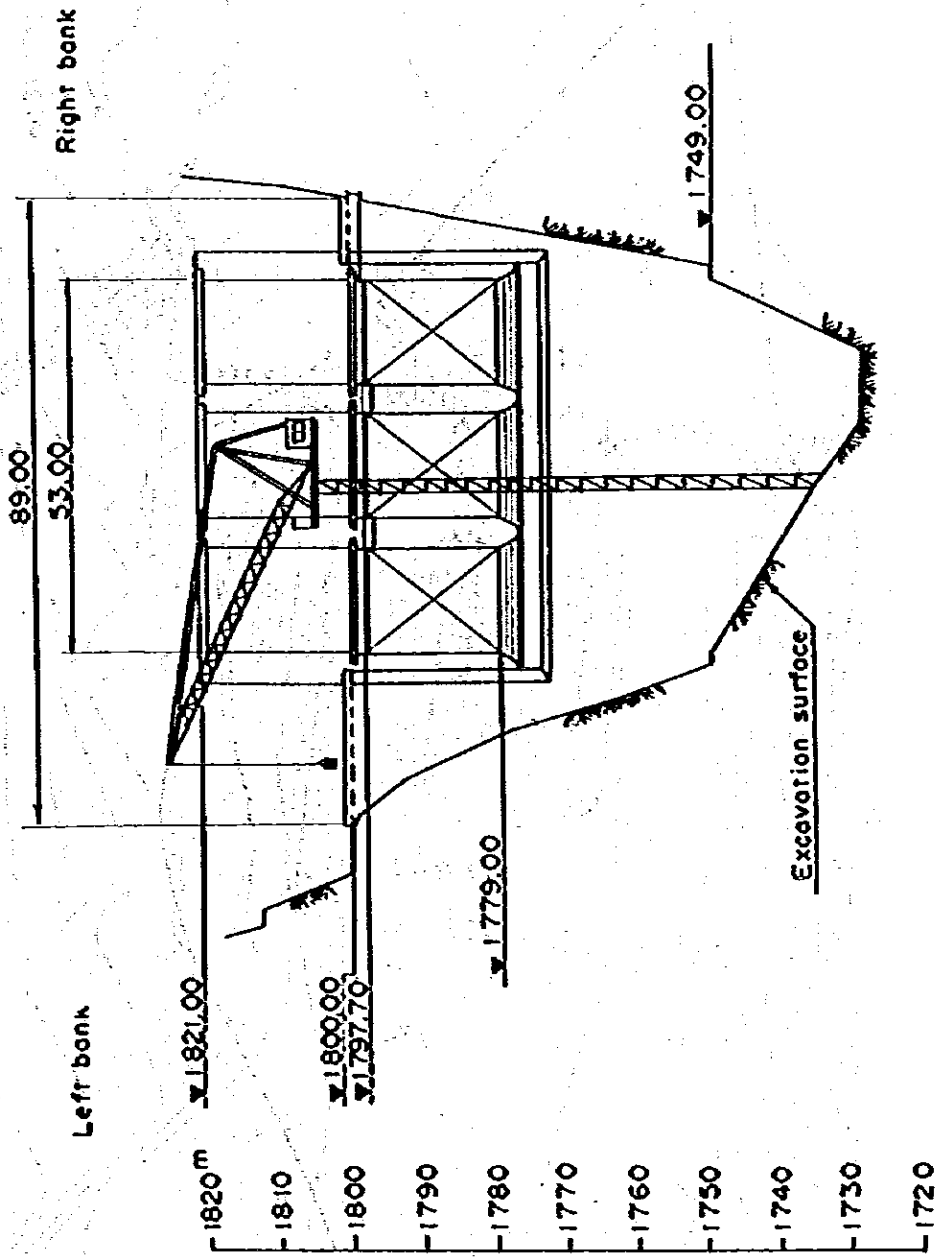
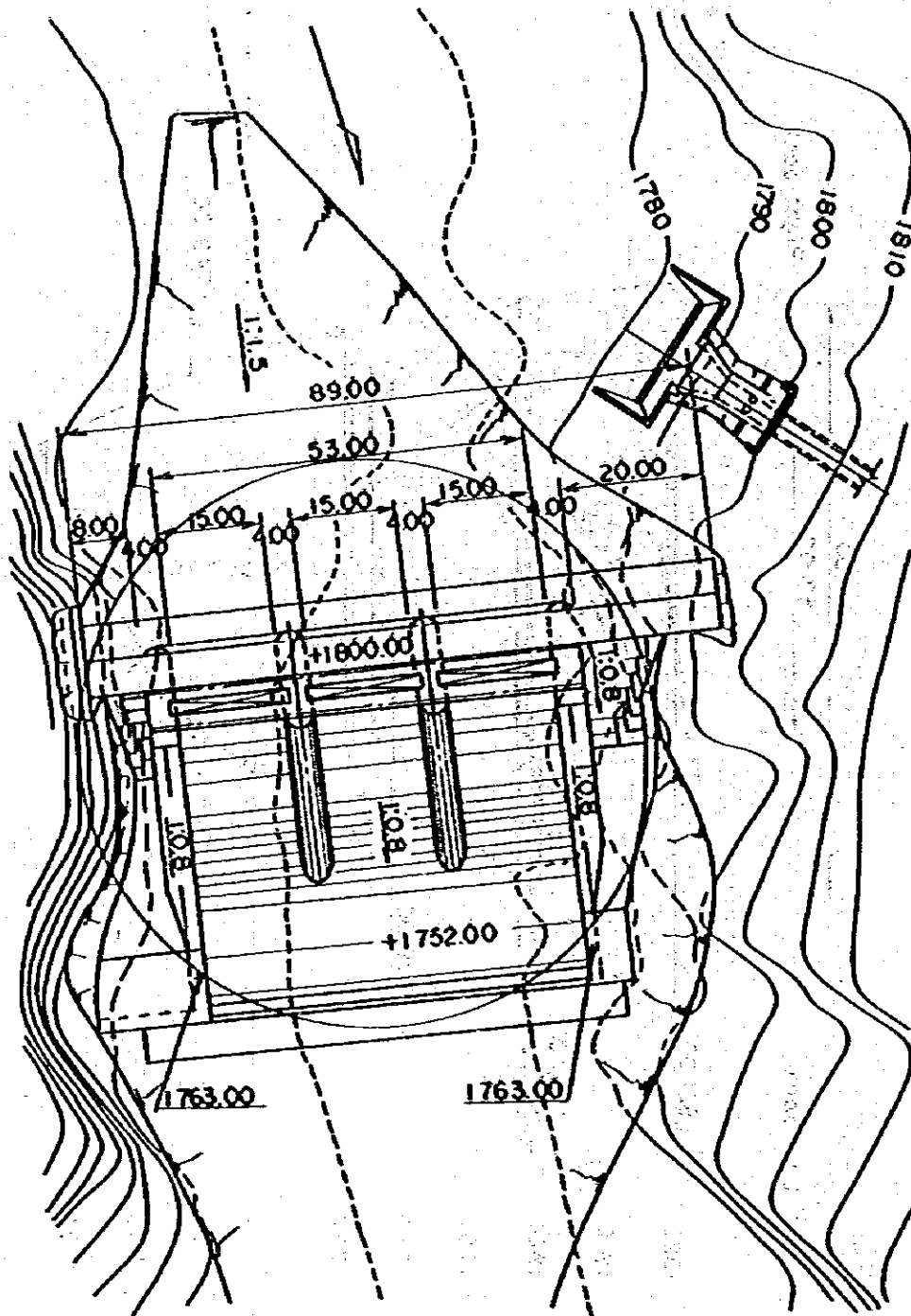


Fig. 10-3 CONCRETE PLACEMENT AREA BY CLIMBING CRANE



(2) 沈砂池の施工

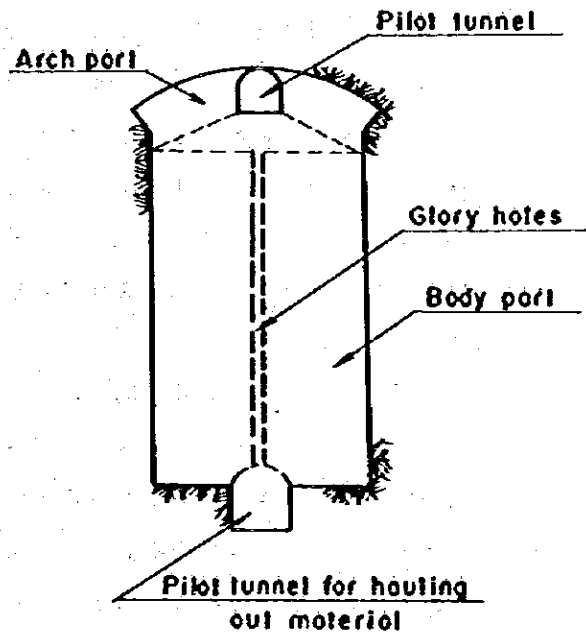
右図に示すように、まず導坑を掘り抜き、切掛け掘削を行いながら、アーチ巻立コンクリートの打設を行う。

以上の工程は川側沈砂池、山側沈砂池の順である。

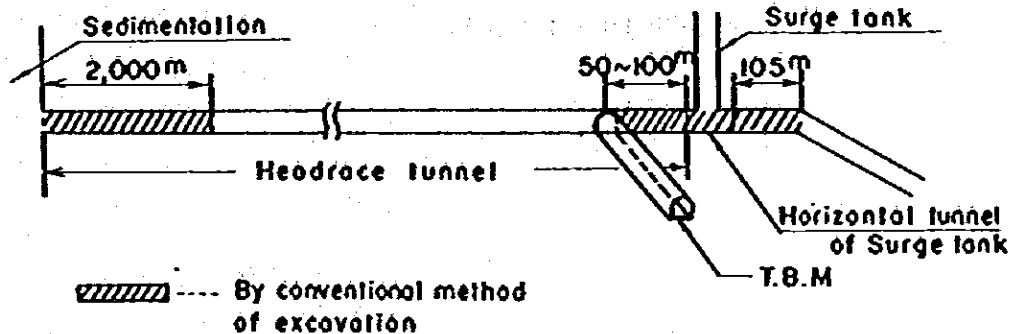
次に、掘削時の空洞周辺岩盤の安定な応力状態を維持するため、川側、山側両沈砂池において、盤下げ作業は平行して実施する。盤下げによる掘削ずりはあらかじめ設けたグローリーホールにより、排砂路トンネルを用いて搬出する計画とする。

掘削完了後、側壁等のコンクリートの打設を行なう。

Sedimentation basin



(3) 導水路トンネルの施工



上図は導水路、調圧水槽、および水圧管路の掘削工法を示すための説明図である。

10.1.3項 クリティカル・パスとその工法で述べた通り、導水路上口の約2kmと、T.B.M.搬入トンネルより調圧水槽までの区間は在来工法により、中間部約8kmはT.B.M.工法による。ただし、調圧水槽基部トンネルおよび水圧管路トンネル部も導水路下口へ引続き、在来工法で施工するものとする。

I) 在来工法

掘削は全面的に機械化して行い計画であり、ずり出しはレール工法により行う。ほぼ各区間で全断面掘削工法が採用できる見込みである。

II) T.B.M.による掘削方法

掘削に先立ち、導水路下流へ接続される搬入路トンネルの坑外に、分割して輸送されてきた、T.B.M.の組立場所と工事に必要な仮設備のための敷地を造成し、搬入路接続

部では本体を据付けるための発進坑(長さ約10m)を設けておかなければならない。

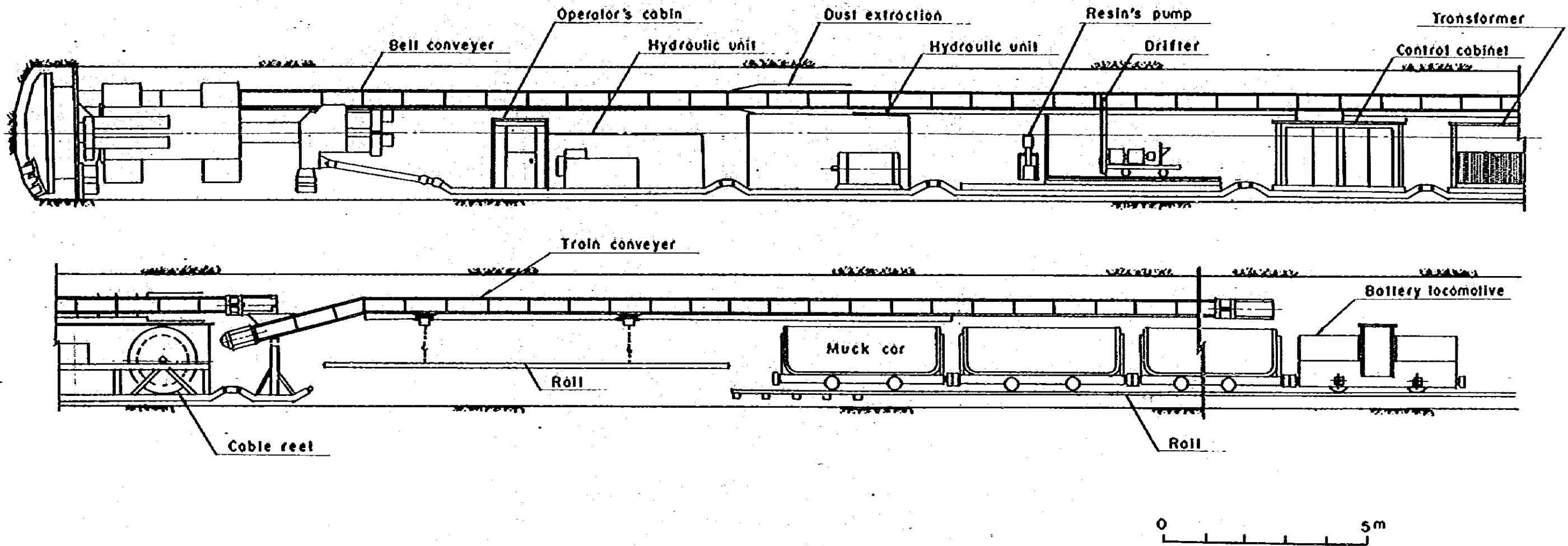
T.B.M.による掘削は、グリッパーにより機体を支持し、油圧シリンダーでカッターヘッドを前進させながら行なう。標準ストローク1.1mを掘進後、グリッパーをカッターヘッド側に移動させ、レーザー光線により姿勢制御を行なうというパターンを繰り返し、地山支保を行ないながら掘削を行う。ずり出しはレール方式でT.B.M.後部Kトレイコンベアーを設備し、1ストローク分のずりを6m³ 別車4台を1列車として10トンバッテリー機関車で坑外に搬出する。約5ストローク掘削するとKレール、配管、給気、給水、排水、風管、照明および通信線等の延長を行なう。約200m進行した地点毎に電源ケーブルを延長する。

支保工としては、必要に応じて、コンクリート吹付、ロックボルト、ラス等により行なう。

掘進能力は岩の特性に大きく影響されるが、その主要素としては岩の一軸圧縮強度、引張強度、岩のき裂および節理の密度および方向、含有物質、石英のように摩耗を増進させるものの密度等である。従って切削能力を設定するにはこれらのことをよく調査、分析し、また実験等により適正に能力を定めることが必要であるが、今回は6.4.3項導水路トンネルの(2)で述べた通り、岩質を分析した結果、月進300mの掘削進行が得られるものと想定できる。

T.B.M.の概略図をFig 10-4に示す。

Fig. 10-4 Outline of T. B.M. (Tunnel Boring Machine)



第11章 建設工事費

第11章 建設工事費

11.1 基本的な条件	11 - 1
11.1.1 一 般	11 - 1
11.1.2 建設工事費積算の範囲と電力設備	11 - 1
11.2 建設工事費	11 - 2
11.2.1 土木工事費	11 - 2
11.2.2 電気関係工事費	11 - 5
11.2.3 準備工事費	11 - 5
11.2.4 予 備 費	11 - 5
11.2.5 コンサルタントの技術費およびENDEの管理費	11 - 5
11.2.6 建設中利息	11 - 5
11.2.7 建設費のエスカレーション	11 - 6
11.3 総建設費と年度別工事費	11 - 7

TABLE LIST

Table 11-1	Adopted Basic Unit Costs (採用基準單價)
11-2	Principal Construction Unit Prices (主要工事單價)
11-3	Fund Requirement for Pilaya Project

第11章 建設工事費

11.1 基本的な条件

11.1.1 一般

本計画の建設工事費を積算するに当たっては、計画地点の自然条件、地域条件、工事規模および現在期待しうる技術水準を考慮し、1981年12月の価格に基づき算定した。

建設工事費は、ボリビア国内において調達可能なものに要する費用を内貨とし、それ以外のものについては外貨に区分し計上した。

11.1.2 建設工事費積算の範囲と電力設備

建設工事費計上の範囲は、工事用道路、ピラヤ水力発電所、関連変電所および115 kV送電線からなる。これらの発送変電設備は次のものからなる。

(1) ピラヤ水力発電設備

ダムおよび取水口

沈砂池、導水路トンネルおよび水圧管路

発電所および開閉所

アクセス道路および仮設備

(2) 115 kV送電線および24.9 kV配電線

115 kV送電線

Pilaya - Camargo	65 km
Camargo - Potosi	170 km
Camargo - Telamayu	115 km
Pilaya - Tarija	60 km
Potosi - Catavi	187 km (Allocation分)

24.9 kV配電線

Camargo - Culpina - Dam Site	85 km
------------------------------	-------

(3) 変電設備

Camargo変電所

115 kV 回線数	4
主変圧器容量	5,000 kVA, 1台

Tarija変電所

115 kV 回線数	1
------------	---

主変圧器容量

10,000 kVA, 1台

(4) 通信設備

Pilaya 送局	PLC および VHF
Camargo 送局	PLC および VHF
Tarija 送局	PLC および VHF
Telamayu 送局	PLC および VHF
ENDE 本社	MHF

11.2 建設工事費

11.2.1 土木工事費

(1) 工事数量は第7章水力発電計画に添付した設計図に基づき計上した。なお工種別の主要工事数量は、Table 10-1 工事工程に示されている。

(2) 基準単価のうち、ボリグ、ア国内で調達される資材および労務者等内貨分については、ENDEより提供された "Investigation of data for cost estimation" の数値を採用した。

また、輸入資材および輸入機械については国際的に競合しうる日本における FOB 価格に海上輸送費および保険料を加えて CIF 価格を算定し、これらは全て外貨分として計上されている。

採用した基準単価の主要なものについて Table 11-1 に示す。

(3) 工事単価は上記の基準単価に基づき、ピラヤ地点の地域および地形条件を考慮に入れた前記工事工程、施工計画に従って算出されたものである。

主要工事単価を Table 11-2 に示す。

なお、主要ゲート類、水圧鉄管等はすべて外国において製作され供給されるものとし、現地までの輸送とそれにかかわるすべての費用、現地での組立、据付費等を含めて計上した。

T.B.M. についても輸入を条件とし、一切の費用は工事単価に含まれている。

Table 11-1 採用基準単価

単位：USドル

項目	単位	単価	通貨区分	備考
労務費				
高級世話役	月	10,000	外貨 諸手当込	
世話役	日	32	内貨 "	
運転工(A)	"	28	" "	重機械
"(B)	"	22	" "	軽機械
機械工	"	28	" "	
大工	"	16	" "	
土工	"	8	" "	
ボーリング工	"	18	" "	
グラウト工	"	20	" "	
資材費				
セメント	袋	6	内貨 運搬費込	1袋 50kg入
鉄筋	ト	680	外貨 "	
ガソリン	kl	240	内貨 "	
軽油	kl	240	" "	
一般鋼材	ト	800	外貨 "	
ダイナマイト	kg	2.7	" "	

Table 11-2 主要工事単価

単位：USドル

名 称	単位	外 貨	内 貨	計
明り土砂掘削				
ダ ム	m ³	3.5	2.6	6.1
発 電 所	〃	2.8	2.0	4.8
明り岩石掘削				
ダ ム	m ³	6.4	5.2	11.6
トンネル掘削				
沈 砂 池	m ³	55.2	37.0	92.2
導 水 路(在来工法)	〃	61.6	71.4	133.0
〃 (T.B.M.)	〃	113.6	90.9	204.5
コンクリート				
ダム(マスコンクリート)	m ³	52.3	50.0	102.3
〃(ピア一部)	〃	50.0	86.4	136.4
沈 砂 池	〃	44.1	85.5	129.6
導 水 路 巻 立	〃	75.0	95.5	170.5
鉄 筋	t	1,051	408	1,459
ボーリング				
ロータリータイプ	m	51.8	36.8	88.6
ダウンザホールタイプ	m	21.5	15.4	36.9
グラウチング(C=100kg/mの場合)	t	263.6	486.4	750.0
水力機器				
洪水吐 グ ート	t	4,320	1,130	5,450
水 圧 鉄 管	〃	2,270	1,130	3,400

11.2.2 電気関係工事費

主要機器および資材（水車、発電機、主変圧器、屋外開閉機器、鉄塔、電線、磚子、および通信機器）はすべて外国において製作され供給されるものとし、これら外貨分の輸入機器の費用は国際的に競合しうる日本におけるFOB価格に海上輸送費、保険料を加えてCIF価格を算定した。これらは全て外貨分として計上されている。

日本から輸入される資機材はすべてペルー国のMatarani港で陸揚げされ、さらにトラックおよび40トン・トレーラーでピラヤ計画地点まで約1,700kmを輸送するものとし、これらの費用を内貨分として計上した。

据付工事の費用については、過去の工事実績を参考に算定したが、送電線工事費については全て内貨分で賚られるものとし、発電電機器については外貨と内貨に分け計上した。

11.2.3 準備工事費

本計画の工期を確保するためには、ダム地点および発電所地点へのアクセス道路の建設が不可欠である。また計画地点附近にENDEおよびコンサルタント技師の宿泊設備および建設事務所の設営が必要である。これらの工事費は全て内貨分として計上されている。

なお建設期間中の工事用電源を確保するため、発電所地点とTarija間に60kmの115kV送電線を、又同様にCamargoからダム地点間約85kmには将来はダム電源として使用される24.9kV配電線を本計画に先行し建設する。（これらの工事費は全て本工事の工事範囲として見積られている。）

11.2.4 予備費

予備費としては、外国から輸入される資機材および役務等の外貨分に対しては5%を、内陸輸送および据付等の内貨分に対しては10%を計上した。

11.2.5 コンサルタントの技術費およびENDEの管理費

技術費および管理費としては今後に行われる外国コンサルタントによる本計画の実施設計（DS）や施工管理（SV）に要する費用を外貨とし、ENDEによる建設工事の管理に必要な費用は内貨として計上した。

11.2.6 建設中利息

本計画の建設に要する資金の利息としては、外貨分によるものは利子率3.5%/年、内貨分については利子率12.0%/年として計上した。

11.2.7 建設費のエスカレーション

1973年の石油危機以降諸物価は定常的に値上り傾向にあり、現在価格で想定した建設費のままでは建設工事期間の長い本計画の場合、建設費が不足することになる。インフレーションは自由主義諸国の全ての国でみられ、物価と密接な関係にある石油価格の上昇は長期的には不可避なものと思われる。

国際連合で発行されている「世界統計年鑑1978年度版」によると1970年から1977年までの世界の工業製品の物価動向は次のとおりである。

工業製品卸売物価指数(1970年=100)

日 本	1977年指数：159	年平均上昇率：6.8%
米 国	” : 164	” : 7.3%
フランス	” : 170	” : 7.9%
西 独	” : 144	” : 5.3%
平 均	” : 159	” : 6.8%

Source : Statistical Yearbook 1978, United Nations

一方、ボリヴィア国内での消費者物価指数を示すと次の如くである。

1980年消費者物価指数(1966=100)

総 合	698.6	年平均上昇率	14.9%
食 料 品	611.5	”	13.8%
住 宅	542.5	”	12.8%
衣 料 品	607.2	”	13.8%
そ の 他	540.9	”	12.8%

Source : Boletín Estadístico No 240

Banco Central de Bolivia, Diciembre-1980

ボリヴィア国のインフレーションは他のラテン・アメリカ諸国のそれより比較的小さいが、1980年および1981年の諸物価の値上りは激しく年平均は20%に達している。

以上のことから、本計画の建設費想定にあたっては1981年12月の工事費に対し、年度別に次のエスカレーション係数を考慮するものとする。

Estimated Escalation Factor per Year

年	外貨分 (%)	内貨分 (%)
1981	-	-
1982	7.0	15.0
1983	7.0	15.0
1984	7.0	12.0
1985	7.0	12.0
1986	6.0	10.0
1987	6.0	10.0
1988	6.0	10.0
1989	5.0	10.0
1990	5.0	10.0

なお、1975年3月の世界銀行の報告書では1979年以降1987年までのインフレーションの予測を行っているが、これによると機器類は年率8~7%、土木工事については12~10%の上昇率の適用が示唆されている。

11.3 総建設費と年度別工事費

建設スケジュール、概工計画、工事費の積算条件より求めた1981年12月価格は279,295千USドル、そのうち外貨分は133,826千USドル、内貨分は145,469千USドルである。

なお本計画の本工事の建設期間は5.5ヶ年であるが、準備工事期間1.5ヶ年を加えれば7年間であり、この間の外貨分および内貨分の支払条件を次の如く想定し、上述の総建設費を年度別に配分した。(Table 11-3参照)

外貨分	契約時	給付時	据付完了時	竣工時
送電線資機材	30%	30%	30%	10%
発電機機器および通信機器	30%	30%	30%	10%
水力機器(ゲートおよび鉄管)	30%	30%	30%	10%

内貨分

土木建築工事 : 出来高払い

人件費およびポリグィア国内調達資材 :

なお工事用機械は全てコントラクターの責任でポリグィア国内に持込まれることを前提とした。

予備費、コンサルタントの技術費、ENDBの管理費および建設中利息からなる間接費の総額は79,506千USドルであり直接工事費に対する比率は28.5%である。

本計画の融資交渉が順調に進捗し、1990年末に本計画が完成するものとすれば、この間のインフレーションによる建設費の上昇は1981年12月価格での総建設費に対し75.7%が予想される。すなわちエスカレーションを考慮した場合の総建設費は490,676千USドルであり、そのうち外貨は198,094千USドル、内貨分は292,602千USドルとなる。

Table 11-3に総工事費および年度別所要資金を示す。

Table 11-3-(1) Fund Requirement for Pillaya Project

Unit: US\$ 10³

Items	Total			1983			1984			1985			1986		
	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total
A Generating facilities	76,921	60,667	127,588	—	—	—	—	—	—	4,441	3,183	7,624	12,458	10,609	23,067
A-1 Civil works	55,132	47,237	102,369	—	—	—	—	—	—	4,441	3,183	7,624	12,458	10,609	23,067
(1) Diversion works	6,000	5,655	11,655	—	—	—	—	—	—	191	205	396	5,059	4,836	9,895
(2) Dam and intake	9,736	9,641	19,277	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(3) Sedimentation basin	9,459	7,423	16,882	—	—	—	—	—	—	—	—	—	527	537	1,064
(4) Headrace tunnel	16,727	16,178	31,905	—	—	—	—	—	—	2,773	2,359	5,132	5,063	4,282	9,345
(5) Surge tank	1,078	1,113	2,191	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(6) Penstock foundation	1,182	1,341	2,523	—	—	—	—	—	—	—	—	—	255	204	459
(7) Powerhouse building	3,168	3,655	6,823	—	—	—	—	—	—	282	205	487	359	336	695
(8) Switchyard foundation	623	854	1,477	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(9) Hydro mechanical equip.	7,159	2,477	9,636	—	—	—	—	—	—	1,195	414	1,609	1,195	414	1,609
a) Gates & penstock	4,296	1,137	5,433	—	—	—	—	—	—	717	190	907	717	190	907
b) Inland transportation	0	579	579	—	—	—	—	—	—	0	97	97	0	97	97
c) Installation	2,863	761	3,624	—	—	—	—	—	—	478	127	605	478	127	605
A-2 Electrical Equip.	21,789	3,430	25,219	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(1) Turbines & generators	15,500	0	15,500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(2) Main Trans & Others	4,218	0	4,218	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(3) Inland transportation	0	2,543	2,543	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(4) Installation	2,071	887	2,958	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
B Transmitting facilities	26,920	20,770	47,690	—	—	—	2,692	2,133	4,825	0	0	0	0	0	0
B-1 Transmission lines	23,543	20,237	43,782	—	—	—	2,692	2,133	4,825	0	0	0	0	0	0
(1) Materials	17,089	0	17,089	—	—	—	2,423	0	2,423	0	0	0	0	0	0
(2) Inland transportation	0	1,613	1,613	—	—	—	0	193	193	0	0	0	0	0	0
(3) Installation	0	13,325	13,325	—	—	—	0	1,596	1,596	0	0	0	0	0	0
(4) Catavi-Potosi allocation	6,185	4,957	11,142	—	—	—	—	—	—	0	0	0	0	0	0
(5) 24.9 kV line	269	344	613	—	—	—	269	344	613	0	0	0	0	0	0
B-2 Transforming equip.	3,377	531	3,908	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(1) Electrical equip.	3,056	0	3,056	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(2) Inland transportation	0	394	394	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(3) Installation	321	137	458	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
C Preparatory works	5,544	18,967	24,511	—	—	—	4,196	14,490	18,686	1,348	4,477	5,825	—	—	—
(1) Access road	5,544	18,287	23,831	—	—	—	4,196	13,810	18,006	1,348	4,477	5,825	—	—	—
(2) Temporary facilities	0	680	680	—	—	—	0	680	680	—	—	—	—	—	—
Direct cost (A+B+C)	109,385	90,404	199,789	—	—	—	6,888	16,623	23,511	5,789	7,660	13,449	12,458	10,609	23,067
D Contingency	5,469	9,040	14,509	0	0	0	344	1,662	2,006	289	766	1,055	623	1,061	1,684
E Engineering & ENDE adm.	6,000	3,340	9,340	640	200	840	260	440	700	620	300	920	570	300	870
Total cost (A through E)	120,854	102,784	223,638	640	200	840	7,492	18,725	26,217	6,693	8,726	15,424	13,651	11,970	25,621
F Interest during construction	12,972	42,685	55,657	11	12	23	153	1,148	1,301	401	2,795	3,196	757	4,036	4,793
Indirect cost (D+E+F)	24,441	55,065	79,506	651	212	863	757	3,250	4,007	1,310	3,861	5,171	1,950	5,397	7,347
G Total construction cost	133,826	145,469	279,295	651	212	863	7,645	19,873	27,518	7,099	11,621	18,620	14,408	16,006	30,414
H Escalation	64,268	147,133	211,401	70	50	120	1,407	7,969	9,376	1,903	6,567	8,470	5,028	11,860	16,888
I Total fund required	198,094	292,602	490,696	721	262	983	9,052	27,842	36,894	9,002	18,088	27,090	19,436	27,866	47,302

Conversion ratio: 1US\$ = 25\$B = 220Yen

Table 11-3-(2) Fund Requirement for Pilaya Project

Unit: US\$ 10³

Items	1987			1988			1989			1990			Remarks
	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	F.C	D.C	Total	
A Generating facilities	18,453	10,810	29,263	17,693	11,810	29,503	18,541	11,389	29,930	6,335	2,866	8,201	
A-1 Civil works	13,481	10,810	24,291	13,645	11,468	25,113	8,728	9,209	17,937	2,379	1,958	4,337	
(1) Diversion works	636	505	1,141	—	—	—	—	—	—	114	109	223	
(2) Dam and intake	2,063	1,791	3,854	3,314	3,309	6,623	4,132	4,177	8,309	227	264	491	
(3) Sedimentation basin	3,096	2,336	5,432	5,618	4,168	9,786	218	382	600	—	—	—	
(4) Headrace tunnel	5,063	4,282	9,345	1,873	1,700	3,573	1,419	1,859	3,278	536	696	1,232	
(5) Surge tank	14	14	28	582	654	1,236	482	445	927	—	—	—	
(6) Penstock foundation	555	600	1,155	317	437	754	41	73	114	14	27	41	
(7) Powerhouse building	777	809	1,586	627	691	1,318	827	1,159	1,986	296	455	751	
(8) Switchyard foundation	82	59	141	123	95	218	418	700	1,118	—	—	—	
(9) Hydro mechanical equip.	1,195	414	1,609	1,191	414	1,605	1,191	414	1,605	1,192	407	1,599	
a) Gates & penstock	717	190	907	715	190	905	715	190	905	715	187	902	
b) Inland transportation	0	97	97	0	96	96	0	96	96	0	96	96	
c) Installation	478	127	605	476	128	604	476	128	604	477	124	601	
A-2 Electrical equip.	4,972	0	4,972	4,048	342	4,390	9,813	2,180	11,993	2,956	908	3,864	
(1) Turbines & generators	4,550	0	4,550	3,100	0	3,100	6,300	0	6,300	1,550	0	1,550	
(2) Main Trans & Others	422	0	422	844	0	844	2,530	0	2,530	422	0	422	
(3) Inland transportation	0	0	0	0	254	254	0	1,780	1,780	0	509	509	
(4) Installation	0	0	0	104	88	192	983	400	1,383	984	399	1,383	
B Transmitting facilities	5,604	261	5,865	16,003	6,149	22,152	1,160	6,680	7,840	1,461	6,547	7,008	
B-1 Transmission lines	4,998	261	5,259	15,853	6,114	21,967	0	6,432	6,432	0	6,299	6,299	
(1) Materials	4,467	0	4,467	10,199	0	10,199	0	0	0	0	0	0	
(2) Inland transportation	0	18	18	0	485	485	0	520	520	0	397	397	
(3) Installation	0	143	143	0	4,010	4,010	0	4,293	4,293	0	3,283	3,283	
(4) Catavi-Potosi allocation	531	100	631	5,654	1,619	7,273	0	1,619	1,619	0	1,619	1,619	
(5) 24.9 kV line	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B-2 Transforming equip.	606	0	606	150	35	185	1,160	248	1,408	1,461	248	1,709	
(1) Electrical equip.	606	0	606	150	0	150	1,000	0	1,000	1,300	0	1,300	
(2) Inland transportation	—	—	—	0	20	20	0	187	187	0	187	187	
(3) Installation	—	—	—	0	15	15	160	61	221	161	61	222	
C Preparatory works	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
(1) Access road	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
(2) Temporary facilities	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Direct cost (A+B+C)	24,057	11,071	35,128	33,696	17,959	51,655	19,701	18,069	37,770	6,796	8,413	15,209	Temporary facilities are used for ENDE engineers and consultant engineers
D Contingency	1,203	1,107	2,310	1,685	1,796	3,481	985	1,807	2,792	340	841	1,181	
E Engineering & ENDE adm.	780	525	1,305	1,200	525	1,725	940	525	1,465	990	525	1,515	
Total cost (A through E)	26,040	12,703	38,743	36,581	20,280	56,861	21,626	20,401	42,027	8,126	9,779	17,905	
F Interest during construction	1,452	6,516	7,968	2,547	7,495	10,042	3,565	9,936	13,501	4,086	11,747	15,833	
Indirect cost (D+E+F)	3,435	7,148	10,583	5,432	9,816	15,248	5,490	12,268	17,758	5,416	13,113	18,529	
G Total construction cost	27,492	18,219	45,711	39,128	27,775	66,903	25,191	30,337	65,528	12,212	21,526	33,738	
H Escalation	11,794	16,670	28,464	20,190	30,719	50,909	15,291	39,954	65,245	8,585	33,344	41,929	
I Total fund required	39,286	34,889	74,175	59,318	58,494	117,812	40,482	70,291	110,773	20,797	64,870	75,667	

Conversion rate : 1US\$ = 25\$B = 220Yen.

第12章 発生電力

第12章 発 生 電 力

12.1	基本データ	12 - 1
12.2	有効落差, 効率, 最大使用水量	12 - 1
12.3	設備出力および単機容量	12 - 8
12.4	保証可能発生電力量 (Firm Energy)	12 - 11
12.5	平均可能発生電力量 (Average Available Energy)	12 - 12

TABLE LIST

Table	12 - 1	Available Discharge for Pilaya Project
	12 - 2	Comparison of Energy Cost
	12 - 3	Generating Cost at Generating End
	12 - 4	Energy Production

FIGURE LIST

Fig.	12 - 1	Available Production Energy in Dry Season (1966 - 1980) (May to November)
	12 - 2	Monthly Available Energy Duration Curve

第12章 発 生 電 力

本章では第5章流域の気候と水文で述べた Chillcara 割水所地点での1966年から1980年までの15年間の流量記録(欠測期間および割水記録が不適当と判断された期間の流量については必要な補完および修正を行った。)をもとにピラヤ水力発電所の設備出力および年間可能発生電力量を算定しようとするものである。

12.1 基本データ

(1) 水文資料

可能発生電力量を算定するためには出来る限り長期に亘る割水記録が望ましい。したがって調査団は Chillcara 割水所での実測期間1972年8月から1980年12月までの割水記録(この間欠測期間が合計11ヶ月ある)とは別にピラヤ水力発電計画流域内の気象観測所で記録された雨量記録より Chillcara 割水所地点の流量を想定し、1966年1月から1980年12月までの15年間に亘る流量でもって本計画の基本流量データとした。

本計画は日間調整の発電所であるため、可能発生電力量の算定には、日流量が必要である。したがって調査団は欠測期間の発電使用水量を算出するに当り、実測期間から求められた補正係数(日流量から求められた発電使用水量と月流量から求められた発電使用水量の比率)を用いて、月平均流量よりピラヤ水力発電計画の発電可能利用水量、ならびに可能発生電力量を求めた。

したがって、ピラヤ水力発電計画に使用される流量は1966年1月から1980年12月までの流量によって可能発生電力量が算定されることになる。15年間の月別平均発電可能水量を Table 12-1 (1), (2)に示す。

(2) 総落差

水力発電計画には正確な地形図が必要である。すなわち発電出力は取水口における水位とピラヤ水力発電所建屋に設置される立軸ペルトン水車の掘付位置との間に生ずる落差を正確に知る必要がある。調査団は ENDE が1981年9月に実施した測量結果にもとづく地形図の補正(ピラヤ水力発電所地点の標高を EL. 1,330m より EL. 1,370m に変更)を行って、取水口水位を標高 1,793m (基準水位)、立軸ペルトン水車の掘付標高を 1,365m (水車センター)と定め、この間の総落差 428m をピラヤ水力発電所で利用出来るものとし、発電所の最大出力および可能発生電力量を求めるものとする。

12.2 有効落差、効率、最大使用水量

(1) 有効落差

本ピラヤ水力発電計画の水路系の中で最も損失水頭の大きい区間は 10.4 km の導水路である。したがって、導水路の経済断面を決めるに当っては、ENDE より提出された村来の電力系統の増分発電コストである 57.38 US mills/kWh で損失水頭を評価した。この結果、ピラヤ水力発電計画の有効落差は次の如くなる。

Pilaya Reservoir N. W. L.	EL 1,793 m
Center Line of Turbine	EL 1,365 m
Total Static Head	428 m
Loss head	30 m
(Penstocks)	(6 m)
(Headrace tunnel)	(21 m)
(Sedimentation basin & others)	(3 m)
Net Effective Head	398 m

Note ※ 第14章 経済評価の 14.5 項参照のこと。

以上述べた如く、ピラヤ水力発電計画のために利用出来る有効落差は 398 m である。

(2) 水車効率

ベルトン水車の効率は比速度 (Specific speed) (N_s) により変る。効率の最も良くなる N_s は約 16 である。7.9.1 項で述べた如く、ベルトン水車の N_s を高く選ぶと直結する発電機の回転数を大きくすることが可能であり、従って、発電機の形状、重量が小さくなって経済的となる。しかし調査団はベルトン水車の効率の変化と N_s の関係を検討した結果次の結論に達した。

	Revolution of turbine	
	375 rpm	429 rpm
Specific speed (N_s)	18.4	21.0
Turbine efficiency (%)	89.0	88.5
Annual energy production (GWh)	535.5	532.5
Incremental energy (GWh)	3.0	0

上表でみられる如く $N_s = 18.4$ のベルトン水車を選定することにより年間 3.0 百万 kWh の増分電力量を期待することが出来る。一方 $N_s = 18.4$ の発電機価格は $N_s = 21.0$ のそれと比較し 3 台で 380 千 US ドル高いが増分電力量による売電メリットにより 3 年以内に機器価格差をとり戻すことが可能である。

(3) 発電所最大使用水量

ピラヤ水力発電所はその性格上、自洩式発電所 (Run-of-river type) に分類される。ボリツィア国の電力系統は主として水力発電設備で構成されるため、ピラヤ水力発電所が

Table 12-1-(1) Available Discharge for Pilaya Project

Unit: m³/s-d

Year	Month Item	Dry Season								Rainy Season						Total
		May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Sub total	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Sub total	
1965/ /66	Inflow	—	—	—	—	—	—	—	—	—	61.2	96.9	42.0	42.0	7,172.4	7,172.4
	Available discharge	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25.2	25.7	25.5	24.4	3,023.3	3,023.3
	Over-flow	—	—	—	—	—	—	—	—	—	36.0	71.2	16.5	17.6	4,149.1	4,149.1
1966/ /67	Inflow	17.9	15.5	13.2	10.8	8.4	6.0	19.1	2,774.9	41.1	63.4	148.5	62.3	39.8	10,522.8	13,297.7
	Available discharge	17.4	15.5	13.2	10.8	8.4	5.7	15.5	2,642.1	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,637.1	6,279.2
	Over-flow	0.5	0	0	0	0	0.3	3.6	132.8	21.3	38.2	122.8	36.8	15.4	6,885.7	7,018.5
1967/ /68	Inflow	20.5	17.7	15.0	12.2	9.5	6.7	8.5	2,757.4	56.8	123.4	379.3	75.6	32.0	34,389.5	37,146.9
	Available discharge	19.8	17.7	15.0	12.2	9.5	6.3	6.9	2,675.3	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,662.8	6,338.1
	Over-flow	0.7	0	0	0	0	0.4	1.6	82.1	37.0	98.2	853.6	50.1	7.6	30,726.7	30,808.8
1968/ /69	Inflow	21.3	18.4	15.6	12.7	9.8	7.0	23.9	3,317.6	14.4	195.1	144.0	36.7	32.6	12,642.2	15,959.8
	Available discharge	20.6	18.4	15.6	12.7	9.8	6.6	19.4	3,148.5	11.0	25.2	25.7	25.5	24.4	3,364.3	6,512.8
	Over-flow	0.7	0	0	0	0	0.4	4.5	169.1	3.4	169.9	118.3	11.2	8.2	9,277.9	9,447.0
1969/ /70	Inflow	15.9	13.8	11.7	9.6	7.6	5.5	10.6	2,283.7	131.5	170.2	160.1	110.8	53.0	18,860.3	21,144.0
	Available discharge	15.4	13.8	11.7	9.6	7.6	5.2	8.6	2,198.9	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,637.1	5,836.0
	Over-flow	0.5	0	0	0	0	0.3	2.0	84.8	111.7	145.0	134.4	85.3	28.6	15,223.2	15,308.0
1970/ /71	Inflow	29.1	25.1	21.1	17.1	13.1	9.1	10.3	3,823.4	44.6	146.8	938.5	42.8	31.2	34,474.2	38,297.6
	Available discharge	25.2	25.1	21.1	17.1	13.1	8.6	8.3	3,627.0	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,637.1	7,264.1
	Over-flow	3.9	0	0	0	0	0.5	2.0	196.4	24.8	121.6	912.8	17.3	6.8	30,837.1	31,033.5
1971/ /72	Inflow	16.6	14.4	12.2	10.0	7.8	5.7	19.9	2,642.5	28.3	155.5	229.3	72.2	37.1	15,698.7	18,341.2
	Available discharge	16.1	14.4	12.2	10.0	7.8	5.3	16.1	2,500.6	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,662.8	6,163.4
	Over-flow	0.5	0	0	0	0	0.4	3.8	141.9	8.5	130.3	203.6	46.7	12.7	12,035.9	12,177.8
1972/ /73	Inflow	21.5	18.6	15.7	11.8	8.6	13.0	19.5	3,323.0	38.1	83.0	74.9	80.8	36.9	9,463.1	12,786.1
	Available discharge	20.8	18.6	15.7	11.8	8.6	9.9	13.5	3,025.2	19.0	24.9	24.8	26.0	25.0	3,611.3	6,636.5
	Over-flow	0.7	0	0	0	0	3.1	6.0	297.8	19.1	58.1	50.1	54.8	11.9	5,851.8	6,149.6
1973/ /74	Inflow	33.4	63.5	21.0	16.5	10.3	5.7	4.6	4,726.6	33.0	114.6	286.4	79.2	49.8	16,544.0	21,270.6
	Available discharge	21.7	25.5	21.0	16.5	10.3	5.7	4.6	3,223.9	14.3	25.2	26.0	25.8	25.8	3,526.3	6,750.2
	Over-flow	11.7	0	0	0	0	0	0	1,502.7	18.7	89.4	260.4	53.4	24.0	13,017.7	14,520.4
1974/ /75	Inflow	23.8	22.1	19.9	16.7	10.1	4.8	8.2	3,233.2	59.5	232.5	413.3	58.0	33.3	23,421.4	26,654.6
	Available discharge	23.8	22.1	19.9	16.5	10.1	4.8	8.2	3,227.0	18.2	24.7	26.0	25.5	24.4	3,580.4	6,807.4
	Over-flow	0	0	0	0.2	0	0	0	6.2	41.3	207.8	387.3	32.5	8.9	19,841.0	19,847.2
1975/ /76	Inflow	22.8	19.8	17.4	15.0	12.4	9.8	10.2	3,287.0	34.9	116.1	98.4	78.0	27.8	10,786.6	14,073.6
	Available discharge	22.8	19.8	17.4	15.0	12.4	9.8	10.2	3,287.0	22.2	25.8	26.0	22.8	25.4	3,710.8	6,997.8
	Over-flow	0	0	0	0	0	0	0	0	12.7	90.3	72.4	55.2	2.4	7,075.8	7,075.8

Table 12-1-(2) Available Discharge for Pilaya Project

Unit: m³/s-d

Year	Item	Month	Dry Season							Rainy Season					Total		
			May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Sub total	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.		Apr.	Sub total
1976/77	Inflow		21.8	17.5	13.7	10.8	10.0	7.5	43.6	3,797.8	155.4	137.1	293.8	72.9	33.5	20,558.8	24,356.6
	Available discharge		21.8	17.5	13.7	10.8	10.0	7.1	21.1	3,113.4	19.8	25.2	25.7	25.5	24.4	3,637.1	6,750.5
	Over-flow		0	0	0	0	0	0.4	22.4	684.4	135.6	111.9	268.1	47.4	9.1	16,921.7	17,606.1
1977/78	Inflow		22.0	17.2	14.2	11.1	7.8	12.5	74.7	4,844.8	123.0	194.5	371.0	90.4	34.8	24,076.9	28,921.7
	Available discharge		21.3	17.2	14.2	11.1	7.8	11.5	16.4	3,043.1	20.1	26.0	26.0	26.0	25.9	3,740.1	6,783.2
	Over-flow		0.7	0	0	0	0	1.0	58.3	1,801.7	102.9	168.5	345.0	64.4	8.9	20,336.8	22,138.5
1978/79	Inflow		22.5	19.8	16.8	13.3	9.2	7.6	17.9	3,273.2	106.8	642.0	292.3	146.3	47.0	37,342.5	40,615.7
	Available discharge		22.5	19.8	16.8	13.3	9.2	7.6	13.8	3,150.2	22.5	26.0	26.0	26.0	26.0	3,817.5	6,967.7
	Over-flow		0	0	0	0	0	0	4.1	123.0	84.3	616.0	266.3	120.3	21.0	33,525.0	33,648.0
1979/80	Inflow		31.3	27.8	24.7	19.3	13.4	9.1	13.9	4,269.4	91.1	69.8	43.6	77.5	22.2	9,317.9	13,587.3
	Available discharge		26.0	26.0	24.7	19.3	13.4	9.1	13.5	4,039.1	19.8	26.0	24.1	26.0	19.0	3,494.7	7,533.8
	Over-flow		5.3	1.7	0	0	0	0	0.4	230.3	71.3	43.8	19.4	51.5	3.2	5,823.2	6,053.5
1980/81	Inflow		15.8	15.9	13.2	10.9	7.7	8.9	10.0	2,520.8	10.1	—	—	—	—	313.1	313.1
	Available discharge		15.8	15.9	13.2	10.9	7.7	8.4	9.3	2,484.3	9.1	—	—	—	—	282.1	282.1
	Over-flow		0	0	0	0	0	0.5	0.7	36.5	1.0	—	—	—	—	31.0	31.0
Average	Inflow		22.4	21.8	16.4	13.2	9.7	7.9	19.6	3,391.7	64.6	166.5	298.0	75.0	36.9	19,009.9	22,401.6
	Available discharge		20.7	19.2	16.4	13.2	9.7	7.4	12.4	3,024.0	18.3	25.4	25.7	25.5	24.5	3,602.2	6,626.2
	Over-flow		1.7	.6	0	0	0	0.5	7.2	367.7	46.3	141.1	272.3	49.5	12.4	15,407.7	15,775.4

Note :

* The estimation of available discharge due to lacking of data was done employing ratio of daily available discharge and monthly average run-off computed by existing data.

Month	Ratio	Month	Ratio
Jan.	0.97	Jul.	1.00
Feb.	0.99	Aug.	1.00
Mar.	0.98	Sep.	1.00
Apr.	0.94	Oct.	0.94
May	0.97	Nov.	0.81
Jun.	1.00	Dec.	0.76

運転開始するまでの既存の水力発電所全体の乾期および雨期における運転形態が、ピラヤ水力発電所の規模の決定に大きく影響する。したがって調査団は第4章 電力需要想定で述べた如くピラヤ水力発電所が運転する1991年までの間に建設される水力発電設備および既設水力発電所の可能発生電力量を雨期と乾期に分け電力需給バランスの面からその妥当性の検討を行った。その結果、貯水池式発電所である既設 Corani, Santa Isabel の両水力発電所および、建設予定の Icla 水力発電所と、他の自流式発電所の組合せにより、年間をととして電力需給バランスを平均的にバランスしてとることが可能であることが判明した。

このことは雨期における流量で発電所の規模を決定すると乾期における設備の利用率が下がり過大設備となることを意味する。したがって調査団は日流量記録のある1972年より1980年までの毎年のデコレーション曲線を作成し、その毎年の95%確率(347日間確保できる流量)で5時間ないし6時間のピーク継続運転が可能で発電使用水量 $26.0 \text{ m}^3/\text{s}$ を最大使用水量とした。なお最大使用水量をパラメータに発電コストを検討した結果は Table 12-2 に示すとおりである。

Table 12-2 Comparison of Energy Cost

Maximum discharge (m^3/s)	Maximum output (MW)	Equalized annual energy (GWh)	Energy cost at generating end (US mills/kWh)
32.0	107.7	516.6	48.4
29.0	97.6	490.6	48.1
26.0	87.0	469.4	47.9
23.0	77.4	445.2	48.0
20.0	67.3	418.2	48.3

Note : Energy cost の中にはピラヤ水力発電計画に必要な関連送変電設備のコストは含まれていない。

なお、Table 12-3 に建設費と発電コストとの関係を示す。

Table 12-3 Generating Cost at Generating End

Maximum discharge (m ³ /s)	Max. output (MW)	Construction cost (US\$ 10 ³)	Annual cost (US\$ 10 ³)	Available energy (GWh)	Equalized energy (GWh)	Generating cost (US mills/kWh)
32.0	107.7	189,350	24,994	603.0	516.6	48.4
29.0	97.6	178,784	23,599	566.0	490.6	48.1
26.0	87.0	170,247	22,472	535.5	469.4	47.9
23.0	77.4	162,006	21,384	502.0	445.2	48.0
20.0	67.3	153,054	20,203	465.1	418.2	48.3

Capital opportunity cost : 12.0%/year

Operation & maintenance cost : 1.2% of construction cost

Service life : 50 years

Therefore, Annual cost factor : 0.132

ピラヤ水力発電所は乾期7ヶ月間の流量を有効利用するため設備出力を大きくしても Fig 12-1 に示す如く、可能発生電力量の増加は期待できない。すなわち乾期流量からみればピラヤ水力発電所の出力規模を 30 m³/s 以上に大きくしても意味がない。しかし一方雨期の5ヶ月については設備出力を大きくする程、可能発生電力量は増加する。この雨期5ヶ月間の可能発生増分電力量と増分設備コストとの関係で発電所規模が決まると云える。ただし乾期の可能発生電力量との対比における雨期の可能発生増分電力量はピラヤ水力発電所の運転開始後3年間は規模が大きくなっても有効化しない。

12.3 設備出力および単機容量

(i) 設備出力

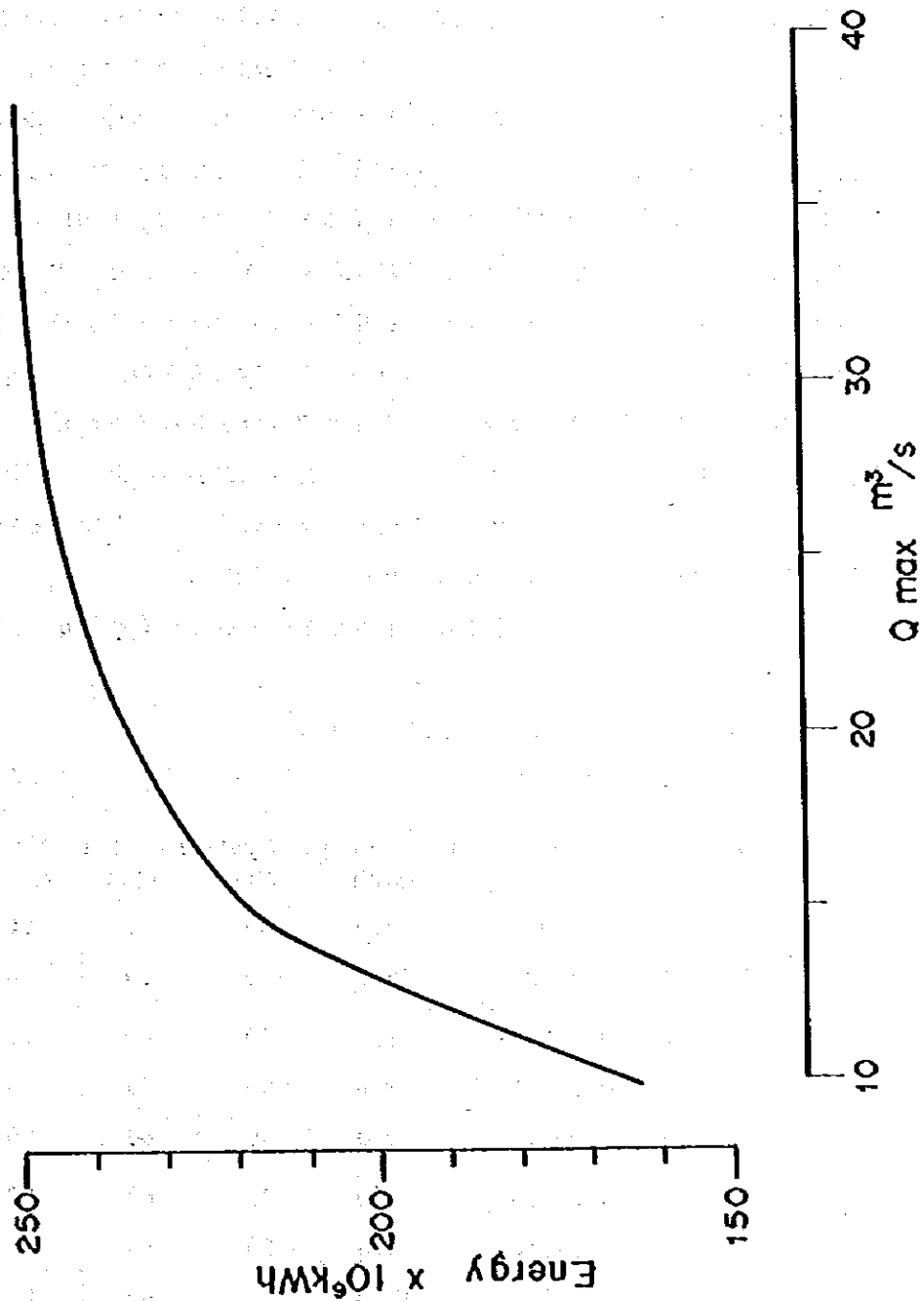
貯水池の調整容量約 600 千 m³ を利用して乾期においても 6 時間のピーク継続運転が可能に考慮し、10 m の利用水深を選定した。

調査団は発電所設備出力の基準となる取水口水位を利用水深 10 m の重心水位 (Weighted mean water level) である 3 分の 2 を選び、標高 1.793 m を基準取水位と定めベルトン水車の唇付センターである標高 1.365 m との間の有効落差 398 m より設備出力を決めるものとする。

すなわち発電所設備出力は次の如くなる。

$$\begin{aligned}
 P &= 9.8 \text{ HQ} \eta_1 \eta_2 = 9.8 \times 398 \times 26.0 \times 0.89 \times 0.97 \\
 &= 87,547 \text{ kW} \\
 &\approx 87,000 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Fig 12-1 Available Production Energy in Dry Season (1966~1980)
(May to November)



但し、

H : Effective head (m)

Q : Maximum discharge (m³/sec)

η_1 : Turbine efficiency

η_2 : Generator efficiency

(2) 単機容量と台数

発電所の発電機台数は、輸送限界、機器の製作限界、経済性および電力系統との調和を考慮して決められる。本発電所の場合は輸送用道路との関連で極力小型化が望ましいが、検討に当っては特に経済性と電力系統との関連即ち供給信頼度との観点から決められて良いと判断される。一般に発電機台数が多い程、発電所の供給信頼度は高くなる。

しかし、その反面、発電機台数を多くすると同一の発電所出力に対し、機器価格が上昇すると同時に機器を収納する発電所建屋面積も大きくなる。したがって発電機台数、いゝかえると単機容量の決定とは発電所の供給信頼度とコストとの調和の問題である。したがって調査団は以下の検討を行って発電機台数(単機容量)の決定を行った。

一般に水力発電所の発電機の事故率($q = \frac{\text{事故停止日数}}{\text{運転日数} + \text{事故停止日数}}$)は普通0.01から0.03とされている。ピラヤ水力発電計画の場合、電気機器は全て外国から輸入されるので、事故が起きた場合の復旧には比較的長時間を要する場合も考えられる。したがって発電機の事故停止率は $q = 0.03$ と仮定する。

n台の発電機のうちx台が事故停止する確率は2項分布($\binom{n}{x} q^x p^{n-x}$)で与えられる。ここに1台当たりの供給確率pは $p = 1 - q$ である。

※ 事故率の中には作業停止時間も含まれる。

1) 発電機台数nの変化と発電所全体の供給信頼度は高くなる。すなわち次の如くなる。

n	x	p	Outage cap. (MW)	System reserve capacity in MW			
				(5%)	(10%)	(15%)	(20%)
2	2	0.0009	87.0	30	60	90	120
2	1	0.0582	43.5	30	60	90	120
3	3	0.000027	87.0	30	60	90	120
3	2	0.002619	58.0	30	60	90	120
3	1	0.008463	29.0	30	60	90	120
4	4	0.0000008	87.0	30	60	90	120
4	3	0.0001048	65.3	30	60	90	120
4	2	0.0050608	43.5	30	60	90	120
4	1	0.1095208	21.8	30	60	90	120

Note: * 1991年の最大需要600MWに対する比率である。

1) 発電機台数と電力系統の予備力の大きさ

発電機の事故停止に対しては電力系統の予備力でカバーされるのが普通である。

ENDEは電力系統の目標予備力を10%と決め電源設備の開発計画を決めている。ピラヤ水力発電所が運転開始する1991年の電力需要の大きさは600 MWであるのでENDEの予備力は60 MWである。予備力をパラノーターにピラヤ水力発電所における発電機事故による不足電力のkWおよびkWhを算定すれば次の如くなる。

n	x	p	Shortage capacity & energy							
			* (5%)		(10%)		(15%)		(20%)	
			MW	(MWh)	(MW)	(MWh)	(MW)	(MWh)	(MW)	(MWh)
2	2	0.0009	57.0	315	27.0	149	0	0	0	0
2	1	0.0532	13.5	4,839	0	0	0	0	0	0
3	3	0.000027	57.0	9	27.0	4	0	0	0	0
3	2	0.002619	28.0	451	0	0	0	0	0	0
3	1	0.008468	0	0	0	0	0	0	0	0
4	4	0.0000008	57.0	0	27.0	0	0	0	0	0
4	3	0.0001048	35.3	0	5.3	0	0	0	0	0
4	2	0.0050808	13.5	0	0	0	0	0	0	0
4	1	0.1095208	0	0	0	0	0	0	0	0

Note: * Reserve capacity in percentage

ピラヤ水力発電計画における発電機台数の問題は事故による不足供給力 (Probability of loss power and energy) の観点からみれば発電機台数を2台にすべきか3台にすべきかの問題である。電力系統の予備力が10%常時確保されているならばピラヤ水力発電計画においては2台を選択すべきであろう。しかし仮に、予備力が5%に落ちた場合は3台を選択すべきである。調査団はENDEの電源開発計画と予備力の関係をさらに詳細に検討した結果、ガスタービン発電所の定期点検、水力発電所の定期点検作業のための発電機の停止等を考えると、電力系統の実際の予備力は5%程度と推定されることから、ピラヤ水力発電計画の発電機台数は3台にすべきとの結論を得た。

なお、ピラヤ水力発電所が運転開始する1991年までに電力系統に並列される発電機の単機容量はいずれも30 MW程度である。発電機台数が3台案の場合、最大輸送荷重は38トンであり現在ボリヴィアが所有しているトレーラーにより輸送が可能である。

12.4 保証可能発生電力量 (Firm Energy)

水力発電所の可能発生電力量は河川の出水状況により変る。Pilaya川の過去の最高水年

は1969年である。したがってピラヤ水力発電所における保証可能発生電力量は1969年の値で決められる。なおENDEで採用している水文年は乾期の始まるその年の5月から雨期の終る翌年4月までを指す。

Table 12-4に1966年1月から1980年12月までの月別可能発生電力量を示す。この表からみられる如くピラヤ水力発電計画における保証可能発生電力量は471.6百万kWhであり、15年間における平均および最大可能発生電力量との間には次の関係がある。

	Unit: GWh		
	Dry season	Rainy season	Total
Firm energy	177.6	294.0	471.6 (88.1)
Average available energy	244.4	291.1	535.5 (100.0)
Maximum available energy	326.5	282.3	608.8 (113.7)

Fig 12-2 (1), (2)に最渇水年の1969年、最豊水年の1979年および15年間のピラヤ計画の月別継続可能発生電力量持続曲線 (Monthly parallel average of available energy duration curve) を示す。

なお過去15年間の最渇水月は1973年11月であり、可能発生電力量は11.1百万kWhである。したがってピラヤ水力発電所はピーク継続時間において約4.3時間となる。

12.5 平均可能発生電力量 (Average Available Energy)

1966年1月から1980年12月までの15年間の月別可能発生電力量を以下に示す。

Dry Season	GWh	%	Rainy Season	GWh	%
May	51.7	9.6	December	45.8	8.6
June	46.5	8.7	January	63.5	11.8
July	41.0	7.7	February	58.6	10.9
August	33.0	6.2	March	63.8	11.9
September	23.6	4.4	April	59.4	11.0
October	18.6	3.5	Subtotal	(291.1)	(54.3)
November	30.0	5.6	Total	535.5	100.0
Subtotal	(244.4)	(45.7)			

15年間の平均最渇水月は10月であり、可能発生電力量は18.6百万kWhである。したがってピラヤ水力発電所はピーク継続時間において約6.9時間となる。

ピラヤ水力発電所の年間の平均ピーク継続時間は16.9時間であり、特に雨期は24時間連続運転に近い、22.3時間となる。

Table 12-4 Energy Production

(Unit: 106 kWh)

Year	Dry Season										Rainy Season				
	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Sub total	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	Sub total	Total
1965/'66	—	—	—	—	—	—	—	—	—	63.2	59.2	63.8	59.3	244.5	(244.5)
1966/'67	43.5	37.7	33.0	27.0	20.4	14.2	37.6	213.4	49.5	58.2	63.8	59.3	294.0	507.4	
1967/'68	49.7	43.0	37.6	30.6	23.0	15.9	16.6	216.4	49.5	60.3	63.8	59.3	296.1	512.5	
1968/'69	51.7	44.6	39.0	31.7	23.8	16.4	47.0	254.2	27.5	58.2	63.8	59.3	272.0	526.2	
1969/'70	38.6	33.5	29.4	24.1	18.3	12.9	20.8	177.6	49.5	58.2	63.8	59.3	294.0	471.6	
1970/'71	63.2	60.8	52.9	42.8	31.8	21.5	20.2	293.2	49.5	58.2	63.8	59.3	294.0	587.2	
1971/'72	40.2	34.8	30.6	25.1	19.0	13.3	39.1	202.1	49.5	60.3	63.8	59.3	296.1	498.2	
1972/'73	52.2	45.1	39.4	29.5	21.0	24.9	32.7	244.8	47.6	56.1	65.1	60.6	291.7	536.5	
1973/'74	54.3	61.9	52.7	41.2	25.0	14.2	11.1	260.4	35.7	58.8	64.7	62.4	284.8	545.2	
1974/'75	59.7	53.6	49.9	41.4	24.4	12.0	20.0	261.0	45.5	58.8	63.8	59.3	289.4	550.4	
1975/'76	55.3	48.1	43.5	37.5	30.1	24.7	24.8	264.0	55.2	60.9	57.1	61.7	299.6	563.6	
1976/'77	54.5	42.5	34.3	27.0	24.3	17.8	51.1	251.5	49.5	58.2	63.8	59.3	294.0	545.5	
1977/'78	53.4	41.7	35.6	27.8	18.9	28.7	39.8	245.9	50.4	58.8	65.1	62.9	302.3	548.2	
1978/'79	56.4	48.1	42.1	33.3	22.4	18.9	33.6	254.8	56.3	58.8	65.1	63.0	303.3	563.1	
1979/'80	65.1	63.0	61.9	48.4	32.5	22.9	32.7	326.5	49.7	56.4	65.1	46.0	282.3	608.8	
1980/'81	39.5	38.6	33.1	27.4	18.6	21.1	22.6	200.9	22.8	—	—	—	22.8	(223.7)	
Average	51.7	46.5	41.0	33.0	23.6	18.6	30.0	244.4	45.8	63.5	63.8	59.4	291.1	535.5	

Fig 12-2 (1) Monthly Available Energy duration Curve

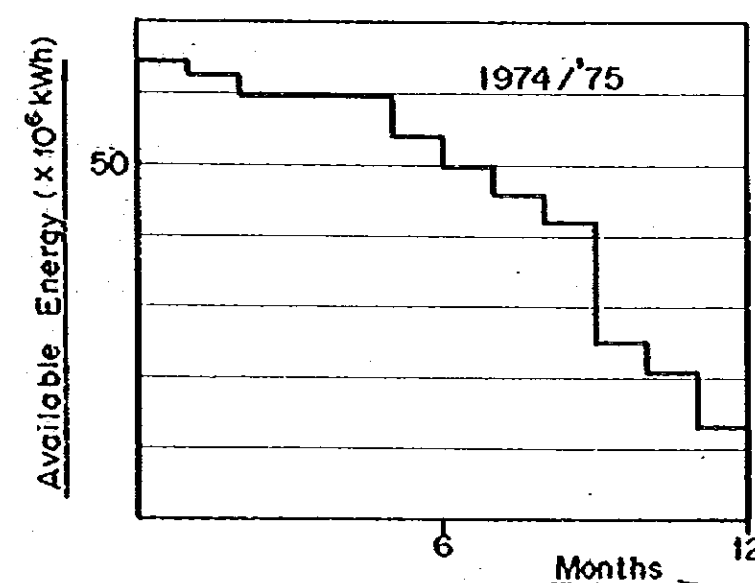
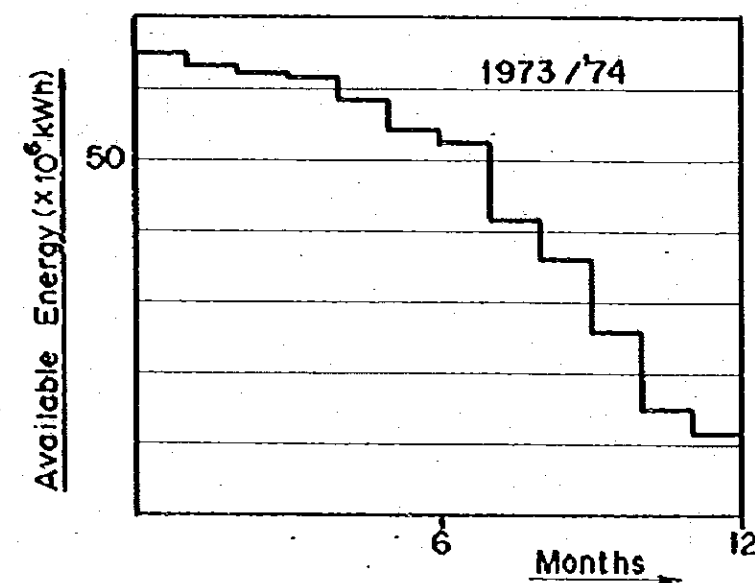
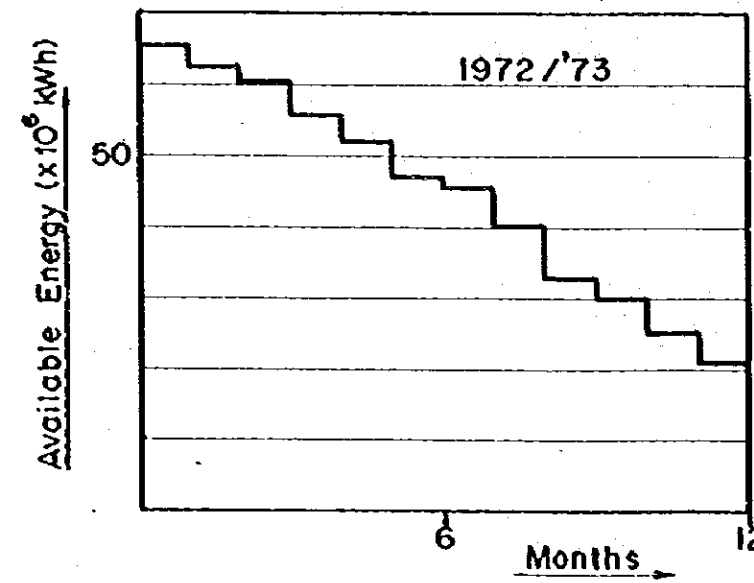
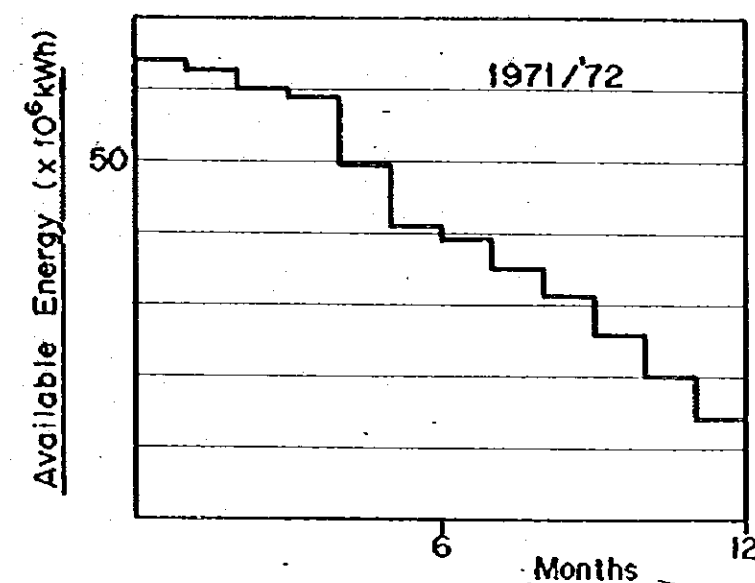
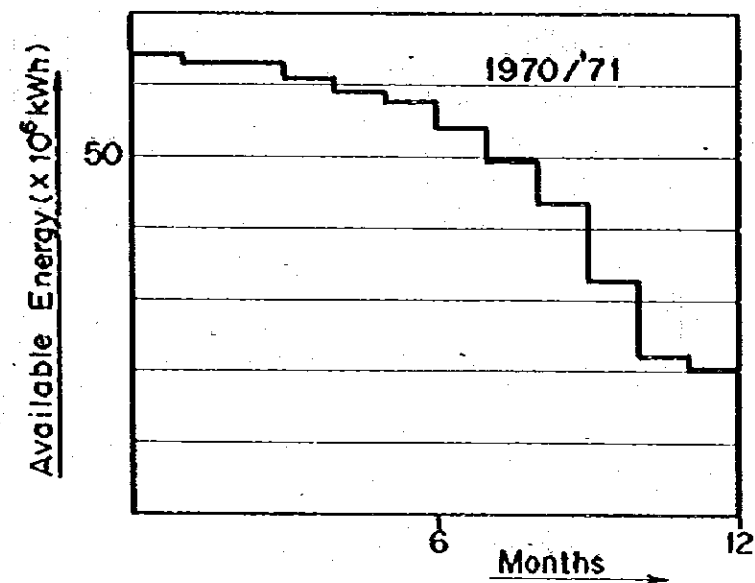
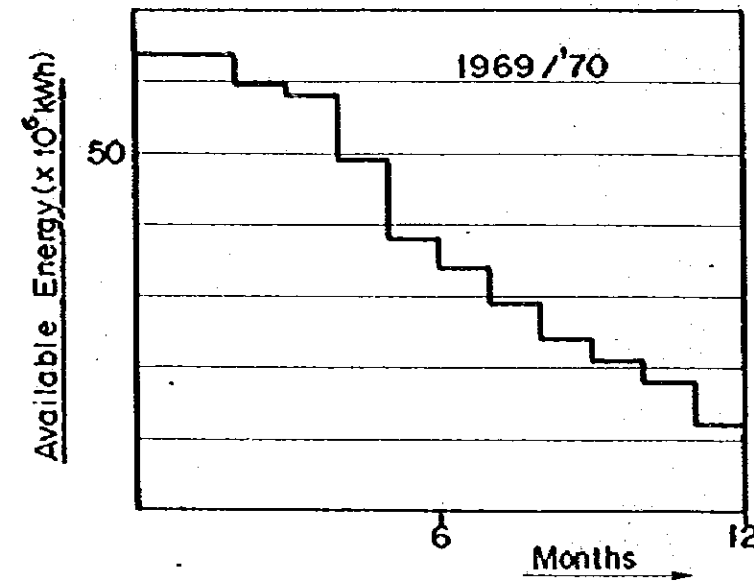
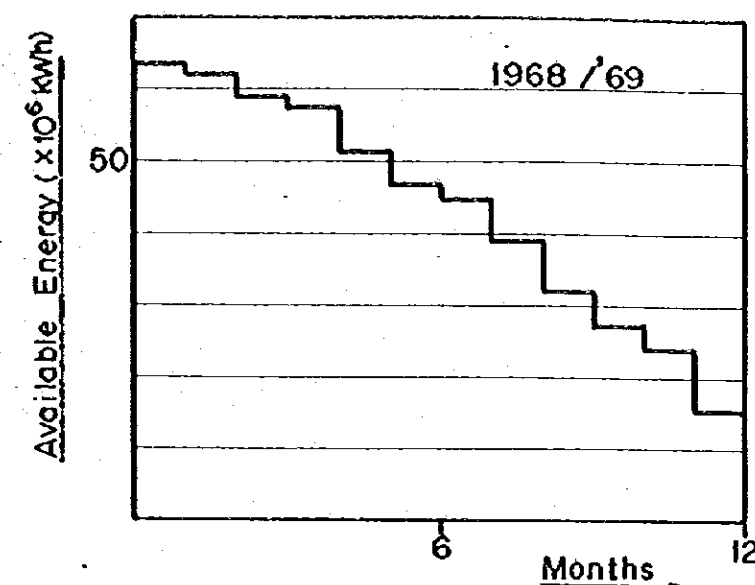
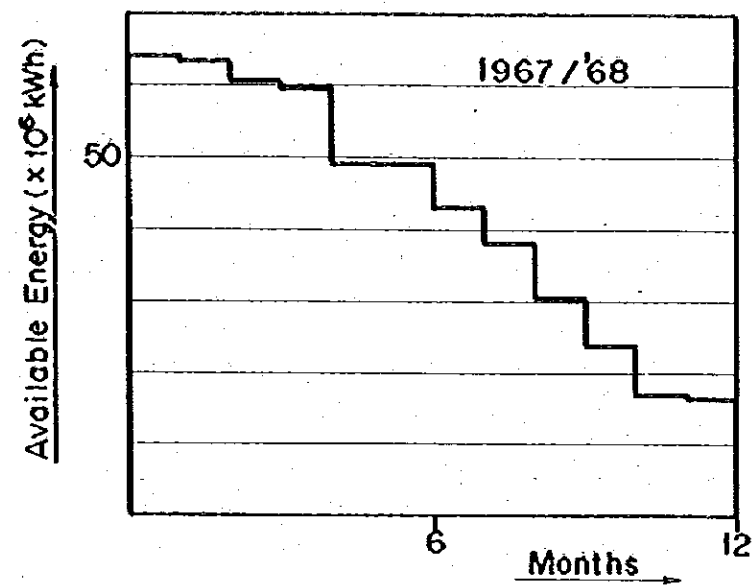
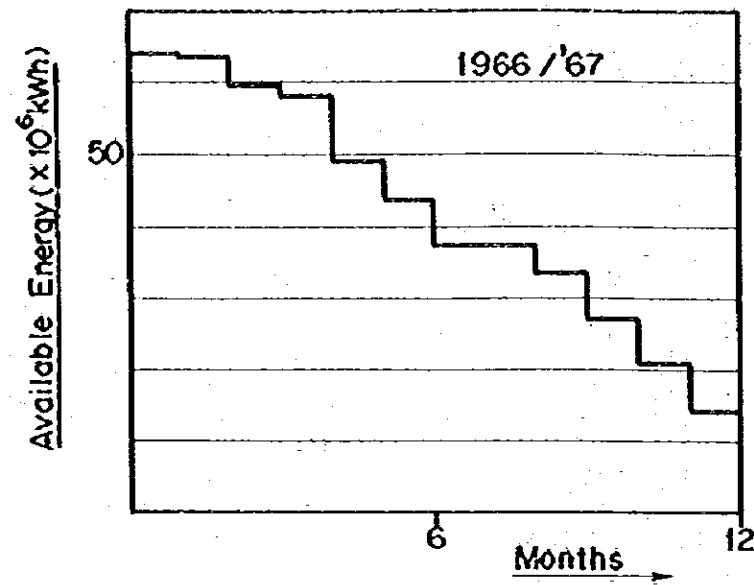
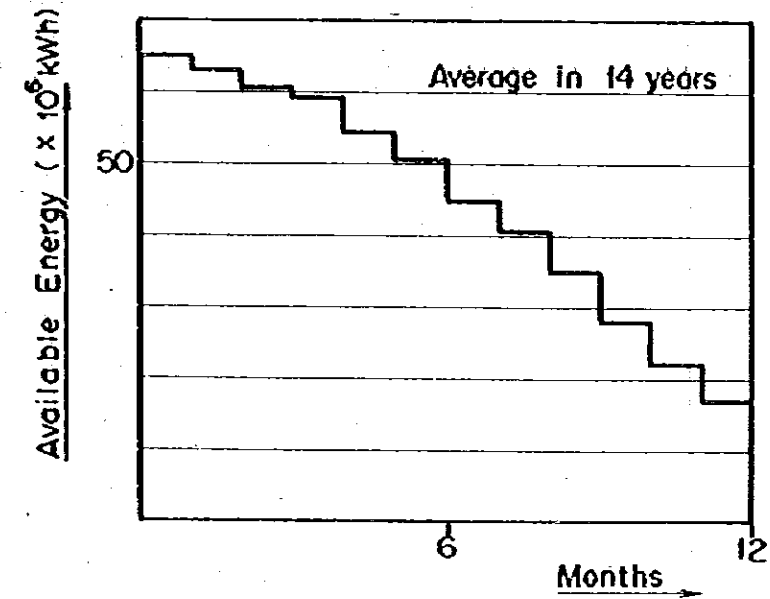
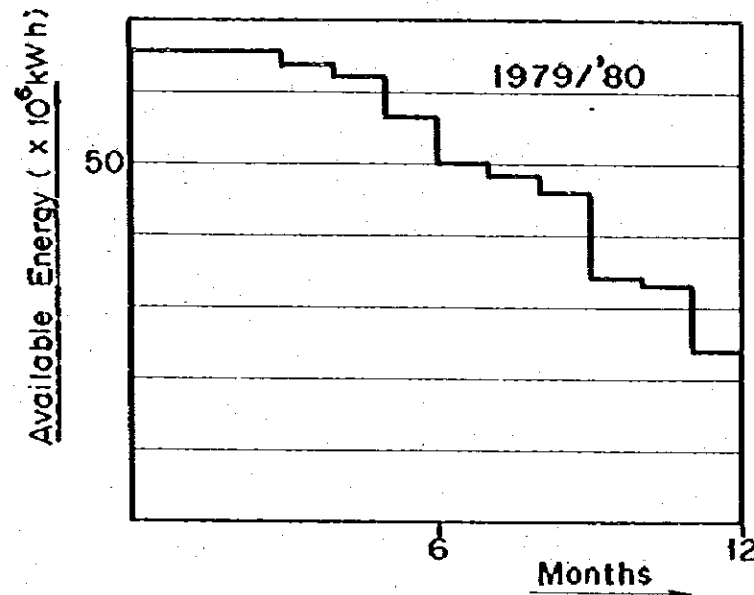
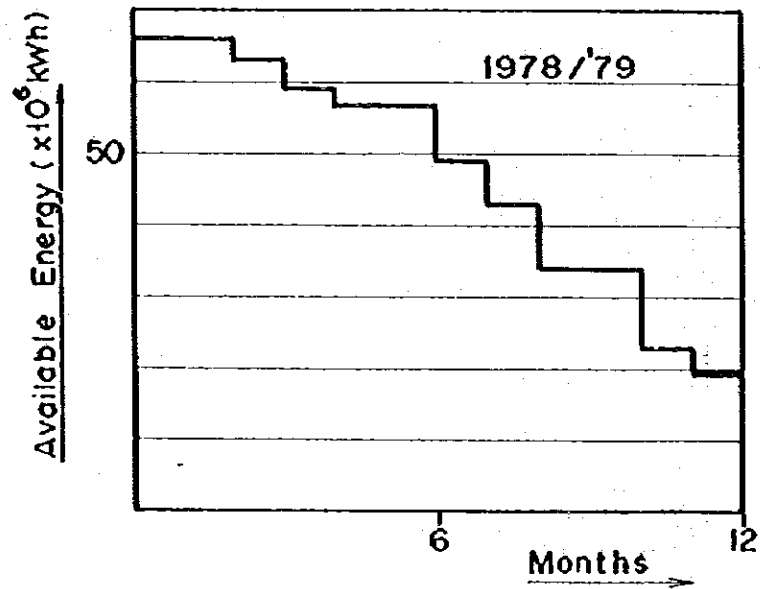
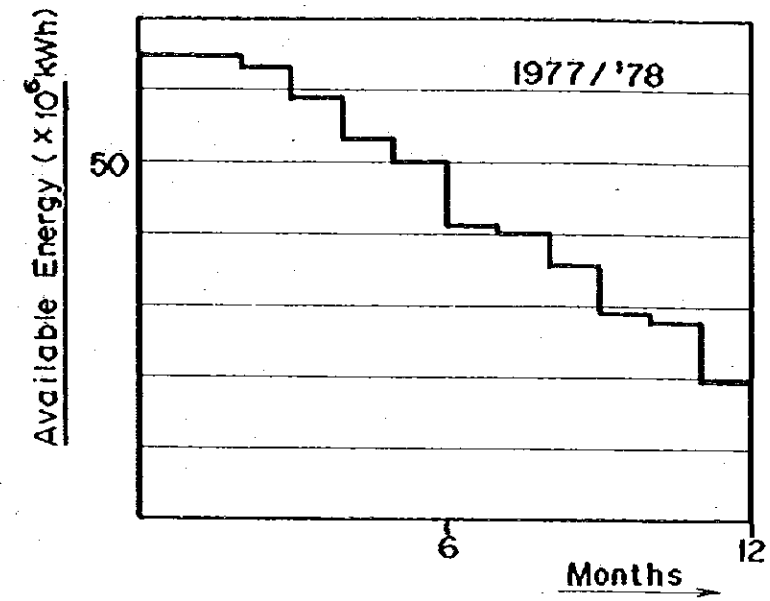
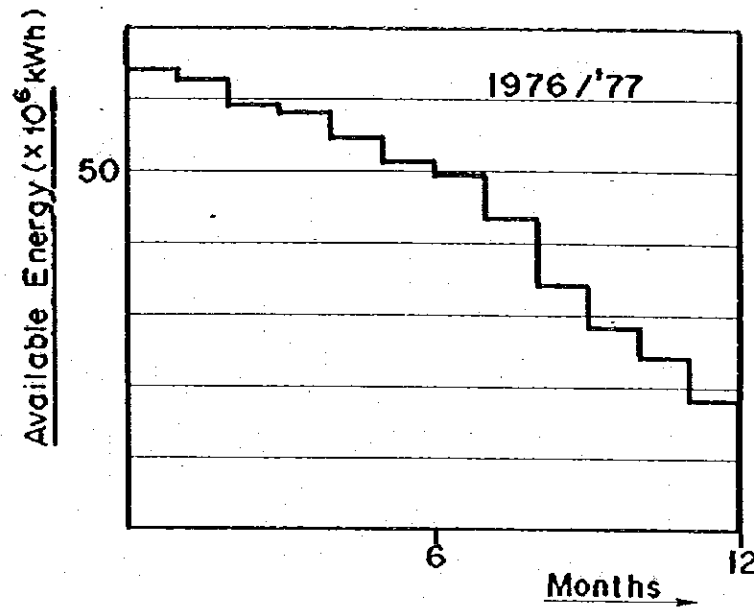
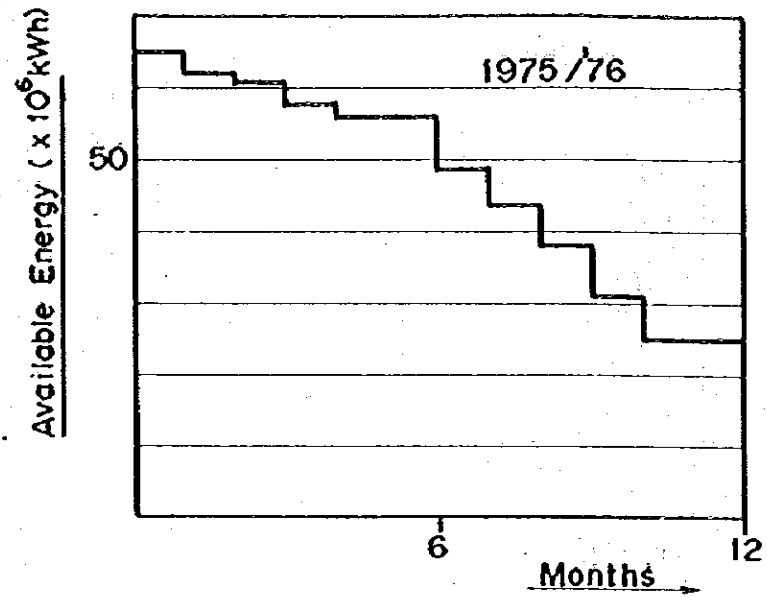


Fig 12-2 (2) Monthly Available Energy duration Curve



第13章 電力系統解析

第13章 電力系統解析

13.1	電力系統解析のための前提条件	13-1
13.2	電力潮流	13-3
13.2.1	前提条件	13-3
13.2.2	計算結果	13-3
13.3	安定度	13-14
13.3.1	系統じょう況条件	13-14
13.3.2	計算結果	13-15
13.4	短絡容量	13-22
13.4.1	前提条件	13-22
13.4.2	計算結果	13-22
13.5	ピラミ送電線のフェランチ効果	13-23
13.6	電力系統構成上の問題点	13-27

TABLE LIST

Table 13 - 1 Result of Transient Stability

FIGURE LIST

**Fig. 13 - 1 Impedance Map -- Interconnected Power System
-- Year 1993**

**13 - 2 Power Flow with Pilaya -- Interconnected Power
System -- Year 1991**

**13 - 3 Power Flow with Misicuni -- Interconnected Power
System -- Year 1991**

**13 - 4 Power Flow -- Interconnected Power System
-- Year 1993**

13 - 5 Case No. 1 : Pilaya -- Tarija Open

13 - 6 Case No. 2 : Pilaya -- Cama 1-CCT Open

13 - 7 Case No. 3 : Potosi -- Catavi 1-CCT Rec

13 - 8 Case No. 4 : Camargo -- Telamayu Open

13 - 9 Case No. 5 : Potosi -- Catavi 1-CCT Open

13 - 10 Case No. 6 : Camargo -- Potosi Open

**13 - 11 Short Circuit Capacity -- Interconnected Power
System -- Year 1993**

第13章 電力系統解析

ビラヤ水力発電計画の対象需要地域は主としてボリヴィア国南部の Potosi, Chuquisaca および Tarija の3県である。しかし調査団は既存の電力系統および ENDE が現在立案している、National Power System との関連を考慮して、ビラヤ水力発電所の発生電力を送電線を通して電力需要地に供給するための必要な電力系統解析を National Power System 全体を対象に検討を行うものとする。

この場合、ビラヤ送電計画の基本となる電圧階級と送電電力、電力系統の供給信頼度と送電線の回線数については、ENDE の National Power System に対して適用されている考え方に出来るだけ沿うものとした。すなわちボリヴィア国の国土の広がりや電力需要密度、発電設備の地域的な分布等を考えると、送電線の回線数は出来るかぎり1回線で構成し、送電電圧も既設送変電設備の電圧に対応させることにより、連系変電設備を省略することが可能なよう考慮した。したがって送変電計画の立案においては経済性を最優先させるものとした。

13.1 電力系統解析のための前提条件

ビラヤ水力発電計画の中には、送変電計画も含まれる。調査団は ENDE より提供された National Power System の将来構想とその系統諸元すなわち発電設備、送電線および変電設備のインピーダンス・マップ等の諸資料をもとに解析を行うものとするが、その主要な諸元は次のものからなる。

(1) 系統解析対象年

ビラヤ水力発電所が運転開始する1991年およびビラヤ水力発電所に引続き建設が予定されている Misicuni 水力発電所が運転開始する1993年の2断面について検討するものとした。

(2) 対象電力系統の構成

電力系統解析のための対象電力系統は National Power System とする。1984年末には、ボリヴィア国の電力系統は全て連系されることになるが、単独系統として残っている Tarija 市もビラヤ水力発電所が運転開始する1991年には National Power System に組み込まれる。ただし Tarija 県の Villamontes および Bermejo に対する115kV送電線による電力供給については、電力需要規模が小さいため送電線の建設は考えないものとした。

なお National Power System にビラヤ水力発電所が1991年に投入されると、東部電力系統で必要とする電力を南部電力系統より中央電力系統を介して送電することになり、ビラヤ水力発電所から Waracachi ガス・タービン発電所までの送電線の総延長は約950km

に達する。特に中央電力系統に位置するCatavi 変電所と南部電力系統に位置するPotosi 変電所間との間の位相角は大きく開く。このことは電力系統の定常時の安定度が不安定なものとなることを意味する。したがって調査団はピラヤ水力発電計画に代って、Misicuni 水力発電所が1991年に中央電力系統に連系された場合も系統解析の対象として検討することとした。

(3) 変電所端における電力需要

変電所端の電力需要については ENDE から提供された資料にもとづくものとしたが、1991年および1993年の電力系統全体の発電端電力需要はやく低めの値となる。

なお変電所端の負荷力率については ENDE より提供された資料にもとづき各変電所別に定めたがその範囲は0.80から0.97の範囲である。

(4) 電圧調整範囲

電力系統解析の上では各発電所および変電所の主変圧器のタップは考慮せず解析を行うものとし、目標値として $\pm 10\%$ を考え必要な調相容量(コンデンサー或いはリアクター)を求めた。したがって実運用においては主変圧器のタップを使用することによって適正な電圧変動巾($\pm 5\%$)に変電所2次側の電圧を維持することが可能である。

(5) 供給力の稼働順位

既に第4章で述べた如く今後のボリヴィア国の電源開発の主体は水力である。したがって電力系統の中に占める水力の比率は圧倒的に大きくなるので順位として既存の水力、新規水力の順に電力系統に並列するものとした。なおOruroおよびWaraqachiのガス・タービン発電所については電圧調整および電力の流れのアンバランス是正のため、いずれも常時運転することを原則とし、Sucreのガス・ジーゼル発電所についても常時運転することとした。このことは既存の石油焼きジーゼル発電設備は全て停止することを意味する。

(6) 線路定数および機器定数

線路定数については、ENDEより提供された数値を使用するものとし、変圧器および発電機定数については下記の値をとった。

一次過渡インピーダンス

水車発電機	$x_d' = 35\%$ (機器ベース)
その他発電機	$x_d' = 25\%$ ()

主変圧器インピーダンス

220 kV トランス	$X_T = 12\%$ (機器ベース)
115 kV トランス	$X_T = 10\%$ ()
66 kV トランス	$X_T = 7\%$ ()

慣性定数

水車発電機	$M = 7.0$ (機器ベース)
-------	-------------------

ガス・タービン	M = 6.0 (機器ベース)
ジーゼル発電機	M = 9.0 (")

線路定数については Fig 13 - 1 に示すとおりである。なお変電所の主変圧器容量については負荷の大きさを考慮し、又連系変圧器容量については、電力沙流の大きさより定めた。

13.2 電力沙流

13.2.1 前提条件

- (1) National Power System は北部、中央、南部、および東部の 4 電力系統に分けられるので、各電力系統別に電力需要と供給力が出来るだけバランスが保てるよう発電出力を調整するものとする。
- (2) 南部電力系統はピラヤ水力発電所が完成するまでは電力需要の大きさに比較し、供給力が大巾に小さい。したがって供給力不足を随う電力は中央電力系統あるいは北部電力系統の水力電源より供給される。しかしピラヤ水力発電所が Misicuni 水力発電所に先行し運転開始をする場合南部電力系統は電力需要に比較し、供給力が大巾に大きくなる。この余剰電力は中央電力系統を經由して東部電力系統に送電されることになる。このことは、中央電力系統と南部電力系統との間の 187 km を連系する既設 115 kV 送電線に並行し、さらに 115 kV 送電線 2 回線または 220 kV 1 回線送電線を必要とすることを意味する。したがって調査団は 1991 年に Misicuni 水力発電所が運転開始する場合についても比較検討を行うものとする。
- (3) 電力沙流ネックが生じる送電線については、同一容量線路が増設されるものと仮定した。すなわち既設送電線と、現在計画されている送電線以外に送電線を建設し送電容量を増やす必要のある区間については Fig 13 - 2 から Fig 13 - 4 までに点線で示されている。
- (4) National Power System の電圧調整のために必要な無効調相設備の必要容量については主要変電所の 2 次側である 66 kV 母線電圧を一定電圧に保持出来るよう設置するものとした。

13.2.2 計算結果

(1) 電力沙流と沙流ネック

National Power System の主幹送電線は 220 kV 送電線と 115 kV 送電線で構成されるが、ボリヴィア国の地勢的な広がりからみて脊柱となるべき送電線は 220 kV 送電線が好ましい。一般に 115 kV 送電線で 100 km を超える長距離を送電する場合、1 回線当りの送電容量は 35 MW 程度である。特に Catavi 変電所と Potosi 変電所間を結ぶ送電線の巨長

Fig. 13-1 IMPEDANCE MAP
INTERCONNECTED POWER SYSTEM

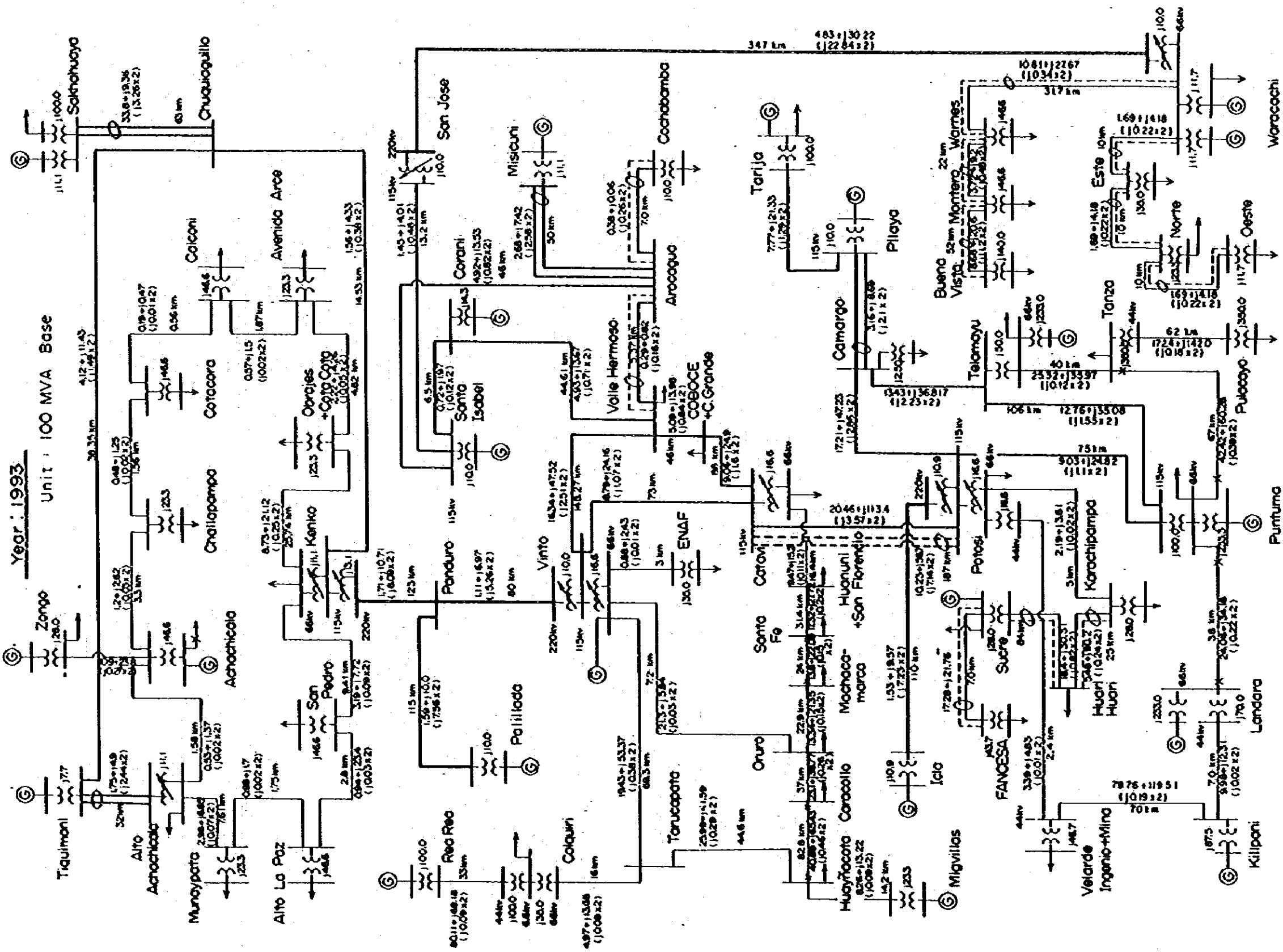
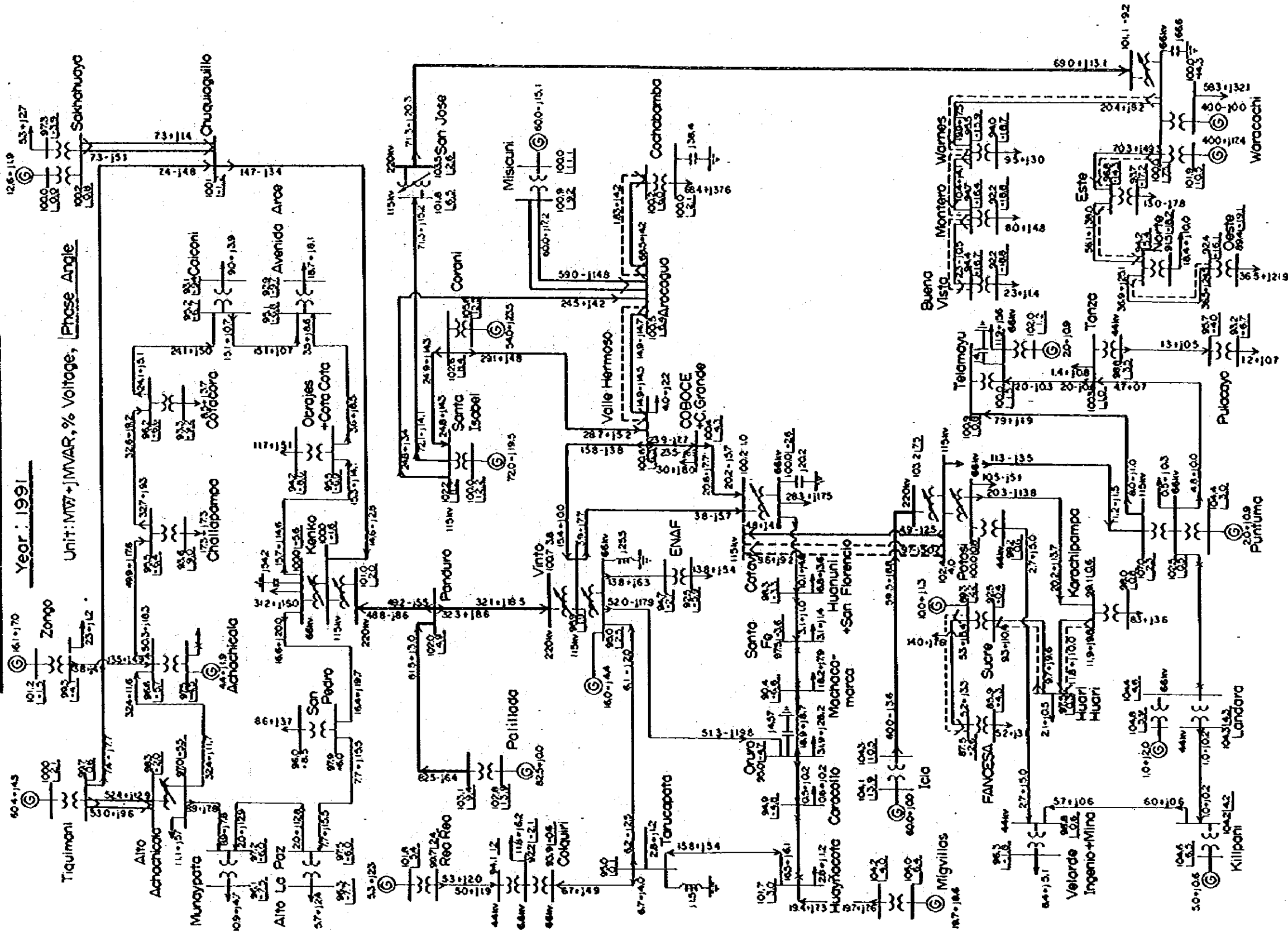
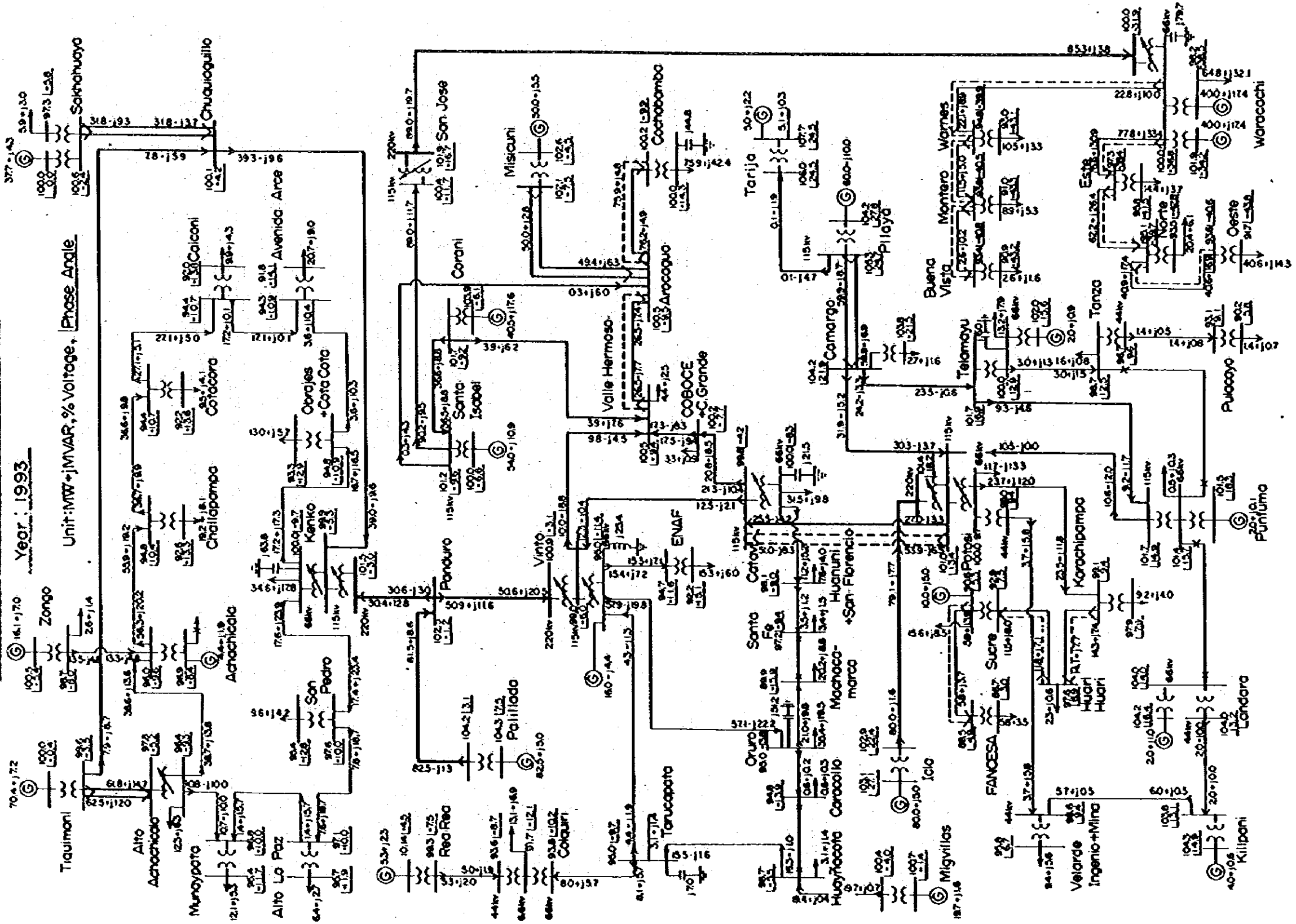


Fig. 13-3 POWER FLOW with MISICUNI

INTERCONNECTED POWER SYSTEM



**Fig.13-4 POWER FLOW
INTERCONNECTED POWER SYSTEM**



は 187 km と長い ため 送電線 の 送受電端 の 位相角 は 大き く 広がる。

1991 年 に ピラヤ 水力 発電所 が 南部 電力 系統 に 投入 さ れ る と 電力 送 渡 的 に み て ピラヤ 水力 発電所 の 発生 電力 は 中央 電力 系統 を 経由 し て 東部 電力 系統 に 送電 さ れ る こ と に な る。こ の 結果 Catavi 変電所 と Potosi 変電所 間 の 115 kV 既設 送電線 に 併行 し て 115 kV 送電線 を 2 回線 或 い は 220 kV 1 回線 を 建設 す る こ と が 不可 欠 で あ る。Fig 13-2 に み ら れ る よう に 115 kV 3 回線 の 場合、両端 の 変電所 間 の 位相角 は 22.1° で あ る が 115 kV 2 回線 で は 30° を 超 え、ピラヤ 水力 発電所 と Waracachi ガス・タービン 発電所 と の 間 の 位相角 は 大き く 開き 同期 機器 の 同期 化 力 に 問題 が 生じ る も の と 思 わ れ る。

一方 東部 電力 系統 は 66 kV 送電線 で 構成 さ れ る が、電力 需要 の 大き さ から み て 現在 計画 さ れ て い る 66 kV 送電線 は 1980 年 の 後半 に は 全 て 2 回線 に す る 必要 が あ る。

その他 と し て Carachipampa 変電所 から Sucre 変電所 ま で の 66 kV 既設 送電線 に 並行 し て 新設 の 66 kV 送電線 の 建設 が 必要 で あ る。な お Sucre の セメント 工場 FANCESA へ の 電力 供給 も 電圧 降下 の 点 から み て 66 kV 送電線 に す べ き で あ る。

(2) 電圧調整

電圧調整 は 電力 系統 の 無効 電力 を 発電機、無効 電力 調相 設備 (電力 用 コンデンサ ー 又 は リアク タ ー) を 使用 し 必要 な バランス を 保持 さ せ、さら に 変圧器 の タップ に よ り 電圧 調整 を 行 う こ と に あ る。

潮流 計算 に お い て は 変圧器 タップ を 使用 さ ず 主要 発電 所 に お い て 電圧 値 が $\pm 10\%$ 以内 に お さ ま る よう 必要 な 無効 電力 調相 容量 を 求め た 結果 次 の 値 を 得 た。

Plants	1991 with Pllaya (MVAR)	1991 with Miscunt (MVAR)	1993 (MVAR)
Kenko	53.4	54.2	63.8
Vinto	-25.5	-25.5	-25.4
Tarucapata	-1.5	-1.5	7.0
Cochabamba	41.9	38.4	44.8
Catavi	23.1	20.2	21.5
Oruro	45.7	45.7	45.7
Telamayu	4.1	4.1	9.9
Waracachi	66.6	66.6	79.7
Total	207.8	202.2	247.0

National Power System の 負荷 力率 は 既に 述べ た 如 く 0.8 から 0.97 の 範囲 内 に あ る が、

平均的にみて0.85である。負荷の無効電力を供給するには発電機からの供給と、電力需要地点に近い変電所に電力用コンデンサーを設け供給する2つの方法が考えられる。

National Power Systemは長距離送電線で構成されるので、送電損失の低減および適正な電圧維持の両面からみて電力需要地に近い主要変電所に電力用コンデンサーを設置するのが妥当である。

ピラヤ水力発電所は南部電力系統の最南端に位置するため Tarija 変電所も含め母線電圧は高い。しかし、主要変圧器のタップを調整することにより、2次側母線電圧を目標値の±5%以内に保持することは可能である。

13.3 安定度

National Power Systemは、ボリビア国の広大な国土に広がるため、電力系統の安定度には特に留意する必要がある。ENDEは送電線の経済性を優先させるため1回線で電力系統間を連系している場合が多い。また、一般に既存の115 kV送電線は電線の電流容量からは1回線当り90 MWの送電容量はあるが、100 kmを超える場合には35 MW程度に制限されるので注意が必要である。

13.3.1 系統じよう乱条件

安定度計算にあたっては、その対象年度として1993年をとった。この時点にはMisticuni水力発電所がNational Power Systemに投入されており、北部、中央、南部および東部の4電力系統ともこの時期以降電力系統構成上の大きな変更は無い。

安定度計算はピラヤ水力発電計画を中心に考え次のような送電線区間に3相短絡事故の発生を想定し、National Power Systemに連系されている主要発電機が事故除去後も安定運転可能かどうかの検討を行った。

Fault transmission lines

Pilaya - Tarija :	115 kV, 1 cct line
Pilaya - Camargo :	115 kV, 2 cct lines
Camargo - Telamayu :	115 kV, 1 cct line
Camargo - Potosí :	115 kV, 1 cct line
Potosí - Catavi :	115 kV, 3 cct lines

Generator stability to be checked

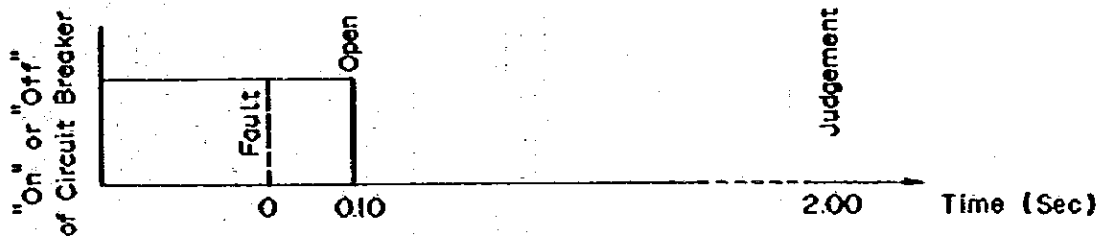
Sakhahuaya (1), Tiqumant (2), Corani (3), Sta. Isabel (4),
Pallilada (5), Pilaya (6), Icla (7), Waracachi I (8), Waracachi II (9),
Misticuni (10)

対象送電線区間の1回線3相短絡事故に対し上述の10ヶ所の発電機が、事故発生後5サイクルで事故を除去し2秒間安定度計算を行って、全発電機が脱調しなければ安定運転が可能であると判断した。

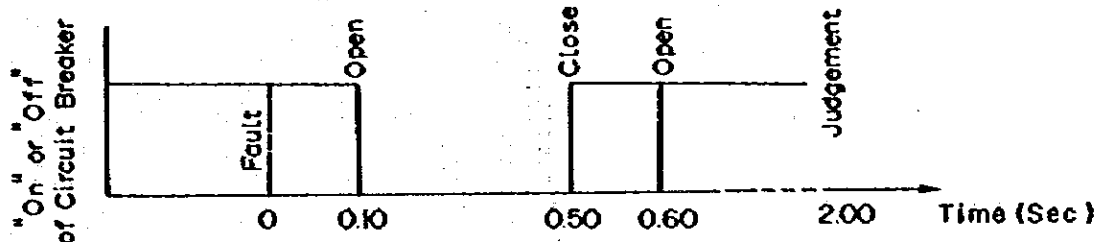
なお2回線以上の区間であるPilaya-Camargo間およびPotosi-Catavi間の送電線については1回線3相短絡事故に対し、故障区間は一度再閉路を行わせ、故障継続により最終遮断という条件を想定した。

故障条件を図示すれば次の如くなる。

In case of 1cct,



In case of more than 2cct



一般に最も多い送電線事故は1相地絡であるが3相短絡で過渡安定度が安定であれば、1相地絡による单相再閉路（または3相再閉路）は、より安定であるとしてよい。また、1ルート1回線送電線（Camargo-Potosi又はCamargo-Telamayu）における3相再閉路は他回線がループ系統を構成していることが条件で可能であり、ループ系統を構成することが電力システムの安定度を増す上で効果的である。

13.3.2 計算結果

安定度計算結果はTable 13-1に示すとおりであり、発電機のスイング・カーブをFig 13-5からFig 13-10に示す。

Fig. 13-5 Case No.1 Pilaya-Tarija Open

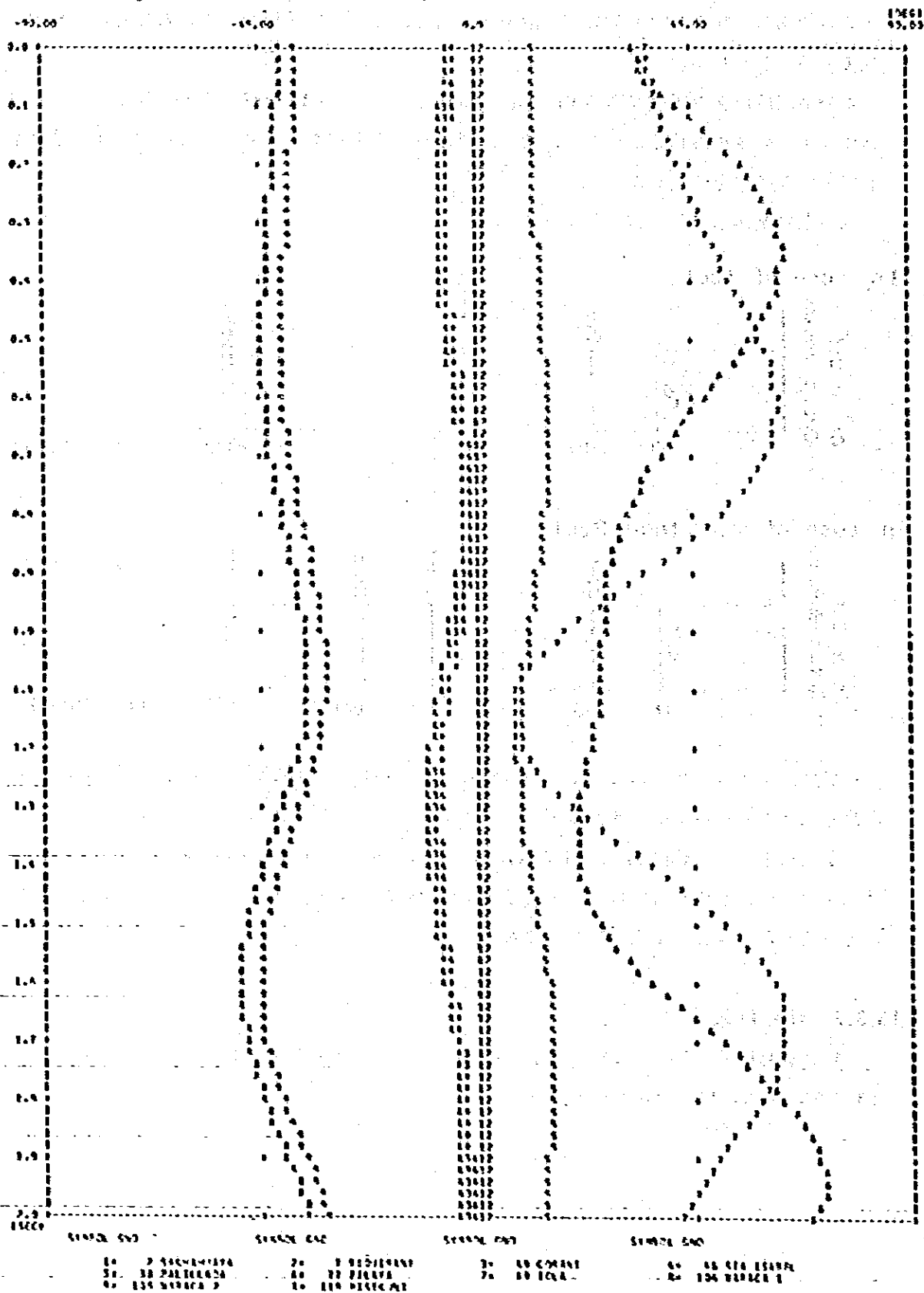


Fig. 13-6 Case No.2 Pilaya-Camargo 1-CCT Open

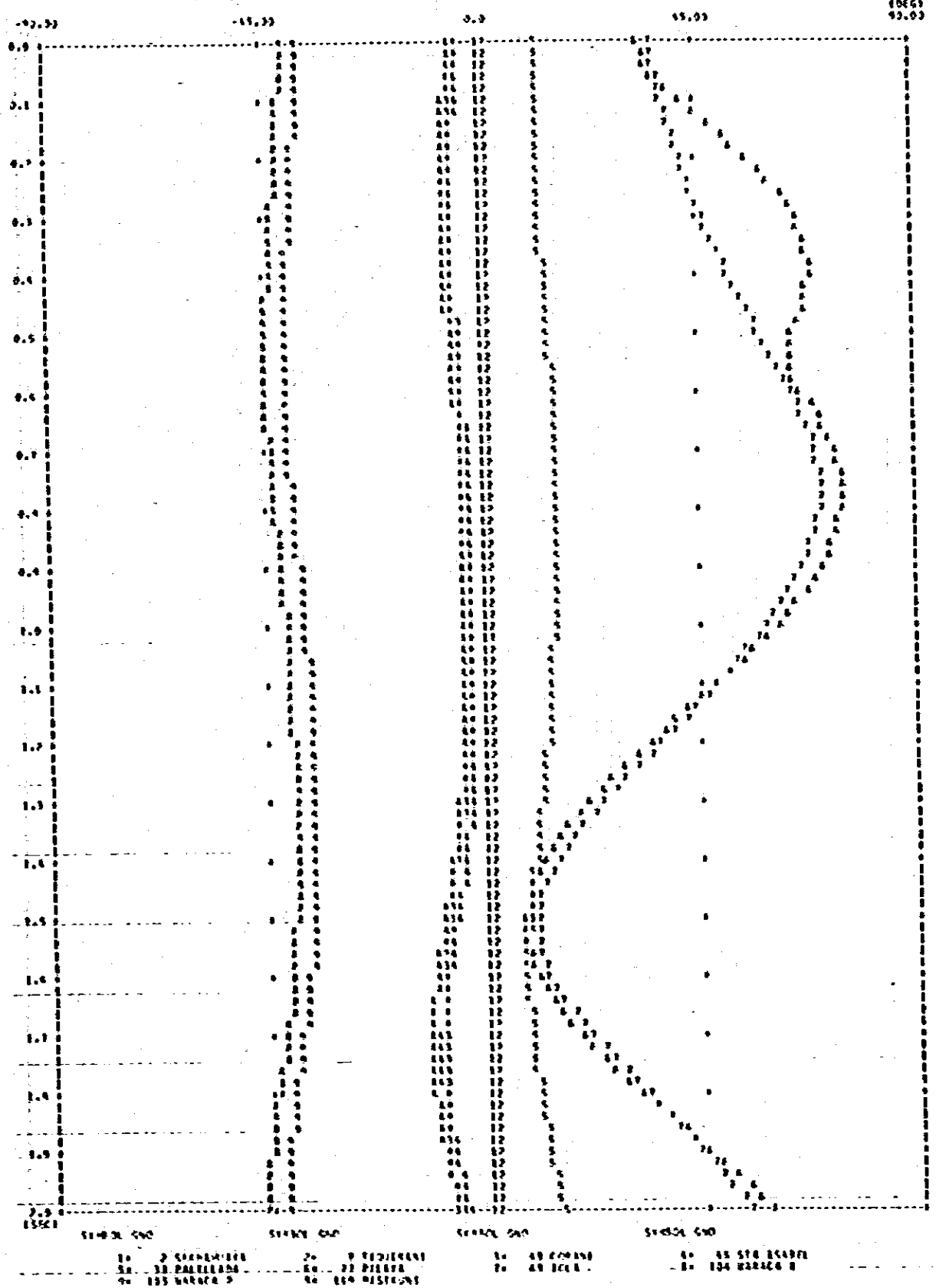


Fig. 13-7 Case No.3 Potosi-Catavi 1-CCT Rec BASE GENERATOR 2 SARMADAYA

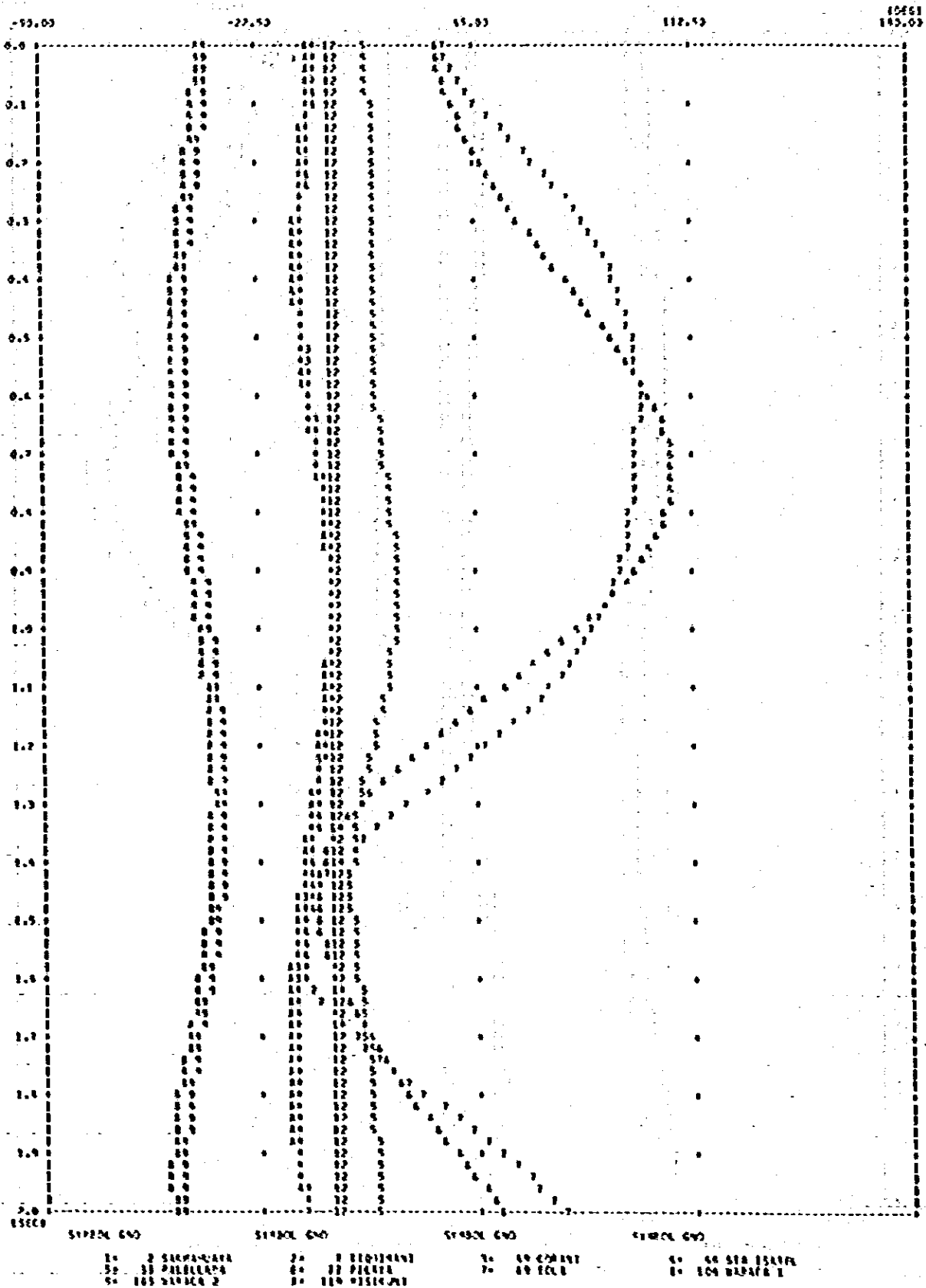


Fig. 13-8 Case No.4 Camargo-Telamayu Open CASE GENERATOR 2 SACHMATA

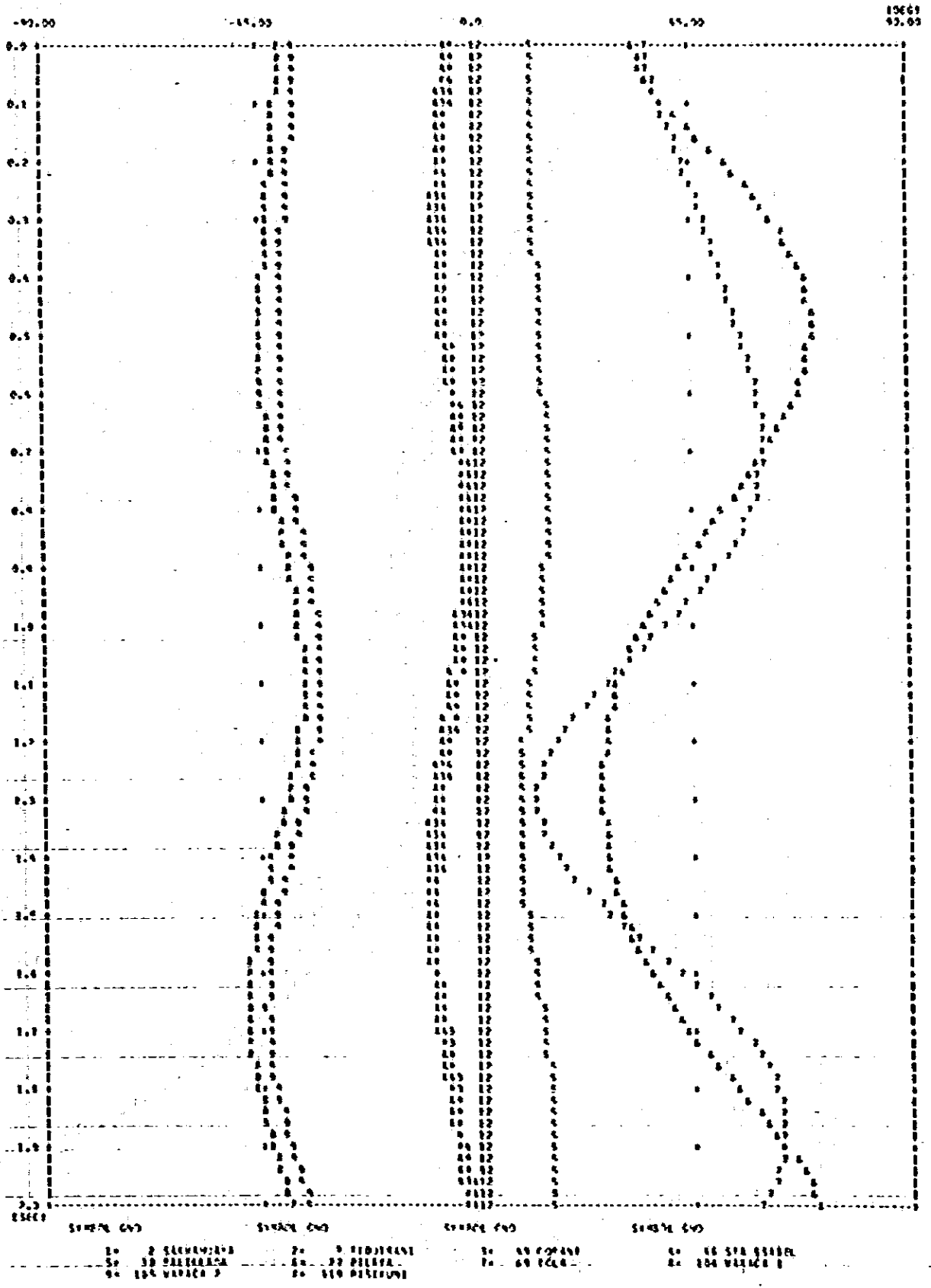


Fig. 13-9 Case No.5 Potosí-Catavi 1-COT Open

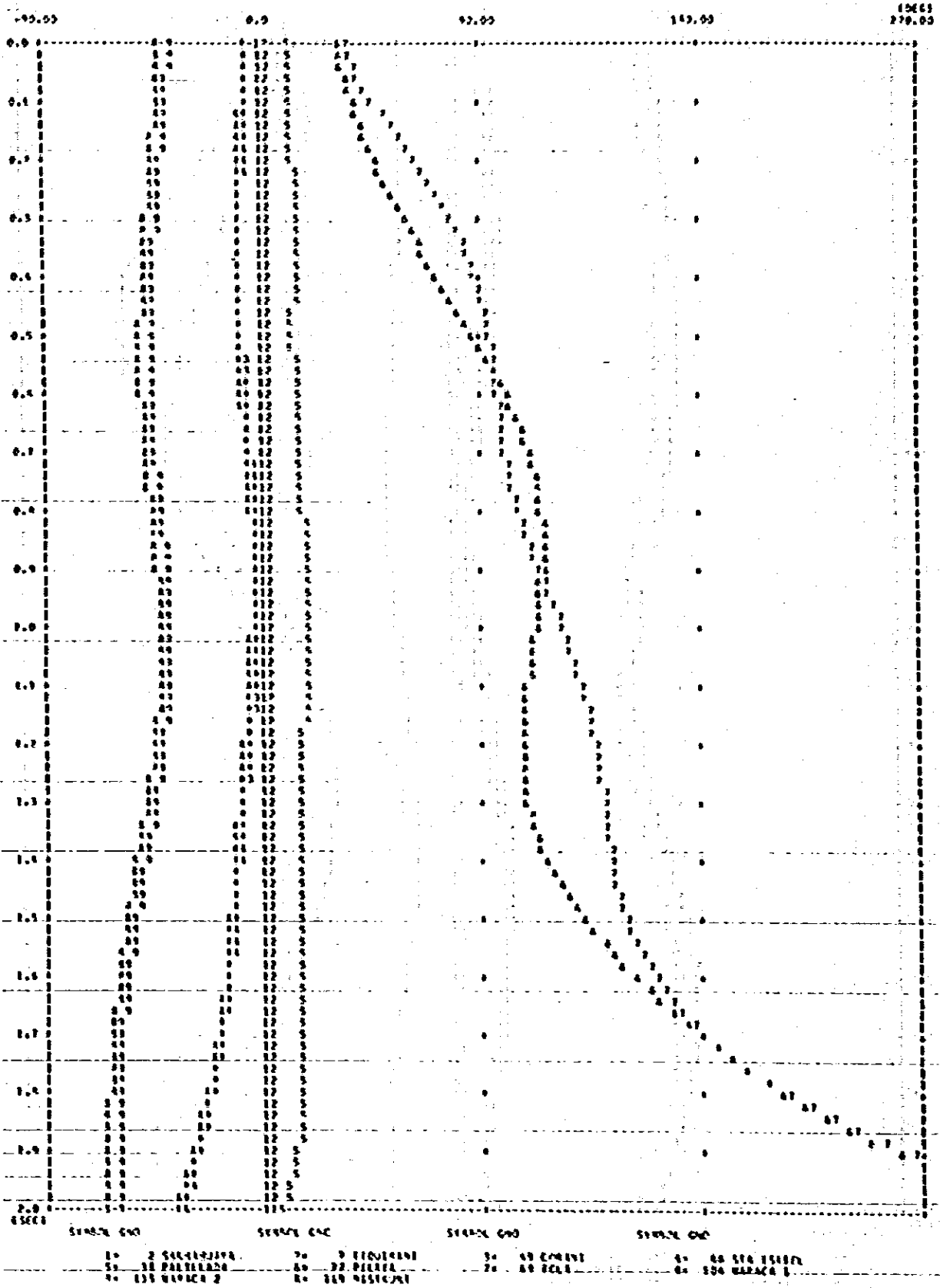


Fig. 13-10 Case No.6 Camargo-Potosí Open

BASE GENERALITA 2 SEQUENCIA

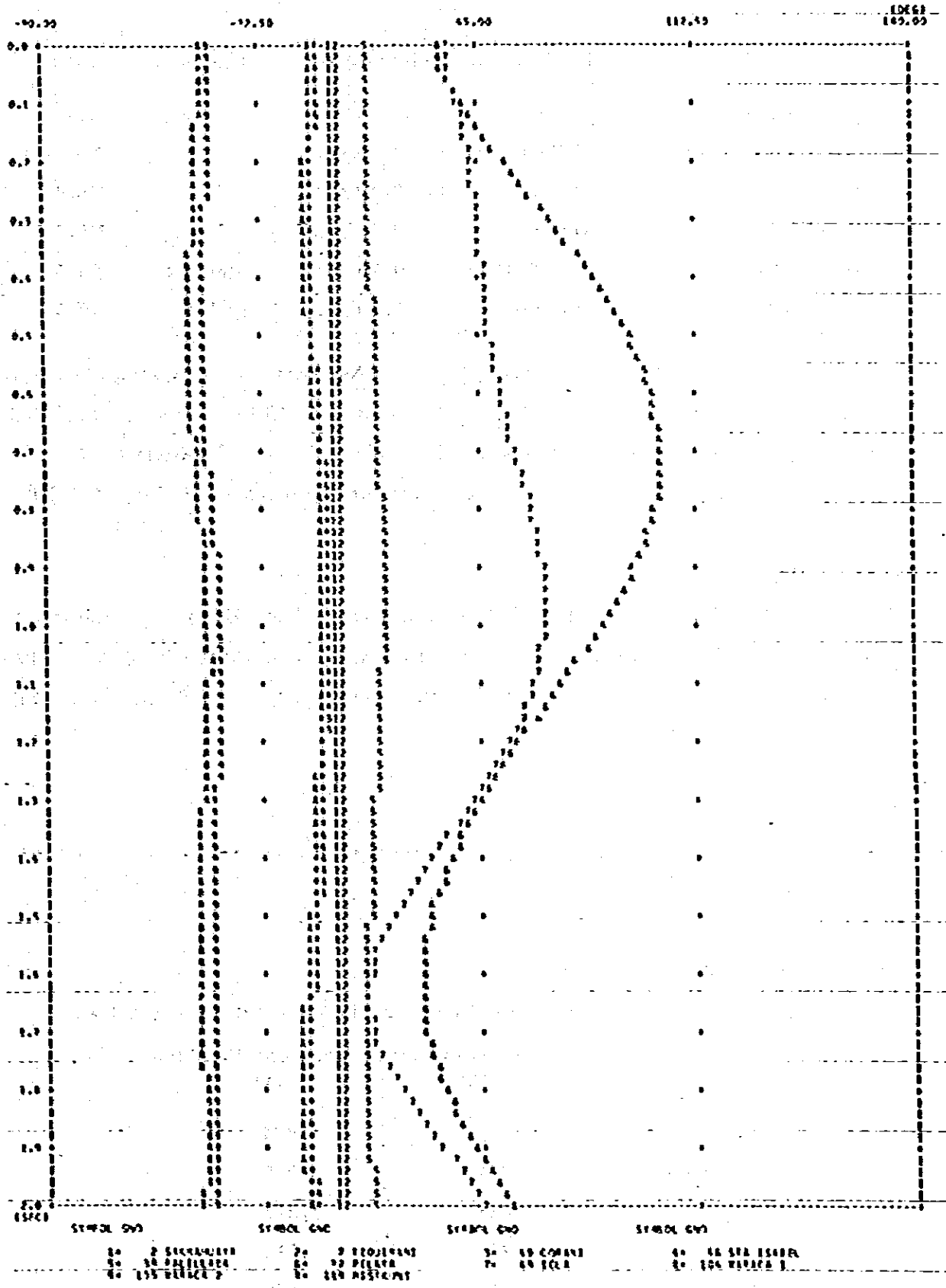


Table 13-1 Result of Transient Stability

Fault lines	Ktnd of fault	Fault clearing time	Judgement	Case
Pilaya-Tarija	3LG-O	0.10 sec	Stable	No.1
Pilaya-Camargo	3LG-O-C-O	0.10 sec	"	No.2
Camargo-Telamayu	3LG-O	0.10 sec	"	No.4
Camargo-Potosí	3LG-O	0.10 sec	"	No.6
Potosí-Catavi	3LG-O-C-O	0.10 sec	Step out	No.5
Potosí-Catavi	3LG-O-C	0.10 sec	Stable	No.3

上表にみられる如く Potosí - Catavi 間の送電線は National Power System の中において最も電力の流れの多い送電線であるうえに、さらにその巨長が長い。したがって 3 回線のうち 1 回線が送電線事故で最終しゃ断にまで至ると南部電力系統に位置する Icla およびピラヤの両水力発電所は脱調し、National Power System は急速な負荷しゃ断を余儀なくされる。

13.4. 短絡容量

短絡容量の計算に当っては、1993 年の電力系統を模擬した電力の流れをベースに検討を行うものとする。すなわち 1993 年の電力系統の負荷に対応する発電機が電力系統に並列されており、電力系統の送電線および変圧器等も 1993 年の電力系統を構成する上での必要な送電線および変圧器が対象となる。

13.4.1 前提条件

発電機のリアクタンスは x_d' を使用し、送電線および変圧器は正相インピーダンスを使用するものとする。

13.4.2 計算結果

ピラヤ水力発電計画に直接関連する 115 kV 母線での短絡容量は次のとおりである。

	Short circuit capacity on 115 kV buses	
	(MVA)	(kA)
Pilaya	375	984
Camargo	357	936
Potosí	488	1,279
Telamayu	234	614
Tarija	217	570

以上の計算結果からみて115 kV側の短絡容量は将来の電力系統の拡大による短絡容量の増加を考慮しても、ピラヤ水力発電計画に直接関連するしゃ断器のしゃ断容量は次のもので良い。

115 kV用しゃ断器

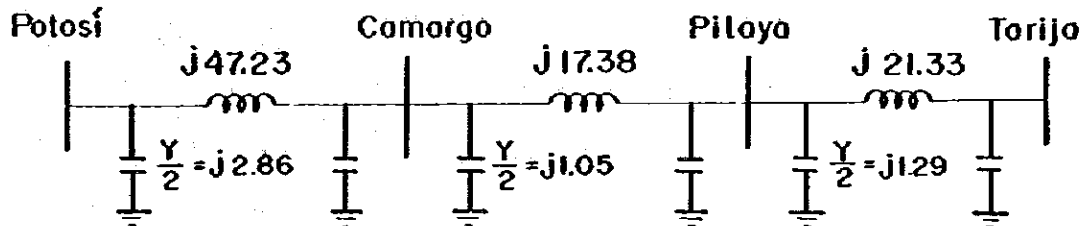
3,140 MVA (IEC 規格 145 kV, 12.5 kA)

上記115 kV用しゃ断器のしゃ断容量は最低容量のものである。Fig 13-11にNational Power Systemの各発電変電所母線における短絡容量を示してある。

13.5 ピラヤ送電線のフェランチ効果

Potosi 変電所より Tarija 変電所までの総長は約300 kmと非常に長い。したがってPotosi 変電所より Camargo 変電所、ピラヤ水力発電所、さらに Tarija 変電所までの間に115 kV送電線を充電した場合、フェランチ効果による受電端側の電圧上昇が予想される。

調査団は Fig 13-1に示した線路定数をもとに電圧上昇を検討した結果次の値を得た。



$$|E_r| = \frac{|E_s|}{1 + j \frac{Y}{2} \times jZ} = \frac{|E_s|}{1 + j0.0286 \times j0.4723} = 1.014 |E_s|$$

	Potosi	Camargo	Pilayo	Tarija
Voltage	100.0 %	101.4 %	102.6 %	104.7 %

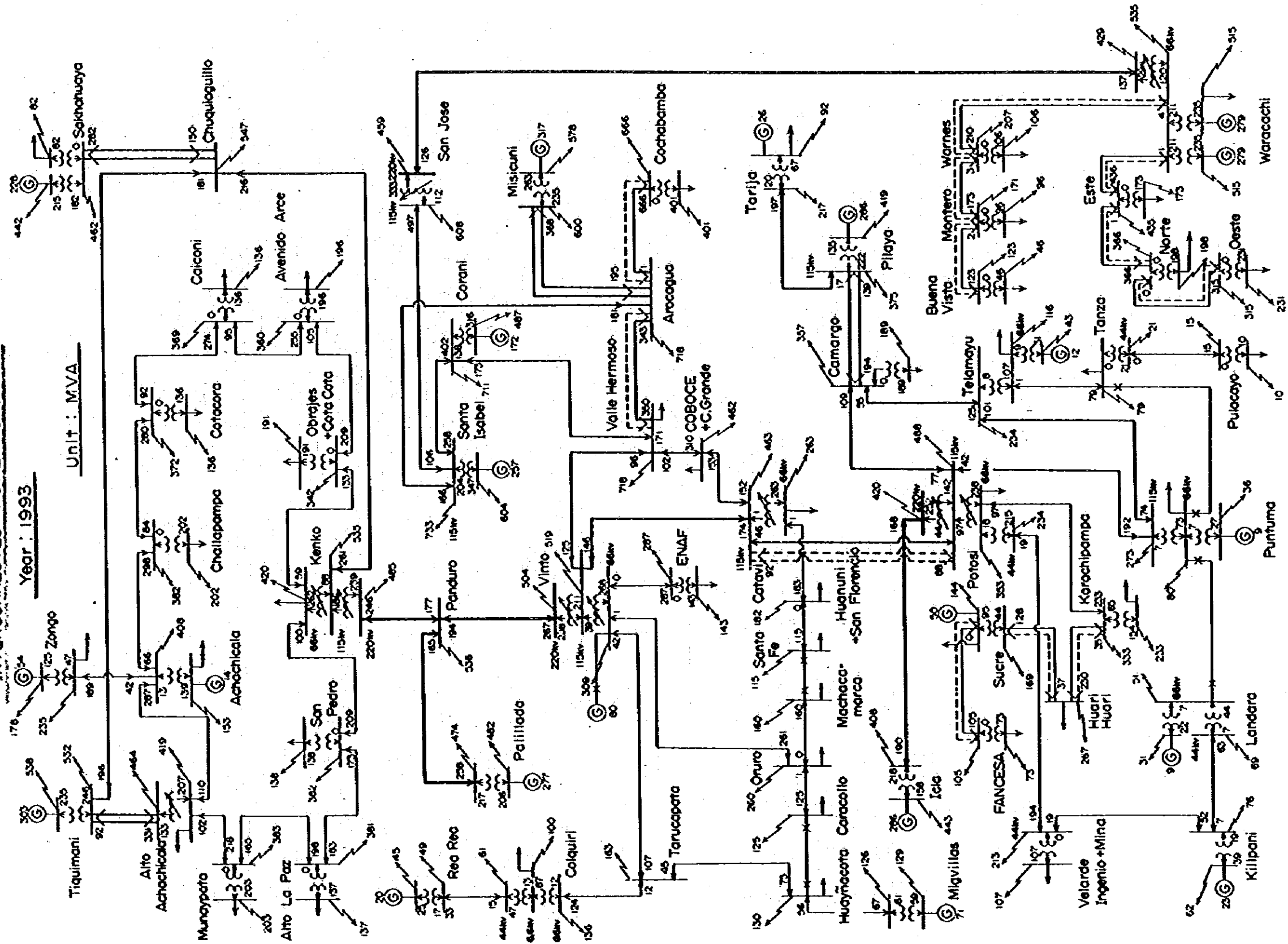
ピラヤ水力発電計画の関連送電線のうち最もフェランチ効果により電圧が高くなる変電所は Tarija 変電所である。電力系統解析の結果からみる限りにおいては Potosi 変電所の115 kV母線電圧は、ほぼ100%であるので、Potosi 変電所側より順次送電線を Tarija 変電所まで充電してもフェランチ効果による Camargo 変電所、ピラヤ水力発電所および Tarija 変電所の各115 kV母線の電圧上昇は、許容範囲内にあり問題無い。

Fig. 13-11 SHORT CIRCUIT CAPACITY

INTERCONNECTED POWER SYSTEM

Year: 1993

Unit: MVA



13.6 電力系統構成上の問題点

ボリヴィア国の国土の広がりや電源分布および対応する電力需要の大きさと分布からみて次のような問題がある。

- a) Icla水力発電所が完成する1987年の南部電力系統の電力需要は発電端で50.2 MWである。したがってIcla水力発電所の可能発生電力90 MWとその他の水力による発生電力9.6 MWを合わせた合計99.6 MWの供給力と南部電力系統の電力需要50.2 MWとの差49.4 MWは中央電力系統に送電されなければならない。このことは送電線の新設を意味する。
- b) 将来ビラヤ水力発電所が完成するとさらに中央電力系統への電力の流れが大きくなる。すなわちビラヤ水力発電所が運転開始する1991年の南部電力系統の水力供給力は1866 MWであり、一方電力需要は発電端で74.4 MWであるので100 MW以上の電力を中央電力系統に送電しなければならない。
- c) Potosi変電所とCatavi変電所間の既設115 kV送電線の送電容量は巨長および電線サイズからみて約35 MWである。したがってIcla水力発電所完成時に、ビラヤ水力発電所完成による送電力の増加を考慮して220 kV送電線1回線、あるいは115 kV送電線2回線を建設すべきである。

調査団は115 kV送電線2回線の場合と220 kV送電線1回線を建設した場合の両案について検討したが、220 kV送電線案の場合は220 kV送電線に事故を考慮した時ビラヤ水力発電所およびIcla水力発電所が脱調するが、115 kV送電線の2回線送電線案の場合は1回線事故の場合にも安定である。

したがって調査団は電力系統解析にあたってはPotosi変電所とCatavi変電所間に115 kV送電線が2回線新設されているものとして検討を進めた。

- d) Icla水力発電計画においてPotosi変電所とCatavi変電所間の115 kV送電線2回線を建設するものとするが1回線はビラヤ水力発電所計画において工事費を負担するものとする。

APPENDIX - NにPotosi変電所Catavi変電所間220 kV連系の場合の電力の流れおよび安定度計算結果を示す。

第14章 經濟 評 價

第14章 経 済 評 価

14.1 基本的な考察	14 - 1
14.1.1 総 論	14 - 1
14.1.2 分析の方法	14 - 1
14.2 ビラヤ水力発電計画の総費用	14 - 2
14.2.1 建設工事費	14 - 2
14.2.2 運転維持費	14 - 3
14.2.3 設備更新費	14 - 3
14.3 代案ガスタービン計画の総費用	14 - 5
14.3.1 建設工事費	14 - 5
14.3.2 運転維持費(除く 燃料費)	14 - 6
14.3.3 燃 料 費	14 - 7
14.3.4 設備更新費	14 - 9
14.4 便益・費用比率	14 - 12
14.5 内部経済収益率(EIRR)	14 - 15
14.6 感 度 分 析	14 - 16

TABLE LIST

Table 14 - 1	Annual Construction Cost
14 - 2	Opportunity Cost of Natural Gas in Bolivia
14 - 3	Opportunity Cost of Natural Gas per Year
14 - 4	Fuel Price for Gas Turbine in Sucre or Potosi (Opportunity Cost)
14 - 5	Comparison of Total Present Value of Pilaya Project and Alternative Gas Turbine Project
14 - 6	Economic Internal Rate of Return

第14章 経 済 評 価

14.1 基本的な考察

14.1.1 総 論

本計画は E N D E が現在計画中の電源開発計画（1980年 - 1990年）に属するプロジェクトであり、いくつかの水力電源開発計画の中でピラヤ水力発電計画がフィージブルな計画として1990年以降に登場しうるものか否かについて検討を行うものである。

本計画については E N D E より1978年4月に予備調査報告書“Planta Hidroeléctrica Pilaya, Estudio de Factibilidad”が作成され、さらに J I C A 調査団により1980年3月に第1次調査報告書のとりまとめが行われた。この第1次調査報告書にもとづいて、フィージビリティレベルの調査に必要な調査工事がダム地点および発電所地点において実施された。この調査工事の結果、ダム地点における河床の堆積物が第1次調査において想定された層厚より20mも深いことが判明した。また特にアクセス道路の建設が難工事になること、および花砂池の地上式の建設が困難となり、トンネル内に設置を余儀なくされ、この結果、予想以上のコストが必要となることが判明した。一方電気関係設備についてもピラヤ水力発電所が National Power System と連系されるためには Polosi 変電所～Catavi 変電所間の既設115 kV 187 km 送電線に併行して115 kV 送電線を2回線増設することが必要となることが判明した。したがってピラヤ水力発電所計画に必要な送配変電設備を含めた工事費は大幅に上昇した。

本章の経済評価はこの見直し工事費をベースとして行ったものである。

14.1.2 分析の方法

- (i) 発電計画の経済性評価は、当該プロジェクトと“同等のサービス”を提供する代案プロジェクトのコスト比較という形で行われる。この場合の“同等のサービス”を提供する代案プロジェクトは他の水力開発計画を指すものではなく^を全ての開発計画案の尺度となるべき代替火力案である。

このようなサービスを提供しうる最適の代案発電機種はボリヴィア国の燃料調達条件および将来計画中の火力発電設備の全てがガス・タービンであることからみても、天然ガスを燃料とするガス・タービン発電所が適当である。この場合、現実に立脚した火力発電設備の代替案がふさわしく、ボリヴィア国にとって、石油火力あるいは石炭火力等は適切な代替設

注釈いくつかの水力開発計画案の開発順位については代替プロジェクトである基準火力を尺度として、便益最大のものから開発すべきである。

備とはならない。

- (2) 代替火力発電設備の燃料は現在および将来とも天然ガスである。現在 ENDE が購入している天然ガスの価格は井戸出口において無償である。すなわち ENDE は石油開発公社 (YFPB) にパイプ・ラインの布設費に相当する費用だけを支払っており、従って燃料費 (2.7 US Mills / kWh) は非常に安い。

しかし世界銀行は、後述する如く、天然ガス価格を機会費用で評価するよう ENDE に勧告しており、ENDE も将来の水力開発計画との比較にはこの機会費用を使用している。

- (3) ビラヤ水力発電計画と代替ガス・タービン発電所のコストはいずれも経済コストである。すなわち必要なコストの中には直接税、間接税および政府の補助金等は含まない。また労働力およびボリヴィア通貨の影の価格 (Shadow Price) については市場価格および公定レートで評価するものとした。これらのコストは建設費、運転維持費、燃料費 (ガス・タービンの場合) からなるが、これらを年度別に展開したキャッシュ・フローをビラヤ水力発電計画と代替ガス・タービン計画の両案について資本の機会費用で割引くものとする。

(4) 割引率と資本の機会費用

ボリヴィア国内の多くのプロジェクトに適用されている割引率は $i = 12\%$ である。これはプロジェクトの実際に貸出される金利とは無関係に全てのプロジェクトに対し、期待されている限界採利率である。

調査団は ENDE と打合せのうえ、上述の $i = 12\%$ でもってキャッシュ・フローを割引くが、同時に $i = 10\%$ および $i = 14\%$ についても検討を加えるものとする。

14.2 ビラヤ水力発電計画の総費用

ビラヤ水力発電計画に投入される総費用は、ダム、発電所、送電線および変電所等の建設費、運転維持費および経済的耐用年数経過後の設備更新費である。

14.2.1 建設工事費

(1) 発電設備

Table 11-3 に示すようにビラヤ水力発電所の総工事費 (建設中利息は含まず) は準備工事費を含めると 152,099 千 US ドルと見積られたこのうち外貨部分は 82,465 千 US ドル (54.2%)、また内貨部分は 69,634 千 US ドル (45.8%) である。

	US Dollars
Generating Facilities	127,588,000
Preparatory Works	24,511,000
Total	152,099,000

(2) 送変電設備

ピラヤ水力発電計画に関連する送変電設備の工事費は次のものからなる。

	US Dollars
Transmission Lines	43,782,000
Transforming Equipment	3,908,000
Total	47,690,000

(3) 予備費、コンサルタント費用およびENDE管理費

予備費は直接工事費の外貨部分に対しては5%、内貨部分に対しては10%を各々見込んだ。コンサルタント費用およびENDE管理費は本計画を実施する上で必要な人月をもとに算定したものである。これらのコストは次の如くなる。

	US Dollars
Contingency	14,509,000
Engineering fee and ENDE Administration Cost	9,340,000
Total	23,849,000

以上の(1)、(2)および(3)項の各費用の年度別支出内訳をTable 14-1に示す。

14.2.2 運転維持費

運転維持費は、運転保守委員人件費と維持修繕費とに大別することが出来、且つこれら費用の直接工事費に対する比率は統計的に各国とも概ね共通である。しかしながら、ボリビア国におけるENDEとBPC所有の水力発電所の実績を考慮に入れると各設備毎の運転維持費は次の如くなる。

a) Pilaya Hydro Power Plant

$$152,099,000 \times 0.006 = \text{US\$}913,000$$

b) 115 kV Transmission Lines

$$43,782,000 \times 0.010 = \text{US\$}438,000$$

c) 115 kV Substation and Telecommunications Equipment

$$3,908,000 \times 0.0125 = \text{US\$}49,000$$

$$\text{Total (a + b + c)} = \text{US\$}1,400,000$$

年度別の運転維持費はTable 14-5に示す如くなる。

14.2.3 設備更新費

機器、土木、建築構造物の償却年数は国によって異なるが、経済的な耐用年数としては、ほぼ国際的な基準がある。調査団はENDEと打合せ次の耐用年数を設定し、更新費を計上する。

Table 14-1 Annual Construction Cost

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	Total
Unit: US\$10 ³									
1. Construction cost for Pilaya Project									
A Generating facilities	0	0	7,624	23,067	29,263	29,503	29,930	8,201	127,588
B Transmitting facilities	0	4,825	0	0	5,865	22,152	7,840	7,008	47,690
C Preparatory works	0	18,686	5,825	0	0	0	0	0	24,511
D Contingency	0	2,006	1,055	1,684	2,310	3,481	2,792	1,181	14,509
E Engineering & ENDE adm.	840	700	920	870	1,305	1,725	1,465	1,515	9,340
Total	840	26,217	15,424	25,621	38,743	56,861	42,027	17,905	223,638
2. Construction cost for alternative gas turbine									
A Generating facilities	-	-	-	-	-	-	26,190	17,460	43,650
B Contingency and ENDE adm.	-	-	-	-	-	-	2,401	2,401	4,802
Total	-	-	-	-	-	-	28,591	19,861	48,452

Hydro Power Plant	50 years (average)
Civil Structure	60 years
Hydraulic Equipment	40 years
Generating Equipment	40 years
Transforming Equipment	30 years
Transmission Line	30 years
Substation	30 years

14.3 代案ガス・タービン計画の総費用

ガス・タービン計画の総費用は同等発電規模のガス・タービン発電所並びに付帯変電設備の建設費、運転維持費、燃料費および機器の設備更新費である。

14.3.1 建設工事費

(i) ガス・タービン発電所

一般に水力発電所の停止率（事故および補修のための停止）は2.0%程度であるが、ピラヤ水力発電計画の場合、部品調達等にかかなりの時間を要することも考えられるので3.0%を見込むものとする。従って、設備出力に対して年間平均して保証される出力は次の如くなる。

$$\text{KW補正率} = (1 - \text{事故率}) \times (1 - \text{補修率}) = 0.97$$

$$\text{設備出力} \times \text{KW補正率} = 87,000 \text{ KW} \times 0.97 = 84,400 \text{ KW}$$

これに対してガス・タービン発電所の停止率は米国 EBI Publication によれば次の値が過去の統計実績から算出されている。

Forced outage rate in percent per year	9.0
Unexpected maintenance outage rate in percent per year	2.0
Planned maintenance outage rate in percent per year	2.0
Total	13.0

従って、代案ガス・タービン発電所の出力は次のとおりとなる。

$$87,000 \text{ KW} \times 0.97 \div (1 - 0.130) = 97,000 \text{ KW}$$

ENDE が Santa Cruz に設置しているガス・タービンは空気入口温度 15°C、大気圧 760 mmHg のもとでタービン発電機の出力は 24,250 kW である。ガスタービン・ユニットの標高と出力の関係は次のとおりである。

Iso-rating, 15°C

EL. 460 m 22,400 kW at Santa Cruz

EL. 1,000 m	21,700 kW
EL. 2,000 m	20,400 kW
EL. 3,000 m	19,100 kW
EL. 4,000 m	17,900 kW

代案ガス・タービンの設置場所は既存および将来のガス・パイプライン布設計画およびピラヤ水力発電計画の電力供給対象地域からみてSucreまたはPotosiが妥当である。Sucreは標高2,790mに位置するのでガスタービン・ユニット1台当りの出力は約19,700kW、Potosiは標高3,976mに位置するので17,900kWとなる。したがって標高補正した場合のSucreおよびPotosiにおける必要ガスタービン・ユニット台数は次の如くとなる。

Sucre 地点

$$97,000 \text{ kW} \div 19,700 \div 5 \text{ 台}$$

Potosi 地点

$$97,000 \text{ kW} \div 17,900 \div 6 \text{ 台}$$

ガスタービン・ユニット6台のうち3台をSucre地点に、残り3台をPotosi地点に設けることにより、ピラヤ水力発電計画と同等のサービスを提供しうるものである。すなわち、ガスタービン・ユニットを2ヶ所に分散設置することにより115kV送電線の建設コストを考慮する必要はない。

ガス・タービン発電所の建設費は使用燃料の種類(天然ガス、軽油、重油等)によって大巾に変わる。調査団はENDEがSanta Cruzに建設を予定している65ユニット(天然ガスを燃料とする)の技術仕様等を参考に、ガス・タービン発電所の附帯発電設備も含めて年度別の建設費を次の如く想定した。

1989年	26,190,000	USドル
1990年	17,460,000	USドル
Total	43,650,000	USドル

工期は発注後2年とし、機材費の支出は発注時10%、船積時50%、運開時40%と仮定する。

(2) 予備費、コンサルタント費用およびENDE管理費

予備費は直接工事費の5%とする。据付指導のEngineeringの費用およびENDE技師の管理費として直接工事費の6%を見込むものとする。すなわち次の如くなる。

$$43,650,000 \times 0.11 = 4,802,000 \text{ USドル}$$

以上の(1)および(2)項の各費用の年度別支出内訳をTable 14-1に示す。

14.3.2 運転維持費(除く、燃料費)

運転維持費は、運転保守委員の人件費と維持修繕費とに大別することが出来るが、直接工

事費に対する比率は統計的に各国とも概ね共通である。ガス・タービン発電所の運転維持費は次の如くなる。

$$43,650,000 \text{ USドル} \times 0.025 = 1,091,000 \text{ USドル}$$

年度別の運転維持費を Table 14 - 5 に示す。

14.3.3 燃料費

ボリヴィア国の化石燃料は石油と天然ガスである。石油はその生産量（27,400 バレル/日）からみて発電用の燃料として考えるのは適切でない。すなわち一部を発電用として使用されているが、現在国内消費と生産量がほぼ均衡の状態であり、輸入石油は、その輸送コストを考えると豊富な天然ガスとコスト的に競合することはない。

ボリヴィア国の天然ガスは豊富で現在アルゼンチンに2億2千万立方フィート（石油換算で37,700 バレル/日）を輸出しているが、さらにブラジルとの間に4億立方フィートの天然ガスを20年間に互って輸出することが約束されている。

このように豊富な天然ガスを背景に ENDE は総設備出力80MWのガス・タービン発電所を Santa Cruz に設置し、また将来は Potosi 或は Oruro にガス・タービン発電所の建設を予定している。

したがってピラヤ水力発電計画の代替火力設備はガスタービン・ユニットでありその燃料は天然ガスでなければならない。

(i) 天然ガスの機会費用 (Opportunity cost)

現在 ENDE が石油公社 (YPFB) から購入している天然ガス価格は井戸出口において無償である。すなわち天然ガスが他目的に利用されることがなく、したがって発電用に利用しても犠牲のコスト (Sacrificial cost) を伴わないことを意味する。このような観点から天然ガス採取地点に火力発電所を建設すれば燃料費は考えなくて良いことになる。

しかし、ボリヴィア政府は天然ガスをブラジルの São Paulo まで約 1,940 km のパイプラインを布設して輸出することを決めており、このことは発電用に天然ガスを使用すれば犠牲のコストが生ずることを意味する。したがって世界銀行はボリヴィア国の水力発電計画に当っては天然ガスを機会費用で計測し、使用することを奨めている。

なおボリヴィアはアルゼンチンにすでに天然ガスを輸出しているが、石油価格との比較における天然ガスの機会費用の設定は困難である。何故ならばアルゼンチンの天然ガス消費地は比較的ボリヴィア国境に近いからである。

1) 天然ガス・パイプラインの輸送コスト

ブラジル政府は Santa Cruz から São Paulo まで 1,940 km のパイプラインの建設を決定しており、天然ガスの輸送コストは次の如く算定される。

$$\frac{\text{Annual cost of pipe line}}{\text{Annual transmitted gas quantity}} = \frac{255 \times 10^6 \text{ USドル}}{400 \times 10^6 \text{ ft}^3 \times 365}$$

$$= 1.75 \text{ USドル} / 10^6 \text{ ft}^3$$

但し、

販売可能天然ガス量/日：400 × 10⁶ ft³/day

天然ガス・パイプライン建設費：1.700 × 10⁶ USドル

ブラジルにおける資本の機会費用：11.0%/year

耐用年数：20 years

運転コスト：パイプライン建設費の2.5%

ii) 天然ガスの機会費用

Santa Cruz から São Paulo に輸送された天然ガスは São Paulo で購入される石油価格と比較することが可能となる。

石油輸出国機構 (OPEC) は 1981 年 10 月 30 日に油種間で価格差はあるものの標準油種 (アラビアン・ライト) で 34.0 USドル/バレルの統一価格を決めた。したがって石油 1 バレル当りの発熱量と天然ガス 1 立方フィートの発熱量より、天然ガスの機会費用を算定すれば次の如くなる。

$$\frac{34.0 \text{ USドル}}{5,659 \text{ BTU} \times 10^3} \times 1,045 \text{ BTU} \times 10^3 = 6.28 \text{ USドル} / 10^6 \text{ ft}^3$$

但し、

石油価格：34.0 USドル/バレル

石油発熱量：5,659 × 10³ BTU/バレル

天然ガス発熱量：1,045 BTU/ft³

iii) São Paulo 地点とガス・タービン発電所地点での天然ガスの機会費用

São Paulo 地点で石油との間で比較された天然ガスの機会費用は、ガス・パイプラインによる天然ガスの輸送費を差引くことにより Santa Cruz 地点に換算される。さらに Potosi および Sucre へのパイプラインによる輸送費を加算することによりガス・タービン発電所地点における天然ガスの機会費用が算定される。

(2) 天然ガスの機会費用と燃料費

ボリヴィア国の天然ガスは豊富ではあるが有限の資源であることは疑いない。また化石燃料は将来のエネルギー需要からみて将来とも価格は上昇するとみて良い。世界銀行はボ

リヴィア国の天然ガスの埋蔵量の枯渇する時期を西暦2000年および2010年と仮定し、また石油価格がそれぞれ現在価格に対し、100%および50%上昇した場合の天然ガスの機会費用で水力開発計画の評価を裏めている。

この評価方法は天然ガスの機会費用を決める上で妥当なものと判断される。したがって調査団は前述の São Paulo 地点における1981年12月現在のOPECの石油価格を基準に Table 14-2に示す如く、井戸出口における機会費用を算定し、さらに Sucre および Potosi 地点における年度別の天然ガスの機会費用を算定した。

なお Fig 14-3に年度別の天然ガスの機会費用を Table 14-4に百万 kWh 当りの燃料費を示す。

14.3.4 設備更新費

(i) ガスタービン・ユニットの耐用年数

ガス・タービンの耐用年数は運転、停止に伴うタービン羽根の熱応力からくる材料の疲労の度合により決まる。通常適用されているガス・タービンの耐用年数の算定方式は次のとおりである。

$$Z_e = \underbrace{b_1 \cdot Z_1 + b_2 \cdot Z_2 + b_3 \cdot Z_3}_{\text{運転時間数による寿命}} + \underbrace{a_1 \cdot N_1 + a_2 \cdot N_2}_{\text{起動回数による寿命}}$$

運転時間数による寿命 起動回数による寿命

ここで、 Z_1 : 80,000時間

Z_2 : ベース・ロード 運転時間数 (過負荷運転なし)

Z_3 : ピーク・ロード " (8.5%の過負荷運転)

Z_3 : 緊急時 " (13%の ")

N_1 : 通常運転の起動回数

N_2 : 急速運転の "

b_1 : 常数 1

b_2 : " 5

b_3 : " 12

a_1 : 5時間

a_2 : 20時間

ピラヤ水力発電所の停止率は3.0%である。可能発生電力量は535.5 GWh であるので有効電力量は519.4 GWhとなる。発電所の全負荷運転で換算した運転時間数は年間6,011時間となる。すなわち代替ガスタービン・ユニットについても年間の運転時間は^{*}5,000

Note * Santa Cruz のガス・タービンの運転実績は5,000時間に近い。

Table 14-2 Opportunity Cost of Natural Gas in Bolivia

	Cost in US\$ per 10 ³ ft ³	
	Alternative	Alternative
	I	II
a) Assumed year at which gas reserve depleted	2000	2010
b) World oil price at the end of 1981 (equivalent)	6.28	6.28
c) World oil price at depletion date	+100%=12.56	+50%=9.42
d) Additional premium for gas quality	+10%	+10%
e) Deduct cost of gas transportation	1.75	1.75
f) Resulting value at depletion date	12.07	8.61
g) Discount at 11%, in 1981	1.65	0.41
h) Add cost of extraction (at 4 cent US\$) to get opportunity cost at well head in 1981	1.69	0.45

Table 14-3 Opportunity Cost of Natural Gas per Year

Year	Unit: US\$/10 ³ ft ³			
	Well head		Sucre or Potosí	
	Alt. I	Alt. II	Alt. I	Alt. II
1981	1.69	0.45	2.03	0.79
1985	2.67	0.68	2.91	1.02
1990	4.32	1.12	4.66	1.46
1995	7.28	1.86	7.62	2.20
2000	12.07	3.10	12.41	3.44
2005	* 10.81	5.16	* 11.15	5.50
2010	* 10.81	8.61	* 11.15	8.95

Note: Transportation cost to the power plant:

US\$0.34/10³ft³ at Sucre and Potosí

* Without premium of gas.

Table 14-4 Fuel Price for Gas Turbine in Sucre or Potosí (Opportunity Cost)

Unit: US\$10³/GWh

Year	Alternative I	Alternative II	Year	Alternative I	Alternative II
1981	26.8	10.6	1996	112.6	32.3
1982	29.4	11.3	1997	124.1	35.3
1983	32.3	12.1	1998	136.9	38.6
1984	35.5	12.8	1999	150.9	42.2
1985	39.0	13.7	2000	166.4	46.1
1986	42.9	14.7	2001	149.5	50.6
1987	47.1	15.8	2002	149.5	55.6
1988	51.8	17.0	2003	149.5	61.1
1989	56.9	18.2	2004	149.5	67.1
1990	62.5	19.6	2005	149.5	73.7
1991	68.9	21.3	2006	149.5	81.2
1992	76.1	23.1	2007	149.5	89.6
1993	83.9	25.1	2008	149.5	98.7
1994	92.6	27.2	2009	149.5	108.9
1995	102.1	29.5	2010	149.5	120.0

Note: Gas turbine efficiency: 14,000 BTU/kWh

時間程度が要求されることになる。

ガスタービン・ユニットの年間運転条件を次の如く想定する。

乾 期

通常運転の起動回数	$N_1 = 2$ (毎日)
ベース・ロードの運転時間数	$Z_1 = 8$ ()
急速運転の起動回数	$N_2 = 1/7$ (1回/週)
ピーク・ロードの運転時間数	$Z_2 = 2/7$ (2時間/週)

雨 期

通常運転の起動回数	$N_3 = 2/7$ (2回/週)
ベース・ロードの運転時間数	$Z_3 = 20.6$ (6日/週)

$$Z_1 = b_1 \cdot Z_1 + b_2 \cdot Z_2 + a_1 \cdot N_1 + a_2 \cdot N_2 = 8.094 \text{ 時間}$$

ガス・タービンの耐用運転時間数 80,000 時間に対し年間 8.094 時間運転であり、ピラヤ水力発電所と等価な運転を行えば、その耐用年数は約 10 年である。(日本国内では、電気事業者に所属するピーク用ガス・タービンは法人税法によって 15 年と規定されている)

(2) 設備更新費

ガス・タービン発電所には附帯の変電設備がある。これらの耐用年数は 30 年である。したがってガスタービン・ユニットのみを 10 年毎に更新するものとする。

14.4 便益・費用比率

ピラヤ水力発電計画が実現するならば、代案としてのガス・タービン発電所計画は実施せざに済むことになる。換言すれば、代案ガス・タービン発電所計画はピラヤ水力発電計画によって支出を免れることになるのでピラヤ水力発電計画による便益とみなされる。

Table 14-5 はピラヤ水力発電計画および代案ガス・タービン発電所計画のそれぞれの年度別支出を割引率を 12% の場合について示したものである。10% および 14% の場合および燃料別に区分すると次の如くなる。

Discount Rate (%)	Pilaya Project (10^3 US\$) C	Gas Turbine Project (10^3 US\$) B	Benefit cost ratio B/C
Natural gas price (Alternative I)			
10	308,713	539,816	1.75
12	322,177	467,046	1.45
14	337,226	409,014	1.21

Table 14-5 Comparison of Total Present Value of Pilaya Project and Alternative Gas Turbine Project

No.	Year	Discount rate i=12%	Salable energy (GWh)	Cost					Benefit = Cost of Alternative									
				Pilaya Project				Present value in 1991 (US\$ 10 ³)	Gas Turbine Project					Present value in 1991 (US\$ 10 ³)	Fuel cost (Alt. ID) (US\$ 10 ³)	Present value in 1991 (US\$ 10 ³)		
				Construc- tion cost (US\$ 10 ³)	O & M cost (US\$ 10 ³)	Replac- ment cost (US\$ 10 ³)	Total cost (US\$ 10 ³)		Construc- tion cost (US\$ 10 ³)	O & M cost (US\$ 10 ³)	Fuel cost (Alt. ID) (US\$ 10 ³)	Replac- ment cost (US\$ 10 ³)	Total cost (US\$ 10 ³)					
-9	1982	2.476																
-8	1983	2.210					840	1,856										
-7	1984	1.973				26,217	26,217	51,726										
-6	1985	1.762				15,424	15,424	27,177										
-5	1986	1.573				25,621	25,621	40,302										
-4	1987	1.404				38,743	38,743	54,395										
-3	1988	1.264				56,861	56,861	71,304										
-2	1989	1.120				42,027	42,027	47,070	28,591					28,591	32,022			32,022
-1	1990	1.000				17,905	17,905	17,905	19,861					19,861	19,861			19,861
1	1991	0.892	277.1		1,400	0	1,400	1,249		1,091	19,092	0	20,183	18,003	9,546		6,237	
2	1992	0.797	330.6		1,400	0	1,400	1,116		1,091	25,159	0	26,250	20,921	12,580		6,956	
3	1993	0.711	426.9		1,400	0	1,400	995		1,091	35,817	0	36,908	26,242	17,909		8,394	
4	1994	0.635	498.7		1,400	0	1,400	889		1,091	46,180	0	47,271	30,017	23,090		9,307	
5	1995	0.567	498.7		1,400	0	1,400	794		1,091	50,917	0	52,008	29,488	25,459		8,960	
6	1996	0.506	498.7		1,400	0	1,400	708		1,091	56,153	0	57,244	28,965	28,077		8,703	
7	1997	0.452	498.7		1,400	0	1,400	633		1,091	61,889	0	62,980	28,467	30,945		8,450	
8	1998	0.403	498.7		1,400	0	1,400	564		1,091	68,273	0	69,364	27,954	34,137		8,197	
9	1999	0.360	498.7		1,400	0	1,400	504		1,091	75,254	22,873	99,218	35,718	37,627		16,203	
10	2000	0.321	498.7		1,400	0	1,400	449		1,091	82,984	15,889	99,964	32,088	41,492		12,830	
11	2001	0.287	498.7		1,400	0	1,400	402		1,091	74,556	0	75,647	21,711	37,278		7,555	
12	2002	0.256	498.7		1,400	0	1,400	358		1,091	74,556	0	75,647	19,366	37,278		7,377	
13	2003	0.229	498.7		1,400	0	1,400	321		1,091	74,556	0	75,647	17,323	37,278		7,227	
14	2004	0.204	498.7		1,400	0	1,400	286		1,091	74,556	0	75,647	15,432	37,278		7,049	
15	2005	0.182	498.7		1,400	0	1,400	255		1,091	74,556	0	75,647	13,768	37,278		6,888	
16	2006	0.163	498.7		1,400	0	1,400	228		1,091	74,556	0	75,647	12,330	37,278		6,778	
17	2007	0.145	498.7		1,400	0	1,400	203		1,091	74,556	0	75,647	10,969	37,278		6,637	
18	2008	0.130	498.7		1,400	0	1,400	182		1,091	74,556	0	75,647	9,834	37,278		6,541	
19	2009	0.116	498.7		1,400	0	1,400	162		1,091	74,556	0	75,647	8,775	37,278		6,426	
20	2010	0.103	498.7		1,400	0	1,400	144		1,091	74,556	0	75,647	7,792	37,278		6,276	
Total		-	9,512.5		223,638	28,000	0	251,638	322,177	48,452	21,820	1,267,278	38,762	1,376,312	467,046	633,642		214,374

Salable energy = Effective energy x (1 - Transmission line loss factor)

Natural gas price (Alternative II)			
10	308,713	247,518	0.80
12	322,177	214,874	0.67
14	337,226	187,514	0.56

上表に示す如くピラヤ水力発電計画は代案プロジェクトであるガス・タービン発電所計画に利用される天然ガスの機会費用によって結論が変わる。

すなわち天然ガスが2000年に枯渇すると仮定し、かつ石油価格が現在の34.0USドル/バレルが2倍に上昇するとすればピラヤ水力発電計画はフィージブルと云える。しかし一方天然ガスの枯渇が2010年であつ石油価格の上昇が50%であるとすればピラヤ水力発電計画は代案のガス・タービン発電計画に劣ることになる。

天然ガスの現在における確定量からは2000年から2010年までの間に枯渇すると云われており、このことはボリビア政府も認めているところである。

なお経済評価の対象期間はピラヤ水力発電所運転開始後20年間であるが、適用割引率からみて約30年間のキャッシュ・フローを割引くことで本計画の経済評価は可能である。

14.5 内部経済収益率 (EIRR)

ENDEは国家電化計画 "Plan Nacional de Electrificación" で開発を決定した1990年までの送電変電設備の必要コストとさらに2000年までに開発が予定されているすべての開発計画をベースに2035年までに必要な各年度毎のNational Power System全体の経費の算定を行っている。この年度毎の経費は、送電変電設備の建設に必要な投資、保守運転維持費および燃料費からなっている。

これらの新しい送電変電設備に対応する新規の電力需要との間で割引率を変えてkWh当りのコストを算定した値は次の如く示されている。但し1980年12月価格である。

Discount rate	Natural gas price		Average cost
	Alt. I	Alt. II	
10%	41.13	41.09	41.10
12%	50.72	50.41	50.56
14%	60.97	60.37	60.67

Source: "Determinación del costo de la energía Eléctrica a mediano Plazo y Largo Plazo" 20 de Octubre de 1981, ENDE

すなわち割引率12% (投下資本に対し期待される報酬率)において平均単価は50.56US mills/kWhである。(但し発電線)

このような方法での電気料金(1kWh当りのコスト)の決め方は限界費用理論(marginal

cost theory)と呼ばれるものであるが、新規プロジェクトとの間での内部経済収益率の計算に当たって、コストに対応する収入として妥当なものと判断される。

したがって調査団は上述の電気料金を ENDE と協議の上 1981 年 12 月価格に換算し、ピラヤ水力発電計画のコストとの間で内部経済収益率の計算を行った。

ピラヤ水力発電計画に対応する電気料金：61.7 US mills/kWh (受電部における卸売価格)
但し、1981 年 12 月価格

Table 14-6 に示す如くピラヤ水力発電計画の内部経済収益率は 9.2% である。

14.6 感度分析

ピラヤ水力発電計画および代案ガス・タービン発電所計画の工事費の確度はかなり高い。しかしピラヤ水力発電計画の工事費のうち約 50% を占める土木工事費は地質条件によってかなり変動することも考えられる。また、電気機器および資材についても将来値上りが予想される石油価格と密接にリンクしている。

したがって調査団はピラヤ水力発電計画の工事費が想定値に対し 90%、110% および 120% と上昇した場合の便益・費用比率を検討した。その結果は次のとおりである。

Benefit-cost ratio Discount rate	Pilaya construction cost in %			
	90	100	110	120
10%	1.94	1.75	1.58	1.46
12%	1.61	1.45	1.31	1.21
14%	1.34	1.21	1.09	1.00

Note: Based on the natural gas price of alternative I

Table 14-6 Economic Internal Rate of Return

No.	Year	Salable energy (GWh)	Power rate (US mills/kWh)	(B) Revenue (US\$ 10 ³)	Construction cost (US\$ 10 ³)	O & M cost (US\$ 10 ³)	Replacement cost (US\$ 10 ³)	(C) Total (US\$ 10 ³)	(B) - (C) (US\$ 10 ³)	Discount rate i=9.2%	Present value (US\$ 10 ³)
-9	1982										
-8	1983				840			840	-840	1.851	- 1,554
-7	1984				26,217			26,217	-26,217	1.695	-44,437
-6	1985				15,424			15,424	-15,424	1.552	-23,938
-5	1986				25,621			25,621	-25,621	1.421	-36,407
-4	1987				38,743			38,743	-38,743	1.302	-50,443
-3	1988				66,861			66,861	-66,861	1.192	-67,778
-2	1989				42,027			42,027	-42,027	1.092	-45,893
-1	1990				17,905			17,905	-17,905	1.000	-17,905
1	1991	277.1	61.7	17,097		1,400	0	1,400	15,697	0.915	14,362
2	1992	330.6	61.7	20,398		1,400	0	1,400	18,998	0.838	15,920
3	1993	426.9	61.7	26,340		1,400	0	1,400	24,940	0.767	19,128
4	1994	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.703	20,647
5	1995	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.644	
...	
28	2018	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.085	
29	2019	498.7	61.7	30,770		1,400	21,460	22,860	7,910	0.077	609
30	2020	498.7	61.7	30,770		1,400	21,460	22,860	7,910	0.071	561
...	
38	2028	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.035	
39	2029	498.7	61.7	30,770		1,400	11,349	12,749	18,021	0.032	576
40	2030	498.7	61.7	30,770		1,400	11,349	12,749	18,021	0.029	527
...	
48	2038	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.014	
49	2039	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.013	
60	2040	498.7	61.7	30,770		1,400	0	1,400	29,370	0.012	
	Total	24,473.6	-	1,510,025	223,638	70,000	65,618	359,256	1,150,769	-	-1,892

$n=24$
 $29,370 \times 9.554 \times 0.703 = 197,262$

$n=8$
 $29,370 \times 5.493 \times 0.071 = 11,454$

$n=10$
 $29,370 \times 6.361 \times 0.029 = 5,417$

第15章 資金計画と財務分析

第15章 資金計画と財務分析

15.1 基本的な考察	15 - 1
15.2 資金計画	15 - 1
15.3 財務分析	15 - 2
15.3.1 前提条件	15 - 2
15.3.2 財務分析の結果	15 - 4

TABLE LIST

Table 15 - 1	Fund Requirement
15 - 2	Actual Power Tariff Rate
15 - 3	Statement of Income
15 - 4	Amortization Schedule
15 - 5	Statement of Cash Flow

第15章 資金計画と財務分析

15.1 基本的な考察

良く知られているように電力設備（発送変電設備）には巨額の投資が必要となる。また投資をしても数年にわたる建設期間を必要とし、投資による見返りとしての収入は数年後から始まる。完成した設備の耐用年数は一般の耐久設備と比較してかなり長い。このようなことは投資を行って得られる収入からの元本・金利の返済は長期にわたらざるを得ないことを意味する。

従って低金利、据置期間が長く、かつ返済期間の長い資金を調達することが電力設備の建設にとって不可欠の条件といえる。

調査団は本計画のための資金をボリヴィア国外から調達しなければならないものと想定し、外貨分については政府間の開発援助による借入を想定し、また、内貨部分については最近の世界銀行のラテンアメリカ諸国への融資例を参考にし借入れを想定し、融資条件を決めた。

投資の見返りとしての収入は電気料金である。ENDEの現行電気料金はブロック別（電気会社別）の卸売料金であるがNational Power Systemに連系されている電力会社別の電気料金は比較的安く、現行電気料金のまゝでは本計画の償還は困難である。過去の電気料金の推移をみるとほぼ2年毎に料金改訂が行われており、ピラヤ水力発電計画が運転開始する1991年初めまでには、大幅な上昇が予想される。

以上述べた如く、調査団は、本計画の必要投資額、現行の電気料金制度、国際金融機関の融資条件および政府間の開発援助の場合に考えられる融資条件等を総合的に勘案しながら、本計画の資金計画および財務分析を行うものとする。

15.2 資金計画

本計画の必要資金はエスカレーションを含めて1990年までに総計490,696千USドルに達する。このうち外貨分は198,094千USドル、内貨分は292,602千USドルと見積られている。直接工事費、間接費、エスカレーションおよび総工事費は次の如くなる。

	Unit: US\$10 ³		
	F. C.	D. C.	Total
Direct const. cost	109,385	90,404	199,789
Indirect const. cost	24,441	55,065	79,506
Escalation	64,268	147,133	211,401
Total const. cost	198,094	292,602	490,696

ボリヴィア政府の予算規模は1979年において2,744百万USドル、中央銀行の1980年

における貸出額は540百万USドルである。この予算規模および融資規模の中から、本計画の必要資金を賚うことは困難と思われる。したがって調査団は、必要資金をすべて外国からの借款によるものとし、また財務分析の結論からみて、低金利および返済期間の長い資金調達が不可欠であるので外貨分については政府間の開発援助による資金の借入れを、又内貨分については世界銀行等の国際金融機関からの借入れが望ましい。

	Unit : 10 ⁶ USドル
政府間開発援助(外貨分)	198,094
国際金融機関(内貨分)	292,602
合計(必要資金)	490,696

15.3 財務分析

ENDEは1980年2月に電気料金の改訂を行い、平均60%の値上げを行った。この結果1981年6月の平均売電料金は45.6 US mills/kWhとなっている。

本計画の運転開始年は1990年末であり、ENDEは1980年代に443.2百万USドルを投資し、総発電設備220 MWの開発を予定している。現行電気料金からピラヤ水力発電所が完成する1990年末の電気料金を想定することは、ボリヴィア国の経済が流動的であり、10年後を想定することは困難である。したがって調査団は本計画の投資(エスカレーションを含む)に見合う電気料金を独自に設定し、現行電気料金との関係を明らかにするものとする。

15.3.1 前提条件

(i) ピラヤ水力発電計画の総投資額と運転維持費

財務分析にあたっては、本計画が完成するまでに必要なエスカレーションを含むものとする。従って必要資金はTable 15-1に示す如く建設中利息を含めて490,696千USドルである。

また、本計画完成後の運転維持費および償却費は1990年価格をもとに算定するものとする。

Table 15-1 Fund Requirement

Unit: US\$10 ³			
	1981 Price	1990 Price	
A	Generating facilities	127,588	244,248
B	Transmitting facilities	47,690	83,909
C	Preparatory works	24,511	43,181
D	Contingency	14,509	25,516
E	Engineering & ENDE adm.	9,340	16,193
F	Interest during construction	55,657	97,649
Total		279,295	490,696

Operating Cost in 1991

Generation

$$224,248 \times 10^3 \times 0.006 = \text{US\$}1,345 \times 10^3$$

Transmission and transformation

$$83,909 \times 10^3 \times 0.0125 = \text{US\$}1,049 \times 10^3$$

Depreciation Cost: US\$12,038 x 10³

Generation

$$323,859 \times 10^3 / 50 = \text{US\$}6,477 \times 10^3$$

Transmission and transformation

$$166,837 \times 10^3 / 30 = \text{US\$}5,561 \times 10^3$$

(2) 資金調達条件

1983年より1990年までの総投資額のうち外貨分198.1百万USドルは政府間の開発援助による借款、内貨分292.6百万USドルは世界銀行等の国際金融機関からの借款として次の如く定めた。

外貨分(政府間開発援助)

金 利 : 3.5%/年

償 還 期 間 : 25年(内5年据置)

償 還 方 法 : 元本均等

内貨分(世銀等の国際金融機関)

金 利 : 9.6%/年

償 還 期 間 : 17年(内7年据置)

償 還 方 法 : 元利均等

コミットメント・チャージ : 0.75%/年

なお世界銀行の金利は米国内の市中銀行の金利とリンクしており最近の金利低下傾向を考えると将来下がる可能性はあるものと思われるが、コロンビアおよびペルーへの電力関係の融資実績をふまえて想定したものである。

(3) 現行電気料金

ENDEのブロック別平均売電単価の実績は次のとおりである。

Table 15-2 Actual Power Tariff Rate

	1979		1980		1981	
	\$B/kWh	US mills/kWh	\$B/kWh	US mills/kWh	\$B/kWh	US mills/kWh
ENDE	0.55	22.0	0.69	27.6	1.18	47.2
BPC (La Paz)	0.61	24.4	0.81	32.4	1.35	54.0
BPC (Oruro)	0.52	20.8	0.75	30.0	0.93	37.2
CRE	0.93	37.2	1.15	46.0	1.78	71.2
ELFEC	0.88	35.2	1.11	44.4	1.70	68.0
CESSA	0.88	35.2	1.21	48.4	1.66	66.4
CEPSA	0.94	37.6	1.42	56.8	2.00	80.0
SETAR	1.53	61.2	1.88	75.2	2.46	98.4
ELFEO	0.46	18.4	0.66	26.4	1.15	46.0
COSERELEC	2.45	98.0	2.98	119.2	3.30	132.0

Conversion Rate: 25.0 \$B/1 US\$

なお1981年の1月から6月までのENDEの売電電力量と料金収入から得られた平均売電実績は1.141\$B/kWh (45.6 US mills/kWh)である。

15.3.2 財務分析の結果

現行電気料金は低廉な天然ガス価格および Santa Isabel (72.0 MW) および Corani (54.0 MW) の両水力発電所を中心に決められた卸売電気料金である。ボリビア国は広大な土地に電力需要地が分散しており、従って電力の輸送設備である送変電設備が占める割合が大きい。ピラヤ水力発電計画の場合、投資額の比率において発電設備が約70%、送変電設備が約30%である。従ってこれらの設備の投資を回収するために必要な電気料金は日本あるいは米国(送変電設備への投資比率約20%)と比較して大きくなる。

Table 15-3に示すように現行の電気料金45.6 US mills/kWhを1991年までに3倍に引上げれば、本計画は財務的にフィジブルな計画であると云える。

すなわち運転開始後3年目には、キャッシュ・バランスは黒字に転じ6年後には累積キャッシュ・バランスも黒字に転じ、10年後の2000年には51.9百万USドルの黒字が生じる。Table 15-3, Table 15-4およびTable 15-5に財務分析の結果を示す。

Table 15-3 Statement of Income

		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
(A) Energy sales													
Energy sold	(GWh)	277.1	330.6	426.9	498.7	498.7	498.7	498.7	498.7	498.7	498.7	498.7	498.7
Electricity rate per kWh	(US\$/MWh)	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9	136.9
Gross revenue	(US\$10 ⁶)	37.9	45.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3	68.3
(B) Operating cost Generation													
Generation	(US\$10 ⁶)	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.5	2.5
Transmission & transf.	(US\$10 ⁶)	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.9	1.9
Depreciation	(US\$10 ⁶)	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Total	(US\$10 ⁶)	14.3	14.5	14.7	14.9	15.1	15.4	15.6	15.9	16.1	16.4	16.4	16.4
(C) Operating income:													
(A) - (B)	(US\$10 ⁶)	23.6	30.8	43.6	53.4	53.2	52.9	52.7	52.4	52.2	51.9	51.9	51.9
(D) Financial expenses													
Interest on F. C.	(US\$10 ⁶)	6.8	6.8	6.7	6.2	6.0	5.7	5.4	5.1	4.8	4.6	3.9	3.7
Interest on D. C.	(US\$10 ⁶)	28.1	26.3	24.4	22.3	19.9	17.4	14.6	11.5	8.2	4.5	0	0
Total	(US\$10 ⁶)	34.9	33.1	31.1	28.5	25.9	23.1	20.0	16.6	13.0	9.1	3.9	3.7
(E) Net income:													
(C) - (D)	(US\$10 ⁶)	-11.3	-2.3	12.5	24.9	27.3	29.8	32.7	35.8	39.2	42.8	48.0	48.2

Table 15-4 Amortization Schedule

No.	Year	* Borrowing			Foreign currency portion redemption			* Borrowing			Domestic currency portion redemption			* Borrowing			Total redemption		
		Investment (US\$10 ⁶)	Principal (US\$10 ⁶)	Interest (US\$10 ⁶)	Total (US\$10 ⁶)	Investment (US\$10 ⁶)	Principal (US\$10 ⁶)	Interest (US\$10 ⁶)	Total (US\$10 ⁶)	Investment (US\$10 ⁶)	Principal (US\$10 ⁶)	Interest (US\$10 ⁶)	Total (US\$10 ⁶)	Investment (US\$10 ⁶)	Principal (US\$10 ⁶)	Interest (US\$10 ⁶)	Total (US\$10 ⁶)		
1	1982	0		0	0	0		0	0	0		0	0		0	0	0		
2	1983	0.7		0	0	0.3		0	0	1.0		0	0		0	0	0		
3	1984	9.1		0.3	0.3	27.7		2.7	2.7	36.8		3.0	3.0		3.0	3.0	3.0		
4	1985	9.0		0.6	0.6	18.1		4.4	4.4	27.1		5.0	5.0		5.0	5.0	5.0		
5	1986	19.4		1.0	1.0	27.9		7.1	7.1	47.3		8.1	8.1		8.1	8.1	8.1		
6	1987	39.3		2.7	2.7	34.9		10.5	10.5	74.2		13.2	13.2		13.2	13.2	13.2		
7	1988	59.3		4.8	4.8	58.5		16.1	16.1	117.8		20.9	20.9		20.9	20.9	20.9		
8	1989	40.5	0.5	6.2	6.7	70.3		22.8	22.8	110.8	0.5	29.0	29.5		29.0	29.5	29.5		
9	1990	20.8	1.0	6.9	7.9	54.9		28.1	28.1	75.7	1.0	35.0	36.0		35.0	36.0	36.0		
10	1991		2.0	6.8	8.8		18.4	28.1	46.5		20.4	34.9	55.3		20.4	34.9	55.3		
11	1992		4.0	6.8	10.8		20.2	26.3	46.5		24.2	33.1	57.3		24.2	33.1	57.3		
12	1993		7.0	6.7	13.7		22.1	24.4	46.5		29.1	31.1	60.2		29.1	31.1	60.2		
13	1994		9.0	6.2	15.2		24.2	22.3	46.5		33.2	28.5	61.7		33.2	28.5	61.7		
14	1995		10.0	6.0	16.0		26.6	19.9	46.5		36.6	25.9	62.5		36.6	25.9	62.5		
15	1996		10.0	5.7	15.7		29.1	17.4	46.5		39.1	23.1	62.2		39.1	23.1	62.2		
16	1997		10.0	5.4	15.4		31.9	14.6	46.5		41.9	20.0	61.9		41.9	20.0	61.9		
17	1998		10.0	5.1	15.1		35.0	11.5	46.5		45.0	16.6	61.6		45.0	16.6	61.6		
18	1999		10.0	4.8	14.8		38.3	8.2	46.5		48.3	13.0	61.3		48.3	13.0	61.3		
19	2000		10.0	4.6	14.6		42.0	4.5	46.5		42.0	9.1	51.1		42.0	9.1	51.1		
20	2001		10.0	3.9	13.9		0	0	0		10.0	3.9	13.9		10.0	3.9	13.9		
21	2002		10.0	3.7	13.7		0	0	0		10.0	3.7	13.7		10.0	3.7	13.7		
	Total	198.1	103.5	88.2	191.7	292.6	287.8	268.9	556.7	490.7	381.3	357.1	738.4		490.7	381.3	738.4		

* Including interest during construction.

Table 15-5 Statement of Cash Flow

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
(A) Cash receipts		1.0	36.8	27.1	47.3	74.2	117.8	110.8	75.7	0.7	9.7	24.5	36.9	39.3	41.8	44.7	47.8	51.2	54.8
1) Net income		-	-	-	-	-	-	-	-	-11.3	-2.3	12.5	24.9	27.3	29.8	32.7	35.8	39.2	42.8
2) Depreciation		-	-	-	-	-	-	-	-	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
3) Borrowings		1.0	36.8	27.1	47.3	74.2	117.8	110.8	75.7										
F.C. portion		0.7	9.1	9.0	19.4	39.3	59.3	40.5	20.8										
D.C. portion		0.3	27.7	18.1	27.9	34.9	58.5	70.3	54.9										
(B) Cash disbursements		1.0	38.8	29.0	48.9	75.6	118.7	111.7	76.7	20.4	20.2	22.1	24.2	26.6	29.1	31.9	35.0	38.3	42.0
1) Commitment charge		0	2.0	1.9	1.6	1.4	0.9	0.4	0										
2) Construction		1.0	36.8	27.1	47.3	74.2	117.8	110.8	75.7										
3) Repayment of debt								0.5	1.0	20.4	24.2	29.1	33.2	36.6	39.1	41.9	45.0	48.3	42.0
Principal of F.C. portion		-	-	-	-	-	-	0.5	1.0	2.0	4.0	7.0	9.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Principal of D.C. portion		-	-	-	-	-	-	-	-	18.4	20.2	22.1	24.2	26.6	29.1	31.9	35.0	38.3	42.0
(C) Cash balance: (A) - (B)		0	-2.0	-1.9	-1.6	-1.4	-0.9	-0.9	-1.0	-19.7	-10.5	2.4	12.7	12.7	12.7	12.8	12.8	12.9	12.8
(D) Accumulated total		0	-2.0	-3.9	-5.5	-6.9	-7.8	-8.7	-9.7	-29.4	-39.9	-37.5	-24.8	-12.1	-0.6	13.4	26.2	39.1	51.9

JICA