

えば0.4) することができる。

第2回プロGRESS・レポート(1991年7月)では、1939年から1987年までの49年間の地震記録に基づき地震危険度解析を実施したが、本報告では、1900年から1991年までの92年間の地震記録に基づいて地震危険度解析を改めて実施した。

Pirris水力地点の設計水平震度は、(5)式において  $R=0.5$  として算出してみると、計画地点において想定される最大加速度が290galであることから、地盤の設計水平震度は  $K_H=0.15$  となる。

## (2) ダムの設計水平震度

ダムの設計水平震度については、Table 8-8 に示したように、フィルダム、重力式ダムに関しては地盤の設計水平震度と同じ値を採用する。アーチダムに対しては地盤の設計水平震度の2倍の値を採用する。

Table 8-8 Design Horizontal Seismic Coefficient for Dam

ダム型式	ダムの設計水平震度
フィルダム	0.15
重力式ダム	0.15
アーチダム	0.30

## 8.3 あとがき

ダムの最適形状・最適断面の決定、および、ダムの地震時安定性に関する基本的評価検討は、通常、震度法により実施される。震度法で用いるべき設計震度は、前述のように、計画地点で想定される地震動の最大加速度に変換係数を考慮して評価する。しかし、変換係数の大きさは、想定される地震動の周波数特性、耐震設計の対象となる地盤およびダムの動的特性に依存するため、詳細設計のステップで、動的解析によるダムの耐震安定性の確認を実施することが望まれる。動的解析と静的解析の比較により、設計震度の妥当性を評価することができる。

参考に、ダムの耐震設計の基本フローを Fig. 8-9 に示す。

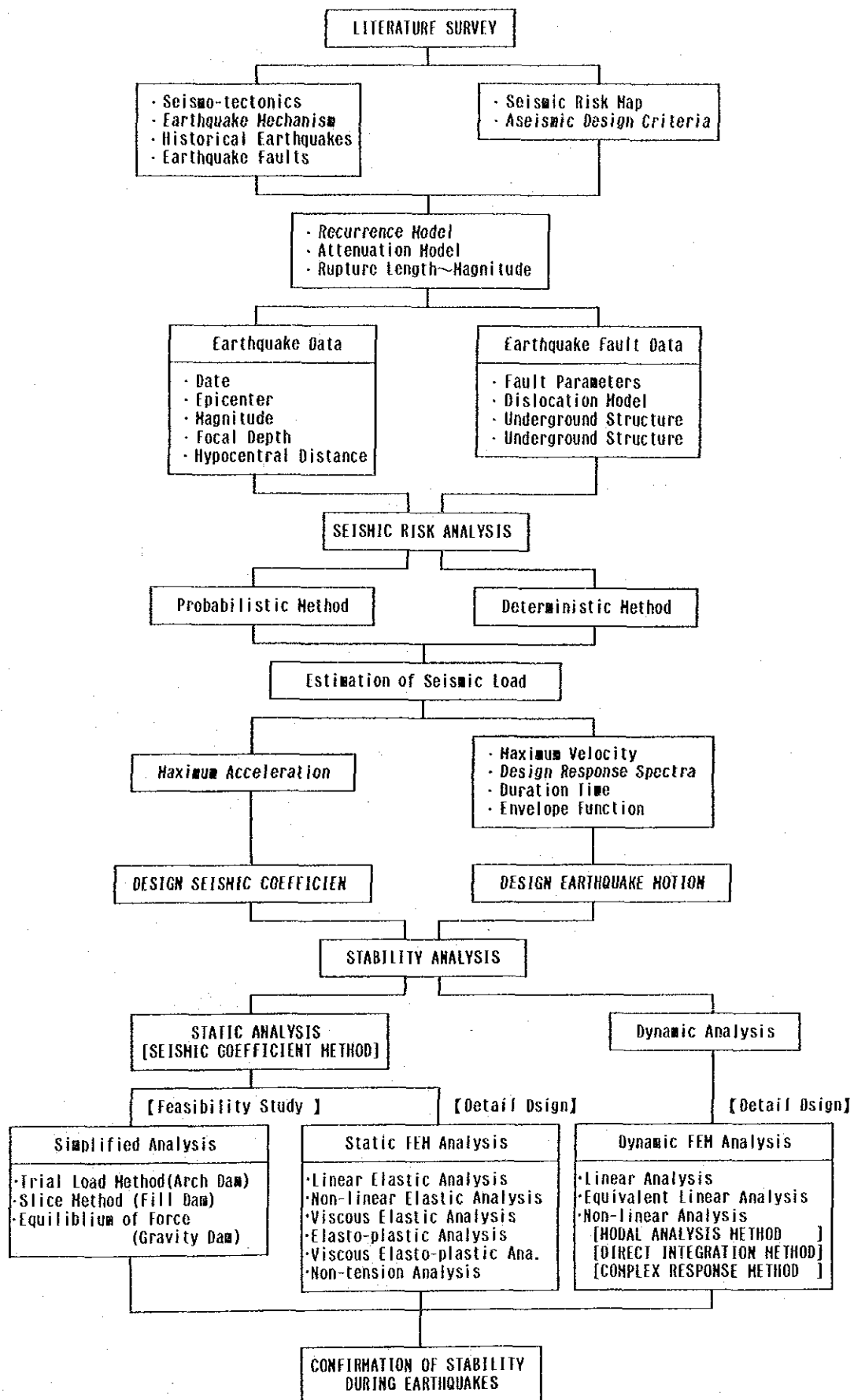


Fig.8-9 General Procedure of Earthquake Resistant Design for Dam

参考文献

- 1) Vasconez K.C. ; Costa Rica : A Country profile, V.S. Department of Commerce Report, No. PB-89-105829.
- 2) Bourgsis J, J. Azema, J. Tournon, J. Aubouin,  
The geological history of the Caribbean-Cocos plate boundary with special reference to the Nicoya ophiolite complex (Costa Rica) and D.S.D.P. results (Legs 67 and 84 off Guatemala) :  
A synthesis, Tectonophysics , Vol.108, pp1~32, 1984.
- 3) Instituto Costarricense de Electricidad  
P.H. Pirris Estudio Seismologico Preliminar, Noviembre, 1989.
- 4) 野田節雄、上部達生、千葉忠樹：重力式岸壁の震度と地盤加速度、港湾技術研究所報告 VOL.14, No4 pp67~111, 1975
- 5) 松尾稔、板橋一雄：斜面および土構造物の耐震性評価に関する研究、土木学会論文報告集、第352号、Ⅲ-2, 1984.12
- 6) 伯野元彦、森川修：地震加速度と構造物破壊の関係についての一つのシミュレーション、土木学会論文報告集、No.344, I-1, pp.299~302, 1984.4
- 7) Watanabe H., Sato S. and Murakami K. : Evaluation of Earthquake-Induced Sliding in Rockfill Dams, Soil and Foundation, VOL.24, No.3 pp.1~14 Sept, 1984
- 8) 日本電気協会：原子力発電所耐震設計技術指針：1987



## 第 9 章 開 発 計 画



## 第 9 章 開 発 計 画

	頁
9.1 既存開発計画および開発規模のレビュー .....	9-1
9.1.1 上流域における上水道取水計画 .....	9-1
9.1.2 段階開発計画と開発基本構想 .....	9-2
9.1.3 需要形態と開発規模 .....	9-9
9.2 開発計画の比較検討（第1次検討） .....	9-13
9.2.1 代替案の選定 .....	9-13
9.2.2 開発計画の比較検討 .....	9-16
9.3 開発計画の比較検討（第2次検討） .....	9-44
9.3.1 検討の基本条件 .....	9-44
9.3.2 ダム地点とダムタイプの決定 .....	9-45
9.3.3 開発規模の検討 .....	9-46
9.3.4 最大使用水量とピーク時間の検討 .....	9-46
9.3.5 主機台数の検討 .....	9-47
9.3.6 最適開発計画 .....	9-49

## List of Figures

- Fig. 9-1 Alternative Layout
- Fig. 9-2 Daily Load Curve
- Fig. 9-3 Power Demand and Supply Balance (2001)
- Fig. 9-4 Cross Section at Two Dam Sites
- Fig. 9-5 Upper Damsite Rockfill Dam Plan & Section  
(HWL 1195.0)
- Fig. 9-6 Lower Damsite Concrete Arch Dam Plan & Section  
(HWL 1184.7)
- Fig. 9-7 Lower Damsite Concrete Gravity Dam Plan & Section  
(HWL 1184.7)
- Fig. 9-8 Lower Damsite Rockfill Dam Plan & Section  
(HWL 1184.7)
- Fig. 9-9 Area-Capacity Curve (Upper dam site)
- Fig. 9-10 Area-Capacity Curve (Lower dam site)
- Fig. 9-11 Mass Curve at Dam Site (Lower dam site)
- Fig. 9-12 Firm Discharge and Effective Storage Capacity  
(Lower dam site)
- Fig. 9-13 Study on Reservoir Storage Volume (1)  
(Lower dam site, Concrete Arch Dam)
- Fig. 9-14 Study on Reservoir Storage Volume (1)  
(Upper dam site, Rockfill Dam)
- Fig. 9-15 Lower Damsite Concrete Arch Gravity Dam Plan & Section  
(HWL 1194.7)
- Fig. 9-16 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
(Upper dam site, Rockfill Dam)
- Fig. 9-17 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
(Lower dam site, Concrete Gravity Dam)
- Fig. 9-18 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
(Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam)
- Fig. 9-19 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (1) (B/C)  
(Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam, HWL 1195.0)
- Fig. 9-20 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (2) (B-C)  
(Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam, HWL 1195.0)
- Fig. 9-21 Flow Chart of Power and Energy Calculation
- Fig. 9-22 Operation Rule of Reservoir
- Fig. 9-23 Pirris Reservoir Operation
- Fig. 9-24 Monthly Energy Generation



## List of Tables

Table 9-1	Alternative Study (1) (Lower dam site)
Table 9-2	Standard Alternative Thermal Power Plant
Table 9-3	Study on Reservoir Storage Volume (1)
Table 9-4	Alternative Study (2)
Table 9-5	Study on Reservoir Storage Volume (2)
Table 9-6	Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration
Table 9-7	Summary of Operation Study of Pirris Reservoir
Table 9-8	Energy Generation of Pirris Power Plant
Table 9-9	Monthly Peak Power of Pirris Power Plant

## 第 9 章 開 発 計 画

### 9.1 既存開発計画および開発規模のレビュー

#### 9.1.1 上流域における上水道取水計画

Pirris上水道取水計画は I C A A が San Jose市の上水供給のために立案した7つの計画の一つである。この計画はPirris川上流域にある Santa Maria市の上流に Copeyダムを設け、38.6kmの水路によって San Jose市郊外の San Rafael町まで水量  $2.0\text{m}^3/\text{s}$  を給水するものである。1989年8月に作成された給水計画評価報告書 (Plan Maestro de Abastecimiento de Agua y Saneamiento y Alcantarillado Sanitario de la Gran Area Metropolitana) によれば上水道取水計画の概要は次の通りである。

ダム地点は Santa Maria市上流 5 km地点にあり、集水面積は  $62.4\text{km}^2$  で Pirris川上流域を集水する。ダムは高さ67mのコンクリートフェイシングを有するロックフィルダムで、堤頂長520m、堤体積  $2,592 \times 10^3\text{m}^3$  である。貯水池総貯水容量は  $38.5 \times 10^6\text{m}^3$  となり、このうち有効貯水容量  $36.5 \times 10^6\text{m}^3$ 、有効水深41.5mにより最大取水量  $2.0\text{m}^3/\text{s}$  を取水位1,818mで取水する。導水路は径90cmの水圧鉄管延長31.3kmおよび圧力トンネル延長7.3kmの合計38.6kmにより、ダムから Santa Maria市 San Cristobal町、Corralillo町を通り San Rafael町に至るルートに設置される。水路終点の San Rafael町には容量  $5,000\text{m}^3$  のコンクリート水槽が水位標高1,215mに設置されて San Jose市の上水道に接続される。

この計画の総工事は  $114,600 \times 10^3$  US\$ で立米当り単価は  $0.598$  US\$/ $\text{m}^3$  と推定されている。I C A Aはこの計画の外に6案を計画しており、その計画案の立米当り単価は次の通りである。

計 画 名	取 水 量	立米当り単価
1. Heredia地区地下水揚水計画	2.3 m <sup>3</sup> /s	0.134 US\$/m <sup>3</sup>
2. Rio Macho取水計画	2.3 "	0.193 "
3. Rio Sarapiquí揚水計画	0.6 "	0.254 "
4. Rio Patrio 取水計画	1.0 "	0.238 "
5. Rio Sarapiquí・Rio Patris計画	2.3 "	0.247 "
6. Rio Trendas取水計画	1.0 "	0.274 "
7. Rio Pirris 取水計画	2.0 "	0.598 "

上記の通り Pirris 川取水計画は7案中で最も経済性が悪く、計画実施の可能性が非常に少ないと評価されている。従ってICEと協議の結果、Pirris水力発電開発計画の検討には、上記の取水計画を考慮しないこととした。

#### 9.1.2 段階開発計画と開発基本構想

##### (1) 開発計画比較案の選定

現在のICEの提案する計画に依ると、Pirris水力発電計画は総落差が約900mという高落差計画地点である。

その落差開発について、現地調査に基づき、地質および地形を考慮して検討すると Fig. 9-1 に示す様に、ICEで提案している一段開発を含め、三つの比較案が考えられる。

Plan I は、Pirrisダムから発電所まで1本の圧力導水路トンネルで結ぶダム水路式の計画であり、得られる落差を一気に開発する計画である。

この場合には、導水路トンネルが約9kmと長く、経済性を考慮した施工法、工期の検討が問題となる。

Plan II、IIIは落差を二段に分けて開発する計画である。

これらの基本レイアウトは Pirris ダムと発電所を圧力導水路で結び、ダム下流にNo.1 発電所を設置する。さらにNo.1 発電所下流に設ける小ダムにより、No.1 発電所の放流水と残流を統合して、再調整する調整池式発電所としてNo.2 発電所を設置する。

No.2 発電所の位置は、一段開発の発電所地点に設置する計画である。

これらの案では、計画を二つの発電計画に分けることにより、個々の発電計画の

プロジェクト・コストが小さくなり、段階開発が可能となるものの、全体としてのコストは大きくならざるを得ない。

(2) 開発基本構想

前項で選定した各比較案の諸元と経済性の比較検討結果を Table 9-1 に示す。

この結果から、最も経済性ですぐれている Plan1 が基本開発案として選定された。



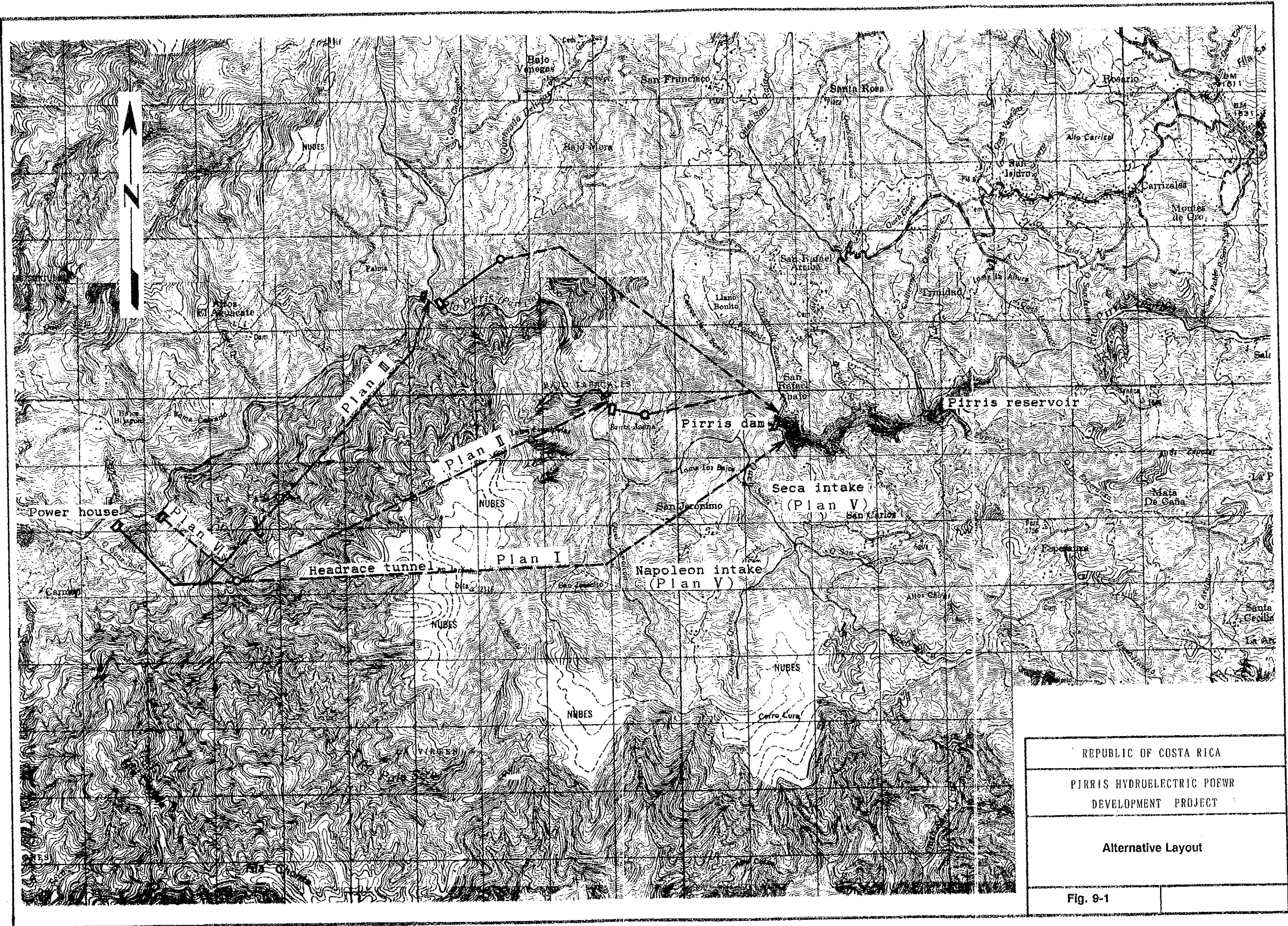


Table 9-1 Alternative Study (1) (Lower dam site)

Item	Unit	Plan I	Plan II			Plan III		
			No.1 PS	No.2 PS	Total	No.1 PS	No.2 PS	Total
			ダム水路式	同 左	—	ダム水路式	同 左	—
Catchment Area	km <sup>2</sup>	250.8	250.8	277.4 (250.8+26.6)	—	250.8	313.9 (250.8+63.1)	—
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	351.61	351.61	388.90	—	351.61	440.07	—
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	284.62	284.62	323.65	—	284.62	369.79	—
Annual Spill	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	66.99	66.99	65.25	—	66.99	70.28	—
Dam Type	—	Concrete Arch	Concrete Arch	Concrete	—	Concrete Arch	Concrete	—
High Water Level	m	1,184.7	1,184.7	915	—	1,184.7	677	—
Low Water Level	m	1,149	1,149	914	—	1,149	674	—
Available Drawdown	m	35.7	35.7	1	—	35.7	3	—
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	26.88	26.88	0.40	—	26.88	0.65	—
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	20	20	0.10	—	20	0.25	—
Dam Height	m	108	108	30	—	108	35	—
Tunnel Length	m	8,590	2,200	6,700	—	5,200	5,700	—
Tunnel Diameter	m	2.5	2.5	2.7	—	2.5	2.9	—
Tunnel Type	—	Pressure	Pressure	Pressure	—	Pressure	Pressure	—
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	15	15	17	—	15	20	—
Standard Intake Water Level	m	1,173	1,173	915	—	1,173	677	—
Tail Water Level	m	303	915	303	—	677	303	—
Gross Head	m	870	258	612	870	496	374	870
Rated Effective Head	m	816.59	244.14	575.48	819.62	466.89	346.17	813.06
Installed Capacity	MW	105.1	31.4	83.9	115.3	60.1	59.4	119.5
Head Loss	m	53.41	13.86	36.52	50.38	29.11	27.83	56.94
Firm Peak Power	MW	102.39	30.61	82.80	113.41	58.54	54.80	113.34
Annual Firm Energy	GWh	186.86	55.87	151.12	206.99	106.84	100.00	206.84
Annual Secondary Energy	GWh	370.01	110.62	292.53	403.15	211.56	204.91	416.47
Annual Total Energy	GWh	556.87	166.49	443.65	610.14	318.40	304.91	623.31
Investment Cost	10 <sup>6</sup> ¥	12,951	15,001			16,220		
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> ¥	1,684	1,950			2,109		
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> ¥	2,286	2,519			2,544		
Benefit Cost Ratio (B/C)	—	1.36	1.29			1.21		
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> ¥	603	569			435		
Unit Cost of Energy	¥/kWh	23	25			26		







REPUBLIC OF COSTA RICA	
PIRRIS HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
Alternative Layout	
Fig. 9-1	





### 9.1.3 需要形態と開発規模

#### (1) 需要形態

Costa Ricaの電力需要は夏季の11,12月頃が最大となる。電力需要の日変化は年間を通じさまざまな形態がある。

Fig. 9-2 に1990年4月4日(水)と11月19日(月)の日負荷曲線の代表例を示す。

ICEの負荷は夜明けの4時頃より立ち上がり午前のピークが11~12時に、そして昼休みには朝7時頃の負荷にまで下がり、再び16時頃より増加し18時頃に点灯ピークとなる。瞬時ピークは午前と午後にそれぞれ1回あり、ピーク時間は約4~6時間である。およそ需要の35~40%は24時間で、需要の70%は約14時間であり残りはピークとなっている。

最大需要は682MW(1990年11月19日)で日負荷率は約65%である。この日負荷曲線より、需要のほとんどが従量電灯と電力負荷により構成されているものと思われる。

#### (2) 開発規模

発電規模の検討にあたり、電力需給バランスよりの必要ピーク継続時間の検討も必要である。

ここではICEが作成した需要想定と設備計画(“SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO de Costa Rica, Plan de Expansion de la Generacion segun Modelo LOGOS”)を基に、概略の必要ピーク継続時間の検討を行った。ICEの電力設備は水力中心であり、ICEの設備計画からも将来とも水力中心は変わらないものと思われる。

一般に電力需要からみた必要ピーク継続時間は、水主火従系統においては「差引法」によって検討される。ここでもこの「差引法」により検討を行った。

#### 検討条件

「差引法」の検討にあたり次の条件に基づき検討を行った。

- i) Pirris 発電所の運開年は2001年とする。
- ii) 1990年11月19日(月)をベースとして日負荷曲線を2001年に変換する。
- iii) 地熱及び火力発電所をベースとし、24時間稼働とする。

iv) 既設水力発電所及び Pirris 水力発電所を除く2000年以前に投入予定の水力発電所は中間負荷にあてはめるものとする。

v) 瞬時ピーク対応はガスタービンにて行うものとする。

vi) iii) ~ v) で不足する電力を Pirris 発電所で補うものとする。

vii) 既設の1970年以前に運開した火力は、2001年時点では経年により運転不可能であると考え、廃止するものとする。

(Colima 19MW 1956年、1962年運開、 San Antonio 10MW 1954年運開)

viii) 他国からの電力輸入は、検討の対象としては考えないものとする。

ix) Pirris 発電所の供給力は、計画値 (出力 128MW) を採用した。

この結果、Pirris発電所の位置付けは Fig. 9-3 に示す様にピーク対応発電所として開発すべきものと考えられる。

これより Pirris 発電所の必要ピーク継続時間は、5時間となる。

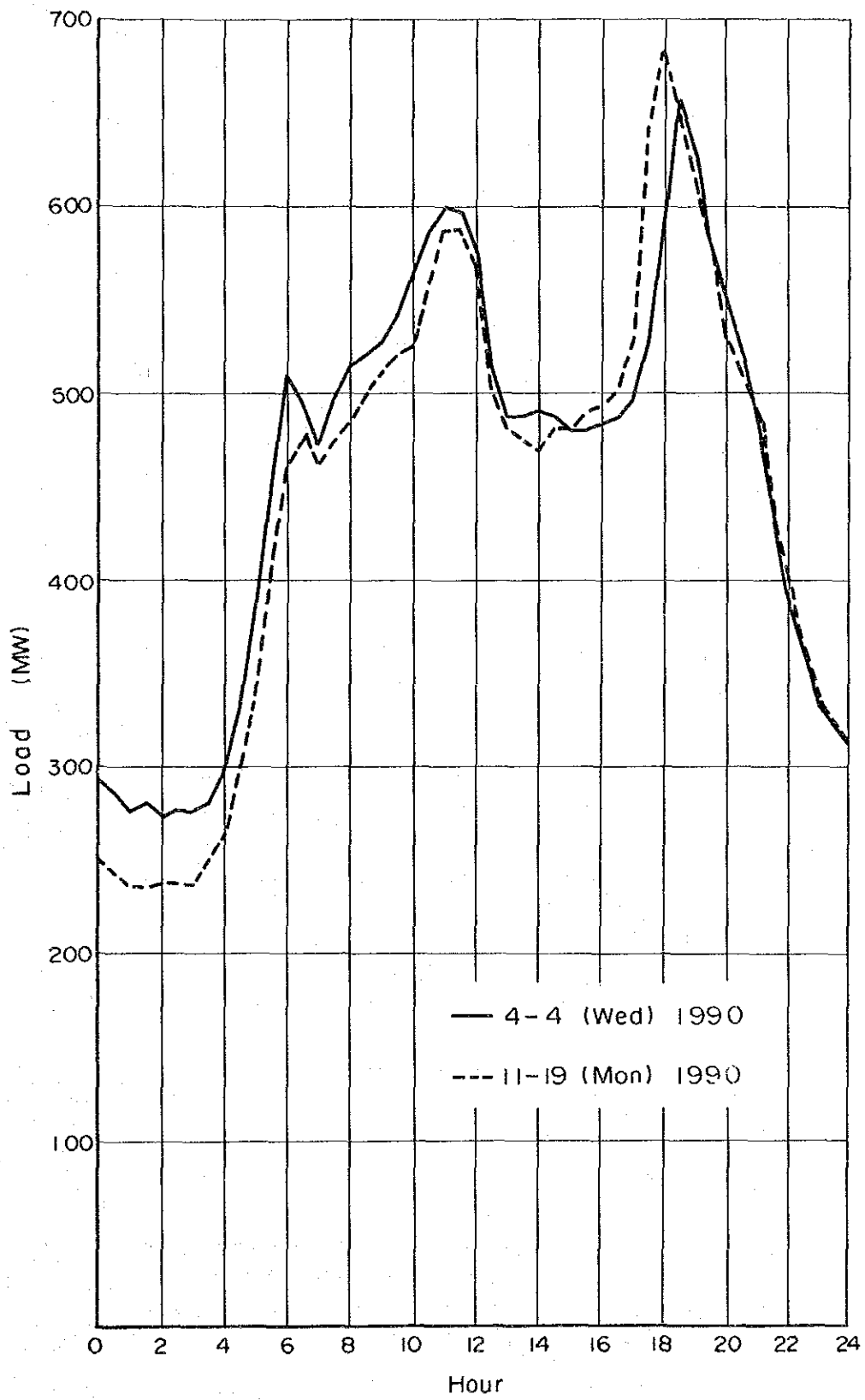
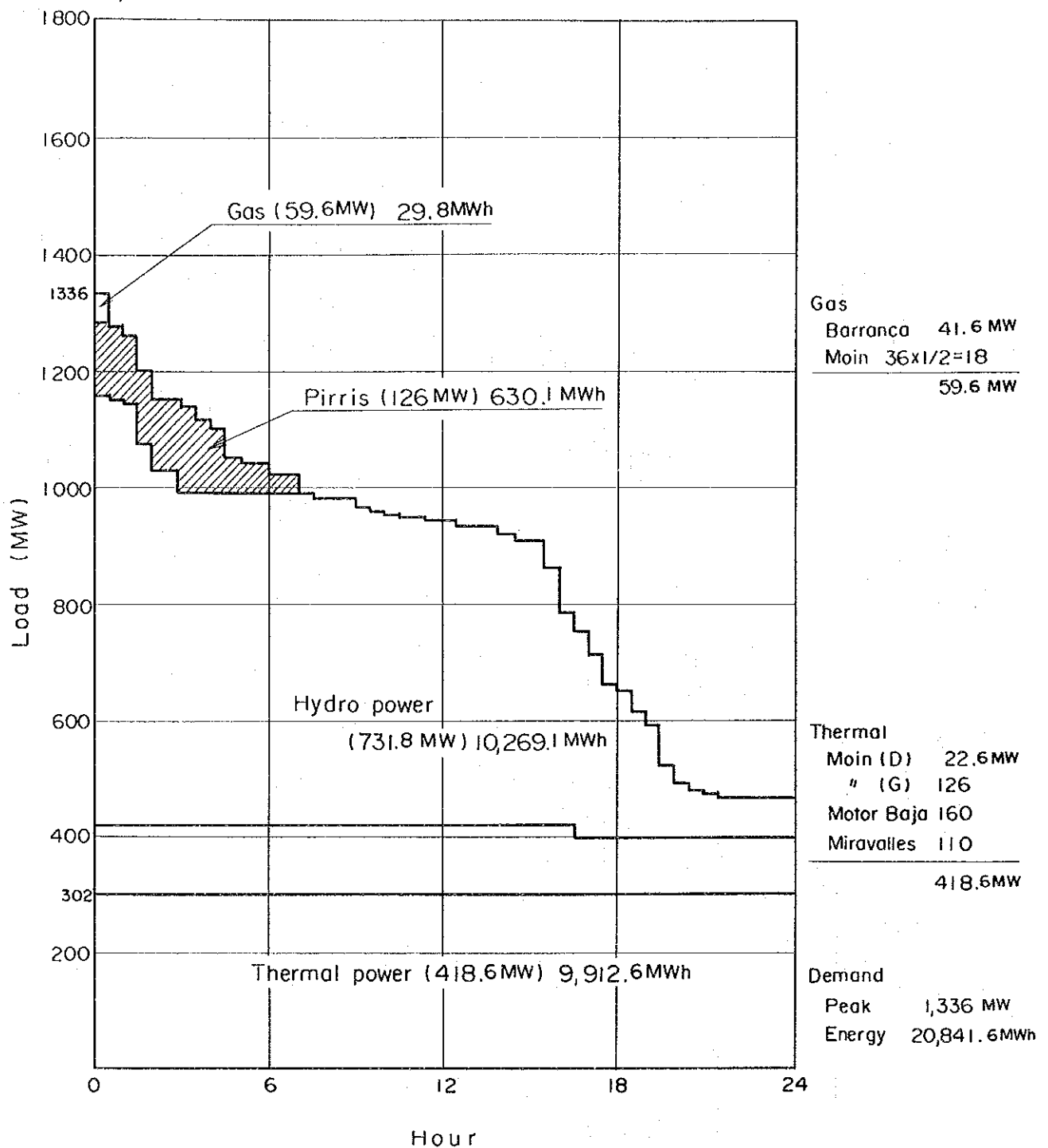


Fig. 9-2 Daily Load Curve



- \* 1. It was assumed that 5% of the total thermal installed capacity in 1990 will gradually and linearly diminish until year 2010.
- \* 2. A half capacity of a gas turbine at Main Power Station will be used for peak load supply. Others are used for base load supply.

Fig. 9-3 Power Demand and Supply Balance (2001)

## 9.2 開発計画の比較検討（第1次検討）

### 9.2.1 代替案の選定

#### (1) ダム地点とダムタイプ

本計画におけるダム地点は、Pirris峡谷の入口地点（下流ダム地点）と、これより上流500mの地点（上流ダム地点）の2ヶ地点があげられる。

この理由としては、下流ダム地点の右岸側の地質条件から、ダム高さの選定上、制限されるものと考えられたからである。

この2つのダム地点を地形的に見ると、下流地点はV字型地形をなし、堤頂長（L）と堤高（H）の比は1.8である。通常このような河谷の形状を持つ地点はコンクリートアーチダムに最も適している。一方、上流地点は緩いU字型をなし、L対Hの比は2.5である。これは、ダム築造材料が廉価であるロックフィルダムに適した地形といえる。

Fig. 9-4 に2つのダム地点の横断形状を示す。

現地踏査の結果、下流ダム地点の右岸側の地質は、当初予想されていた中腹にテラバ層はなく、一様な安山岩質熔岩と考えられた。このことから、ダムの高さの制限は、確実なことは'90年に実施される地質調査工事の結果を待たなければならないが、緩和されるものと判断された。一方、上流地点は、砂岩粘板岩の互層で、標高が上がるにつれ、特に左岸側で風化が大きく堅岩線は深いと予想された。

以上のことから、下流地点のダムは、コンクリートアーチダム、全重力ダムおよびロックフィルダムの3タイプを選定して概略比較検討を行った。

しかし、ロックフィルダムの場合は地形的にみて、施工性の問題が考えられる。なお、上流ダム地点はロックフィルダムに限定した。

Fig. 9-5 ~ Fig. 9-8 に有効貯水容量 $20 \times 10^6 \text{m}^3$ とした場合のダムの概略のレイアウトを示す。

検討の結果、ダムタイプは、ダムの高さに関係なく上流ダム地点はロックフィルダムが、下流地点はアーチダムが現時点では適当と判断された。

一次的最適開発規模の検討は、まずはダムの位置を下流地点としたレイアウトに基づき行うこととした。しかしながら、上流ダム地点は有効貯水容量を同等とした場合、落差が増加することから、年間発生電力量の増加が期待できるものである。したがって、上流ダム地点についても、開発規模の検討を行い、これをもって下流



地点と比較する必要がある。

このため、上流地点については、下流地点で求められた一次的最適規模と同等の有効貯水容量規模を持つ開発案を含めて比較することとした。

比較検討については9.2.2項に記述されている。

## (2) 流域面積と有効貯水容量

- 本計画のダム地点（下流地点）における総流域面積は、250.8km<sup>2</sup>である。

しかしICAAがSanta Maria市上流約5kmの地点（流域面積62.4km<sup>2</sup>）において、水道用水として取水し、San Joseに導水する計画がある。

したがって従来ICEは実質流域面積188.4km<sup>2</sup>(250.8-62.4=188.4km<sup>2</sup>)としてPirris水力発電計画の検討を実施していた。

しかし、今回の調査において、9.1.1項で述べた通り、本計画のフィージビリティ・スタディにおいては、Pirrisダム上流における水道取水計画を考慮しないこととした。したがって、本計画の検討にはダム地点（下流地点）の総流域面積250.8km<sup>2</sup>を考慮することとする。

- 本計画のダム地点として下流地点とこの代替案として、上流地点（下流ダム地点より上流約500mの地点）がある。

今回この両地点における貯水池容量曲線の見直しを1/5,000地形図により実施した。

見直した容量曲線をFig.9-9、およびFig.9-10に示す。

ダム地点の堆砂量（6.4項参照）および圧力トンネルの最小取水水深を考慮して、貯水池の最低水位（LWL）を設定した。

この結果、貯水池有効容量を $20 \times 10^6$ 、 $30 \times 10^6$ 、 $40 \times 10^6$  m<sup>3</sup>とした場合の貯水池満水位（HWL）及び低水位（LWL）はそれぞれ下記の通りとなる。

有効容量	;	$20 \times 10^6 \text{ m}^3$	$30 \times 10^6 \text{ m}^3$	$40 \times 10^6 \text{ m}^3$
上流ダム地点(HWL)	;	1,195.0m	1,204.7m	1,213.1m
(LWL)	;	1,161.0m	1,161.0m	1,162.0m
下流ダム地点(HWL)	;	1,184.7m	1,194.7m	1,203.1m
(LWL)	;	1,149.0m	1,149.0m	1,150.0m

### (3) 溪流取水

溪流取水地点については、導水路トンネル通過区間に、Pirris川支流Queb. Seca (流域面積10.6km<sup>2</sup>) およびQueb. Napoleon (流域面積3.9km<sup>2</sup>) の2ヶ所が考えられる。

これらの溪流からの取水は小規模取水ダム、短い連絡水路および合流槽のみで直接導水路に接続可能である。したがって、これら溪流の取水を行うことによって本計画の経済性の改善が図られるかどうか、その検討を Queb. Seca の取水のみと、Queb. SecaとQueb. Napoleonの両溪流からの取水を行う場合について実施した。検討の詳細については9.2.2項に記述されている。

### (4) 水圧鉄管路ルートと放水位

水圧鉄管路ルートについては、ICEによって2つのルートの案が考えられていた。しかし今回の現地踏査の結果、上記の水圧鉄管路の経過地となる左岸斜面には地すべり地形が認められるため、新たに水圧鉄管路ルートおよび発電所の位置の代替案を選定した。これらのルートの地形および地質については、7.6.3項に記述されている。

ICEによって提案されていた水圧鉄管路ルートの最上流案と今回の調査で提案された最下流案との比較・検討を実施した。

この両案の発電所の放水位は、地形的に河川勾配が急流であるため、下記の通りとなる。

最上流案の場合の放水位 ; 340.0 m (河床標高 334 m)

最下流案の場合の放水位 ; 303.0 m (河床標高 296 m)

両案の比較検討の詳細については、9.2.2項に記述されている。

## 9.2.2 開発計画の比較検討

### (1) 検討の基本条件

#### a) 年経費法による比較検討

本計画案の比較案の検討および規模の検討に際しては、本計画が無い場合に建設されるであろう標準的な火力発電所を代替施設に考え、その費用をもって便益とみなす手法を用いる。

代替施設は、Pirris発電所の代替として考えられるガスタービンとディーゼルエンジンのコンバイン発電所とした。

検討にあたっては市場価格を用い、水力設備の耐用年数（50年）の均等化年経費(C)と代替火力の均等化経費(B)から求まる年間超過便益(B-C)および便益・費用比率(B/C)を指標とした。

Table 9-2 に代替火力発電所の諸元を示す。なおPirris発電所および代替発電所より首都 San Jose 市までの送電線費用は、比較検討の段階では考慮しないこととした。

#### b) 年 経 費

水力設備の均等化経費は、減価償却、金利および運転維持費からなり、建設費に年経費率を乗ずることによって得られる。

$$\begin{aligned} \text{年 経 費} &= \text{年経費率} \times \text{建設費} \\ &= \text{減価償却費} + \text{金利} + \text{運転維持費} \end{aligned}$$

$$\text{減価償却費} + \text{金利} = \text{建設費} \times \text{資本回収係数}$$

$$\text{資本回収係数} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

n : 耐用年数	土木構造物	50 年
	水力機器設備	35 年
	電気機器設備	35 年
i : 割引率	12 %	

資本回収係数 : 土木構造物	12.0%
水力機器設備	12.2%
電気機器設備	12.2%

減価償却 + 金利  $\approx$  建設費  $\times$  12%

運転維持費  $\approx$  建設費  $\times$  1%

よって年経費  $\approx$  建設費  $\times$  13%

c) 便益の考え方

計画の便益は代替火力発電所の減価償却、金利、維持管理費および燃料費の合計とする。便益計算に用いる本計画の出力および電力量は以下に示す条件で求め、各々有効出力、有効電力量と定義する。なお送電線ロス率は以下では考慮されていない。

i) 有効出力は保証尖頭出力から所内率0.3%、事故率0.3%、補修率2.0%を差し引いたものである。

なお、保証尖頭出力は、月別の検討した年間の最低尖頭出力25個の平均値とする。

$$\text{有効出力} = (1 - 0.003) \times (1 - 0.003) \times (1 - 0.02) \times \text{保証尖頭出力}$$

ii) 有効電力量は年間可能発生電力量から所内率 0.3%を差し引いたものとする。

$$\text{有効電力量} = (1 - 0.003) \times \text{年間可能発生電力量}$$

また、一次電力量は必要等価ピーク継続時間内に発生する電力量と定義し、二次電力量はそれ以外の電力量とした。

iii) 便益 = 有効出力  $\times$  kW単価 + 一次有効電力量  $\times$  一次kWh単価 + 二次有効電力量  $\times$  二次kWh 単価 (kW単価、一、二次kWh 単価はTable 9-2 参照)

(2) 貯水池運用計画

Pirrisダム地点の年平均流入量は約11m<sup>3</sup>/sであるが、5~11月の雨期で年間流入量の約84%が流入し、特に9、10月の流量が大きい。

経年的には流量の変動はさほど大きくなく、25年間の最豊水年(1969年)の流入量 499  $\times$  10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> は最渇水年(1986年)の流入量 222  $\times$  10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> の約2.2倍である。また、貯水池の有効貯水容量を20  $\times$  10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> とした場合、調整率は約6%となる。

検討に当たっての電力量計算は電子計算機により1964年5月から1989年4月までの25年間の月平均流入量を用いて行った。

保証使用水量は25年間を通じて常に発電に使用出来る流量と定義し、流入量のマスカープを用いて使用水量が最も大きくなる様決定した。

Fig. 9-11 に貯水池流入量のマスカーブを、Fig. 9-12 に貯水池有効容量と保証使用水量の関係を示す。

電力量の計算に当たって、水車・発電機の設計の基準となる基準取水水位は、平均的な運用水位である（満水位 -  $1/3 \times$  水位変動幅）で与えた。

電力量計算はダイナミック・プログラミング手法（動的計画法）による最適性の原理を用いて貯水池運用を行い、与えられた条件の元でトータルの電力量が最大となるように各月の流出量を設定した。また、貯水池からの蒸発量は無視した。

### (3) 開発計画の比較検討

#### a) 貯水池規模

「9.2.1 代替案の選定」で述べたように貯水池規模の検討は先ず下流ダム地点について行われた。比較検討ケースはコンクリートアーチダムを共通条件として有効貯水容量で20、30、 $40 \times 10^6 \text{m}^3$ のケースを軸に5ケースが選定された。また、比較検討を行うにあたり考慮した条件は下記の通りである。

- ① 「9.1.3 需要形態と開発規模」に於ける検討に基づき、Pirris発電所の最小ピーク継続時間を5時間とした。
- ② 流入量と貯水池の有効容量の関係から求められる保証流量に対し、5時間のピーク時間に見合うようPirris発電所の最大使用水量を定めた。
- ③ 主機台数は、ペルトン水車2台とした。
- ④ 水圧管路・発電所位置は、現地踏査により選定した最下流案（放水水位303m）とした。

検討結果を Table 9-3、Fig. 9-13 に示す。

これによると、超過便益 B - C は有効容量  $40 \times 10^6 \text{m}^3$  付近で最大となり、投資効率 B / C は  $20 \sim 30 \times 10^6 \text{m}^3$  間で最大となっている。したがってPirris貯水池の規模はこの時点で特定できず、有効容量で  $20 \sim 40 \times 10^6 \text{m}^3$  間の規模を第一次最適開発規模とした。

## b) ダム地点とダムタイプ

上記検討は、下流ダム地点についてのものであったが、同様の検討を上流ダム地点（ロックフィルダム）についても行い、ダム地点の選定のための比較検討資料とした。

検討結果は Table 9-3, Fig. 9-14 に示されている。これによると上流ダム地点についても下流同様 B-C、B/C の最高点が有効容量で  $20\sim 40\times 10^6\text{m}^3$  であり、最適規模が特定しづらくなっている。

しかしながら下流ダム地点と比べると上流ダム地点の経済性は悪く、この結果、詳細調査の結果如何によるがこの時点ではダム地点としては下流ダム地点が優位であると考えられた。また、ダムタイプの検討については、下流ダム地点に適用するタイプとしてコンクリートアーチの他、コンクリート重力、ロックフィルダムの 2 タイプのダムが考慮された。

下流ダム地点における検討の結果、貯水池有効容量で  $20\sim 40\times 10^6\text{m}^3$  に対応するダム高で 108~126m の範囲では、コンクリートアーチダムが最も経済的で、次にコンクリート重力ダム、ロックフィルダムの順位であった。

上流ダム地点におけるロックフィルダムを採用した場合の検討の結果は、下流ダム地点のコンクリートアーチダムを採用した場合の経済性に次ぐものであった。しかし上流ダム地点は下流ダム地点のコンクリート重力ダムを採用した場合と大差はないことが分かった。

Plan I（下流ダム地点、コンクリートアーチダム、有効容量  $20\times 10^6\text{m}^3$  および  $40\times 10^6\text{m}^3$ ）にそれぞれロックフィルダム、コンクリート重力式ダムを適用した Plan IV の経済性を Table 9-4 に示す。

## c) 溪流取水

溪流取水の是非についての検討は、Plan I に対してそれぞれ支流における溪流取水を考慮した Plan V に対して行われた。Plan V の検討は、Pirris 川支流 Queb. Seca（流域面積 10.6km<sup>2</sup>）を取水するケースと支流 Queb. Napoleon（流域面積 3.9km<sup>2</sup>）をも合わせて取水するケース計 2 ケースについて行われた。

検討結果は Table 9-4 に示す通りであり、溪流取水を行う経済性メリットはさほど無いと思われた。

又、現段階では Pirris ダムからは、ダム下流減水区間に対しての河川維持放流

量は考慮していない。従って減水区間に対する両支流よりの流量は河川維持流量として必要であると判断された。

この点についてICEと協議を行った結果、両支流からの取水は、環境上の観点から望ましくないという判断から本検討では溪流取水は考慮しないこととした。

#### d) 水圧鉄管路ルートと放水位

水圧鉄管路予定ルートであった左岸斜面の地すべり地形の確認から、新たに下流に設けられた水圧管路・発電所ルート（最下流案）とICEにより提案されていた代替としての最上流案との比較を放水位の検討をも含めてTable 9-4に示す。

最下流案は前述のPlan Iであり、ICEの最上流案はPlan VIである。これによると、Plan IとPlan VIとでは放水位で37m近くの差がある。また両案の経済性はほぼ同程度である。これは、発電所を下流に移した事による水圧管路延長分の工事費増と電力量の増分が相殺した結果によるものと思われる。

7.6.3項で述べた通り地形および地質条件および将来における水圧管路および発電所の安全性を考慮して地すべりのリスクの無い最下流案のレイアウトを採択することとした。

Table 9-2 Standard Alternative Thermal Power Plant

I t e m	Unit	Description	
		Gas Turbine	Diesel (Slow Speed Internal Combustion Engine)
Type	—	Gas Turbine	Diesel (Slow Speed Internal Combustion Engine)
Installed Capacity	MW	2 × 36 MW	1 × 32 MW
Annual Plant Factor	%	30	80
Thermal Efficiency	%	29.97	34.33
Annual Energy Production	GWh	189	224
Construction Cost (Interest During Construction Included)	\$	2 × 15, 583, 589	30, 132, 158
Service Life	year	15	25
Construction Period	year	2	2
Capital Recovery Factor	—	0.14682	0.12750
Diesel Calorific Value	kcal/kg	10,248	—
Bunker Calorific Value	kcal/kg	—	10,207
Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.280	0.245
$\left[ \frac{860 \text{ kcal/kWh}}{\text{Thermal Efficiency} \times \text{Colorific Value}} \right]$			
O & M Cost	%	3.41	1.85
Unit Fuel Cost	\$/l (1989 CIF)	0.1482 (Diesel)	0.0876 (Bunkeroil)

T y p e	Unit	Gas Turbine		Diesel (Slow Speed Internal Combustion Engine)	
		Fixed Cost	Variable Cost	Fixed Cost	Variable Cost
Capital Recovery	10 <sup>6</sup> \$	4.576	—	3.842	—
O & M Cost	10 <sup>6</sup> \$	0.957(90%)	0.106(10%)	0.502(90%)	0.056(10%)
Fuel Cost	10 <sup>6</sup> \$	—	9.426 <sup>1)</sup>	—	4.896 <sup>2)</sup>
Total	10 <sup>6</sup> \$	5.533	9.532	4.344	4.952
Annual Cost at Receiving end					
kW Cost	\$/kW	<sup>3)</sup> kW value		119.57 \$/kW	
kWh Cost	\$/kWh	<sup>4), 5)</sup> Firm energy value		0.0373 \$/kWh	
		Secondary energy value		0.0235 \$/kWh	



$$1) 189 \times 10^6 \times 0.280 / 0.832 \times 0.1482 = 9.426 \times 10^6 \$$$

$$2) 224 \times 10^6 \times 0.245 / 0.982 \times 0.0876 = 4.896 \times 10^6 \$$$

Adjustment Factor for kW & kWh

Item	kW (%)	kWh (%)
Loss of Station Service	6	6
Loss of Stoppage	4	-
Loss of Repair	12	-
Loss of Transmission	0	0

$$\text{kW Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.06) \times (1-0.04) \times (1-0.12) \times (1-0.0)} = 1.259$$

$$\text{kWh Adjustment Factor} = \frac{1}{(1-0.06) \times (1-0.0)} = 1.064$$

$$3) \frac{(5.533+4.344) \times 10^6}{(2 \times 36+1 \times 32) \times 1,000} \times 1.259 = 119.57 \text{ \$/kW}$$

$$4) \frac{(9.532+4.952) \times 10^6}{(189+224) \times 10^6} \times 1.064 = 0.0373 \text{ \$/kWh}$$

$$5) \frac{4.952 \times 10^6}{224 \times 10^6} \times 1.064 = 0.0235 \text{ \$/kWh}$$

なお、一次電力量単価は、ガスタービン、ディーゼルの合成単価であり、二次は、ディーゼルのたき減らしを考え、ディーゼルのみから求まる単価としている。



Fig. 9-3 Study on Reservoir Storage Volume (1)

I t e m	U n i t	Upper Dam Site (Plan I) CA = 243.1km <sup>2</sup>					Lower Dam Site (Plan I) CA = 250.8km <sup>2</sup>				
		U - 1	U - 2	U - 3	U - 4	U - 5	L - 1	L - 2	L - 3	L - 4	L - 5
Dam Type		Rockfill Dam					Concrete Arch Dam				
High Water Level	m	1,181.7	1,195.0	1,204.7	1,213.1	1,220.2	1,170.7	1,184.7	1,194.7	1,203.1	1,210.1
Low Water Level	m	1,160	1,161	1,161	1,162	1,162	1,148	1,149	1,149	1,150	1,150
Available Drawdown	m	21.7	34.0	43.7	51.1	58.2	22.7	35.7	45.7	53.1	60.1
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	16.32	26.69	36.69	47.06	57.06	16.61	26.88	36.88	47.16	57.16
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10	20	30	40	50	10	20	30	40	50
Dam Height	m	92	105	115	123	130	94	108	118	126	133
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	340.82					351.61				
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	220.55	280.36	307.18	326.49	333.02	223.40	284.62	313.11	334.38	342.05
Annual Spill	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	120.27	60.46	33.64	14.33	7.79	128.22	66.99	38.50	17.24	9.56
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /s	2.07	3.03	3.82	4.51	5.06	2.10	3.07	3.86	4.59	5.13
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	10	15	18	22	24	10	15	18	22	24
Standard Intake Water Level	m	1,174	1,184	1,190	1,196	1,201	1,163	1,173	1,179	1,185	1,191
Tail Water Level	m	303					303				
Gross Head	m	871	881	887	893	898	860	870	876	882	888
Rated Effective Head	m	802.74	826.29	836.54	851.94	857.57	793.21	816.59	826.56	841.83	848.47
Installed Capacity	MW	68.9	106.3	129.2	160.8	176.5	68.0	105.1	127.6	158.9	174.7
Head Loss	m	68.26	54.71	50.46	41.06	40.43	66.79	53.41	49.44	40.17	39.53
Firm Peak Power	MW	67.87	103.28	124.76	154.50	170.07	66.92	102.39	123.96	154.82	168.33
Annual Firm Energy	GWh	123.85	188.49	227.69	281.96	310.38	122.14	186.86	226.22	282.55	307.20
Annual Secondary Energy	GWh	300.42	366.18	387.60	386.43	377.47	302.41	370.01	393.84	394.05	391.16
Annual Total Energy	GWh	424.28	554.66	615.29	668.40	687.86	424.55	556.87	620.06	676.60	698.36
Investment Cost	10 <sup>6</sup> ₺	11,631	14,932	17,046	20,441	22,226	9,704	12,951	15,167	17,931	19,518
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> ₺	1,512	1,941	2,216	2,657	2,889	1,262	1,684	1,972	2,331	2,537
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> ₺	1,623	2,292	2,663	3,115	3,336	1,612	2,286	2,663	3,135	3,336
Benefit Cost Ratio (B/C)	—	1.07	1.18	1.20	1.17	1.16	1.28	1.36	1.35	1.35	1.32
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> ₺	111	351	447	458	447	351	603	691	804	799
Unit Cost of Energy	₺/kWh	27	27	28	31	32	23	23	24	27	28



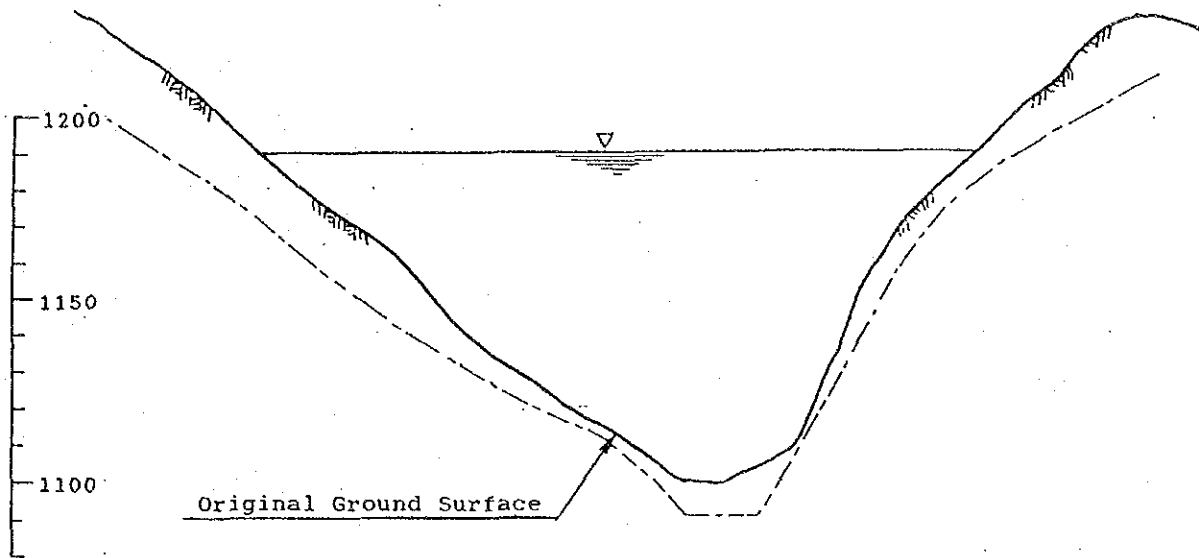
Table 9-4 Alternative Study (2)

Item	Unit	Plan IV				Plan V		Plan VI
		Rockfill Dam		Concrete Gravity Dam		Queb Seca	Queb Seca + Queb Napoleon	Concrete Arch Dam
Catchment Area	km <sup>2</sup>		250.8			261.4	265.3	250.8
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		351.61			366.47	371.94	351.61
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		284.62			296.02	299.99	284.62
Annual Spill	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		66.99			70.45	71.95	66.99
Dam Type	—	Rockfill		Concrete Gravity			Concrete Arch	
High Water Level	m	1,184.7	1,203.1	1,184.7	1,203.1		1,184.7	
Low Water Level	m	1,149	1,150	1,149	1,150		1,149	
Available Drawdown	m	35.7	53.1	35.7	53.1		35.7	
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	26.88	47.16	26.88	47.16		26.88	
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	20	40	20	40		20	
Dam Height	m	110	128	108	126		108	
Dam Volume	m <sup>3</sup>	1,850,000	3,350,000	340,000	530,000		172,000	
Tunnel Length	m		8,590					
Tunnel Diameter	m	2.5	3.1	2.5	3.1	2.6	2.6	2.5
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s	15	22	15	22	15.6	15.8	15
Standard Intake Water Level	m	1,173	1,185	1,173	1,185	1,173	1,173	1,173
Tail Water Level	m		303			303	303	340
Gross Head	m	870	882	870	882	870	870	833
Rated Effective Head	m	816.59	841.83	816.59	841.83	817.95	816.69	787.29
Installed Capacity	MW	105.1	158.9	105.1	158.9	109.4	110.7	101.3
Firm Peak Power	MW	102.39	154.82	102.39	154.82	103.02	103.23	98.72
Annual Firm Energy	GWh	186.86	282.55	186.86	282.55	188.00	188.38	180.16
Annual Secondary Energy	GWh	370.01	394.05	370.01	394.05	391.17	398.56	356.73
Annual Total Energy	GWh	556.87	676.60	556.87	676.60	579.17	586.94	536.89
Investment Cost	10 <sup>6</sup> \$	15,074	20,766	14,740	20,676	13,270	13,394	12,319
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> \$	1,960	2,700	1,916	2,688	1,725	1,741	1,601
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> \$	2,286	3,135	2,286	3,135	2,337	2,354	2,204
Benefit Cost Ratio (B/C)	—	1.17	1.16	1.19	1.17	1.36	1.35	1.38
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> \$	327	436	370	447	612	613	603
Unit Cost of Energy	¢/kWh	27	31	26	31	23	23	23





### Upstream Dam Site



### Downstream Dam Site

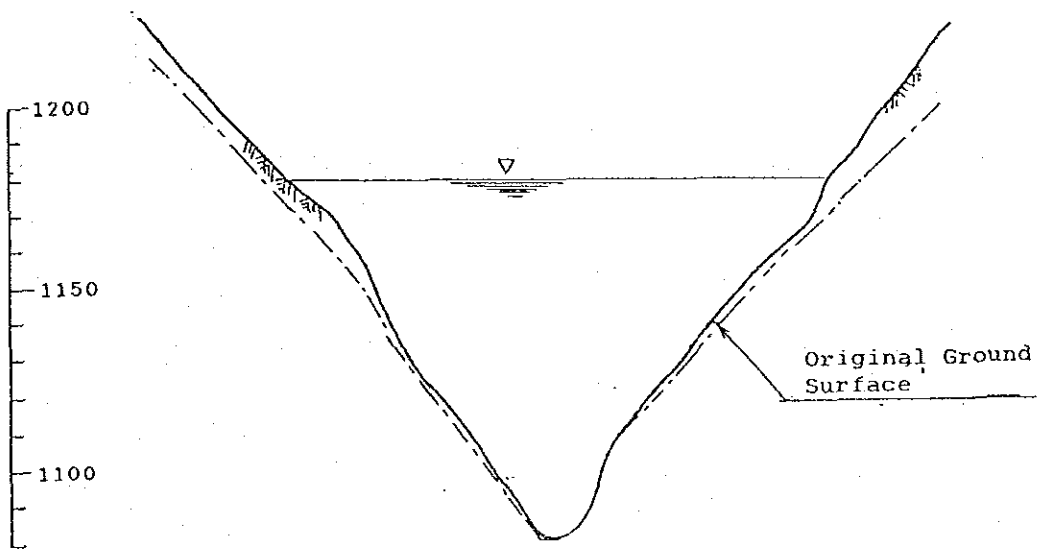
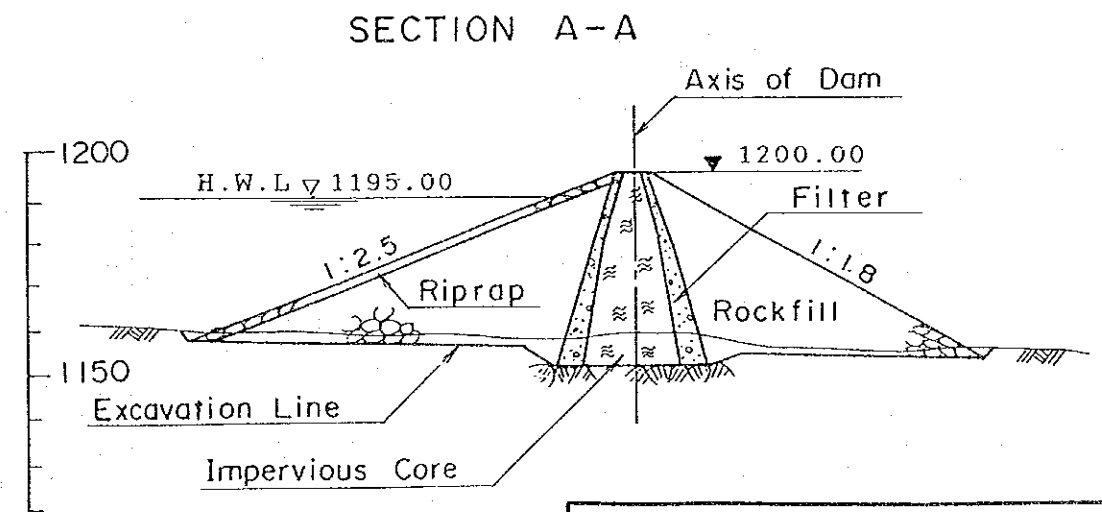
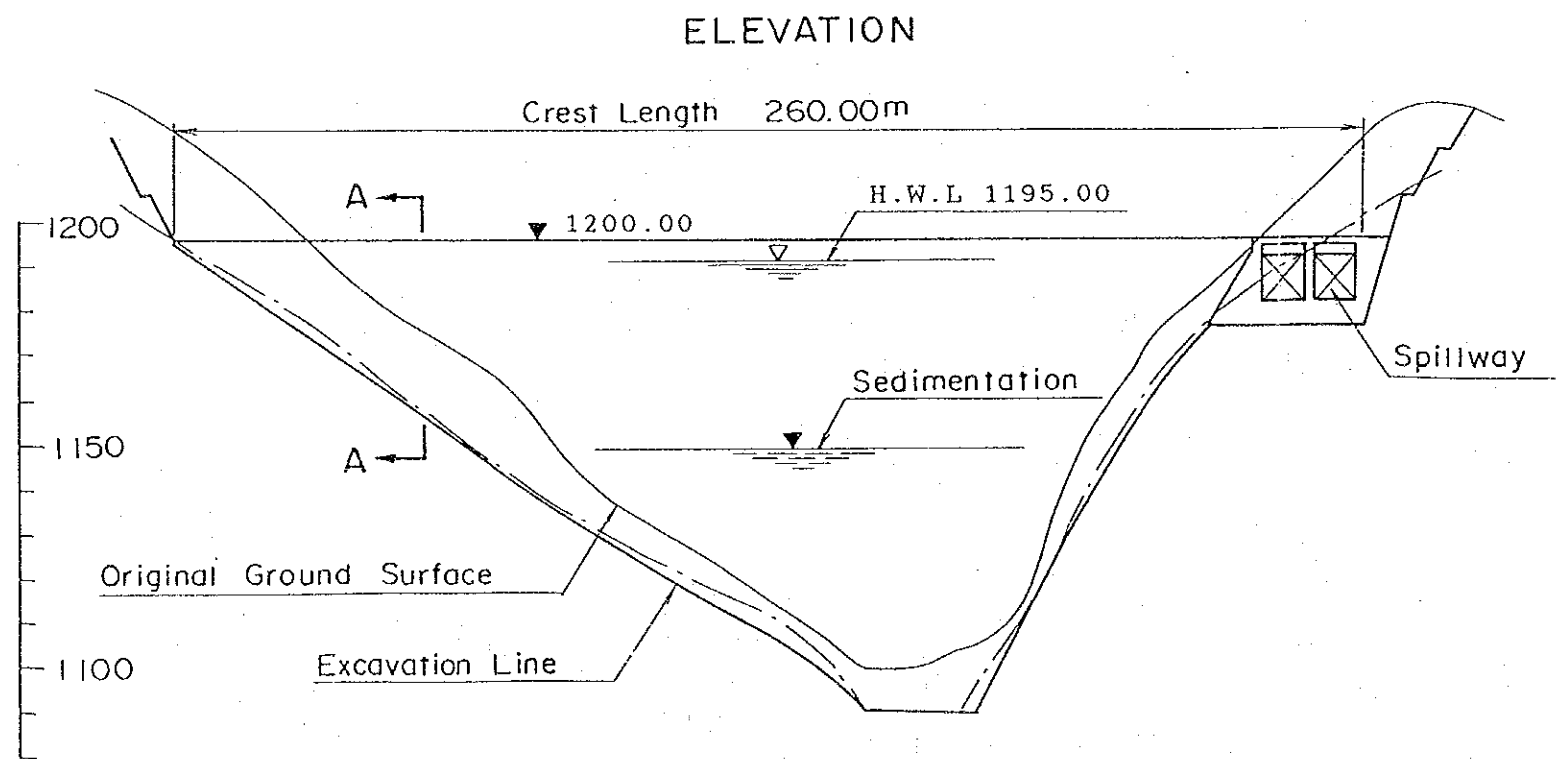
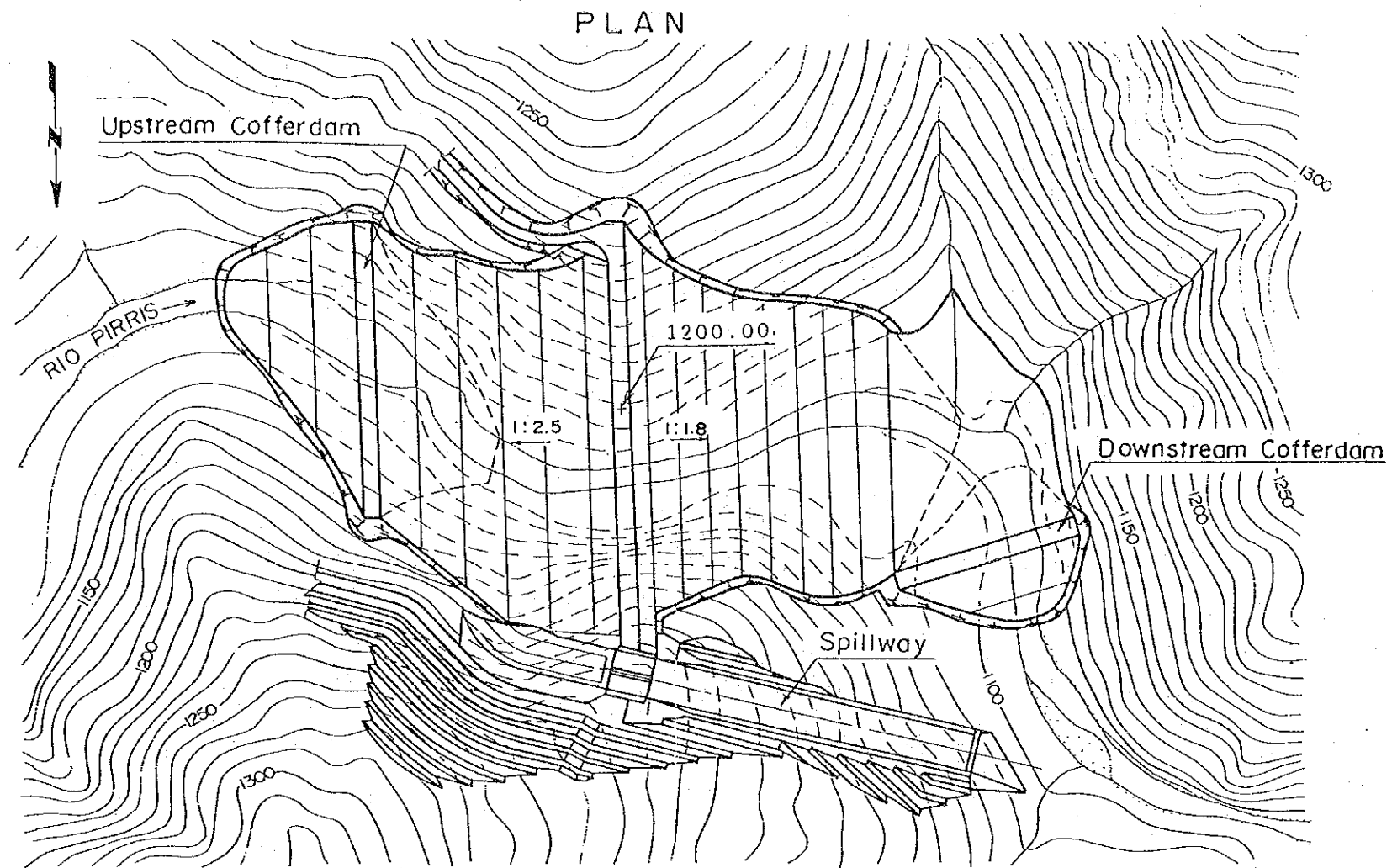


Fig. 9-4 Cross Section at Two Dam Sites



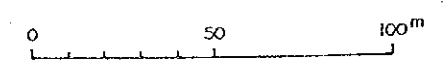
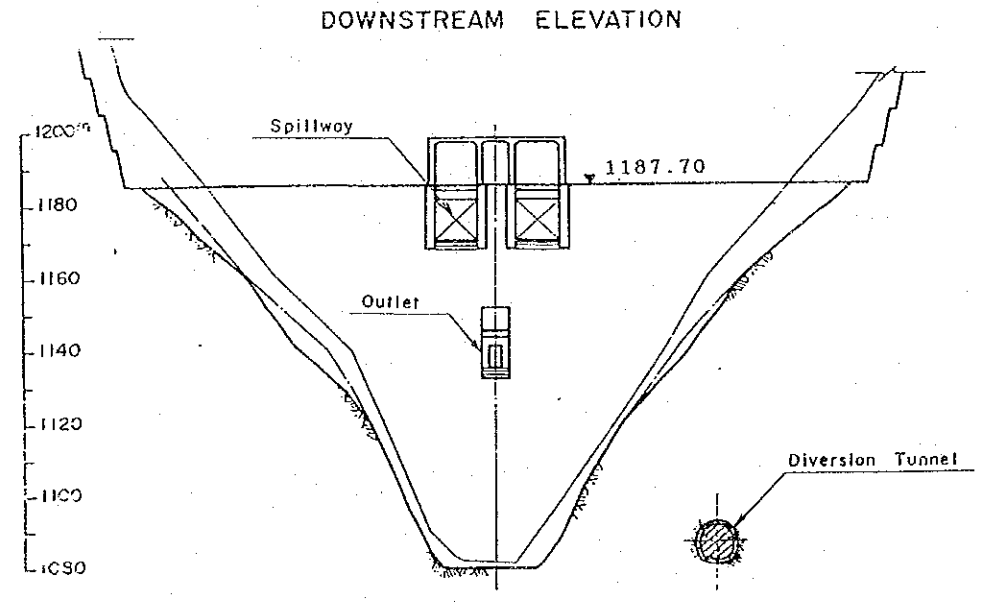
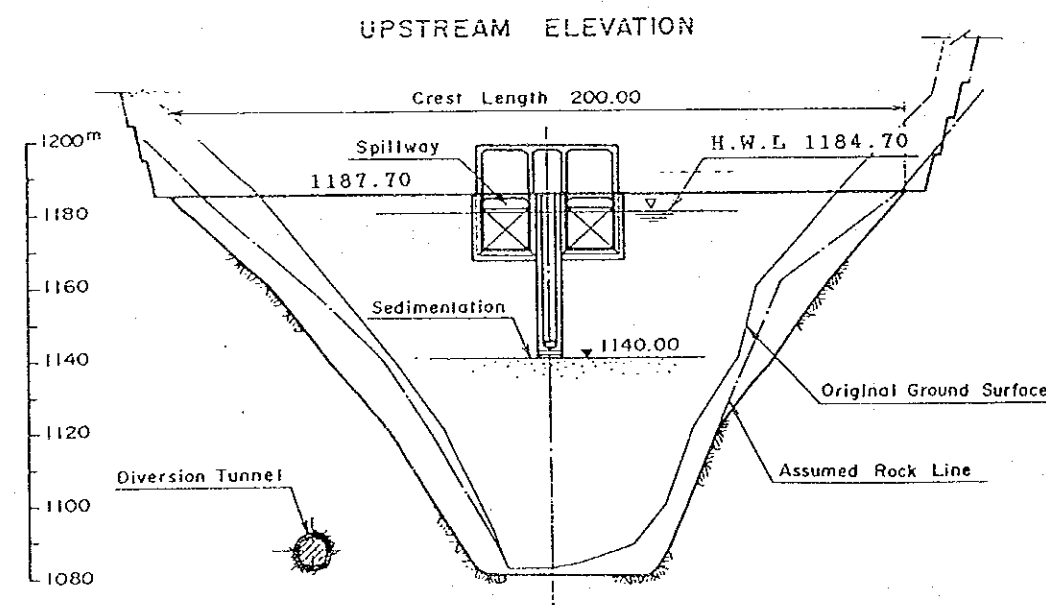
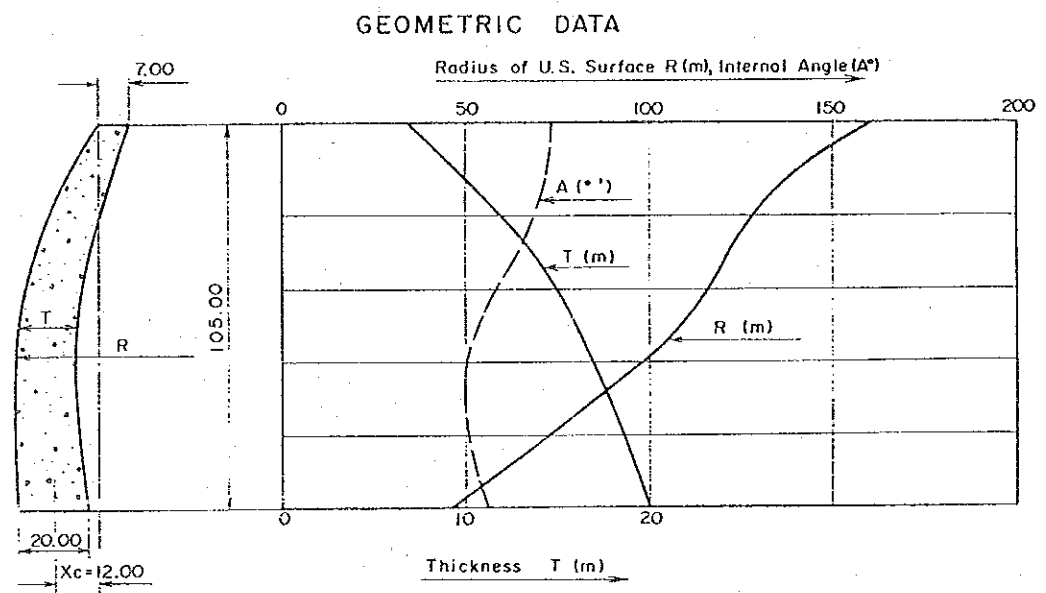
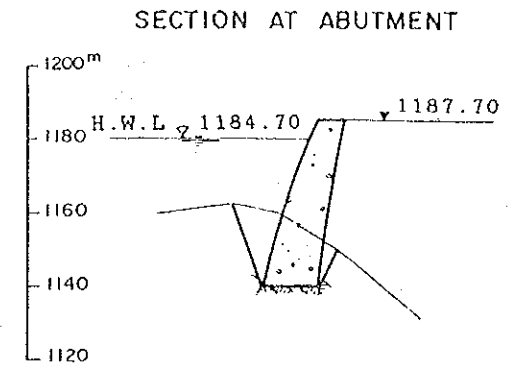
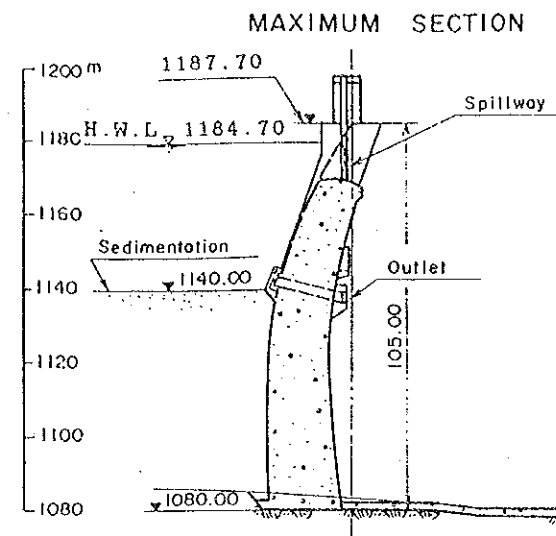
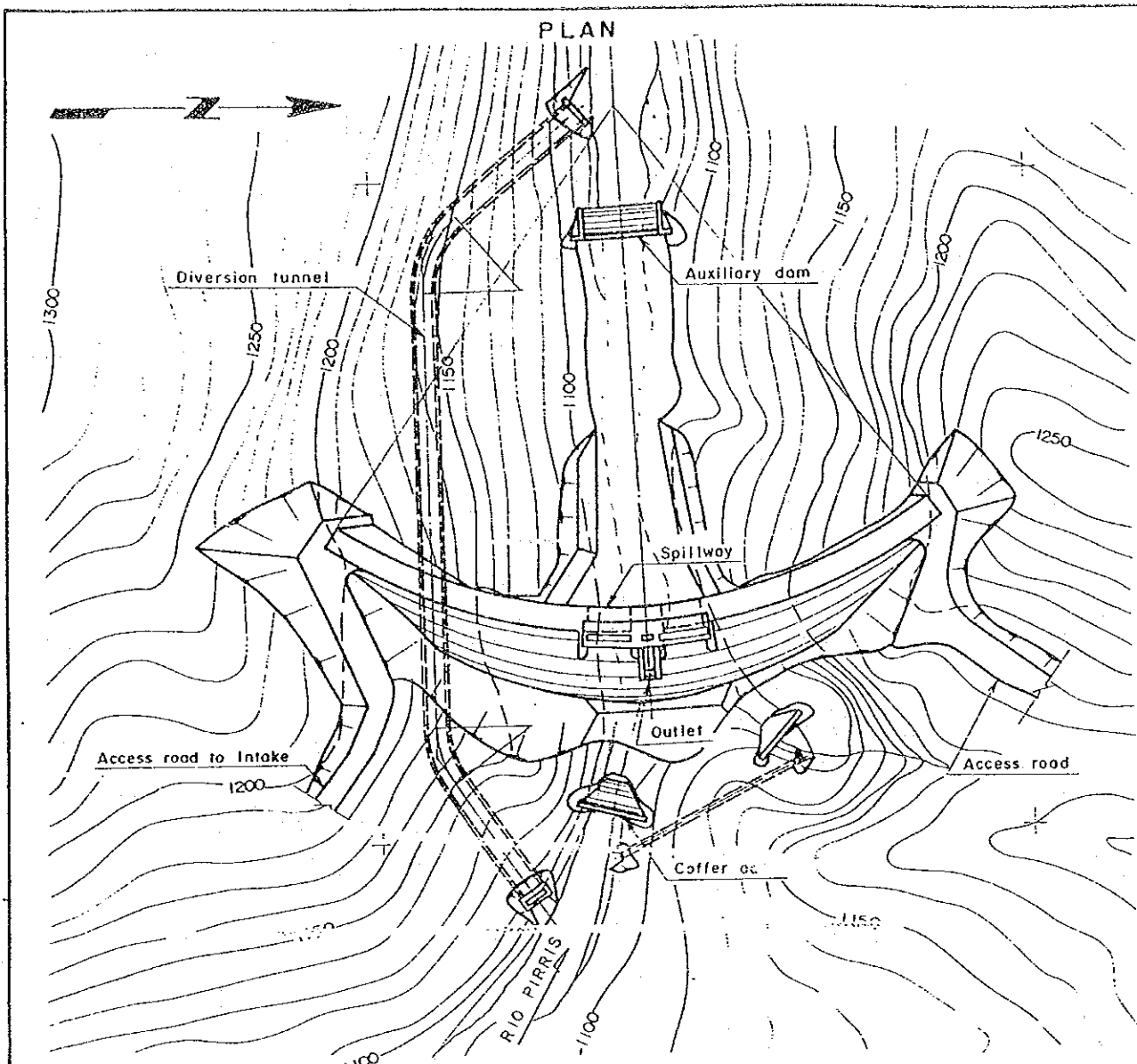






REPUBLIC OF COSTA RICA	
PIRRIS HYDROELECTRIC POEWR DEVELOPMENT PROJECT	
<b>Upper Damsite Rockfill Dam Plan &amp; Section (HWL 1195.0)</b>	
Fig. 9-5	



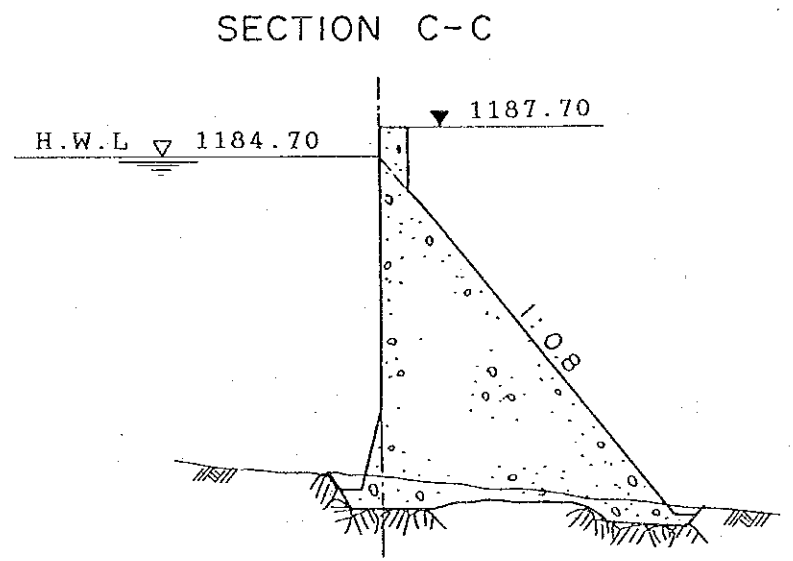
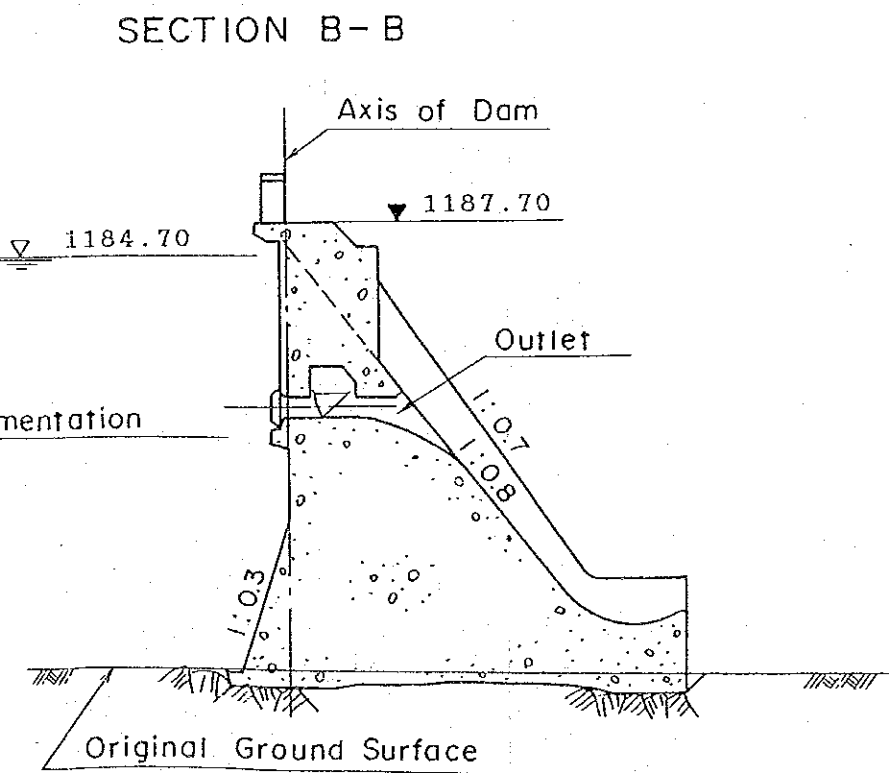
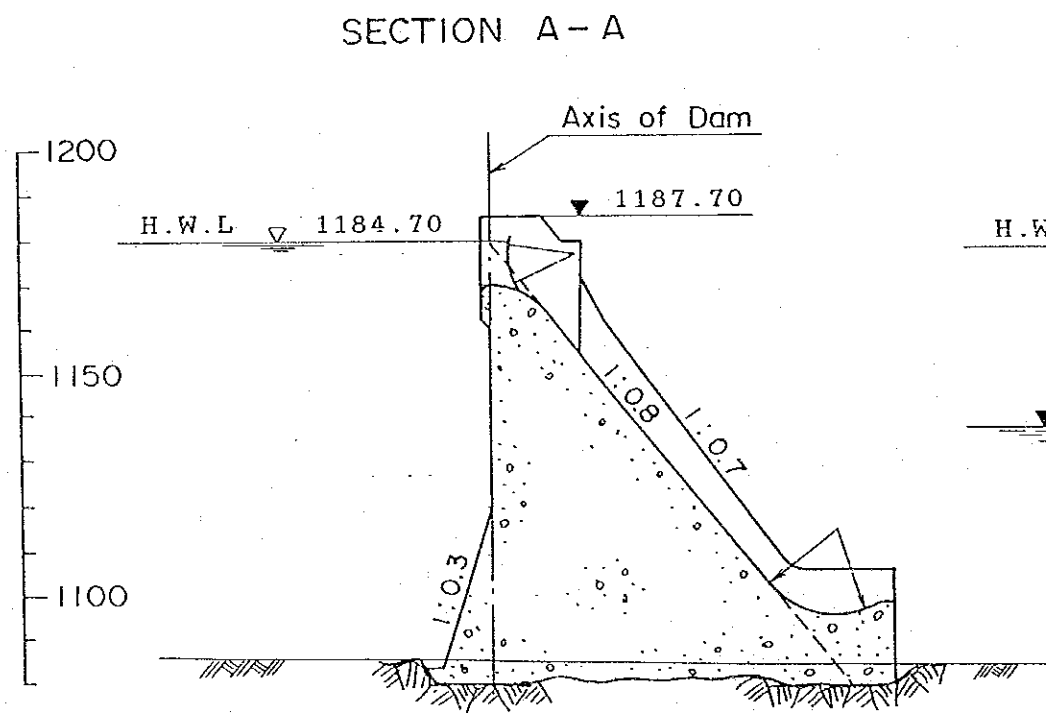
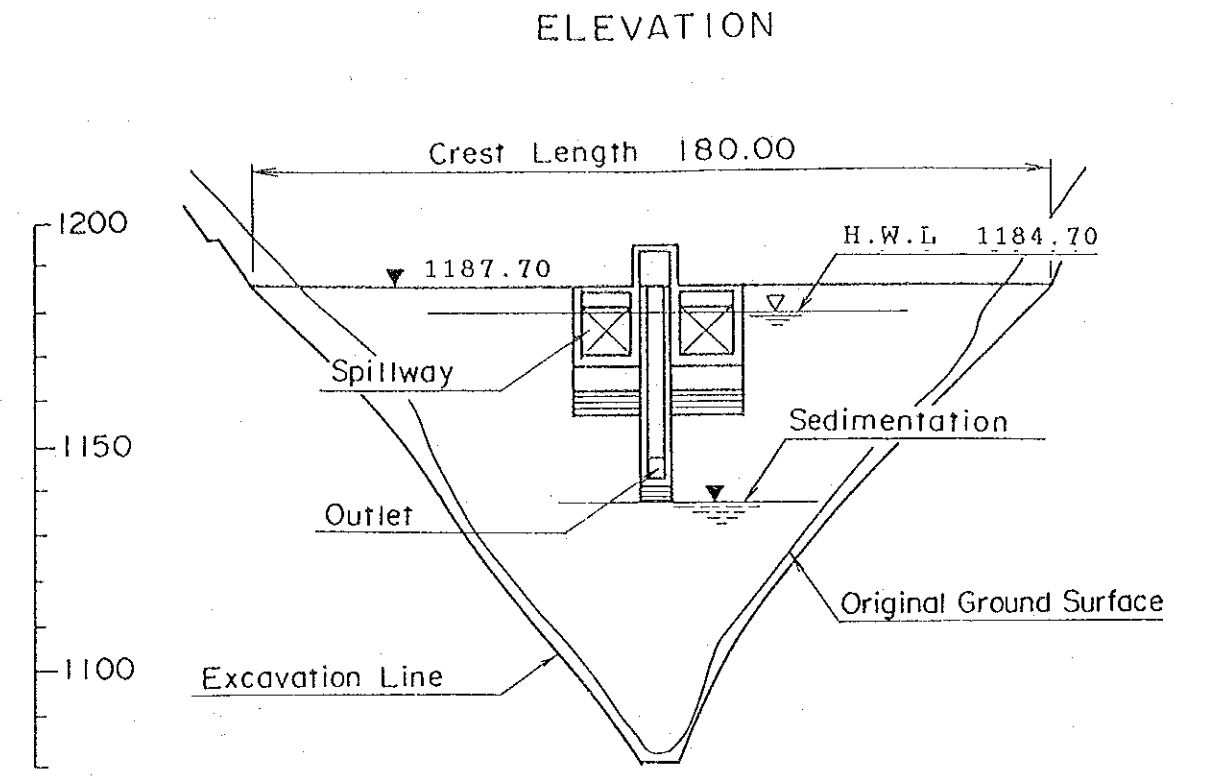
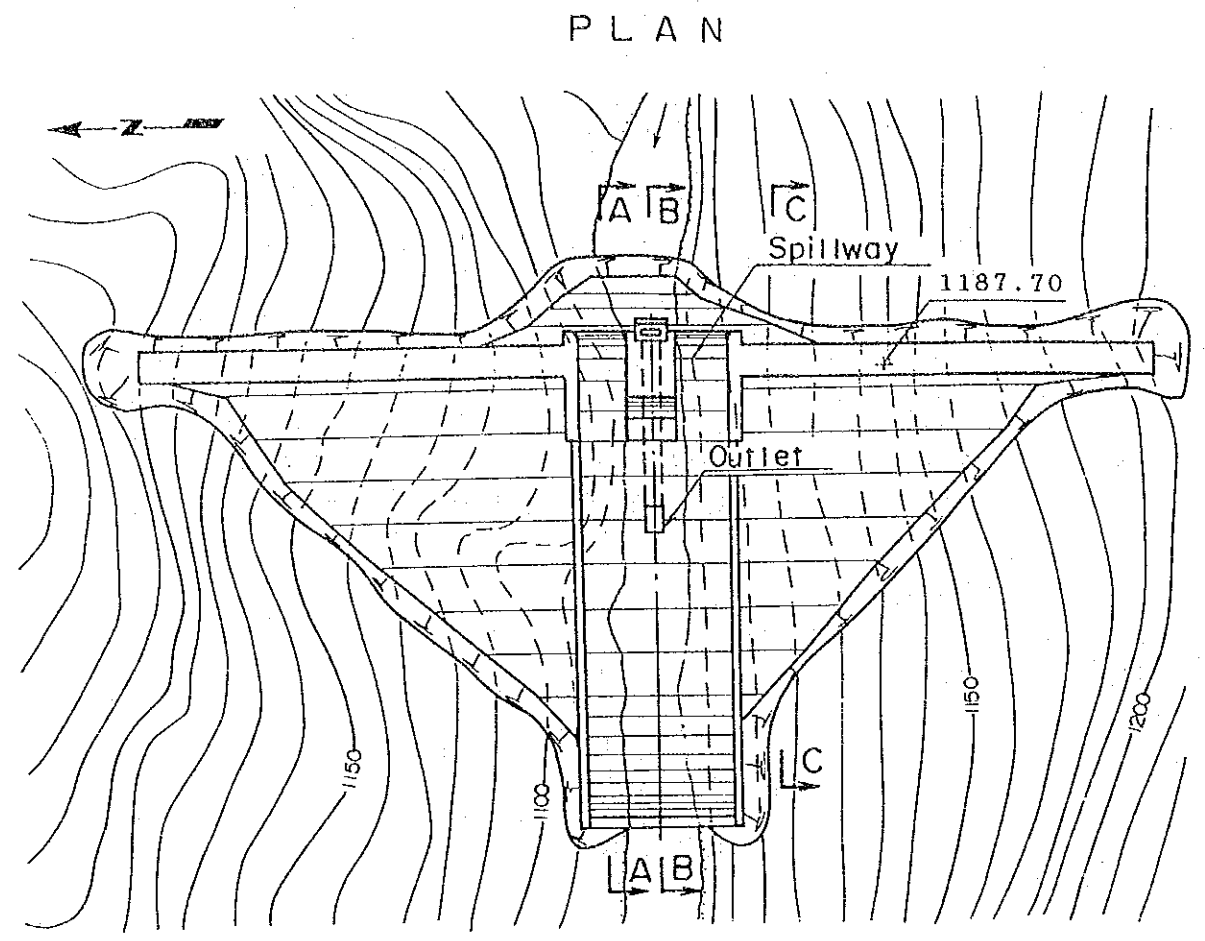


REPUBLIC OF COSTA RICA  
 PIRIS HYDROELECTRIC POEWR  
 DEVELOPMENT PROJECT

**Lower Damsite  
 Concrete Arch Dam  
 Plan & Section  
 (HWL 1184.7)**

Fig. 9-6



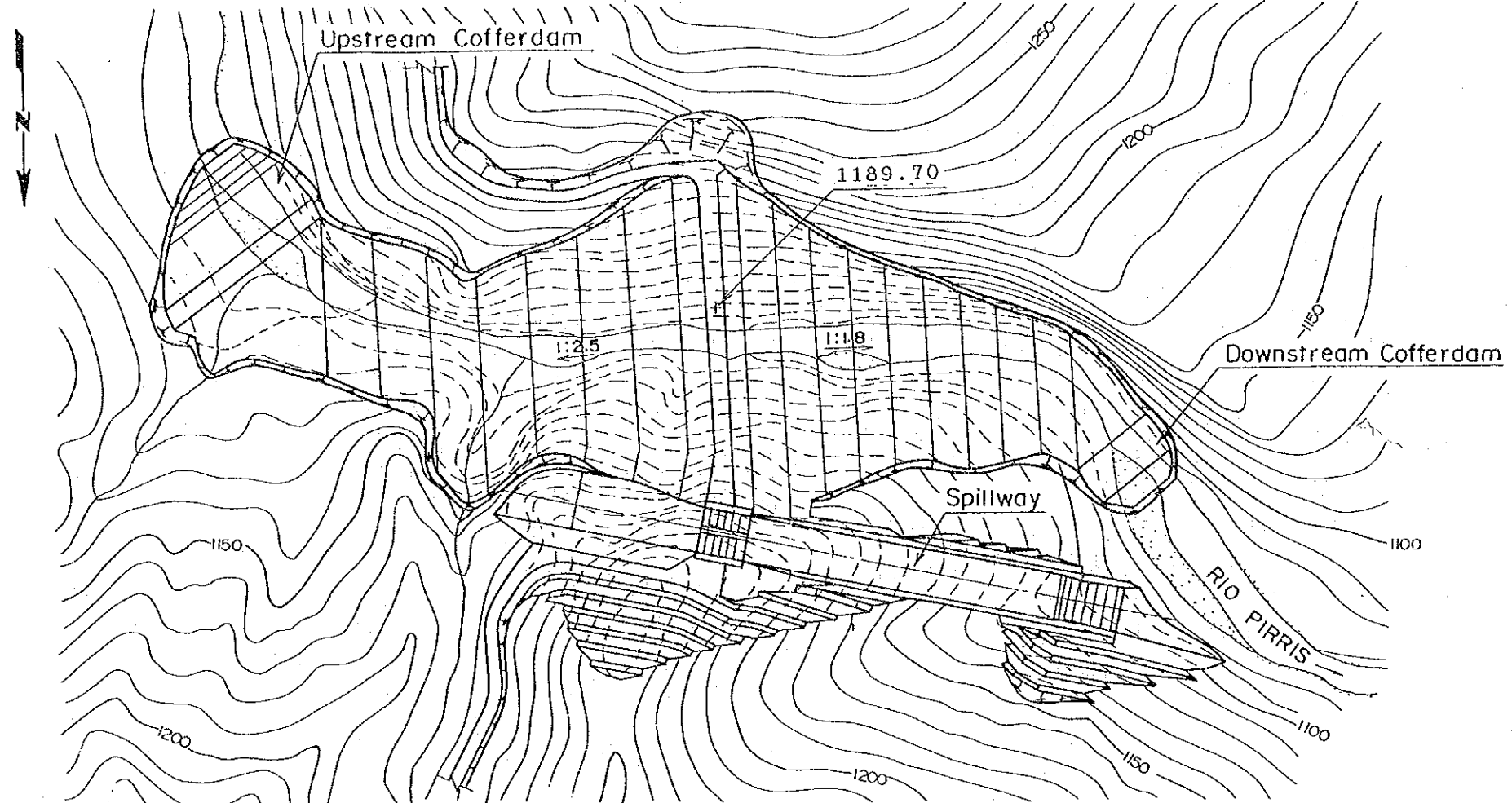


REPUBLIC OF COSTA RICA
PIRRIS HYDROELECTRIC POEWR DEVELOPMENT PROJECT
<b>Lower Damsite Concrete Gravity Dam Plan &amp; Section (HWL 1184.7)</b>
Fig. 9-7

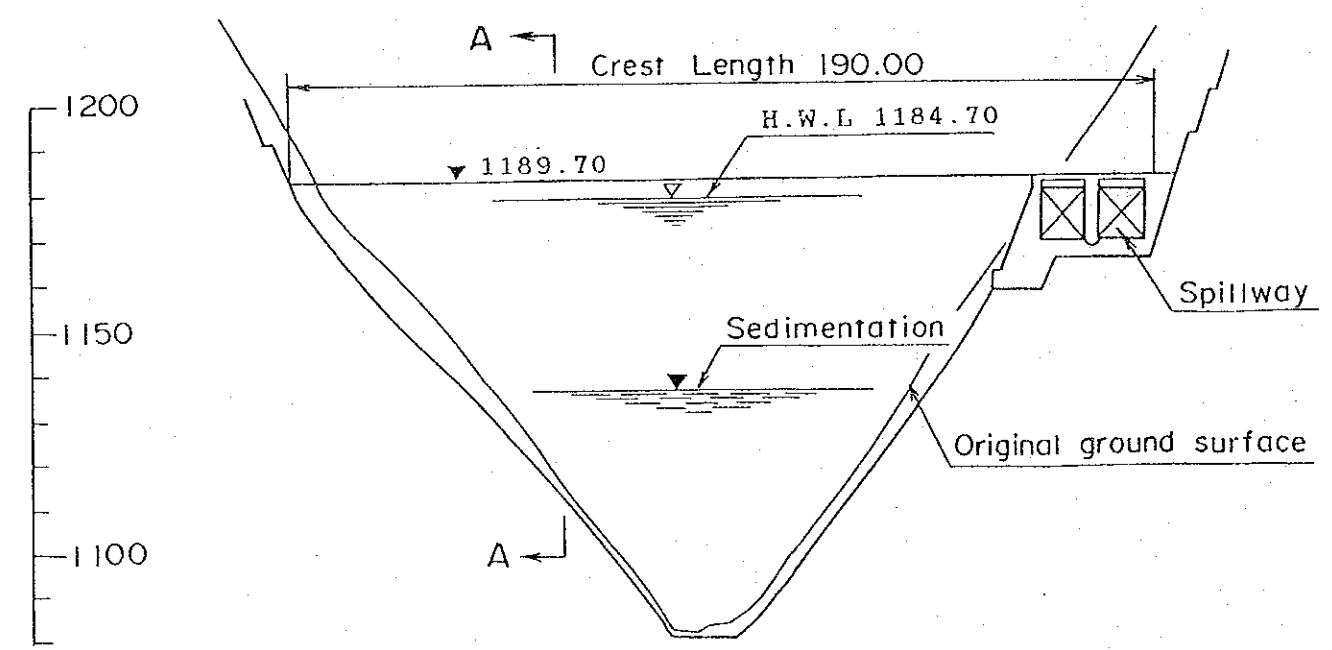




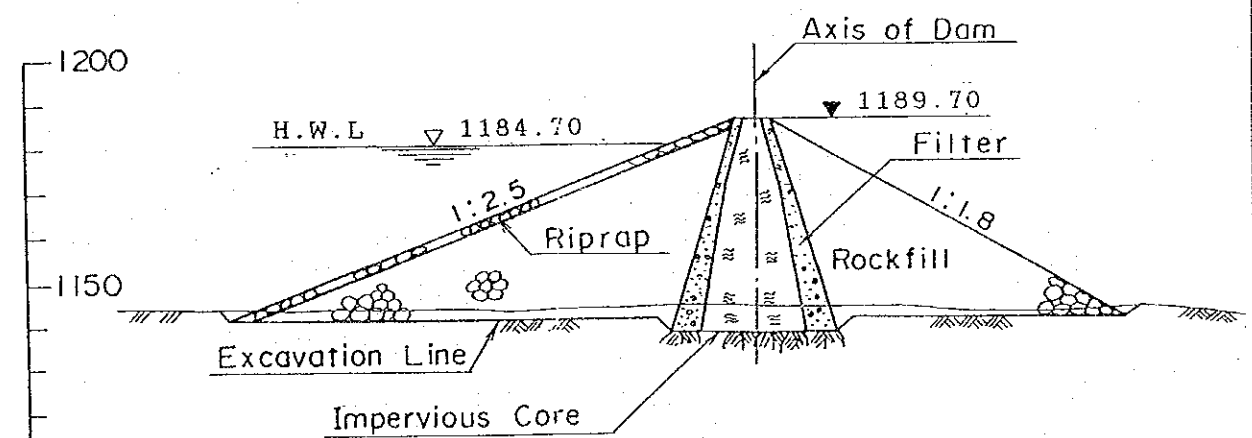
PLAN



ELEVATION



SECTION A-A



REPUBLIC OF COSTA RICA	
PIRRIS HYDROELECTRIC POEWR DEVELOPMENT PROJECT	
Lower Damsite Rockfill Dam Plan & Section (HWL 1184.7)	
Fig. 9-8	





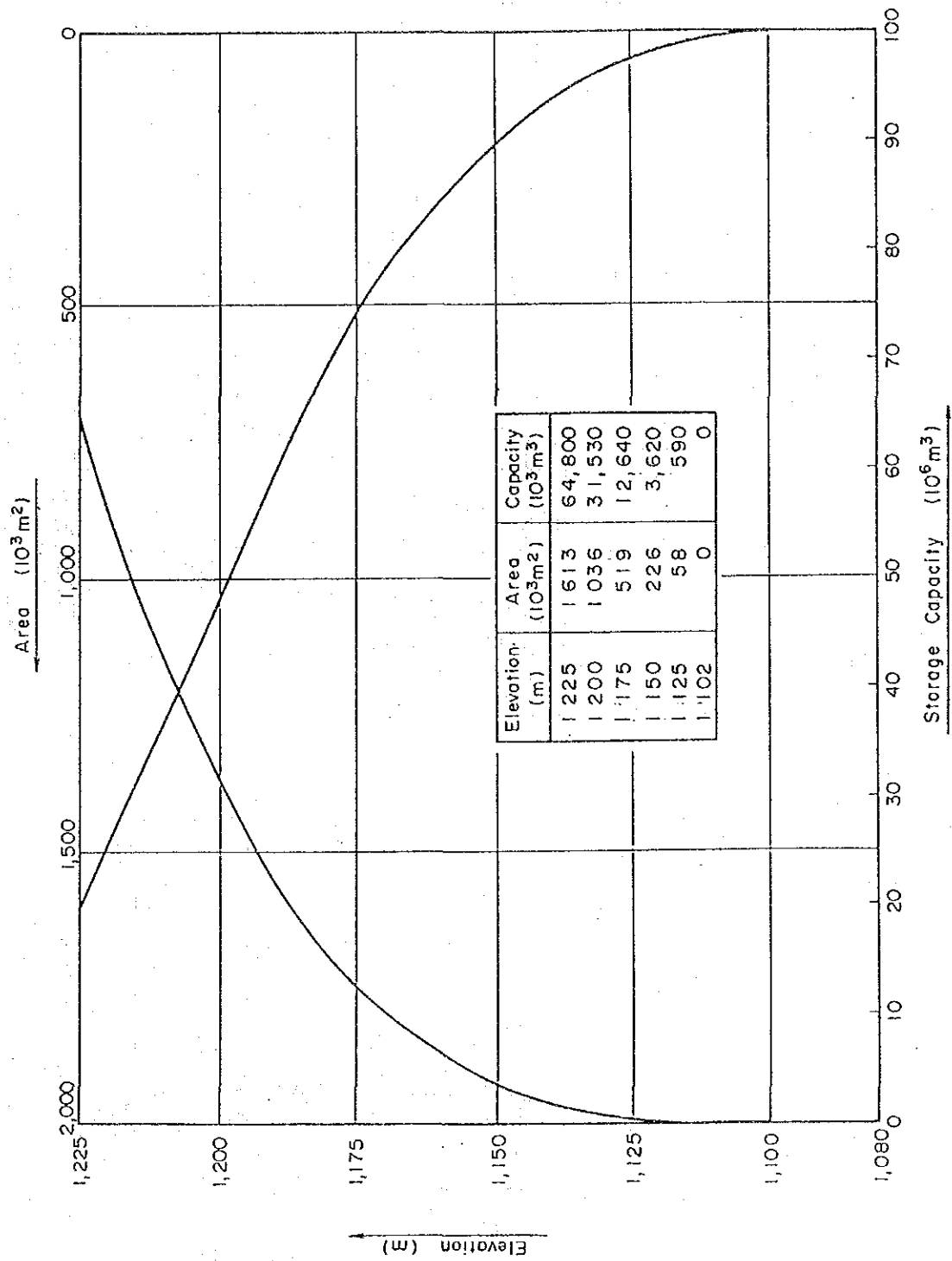


Fig. 9-9 Area-Capacity Curve (Upper dam site)

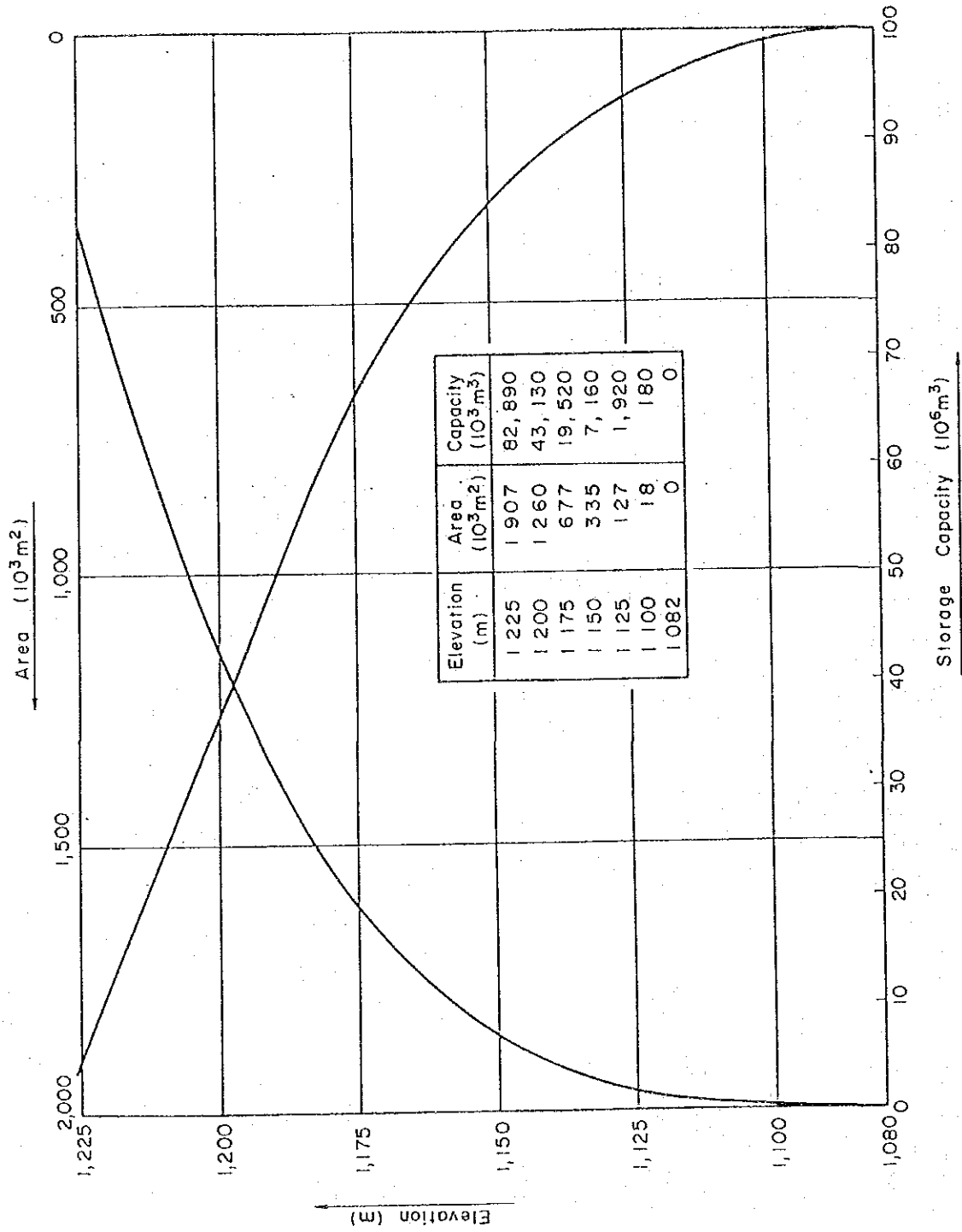


Fig. 9-10 Area-Capacity Curve (Lower dam site)



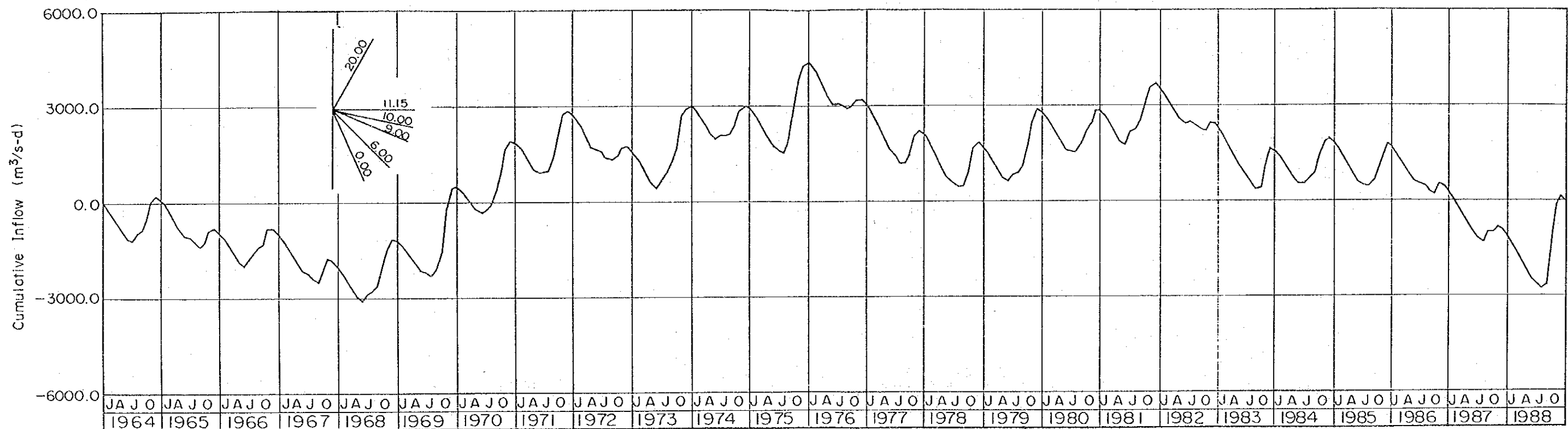
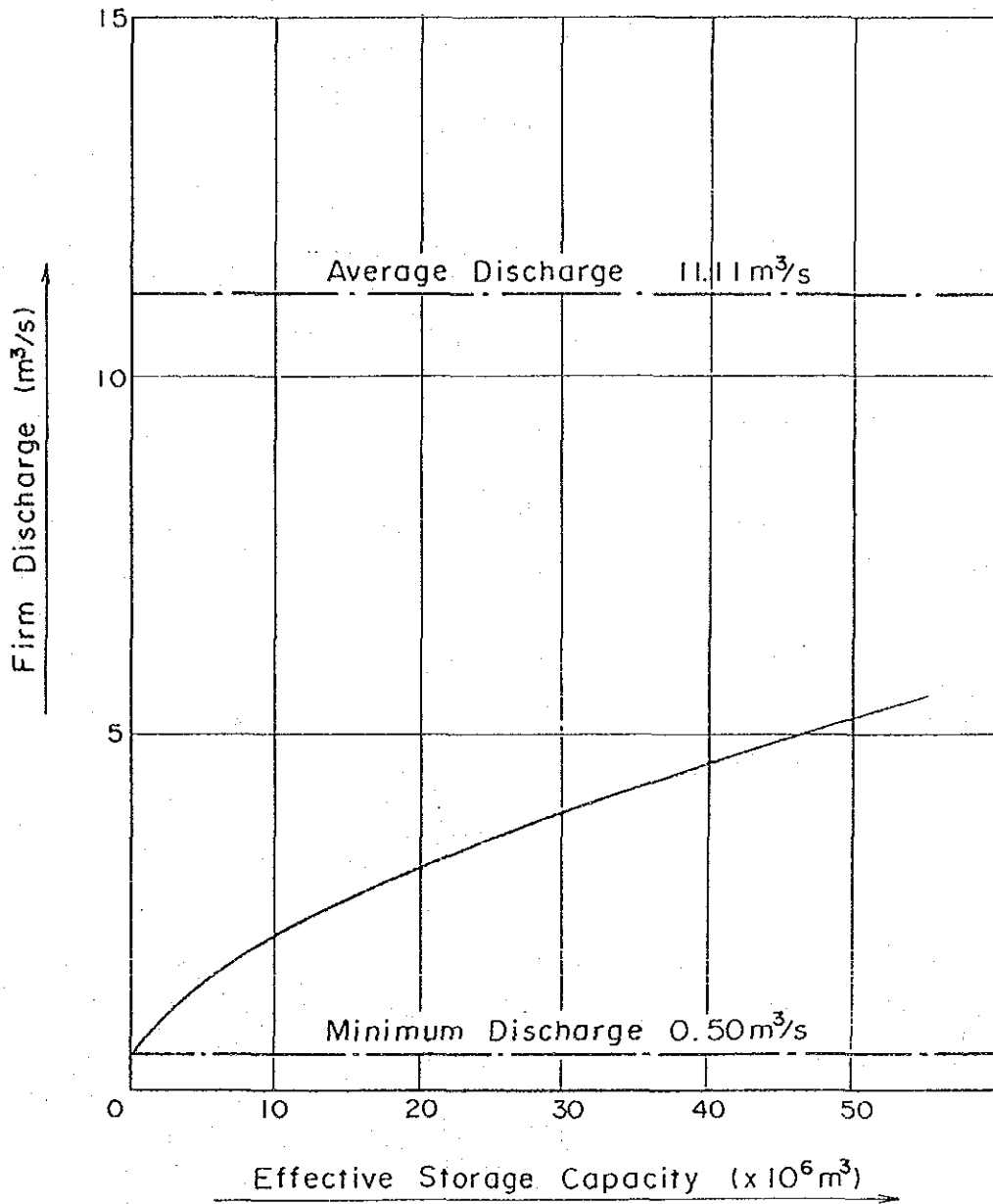


Fig. 9-11 Mass Curve at Dam Site (Lower dam site)









**Fig. 9-12 Firm Discharge and Effective Storage Capacity (Lower dam site)**

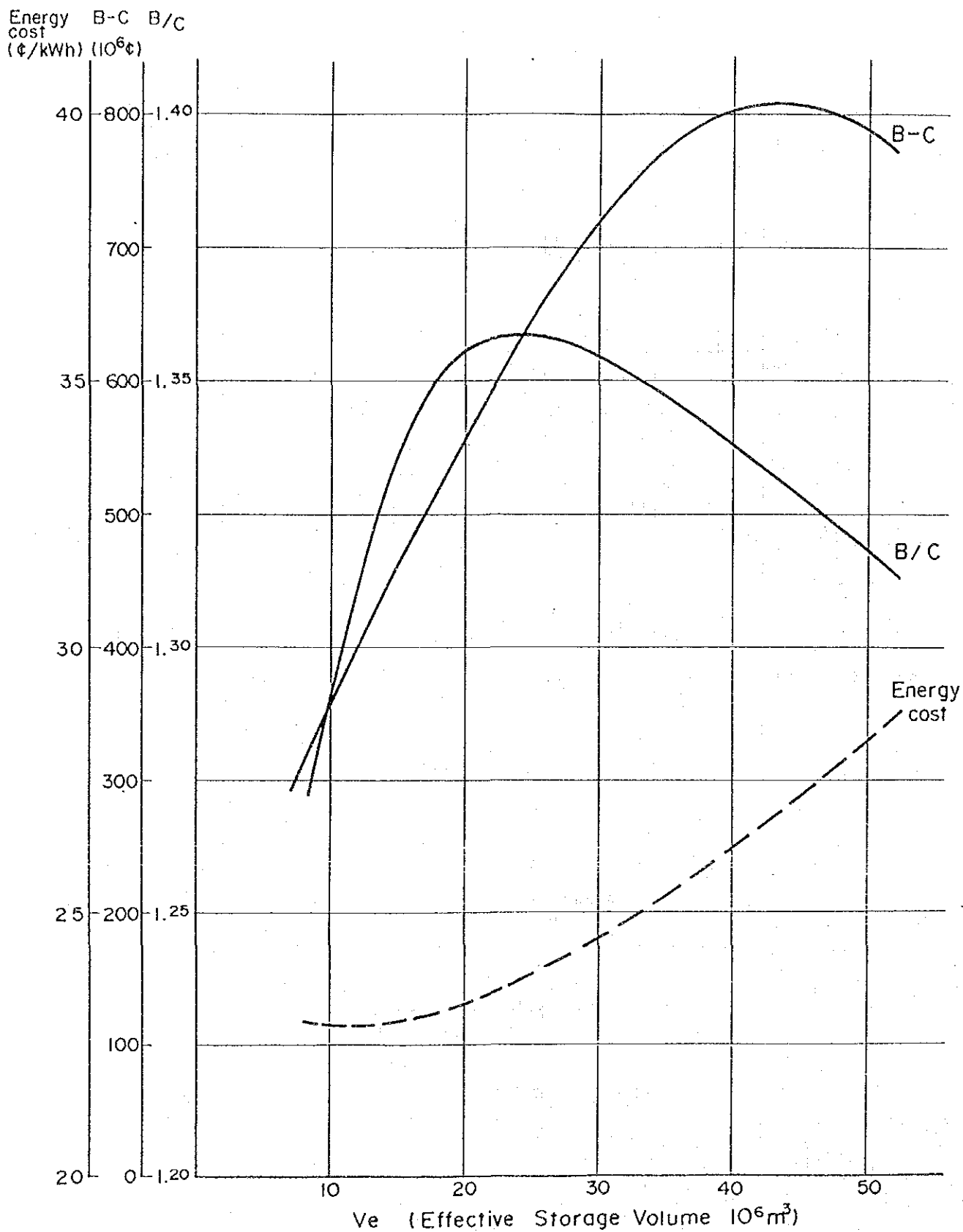


Fig. 9-13 Study on Reservoir Storage Volume (1)  
(Lower dam site, Concrete Arch Dam)

Energy B-C B/C  
 cost  
 (¢/kWh) ( $10^6\text{¢}$ )

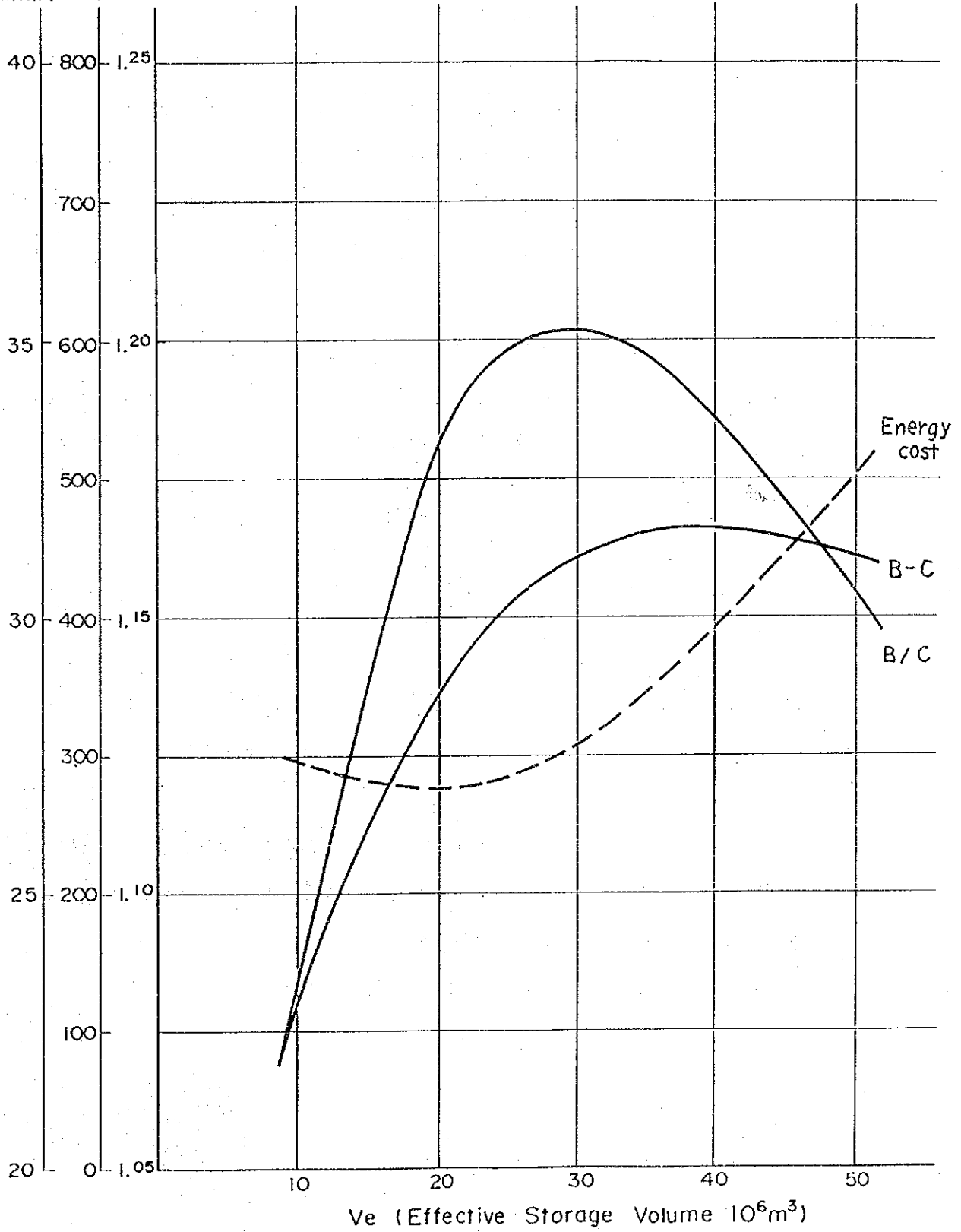


Fig. 9-14 Study on Reservoir Storage Volume (1)  
 (Upper dam site, Rockfill Dam)

### 9.3 開発計画の比較検討（第2次検討）

#### 9.3.1 検討の基本条件

##### (1) 等価割引率（EDR）による比較検討

第2次検討は、第1次検討で用いた年経費法に加えてDCF法（Discounted Cash Flow Method）による等価割引率（EDR）を指標とした。基本的考え方は第1次での検討と同様に本計画の代替施設としてガスタービンとディーゼルエンジンのコンバイン発電所を考え、各ケースに対する水力の発電諸元と同等のサービス（有効出力及び有効電力量）を供給しうる代替火力を仮定し、その費用をもって水力の便益とした。

EDRの具体的算出は、プロジェクトの建設費と耐用年数間（50年）の発電経費を年度別に展開したキャッシュフローにより水力のコストと代替火力のコスト（便益）の計画初年時における現在価値額の総計が等しくなるような割引率（等価割引率＝EDR）を求めた。

等価割引率（EDR）

$$\sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} = 0$$

$B_i$  :  $i$ 年次の便益

$C_i$  :  $i$ 年次の費用

$r$  : 割引率（EDR）

$n$  : 計算期間

また、キャッシュフロー中のコストは市場価格で表示された建設期間中に発生したプロジェクトのコスト及び運転開始後の運転維持費、燃料費であり、利子、減価償却など投下資本に対するコストは除かれる。

EDR算出上の基準条件を示すと次に示す通りである。

項 目		水 力	火力 (ガスタービン)	火力 (ディーゼル)
所内率	kW	0.3 %	6.0 %	6.0 %
	kWh	0.3	6.0	6.0
事故率	kW	0.3	4.0	4.0
補修率	kW	2.0	12.0	12.0
送電線損失	kW	—	—	—
(not considered)	kWh	—	—	—
工 期		5 年	2 年	2 年
耐用年数		50	15	25
水力機器交換年		35	—	—
発電機器交換年		35	—	—
運転維持費		1 %	3.41 %	1.85 %
基準火力建設費		—	1) 397 \$/kW (建中利子除く)	2) 892 \$/kW (建中利子除く)
基準火力燃料費		—	3) 0.0499 \$/kWh	4) 0.0219 \$/kWh
積算時点		1989年時点	1 \$ = 83¢	

- 1) 基準火力ガスタービン (2 × 36MW) 建設費 28,593,741 \$ (建中利子除く)  
" kW当り建設費 397 \$/kW (= 28,593,741/2 × 36,000)
- 2) 基準火力ディーゼル (32MW) 建設費 28,534,241 \$ (建中利子除く)  
" kW当り建設費 892 \$/kW (= 28,534,241/1 × 32,000)
- 3) 基準火力ガスタービン燃料費 9.426 × 10<sup>9</sup>\$ (189 GWh)  
" kWh当り燃料費 0.0499 \$/kWh (= 9.426/189)
- 4) 基準火力ディーゼル燃料費 4.896 × 10<sup>9</sup>\$ (224 GWh)  
kWh当り燃料費 0.0219 \$/kWh (= 4.896/224)

### 9.3.2 ダム地点とダムタイプ

ダム地点とダムタイプの選定は、詳細調査工事の結果を考慮した総合的な地質評価によって判断する必要がある。詳細調査工事の地質的評価の結果から判断して、下流ダム地点の右岸の地質は、当初の予想より亀裂やジョイントが多く悪いことが判明し

た。さらに右岸アバットメントに相当するやせ尾根の下流側が沢型地形となっており、この山体の岩体の厚さが予想より薄いことが判明した。

従って下流ダム地点のダムタイプとしてコンクリートアーチダムに替えて、下流ダム地点右岸アバットの地形・地質の欠点を補うダムタイプとして、コンクリートアーチ重力ダムが適当と考えられる。このダムタイプを採用した場合の計画の経済性を検討した結果を示すと Table 9-5 および Fig.9-18 に示す通りである。この検討結果によると、下流ダム地点でコンクリートアーチ重力ダムを採用した場合が、下流地点でコンクリート重力ダム、および上流ダム地点でロックフィルダムを採用した場合よりも経済的である。

下流ダム地点でコンクリートアーチダムを採用するわずかな可能性は将来さらに地質調査と地質評価の結果により判断する必要がある。従って現F/S段階では下流ダム地点でコンクリートアーチ重力ダムを採用する案がF/Sの安全側に考えておくこととなり、適当であると判断した。

### 9.3.3 開発規模の検討

開発規模の検討は、ダム地点とダムタイプの検討の過程で同時に開発規模を変化させて実施した。

下流ダム地点においてコンクリートアーチ重力ダムを採用した場合、見掛上、開発規模として貯水池有効容量 $30\sim 40\times 10^6\text{m}^3$ が経済的に適当と考えられる。

しかし前項で述べた通り、ダム地点右岸の地形および地質の状況から判断して、貯水池の規模は有効容量約 $30\times 10^6\text{m}^3$ 、H.W.L 約1,195m、ダム高約120m、が適当と判断される。

### 9.3.4 最大使用水量とピーク時間の検討

Pirris発電所の最大使用水量および設備出力は、地点特性、ピーク継続時間を考慮し、最も経済的となる様決定する必要がある。設備出力を大きくしすぎると、設備が保証尖頭出力に比較して過大となり、出力が潜在化して経済性が悪くなる。また、設備出力が小さすぎると、保証尖頭出力が設備出力により制限され、ピーク時間が長すぎる事となる。電力需給バランスを考慮して最小ピーク継続時間を5時間とし、有効容量約 $30\times 10^6\text{m}^3$ (HWL 1,195m)のPlan Iにつき最大使用水量を $12\sim 24\text{m}^3/\text{s}$ まで

変化させ、5 ケースについて検討を行った。またピーク継続時間を7 時間、9 時間についても検討を行った。

検討結果を Table 9-6 、 Fig.9-19 および Fig.9-20 に示す。

この結果、貯水池規模を有効容量約 $30 \times 10^6 \text{m}^3$  (HWL 1,195m) に特定した場合、最大使用水量 $18 \text{m}^3/\text{s}$ が最適となることがわかった。

よってPirris発電所の規模は最大使用水量 $18 \text{m}^3/\text{s}$ 、設備出力は128MWと決定する。

### 9.3.5 主機台数の検討

Pirris発電所の設備出力128MWに対して主機台数を定めるに当たって次のとおり検討を行った。

系統運用上から見た主機1台当りの最大出力は電力系統の容量によって決まる。主機が修理または事故により系統から脱落した場合、脱落によって生じる周波数の低下が系統の安定性に重大な支障を来さないことが必要である。

ICEの電力系統にある火力機の周波数低下限度は-1.5Hzを下回らなければ連続運転が可能である。しかしこれを下回ると、単機出力が125MW以下では-2.5Hzで数分程度の運転が可能であるが、-3.0Hzでは瞬時または30秒以内で発電機の運転を系統から遮断しなければならない。

電力系統の周波数変化は次の式で計算される。

$$\Delta F = \frac{-1}{k} \times \frac{\Delta P}{P} \times 100 \text{ (Hz)}$$

但し、 $\Delta F$  : 系統の周波数変化 (Hz)

$\Delta P$  : 当該発電機の単機出力または負荷 (MW)

$P$  : 系統の総合負荷 (MW)

$k$  : 系統定数 ( $KG + KL$ ) (1%MW/0.1Hz) 100%MW/10Hz

$KG$  : 発電機の周波数特性 (1%MW/0.1Hz) 100%MW/10Hz

$KL$  : 負荷の周波数特性

上記の計算式を用いると、周波数低下が1.5Hz以内にとどまるための単機許容出力は系統負荷の約10%以内ということになる。しかしながら、系統負荷は常に変動するものであり、オフピーク季節の深夜負荷が年間最大負荷の30%以下にまで落ち込む例



も珍しくない。従って、このような場合に、年間最大負荷の約10%を単機出力とするのは妥当でない。

Pirris発電所が系統に投入される2001年シナリオ平均の年間最大負荷、オフピーク季節の深夜最低負荷の系統で単機の発電機が50%出力で運転中に事故により系統から脱落した場合の周波数低下を1.5Hzと限定すれば、発電機の単機容量は次の如く求められる。

$$\begin{aligned} \text{① ピーク時} \quad \Delta P &= \frac{\Delta F \times K \times P}{100} \quad (\text{MW}) & P &: 1,336 \text{ (MW)} \\ & & \Delta F &: 1.5 \text{ (Hz)} \\ &= 200.4 \text{ (MW)} & K &: 1\% \text{MW}/0.1\text{Hz} \quad 100\%/10\text{Hz} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{② オフピーク時} \quad \Delta P &= \frac{\Delta F \times K \times P}{100} \quad (\text{MW}) & P &: 400.8 \text{ (MW)} \\ & & \Delta F &: 1.5 \text{ (Hz)} \\ &= 60.1 \text{ (MW)} & K &: 100\%/10\text{Hz} \end{aligned}$$

従って $60.1 \times 2 = 120.2$ (MW)以下の単機容量が望ましい。

上記の計算結果より、計画発電所の単機出力を系統安定性の観点から見たチェック

・ポイントは次の通りである。

- a) 運転中の該当発電機が、ピーク時のみならず、オフピーク時に系統から脱落しても、周波数低下が許容範囲にあるか否か。
- b) もし許容範囲にない場合、運転上の対策（部分負荷運転、周波数リレーによる局地的な負荷遮断）が明示されているか否か。
- c) 上記の対策が、当該国にとってノーマルに実施できるものであるか否か。

以上の検討結果より以下のことがいえる。

1台案（128MW）は経済的にスケールメリットがあるが系統安定および給電運用上から単機容量は120.2MW以下とするのが望ましい。

3台案は系統安定上は問題ないが、建設費が1～2台案に比較して高くなる。

2台案は系統安定上問題はなく、低負荷運転時の自由度、製作、輸送限界給電運用上等からも問題がない。

従って主機台数は2台が適当である。

### 9.3.6 最適開発計画

これまでの検討により決定された最適発電計画の諸元は以下の通りとなる。

貯水池満水位	1,195.0 m
貯水池低水位	1,149.0 m
利用水位	46.0 m
堆砂位	1,140.0 m
総貯水池容量	$37.47 \times 10^8 \text{ m}^3$
有効貯水池容量	$30.59 \times 10^8 \text{ m}^3$
基準取水位	1,179.7 m
基準放水位	304.5 m
最大使用水量	18 $\text{m}^3/\text{s}$
保証流量	3.9 $\text{m}^3/\text{s}$
総落差	875.2 m
基準有効落差	830.7 m
設備出力	128 MW
保証尖頭出力	126 MW
主機台数	2 台
年間可能発生電力量	609.3 GWh (ル-ルカーブ)
一次電力量	230.0 GWh
二次電力量	379.3 GWh

この最適開発計画に対して再度電力量計算を行った。

開発計画の比較検討時における電力量計算は、ダイナミック・プログラミング手法による最適性の原理を用いて貯水池運用を行い、与えられた条件の元でトータルの電力量が最大となるよう各月の流出量を決定するという理想的な貯水池運用を各ケースに対して適用して電力量を求めた。

しかしながら、実際の貯水池運用では、将来の未知の流入量に対して何らかのルールを設定して貯水池運用をせざるを得ず、ここで得られる電力量は、理想的な運用を行って得られたものと比較して小さいものとなる。

ここでは、貯水池運用に関してあるルール・カーブを設定して現実に近い電力量計算を最適開発計画に対して行った。

Pirris貯水池の調整率は小さく（約8%）、その貯水池運用は年間貯留用貯水池に近い。

又、ダム流入量の季節的変動は大きく、渇水期（12～4月）には、ダム貯留量を使用して保証流量を確保する必要があると共に、豊水期（5～11月）の溢水をできるだけ小さくする必要がある。

開発計画比較検討時の電力量計算では、貯水位は毎年満水位及び低水位を繰返し、出水期には多量の溢水が生じている。

したがってルール設定上は渇水期の保証流量の確保を考慮し、補給開始時には貯水池水位をできるだけ満水位に近づけ、豊水期には低水位付近から流入量を有効利用して貯水池運用を行い、9、10月の溢水をできるだけ小さくするようにした。

Fig. 9-21 に電力量計算の手順を示し、Fig. 9-22 にルールカーブを示す。

又、湖面よりの蒸発量は無視した。

基準放水水位は、放水口地点洪水量（2,270 $\text{m}^3/\text{s}$ ）に対する洪水水位301.3mを考慮し、これをクリアする水位をペルトン水車中心標高（304.5m）に設定した。

Table 9-7 に1964年5月から1989年4月までの25年間について、Pirris貯水池を運用した場合の流入量、使用水量、溢水量を示す。又、各月の貯水量、補給量はFig. 9-23 に、Pirris発電所の月別発生電力量及び月別出力をTable 9-8、9-9 に示し、Fig. 9-24 に月別発生電力量の変化を示す。



Fig. 9-5 Study on Reservoir Storage Volume (2)

Site and Dam Type		Unit	Rock Fill Dam (Upper Dam Site)					Concrete Arch Dam (Lower Dam Site)						
			U-1	U-2	U-3	U-4	U-5	L-1	L-2	L-3	L-4	L-5		
<b>Reservoir</b>														
Effective Storage Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10	20	30	40	50	10	20	30	40	50			
High Water Level	m	1,181.7	1,195.0	1,204.7	1,213.1	1,220.2	1,170.7	1,184.7	1,194.7	1,203.1	1,210.1			
Dam Height	m	92	105	115	123	130	94	108	118	126	133			
<b>Power Generation</b>														
Installed Capacity	MW	68.9	106.3	129.2	160.8	176.5	68.0	105.1	127.6	158.9	174.7			
Firm Peak Power	MW	67.87	103.28	124.76	154.50	170.07	66.92	102.39	123.96	154.82	168.33			
Annual Energy	GWh	424.28	554.66	615.29	668.40	687.86	424.55	556.87	620.06	676.60	698.36			
Annual Firm Energy	GWh	123.85	188.49	227.69	291.96	310.38	122.14	186.86	226.22	282.55	307.20			
Annual Secondary Energy	GWh	300.42	366.18	387.60	386.43	377.47	302.41	370.01	393.84	394.05	391.16			
<b>Economy</b>														
Construction Cost	10 <sup>6</sup> ¢	11,631	14,932	17,046	20,441	22,226	9,704	12,951	15,167	17,931	19,518			
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> ¢	1,512	1,941	2,216	2,657	2,889	1,262	1,684	1,972	2,331	2,537			
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> ¢	1,623	2,292	2,663	3,115	3,336	1,612	2,286	2,663	3,135	3,336			
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> ¢	111	351	447	458	447	351	603	691	804	799			
Benefit Cost Ratio (B/C)	—	1.07	1.18	1.20	1.17	1.16	1.28	1.36	1.35	1.35	1.32			
E D R	%	15.6	18.2	18.8	18.7	18.5	20.0	22.2	22.3	22.9	22.5			
Unit Construction Cost	¢/kWh	27.4	26.9	27.7	30.6	32.3	22.9	23.3	24.5	26.5	28.0			
Site and Dam Type		Unit	Concrete Arch Gravity Dam (Lower Dam Site)					Concrete Gravity Dam (Lower Dam Site)						
			LAG-2	LAG-3	LAG-4	LAG-5	LC-1	LC-2	LC-3	LC-4	LC-5			
<b>Reservoir</b>														
Effective Storage Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		20	30	40	50	10	20	30	40	50			
High Water Level	m		1,184.7	1,194.7	1,203.1	1,210.1	1,170.7	1,184.7	1,194.7	1,203.1	1,210.1			
Dam Height	m		108	118	126	133	94	108	118	126	133			
<b>Power Generation</b>														
Installed Capacity	MW		105.1	127.6	158.9	174.7	68.0	105.1	127.6	158.9	174.7			
Firm Peak Power	MW		102.39	123.96	154.82	168.33	66.92	102.39	123.96	154.82	168.33			
Annual Energy	GWh		556.87	620.06	676.60	698.36	424.55	556.87	620.06	676.60	698.36			
Annual Firm Energy	GWh		186.86	226.22	282.55	307.20	122.14	186.86	226.22	282.55	307.20			
Annual Secondary Energy	GWh		370.01	394.05	394.05	391.16	302.41	370.01	393.84	394.05	391.16			
<b>Economy</b>														
Construction Cost	10 <sup>6</sup> ¢		14,455	16,852	19,915	21,850	10,545	14,740	17,380	20,676	22,720			
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> ¢		1,879	2,191	2,589	2,841	1,371	1,916	2,259	2,688	2,954			
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> ¢		2,286	2,663	3,135	3,336	1,612	2,286	2,663	3,135	3,336			
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> ¢		407	472	546	496	241	370	403	447	383			
Benefit Cost Ratio (B/C)	—		1.22	1.22	1.21	1.18	1.18	1.19	1.18	1.17	1.13			
E D R	%		19.1	19.3	19.7	19.1	17.9	18.6	18.6	18.7	18.0			
Unit Construction Cost	¢/kWh		26.0	27.2	29.4	31.3	24.8	26.5	28.0	30.6	32.5			



Table 9-8 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration

I t e m	U n i t	Lower Dam Site (Plan I)														
		LAG-6	LAG-7	LAG-8	LAG-9	LAG-10	LAG-11	LAG-12	LAG-13	LAG-14	LAG-15	LAG-16	LAG-17	LAG-18	LAG-19	LAG-20
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /s		12	*		15	*		18	*		21	*		24	
Minimum Peak Hour	hr	5	7	9	5	7	9	5	7	9	5	7	9	5	7	9
Annual Inflow	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								351.61							
Annual Power Discharge	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		264.80	*		292.39	*		313.38	*		327.11	*		336.17	
Annual Spill	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	71.33	71.33	72.65	46.24	47.14	48.31	27.83	30.78	29.31	19.80	21.17	19.72	16.74	16.05	14.21
Dam Type	—	Concrete Arch Gravity Dam														
High Water Level	m								1,195							
Low Water Level	m								1,149							
Available Drawdown	m								46							
Gross Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								37.47							
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>								30.59							
Dam Height (Concrete Arch Gravity)	m								120							
Gross Head	m								875.20							
Rated Effective Head	m		817.00	*		825.90	*		830.70	*		835.40	*		836.00	
Installed Capacity	MW		84.00	*		106.00	*		128.00	*		150.00	*		172.00	
Head Loss	m		58.20	*		49.30	*		44.50	*		39.80	*		39.20	
Firm Peak Power	MW	81.03	80.48	73.77	102.63	95.27	76.13	123.33	96.91	76.36	134.62	98.05	77.98	135.85	99.28	76.52
Annual Firm Energy	GWh	147.87	205.63	242.33	187.30	243.41	250.09	225.07	247.61	250.86	245.68	250.51	256.18	247.93	253.66	251.36
Annual Secondary Energy	GWh	370.98	313.25	277.73	391.44	336.26	331.06	398.30	377.81	375.37	410.80	407.42	402.10	429.68	424.77	427.11
Annual Total Energy	GWh	518.85	518.87	520.06	578.74	579.68	581.15	623.37	625.43	626.23	656.48	657.93	658.27	677.61	678.44	678.46
Investment Cost	10 <sup>6</sup> ₪		14,196	*		15,634	*		16,899	*		18,514	*		19,236	
Annual Cost (C)	10 <sup>6</sup> ₪	1,845	1,845	1,845	2,032	2,032	2,032	2,197	2,197	2,197	2,407	2,407	2,407	2,501	2,501	2,501
Annual Benefit (B)	10 <sup>6</sup> ₪	1,961	2,022	2,001	2,332	2,326	2,152	2,662	2,436	2,242	2,859	2,513	2,327	2,914	2,569	2,346
Benefit Cost ratio (B/C)	—	1.06	1.10	1.08	1.15	1.14	1.06	1.21	1.11	1.02	1.19	1.04	0.97	1.17	1.03	0.94
Surplus Benefit (B-C)	10 <sup>6</sup> ₪	116	176	156	299	294	119	465	239	46	452	107	△ 80	413	68	△ 154
Unit cost of energy	₪ /kWh	27	27	27	27	27	27	27	27	27	28	28	28	28	28	28







Table 9-7 Summary of Operation Study of Pirris Reservoir (1/2)

UNIT : 10<sup>6</sup> M<sup>3</sup>

YEAR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR	TOTAL
1964	GIN	9.4	25.2	42.8	41.3	56.7	79.7	41.6	17.6	17.6	7.9	7.3	355.8
	GUS	13.4	13.0	47.1	47.2	45.6	46.7	41.6	17.6	17.6	13.4	13.0	320.1
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.0
1965	GIN	13.1	26.1	16.2	16.7	41.8	63.0	33.6	18.2	12.7	9.1	6.3	266.5
	GUS	13.4	13.4	43.0	20.2	28.2	47.2	32.7	18.2	12.7	13.4	13.0	264.2
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1966	GIN	17.5	46.6	44.7	47.3	37.9	73.1	28.9	16.3	11.8	8.4	7.9	349.0
	GUS	13.4	40.0	46.7	46.7	45.4	46.9	28.9	16.3	11.8	13.4	13.0	331.9
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.2
1967	GIN	7.4	21.6	15.7	19.3	58.3	62.1	24.1	15.6	10.4	7.4	7.5	258.7
	GUS	13.4	13.0	34.5	20.9	46.3	47.2	22.6	15.6	10.4	13.4	13.0	260.1
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1968	GIN	21.1	44.5	38.9	44.6	80.4	76.3	56.3	26.4	16.5	12.2	10.7	439.9
	GUS	13.4	40.0	46.9	47.2	45.4	46.7	45.2	26.4	16.5	13.4	13.0	366.0
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	24.4	29.6	11.1	0.0	0.0	0.0	0.0	65.1
1969	GIN	12.5	23.4	20.4	51.1	68.9	132.6	82.1	35.4	17.2	11.1	10.9	499.1
	GUS	13.4	19.1	47.2	46.6	45.8	46.7	45.2	35.4	17.2	13.4	13.0	354.0
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	105.9	37.0	0.0	0.0	0.0	0.0	145.6
1970	GIN	22.5	35.2	42.5	62.7	77.4	100.4	50.9	23.9	17.9	9.6	8.1	460.4
	GUS	20.6	35.2	46.8	45.8	45.2	46.7	45.2	23.9	17.9	13.4	13.0	364.1
	GOV	0.0	0.0	0.0	11.6	32.2	53.8	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	103.3
1971	GIN	20.5	30.6	33.6	64.7	89.3	87.0	39.3	19.2	11.9	4.7	4.5	413.0
	GUS	13.4	28.7	47.0	47.0	45.2	46.7	39.3	19.2	11.9	13.4	13.0	334.6
	GOV	0.0	0.0	0.0	4.2	44.2	40.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	88.7
1972	GIN	23.7	24.8	12.4	24.4	36.2	55.5	32.9	13.5	12.6	4.7	3.6	253.0
	GUS	13.4	15.9	39.3	20.9	29.6	47.4	24.2	13.5	12.6	13.4	13.0	252.7
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1973	GIN	13.9	33.8	50.1	57.0	67.0	116.7	49.6	36.9	16.9	7.3	3.9	483.4
	GUS	13.4	35.3	46.7	46.7	45.2	46.7	45.2	36.9	16.9	13.4	13.0	369.4
	GOV	0.0	0.0	3.5	10.3	21.8	70.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	110.1
1974	GIN	17.2	38.3	28.9	34.7	50.9	71.7	38.7	31.2	12.3	5.2	3.5	339.1
	GUS	13.4	27.0	47.1	38.7	45.3	47.2	38.7	31.2	12.3	13.4	12.4	356.0
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8
1975	GIN	8.9	18.8	23.2	64.1	110.7	112.1	67.9	38.5	12.9	4.3	1.7	465.9
	GUS	13.4	13.0	31.5	48.1	45.5	46.7	45.2	38.5	12.9	10.4	10.1	324.9
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	54.4	65.4	22.7	0.0	0.0	0.0	0.0	142.6
1976	GIN	9.2	32.1	23.1	26.1	34.8	46.5	28.0	16.5	8.6	4.7	2.3	233.2
	GUS	13.4	13.0	43.4	21.6	29.2	38.9	20.2	15.1	10.4	10.4	10.1	235.2
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1977	GIN	3.5	16.1	7.5	32.8	50.0	79.8	43.5	19.8	8.0	4.7	3.0	271.9
	GUS	10.3	13.0	10.7	24.8	44.5	47.2	43.5	19.8	10.4	10.4	10.1	254.0
	GOV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9

UNIT : 10\*\*6 M3

Table 9-7 Summary of Operation Study of Pirtis Reservoir (2/2)

YEAR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR	TOTAL
1978	GIN 8.0	16.2	20.4	32.2	60.8	101.0	41.5	16.4	11.1	7.2	6.8	9.0	330.5
	GUS 12.4	13.0	24.5	27.6	46.1	46.9	41.5	16.4	11.1	9.4	13.4	13.0	275.3
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.5
1979	GIN 20.5	46.2	34.6	49.2	81.1	95.5	63.8	21.9	15.1	8.9	8.0	6.8	449.8
	GUS 13.4	40.8	47.0	47.3	45.4	46.7	45.2	21.9	13.1	9.8	13.4	13.0	356.8
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	25.1	48.8	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.6
1980	GIN 9.0	25.1	24.9	50.4	58.5	54.5	65.9	30.0	15.7	7.3	6.6	5.8	353.6
	GUS 13.4	13.0	47.1	45.8	46.6	47.0	45.2	30.0	15.7	9.4	12.4	13.0	339.6
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.7
1981	GIN 20.1	61.8	35.8	54.2	72.3	79.5	37.5	15.9	10.8	7.4	7.2	6.7	409.0
	GUS 13.4	45.4	46.9	47.1	45.3	46.7	37.5	15.9	10.8	9.4	13.4	13.0	344.8
	GOV 0.0	6.9	0.0	0.0	22.9	32.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.7
1982	GIN 20.2	33.3	22.3	18.1	28.6	48.6	25.6	14.7	10.5	6.9	6.6	6.5	241.8
	GUS 13.4	25.4	47.3	20.9	20.2	38.3	20.2	10.8	10.5	9.4	13.4	13.0	243.0
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1983	GIN 7.0	9.8	11.2	10.8	34.0	90.0	72.6	24.7	14.9	10.3	9.6	8.1	302.9
	GUS 13.4	13.0	16.1	10.8	20.4	47.2	45.2	24.7	14.9	10.3	13.4	13.0	242.2
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.1	27.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	53.6
1984	GIN 14.8	29.1	44.8	44.0	80.0	62.8	37.1	17.4	10.8	7.7	6.7	6.7	362.0
	GUS 13.4	21.9	46.7	46.8	45.3	46.7	37.1	17.4	10.8	9.4	13.4	13.0	321.8
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	30.0	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.2
1985	GIN 8.2	21.4	25.2	43.6	58.5	69.1	65.3	19.8	12.3	8.7	8.8	7.6	348.4
	GUS 13.4	13.0	40.6	39.1	46.6	47.0	45.2	19.8	12.3	9.4	13.4	13.0	312.7
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	20.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.8
1986	GIN 13.5	23.4	23.9	14.7	20.6	58.8	22.4	14.0	9.9	7.4	6.6	6.6	221.8
	GUS 13.4	13.0	47.3	20.9	20.2	38.6	20.2	10.4	10.4	9.4	12.1	13.0	229.0
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1987	GIN 7.7	11.0	18.7	58.5	28.3	43.9	20.2	11.8	8.7	5.4	4.9	4.3	223.4
	GUS 13.4	13.0	20.9	47.9	27.9	36.3	20.2	10.4	10.4	9.8	10.4	10.1	230.8
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1988	GIN 6.1	17.1	18.0	41.8	149.6	119.5	55.1	19.6	12.8	7.0	6.4	5.3	458.4
	GUS 10.4	13.0	20.9	35.8	45.8	46.7	45.2	19.6	12.8	9.4	13.4	13.0	285.9
	GOV 0.0	0.0	0.0	0.0	81.5	72.9	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	164.2
TOTAL	GIN 335.8	731.5	685.8	1004.2	1832.5	1999.5	1124.4	535.1	312.6	198.6	171.1	159.3	8790.4
	GUS 335.0	543.6	983.3	913.4	996.3	1136.5	920.2	524.9	319.1	243.8	321.8	312.0	7549.8
	GOV 0.0	6.9	3.5	26.2	337.3	691.8	174.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1240.6
AVE	GIN 13.4	29.3	27.4	40.2	61.3	80.0	45.0	21.4	12.5	7.9	6.8	6.4	351.6
	GUS 13.4	21.7	39.3	36.5	39.9	45.5	36.8	21.0	12.8	9.8	12.9	12.5	302.0
	GOV 0.0	0.3	0.1	1.0	13.5	27.7	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.6

< TITLE EXPLANATION > GIN---INFLOW, GUS---POWER DISCHARGE, GOV---SPILL

Table 9-8 Energy Generation of Parris Power Plant

YEAR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR	TOTAL
1964	26.54	25.91	95.19	95.16	92.15	95.23	84.91	35.90	24.73	19.24	27.20	26.13	648.30
1965	26.88	27.20	86.25	39.11	55.66	95.23	66.75	37.05	25.95	19.25	27.24	26.18	532.56
1966	27.04	81.25	95.22	95.22	92.12	95.23	59.06	33.17	24.10	19.25	27.21	26.16	675.04
1967	26.83	26.02	68.18	40.60	91.52	95.22	46.08	31.92	21.32	19.94	27.21	26.14	520.76
1968	27.05	81.38	95.19	95.17	92.16	95.23	92.16	53.79	33.68	24.81	27.31	26.38	744.33
1969	27.21	38.92	94.74	91.24	92.16	95.23	92.16	72.17	35.13	22.69	27.29	26.38	715.33
1970	41.96	71.90	95.21	95.23	92.16	95.23	92.16	48.82	36.55	19.57	27.27	26.24	742.30
1971	27.15	58.57	95.16	95.23	92.16	95.23	80.26	39.27	24.35	19.92	27.12	25.90	680.35
1972	26.81	32.18	78.76	40.89	58.59	95.18	49.18	27.63	25.81	19.25	27.16	25.94	507.46
1973	26.54	71.23	95.23	95.23	92.16	95.23	92.16	75.24	34.50	20.99	27.23	26.08	751.83
1974	26.85	54.67	95.14	76.63	89.76	95.23	78.91	63.63	25.04	19.23	27.10	24.50	676.69
1975	26.40	25.58	82.03	95.23	92.16	95.23	92.16	78.51	26.34	19.88	21.05	20.01	654.59
1976	26.31	25.61	85.78	42.26	57.96	75.02	41.00	30.80	21.30	19.16	21.02	20.04	469.27
1977	20.03	25.10	20.63	48.40	88.10	95.23	88.74	40.43	21.59	19.15	21.02	20.01	508.12
1978	24.40	25.41	48.04	54.15	92.11	95.23	84.73	33.56	22.64	19.23	27.15	26.06	552.74
1979	27.02	82.93	95.17	95.17	92.16	95.23	92.16	44.66	26.70	19.93	27.22	26.14	724.48
1980	26.79	26.08	94.07	89.82	92.16	95.22	92.16	61.13	31.96	19.23	27.15	26.01	681.77
1981	26.87	92.16	95.18	95.21	92.16	95.23	76.54	32.55	22.02	19.23	27.16	26.05	700.37
1982	26.94	51.69	95.09	40.74	39.71	76.71	40.94	22.05	21.49	19.23	27.14	26.01	487.73
1983	26.54	25.45	31.34	20.71	40.08	95.23	92.16	50.49	30.44	20.99	27.27	26.25	486.96
1984	27.06	44.45	95.22	95.21	92.16	95.23	75.71	35.53	21.99	19.24	27.17	26.05	655.02
1985	26.50	25.88	80.43	76.65	92.16	95.23	92.16	40.36	25.11	19.25	27.24	26.19	627.15
1986	26.96	26.38	95.10	40.72	39.04	76.49	40.85	21.18	21.23	19.14	24.49	25.92	457.39
1987	26.47	25.39	40.71	94.35	55.13	72.89	40.78	21.09	21.09	19.63	20.66	19.91	458.11
1988	20.31	25.19	40.68	69.97	92.16	95.23	92.16	39.94	26.19	19.23	27.14	25.98	574.17
AVE	26.78	43.86	78.95	72.73	79.90	92.16	75.04	42.84	26.04	19.87	26.09	25.07	609.31

EF = 230.0 <GWH>

ES = 379.3 <GWH>

**Table 9-9 Monthly Peak Power of Parris Power Plant**

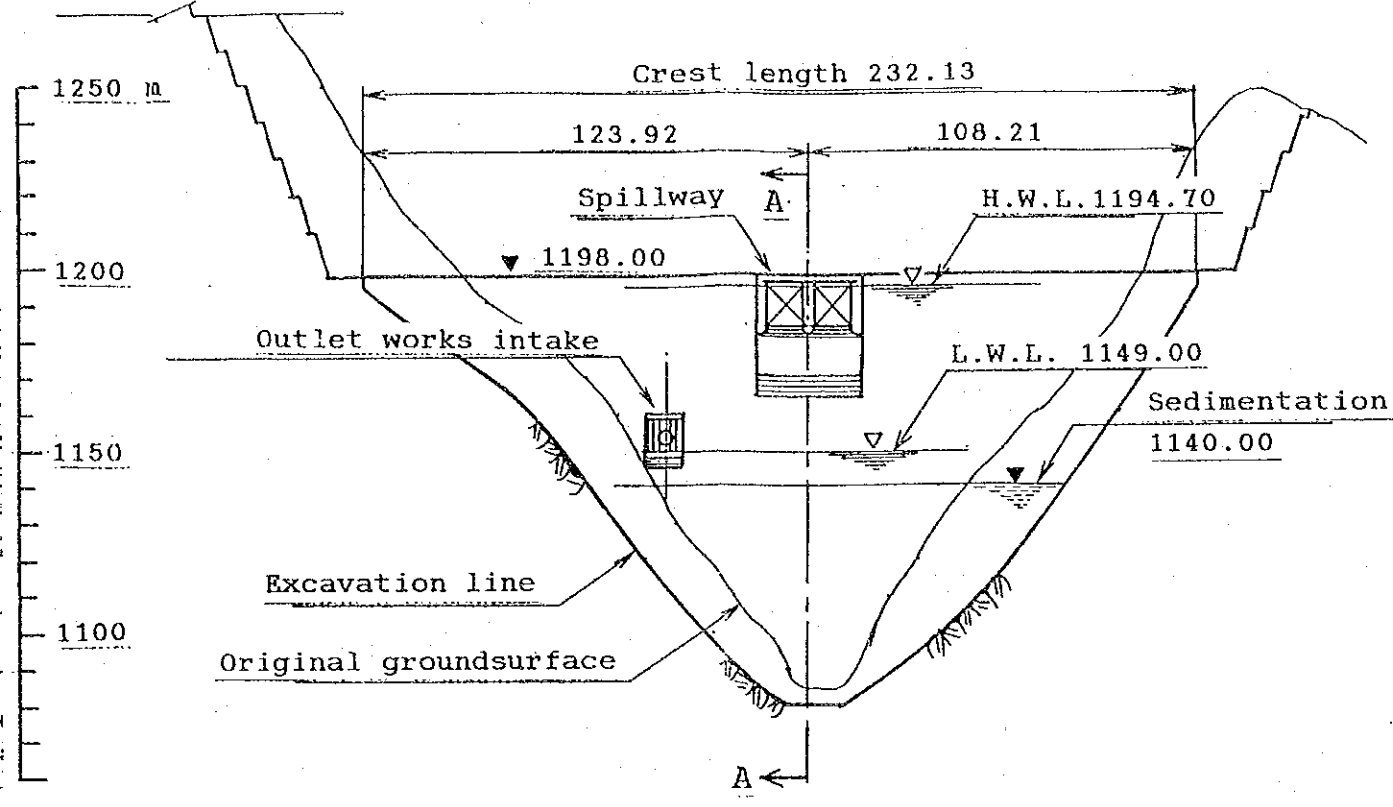
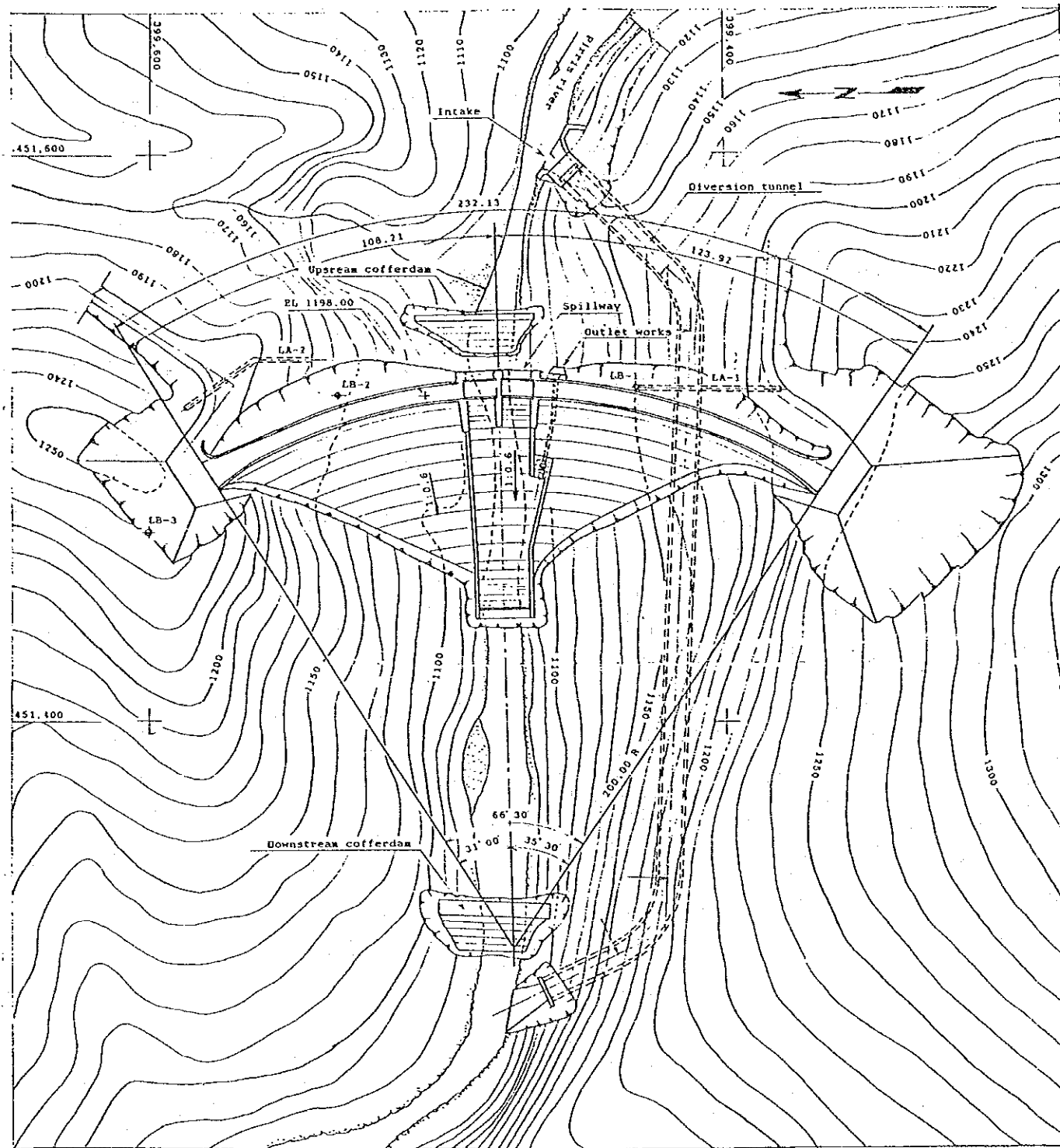
UNIT: MW

YEAR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	JAN	FEB	MAR	APR	TOTAL
1964	128.00	127.92	127.95	127.90	127.98	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.96	127.91	1535.60
1965	127.90	128.00	127.79	123.61	126.21	127.99	128.00	128.00	128.00	128.00	127.96	127.92	1529.59
1966	127.95	128.00	127.99	127.99	127.94	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.96	127.92	1555.74
1967	128.00	127.93	128.00	124.17	126.84	127.99	128.00	128.00	128.00	128.00	127.96	127.91	1530.78
1968	127.97	128.00	127.95	127.92	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.98	1535.81
1969	127.97	128.00	127.80	125.81	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.98	127.99	1533.55
1970	128.00	128.00	127.97	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.97	127.94	1535.88
1971	127.99	128.00	127.91	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.92	127.97	1535.78
1972	127.92	128.00	127.79	125.50	127.77	127.93	128.00	128.00	128.00	127.99	127.93	127.98	1532.82
1973	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.96	128.00	1535.96
1974	127.90	128.00	127.87	127.69	127.97	128.00	128.00	128.00	128.00	127.98	127.92	128.00	1535.34
1975	126.89	127.14	126.71	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.96	128.00	128.00	1533.70
1976	126.24	128.00	128.00	125.74	127.97	127.92	127.99	128.00	127.99	127.96	128.00	128.00	1531.80
1977	124.57	123.49	123.51	124.86	127.97	128.00	128.00	128.00	127.98	127.95	128.00	128.00	1520.33
1978	126.15	125.83	125.66	125.81	127.93	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.94	127.90	1527.22
1979	127.96	128.00	127.92	127.92	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.96	127.91	1535.65
1980	127.99	127.96	127.78	125.81	128.00	127.98	128.00	128.00	128.00	127.99	127.94	128.00	1533.44
1981	127.92	128.00	127.93	127.97	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.94	128.00	1535.74
1982	127.94	128.00	127.82	124.84	126.25	127.92	127.97	128.00	128.00	127.98	127.94	128.00	1530.65
1983	128.00	126.16	124.07	122.44	126.21	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.98	127.94	1522.79
1984	127.95	128.00	127.99	127.97	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.99	127.94	128.00	1535.85
1985	128.00	127.89	128.00	125.81	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.96	127.92	1533.58
1986	127.92	128.00	127.83	124.74	122.99	127.96	127.95	127.98	127.97	127.96	127.91	127.96	1527.18
1987	127.44	125.74	124.69	126.82	128.00	127.92	127.93	127.94	127.93	128.00	128.00	128.00	1527.14
1988	124.24	124.17	124.55	125.43	128.00	128.00	128.00	128.00	128.00	127.98	127.93	128.00	1522.31
AVE	127.47	127.37	127.16	126.35	127.52	127.96	127.99	128.00	127.99	127.99	127.96	127.92	1531.72

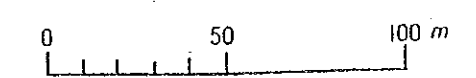
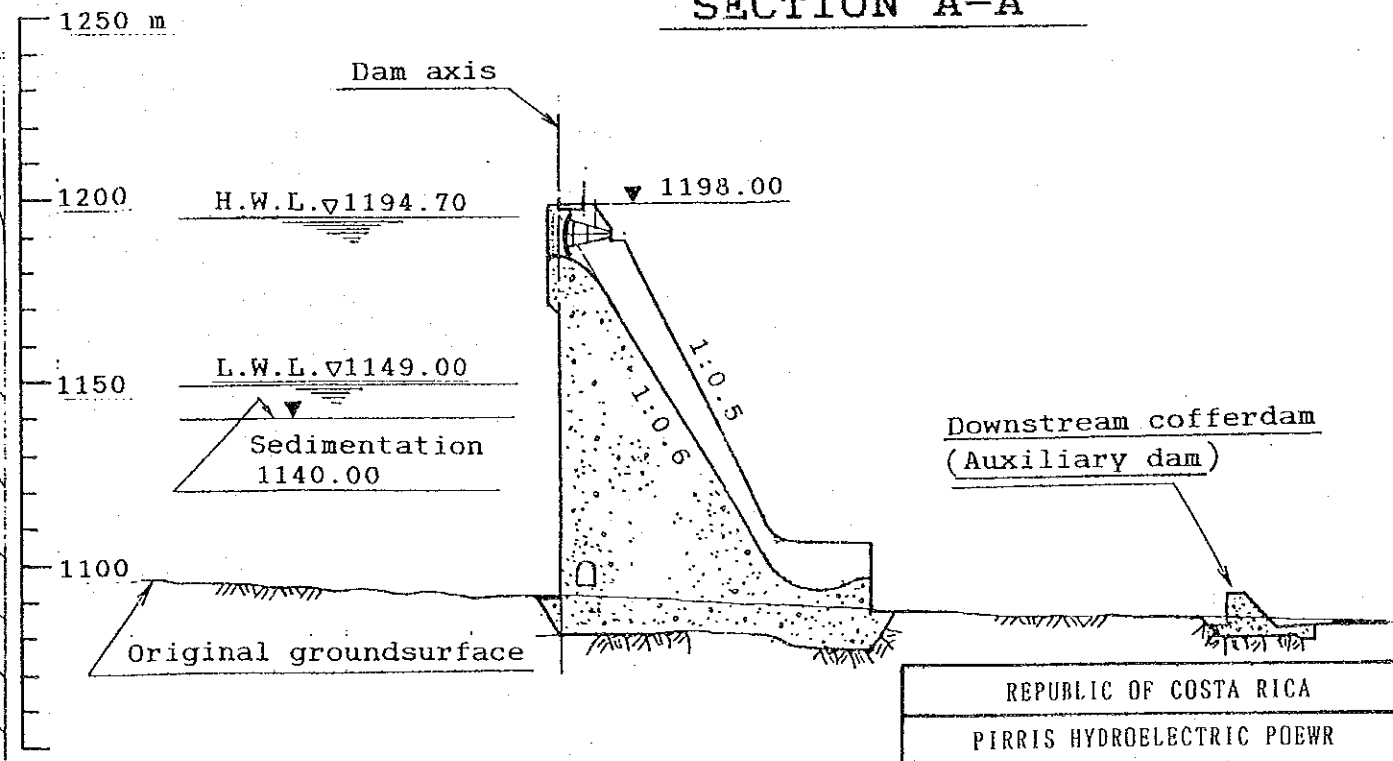


**PLAN**

**UPSTREAM ELEVATION**



**SECTION A-A**



Plan, Section

REPUBLIC OF COSTA RICA  
 PIRRIS HYDROELECTRIC POEWR  
 DEVELOPMENT PROJECT  
**Lower Damsite**  
**Concrete Arch Gravity Dam**  
**Plan & Section**  
**(HWL 1194.7)**

Fig. 9-15







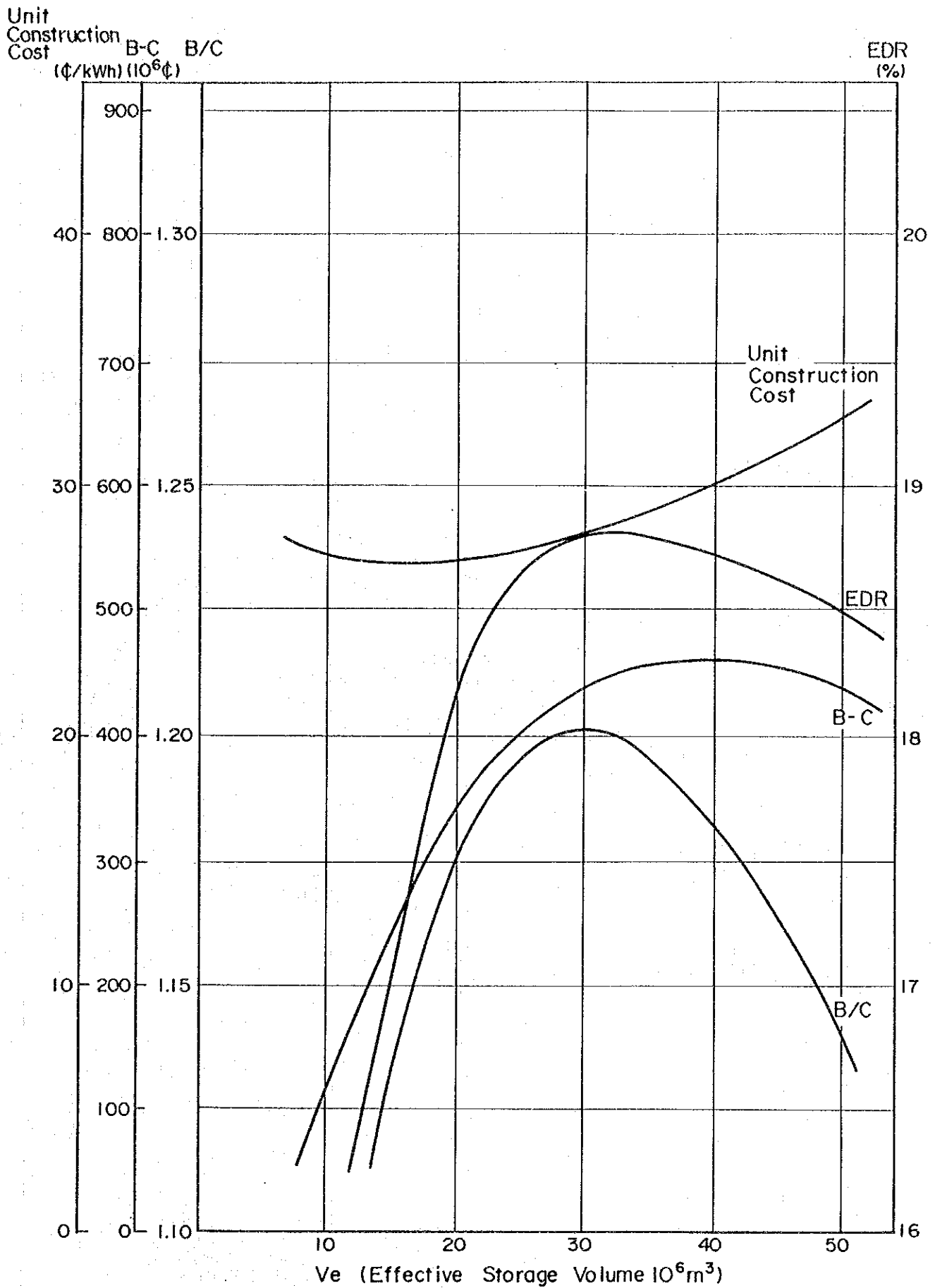


Fig. 9-16 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
(Upper dam site, Rockfill Dam)

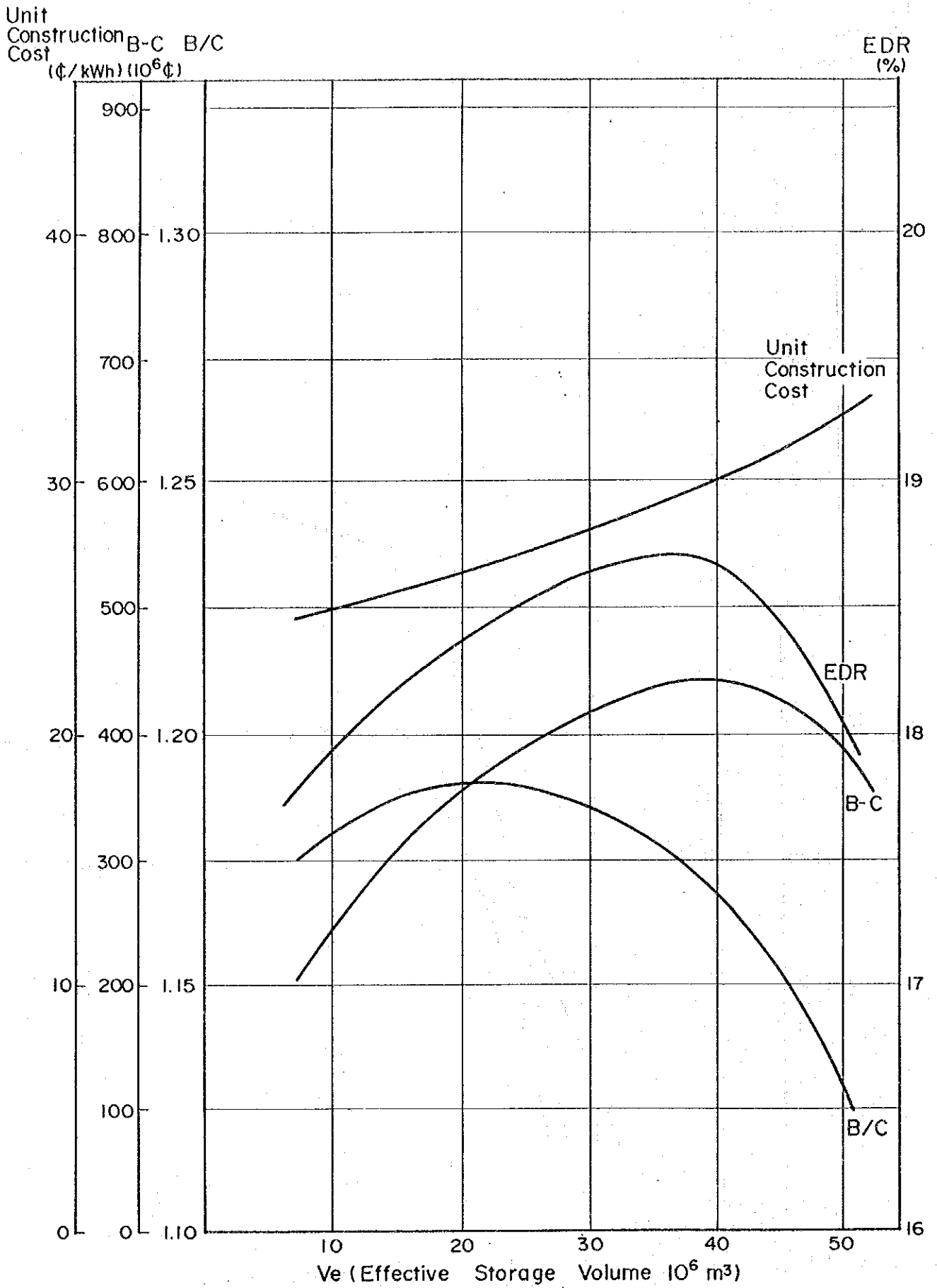


Fig. 9-17 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
(Lower dam site, Concrete Gravity Dam)

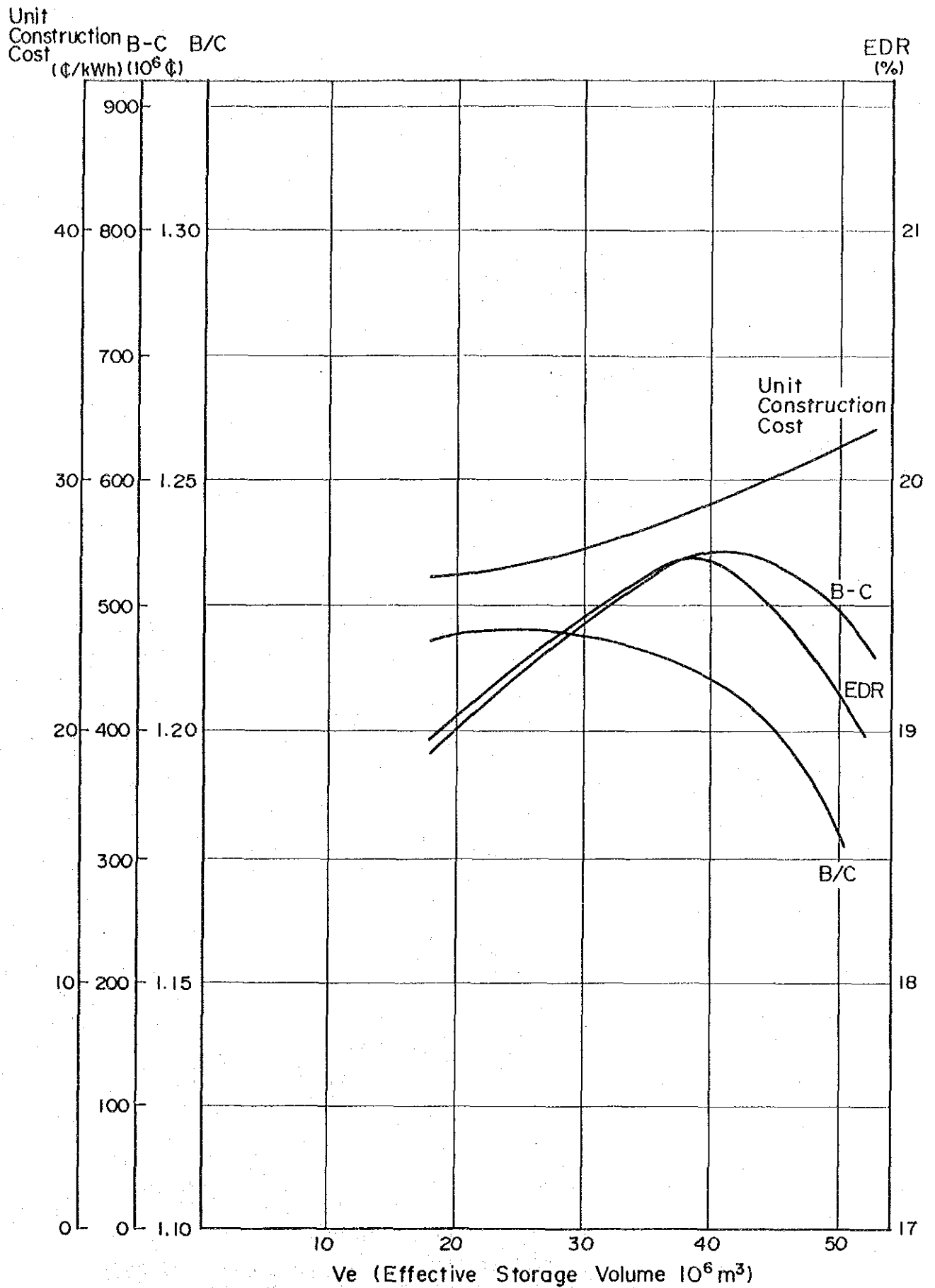


Fig. 9-18 Study on Reservoir Storage Volume (2)  
 (Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam)

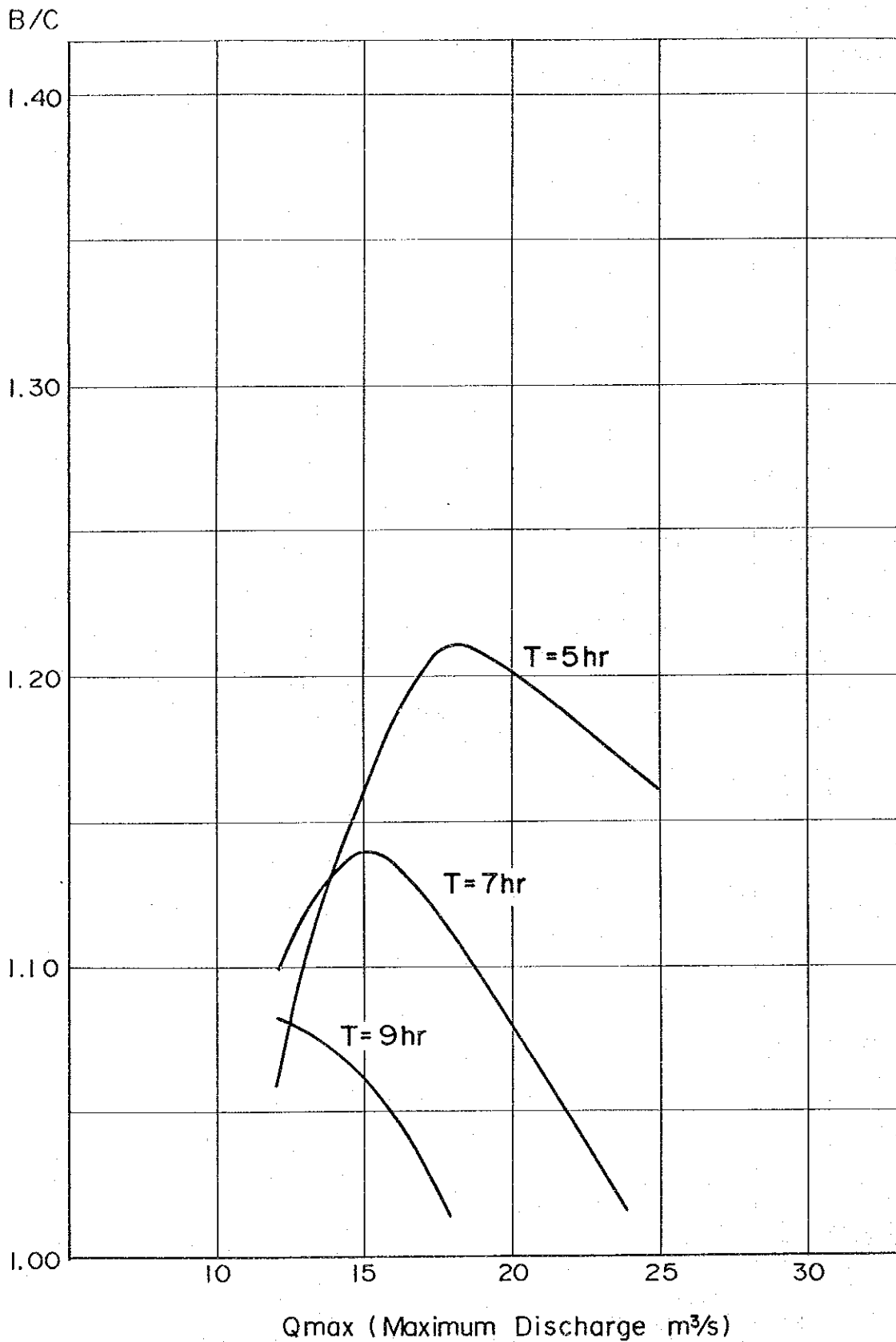


Fig. 9-19 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (1) (B/C)  
 (Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam, HWL 1195.0)

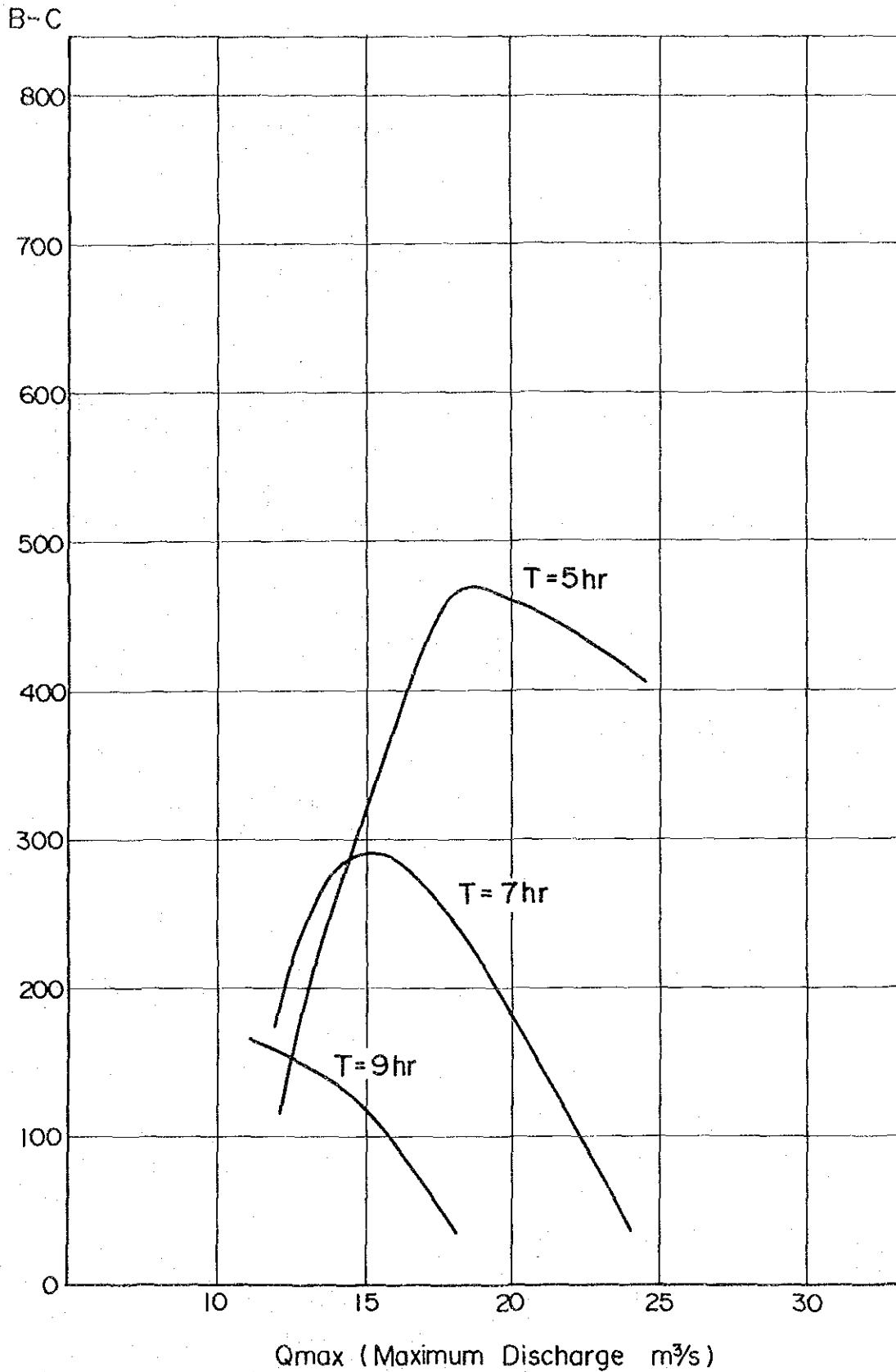


Fig. 9-20 Study on Optimum Maximum Discharge and Peak Duration (2) (B-C)  
(Lower dam site, Concrete Arch Gravity Dam, HWL 1195.0)

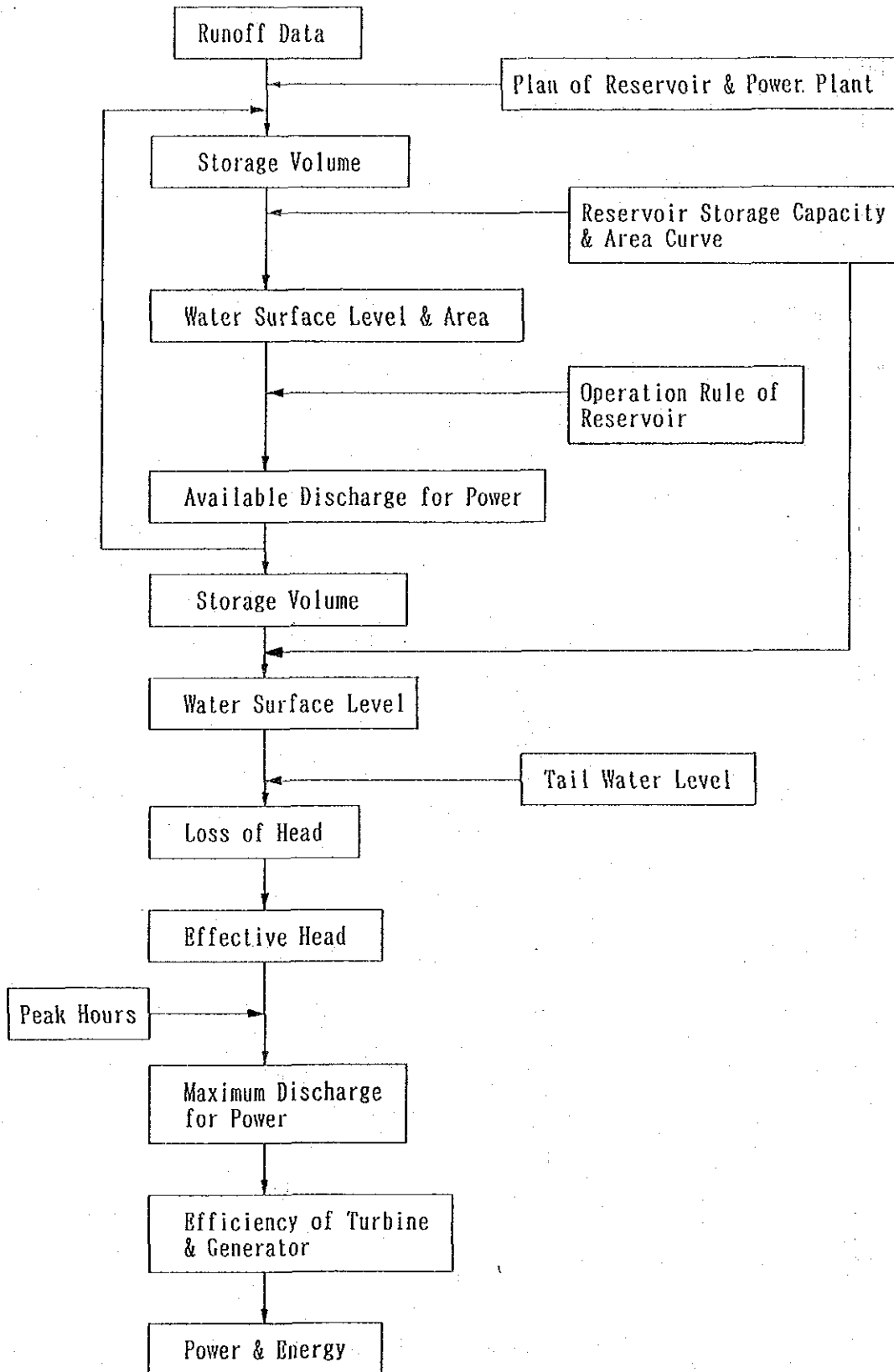
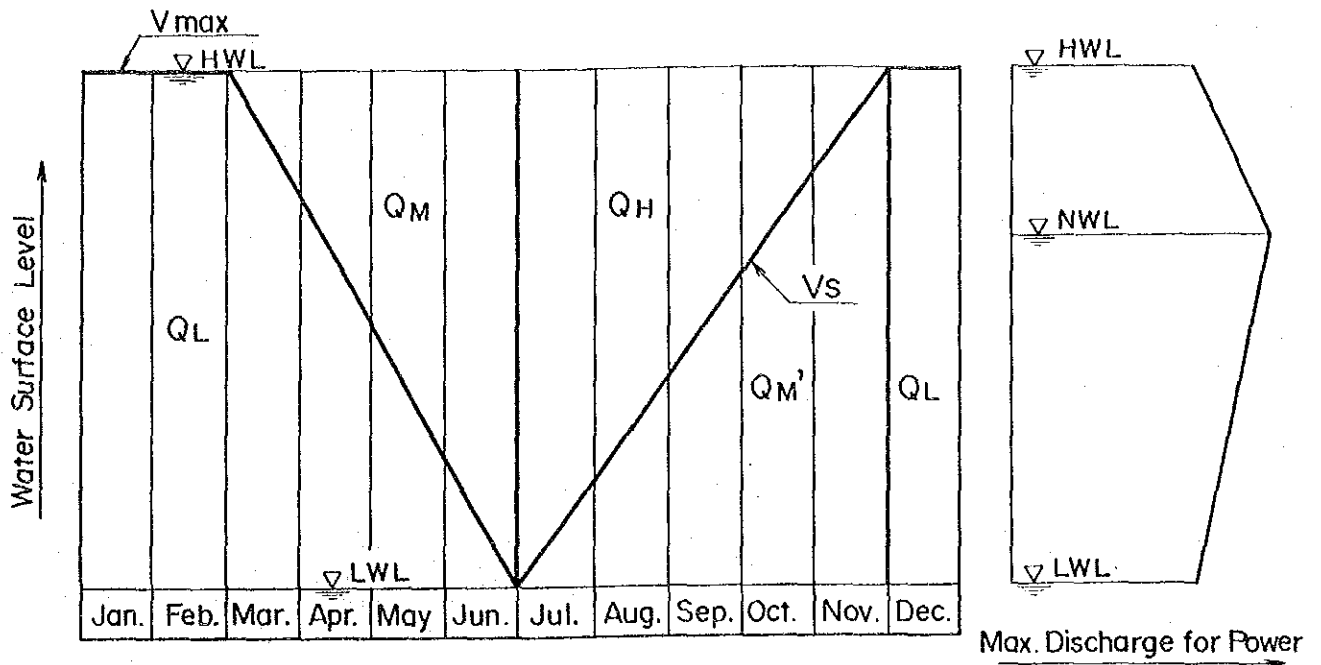


Fig. 9-21 Flow Chart of Power and Energy Calculation

Fig. 9-22 Operation Rule of Reservoir



**Symbols**

- $V_{n-1}$  : Storage at the end of previous month
- $V_n$  : Storage at the end of current month
- $V_n'$  : Temporary storage at the end of current month
- $V_{max}$  : Maximum storage (Effective storage capacity)
- $V_s$  : Secured storage for firm discharge
- $f_n$  : Spill in current month
- $q_n$  : Inflow in current month
- $Q_n$  : Available discharge for power in current month
- $Q_M$  : Medium discharge for power ( $Q_M, Q_H$ )
- $Q_L$  : Firm discharge for power ( $Q_L, Q_M'$ )
- $Q_H$  : Maximum discharge for power, variable depending on water level
- $E$  : Evaporation, variable depending on water surface area

**Operation Rule**

$$V_n' = V_{n-1} + Q_n$$

1.  $V_n' \geq V_{max}$

- (1)  $V_n' - V_{max} \geq Q_H \rightarrow Q_n = Q_H$
- (2)  $Q_H > V_n' - V_{max} \geq Q_M \rightarrow Q_n = V_n' - V_{max}$
- (3)  $Q_M > V_n' - V_{max} \rightarrow Q_n = Q_M$

2.  $V_{max} > V_n' \geq V_s$

- (1)  $V_n' - V_s \geq Q_M \rightarrow Q_n = Q_M$
- (2)  $Q_M > V_n' - V_s \geq Q_L \rightarrow Q_n = V_n' - V_s$
- (3)  $Q_L > V_n' - V_s$  and  $V_n' \geq Q_L \rightarrow Q_n = Q_L$
- (4)  $Q_L > V_n' \rightarrow Q_n = V_n'$

3.  $V_s > V_n'$

- (1)  $V_n' \geq Q_L \rightarrow Q_n = Q_L$
- (2)  $Q_L > V_n' \rightarrow Q_n = V_n'$

$$V_n = V_n' - Q_n$$

$$V_n' - V_{max} - Q_n \geq 0 \rightarrow f_n = V_n' - V_{max} - Q_n$$

$$V_n' - V_{max} - Q_n < 0 \rightarrow f_n = 0$$







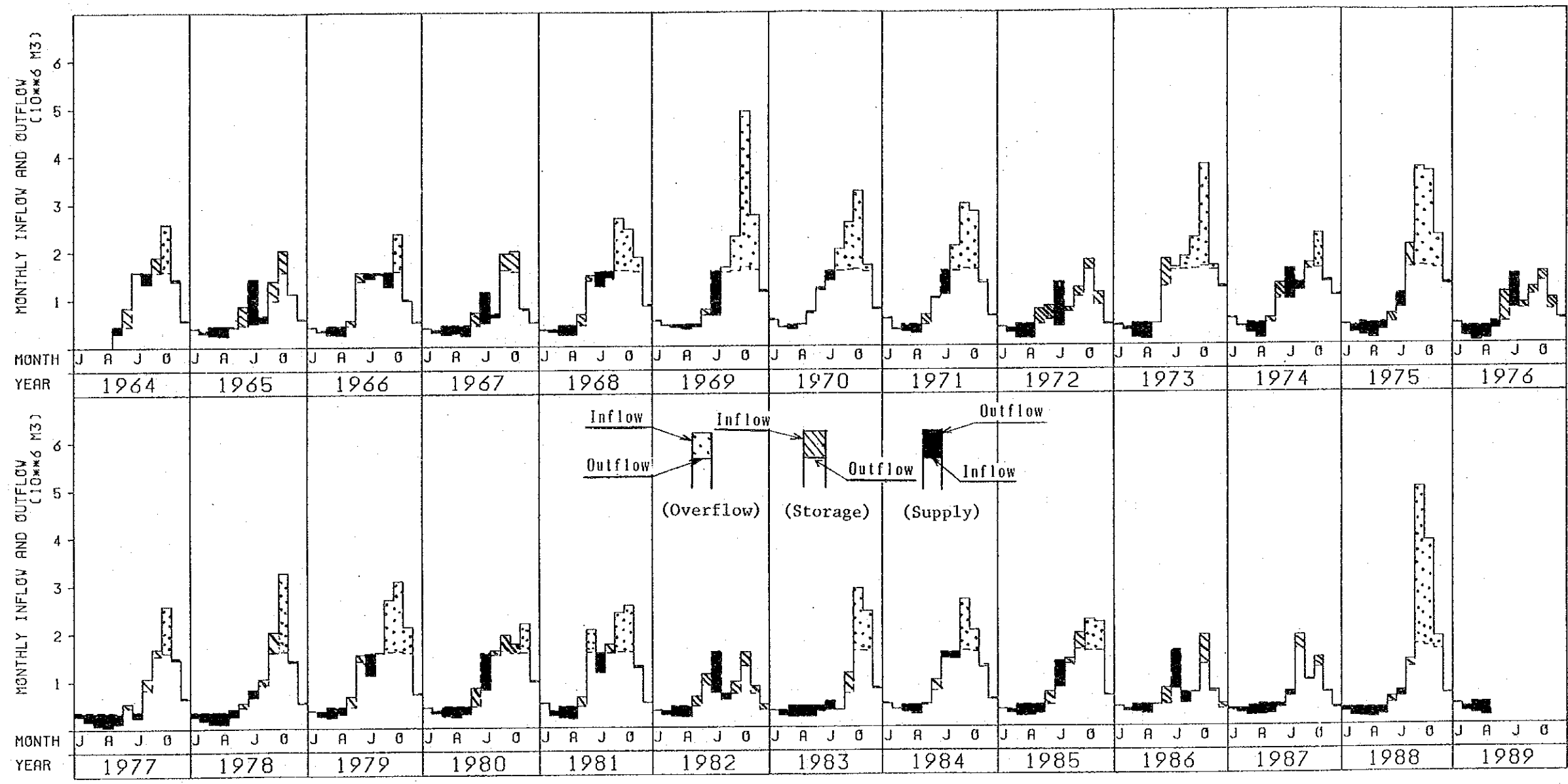


Fig. 9-23 Pirris Reservoir Operation



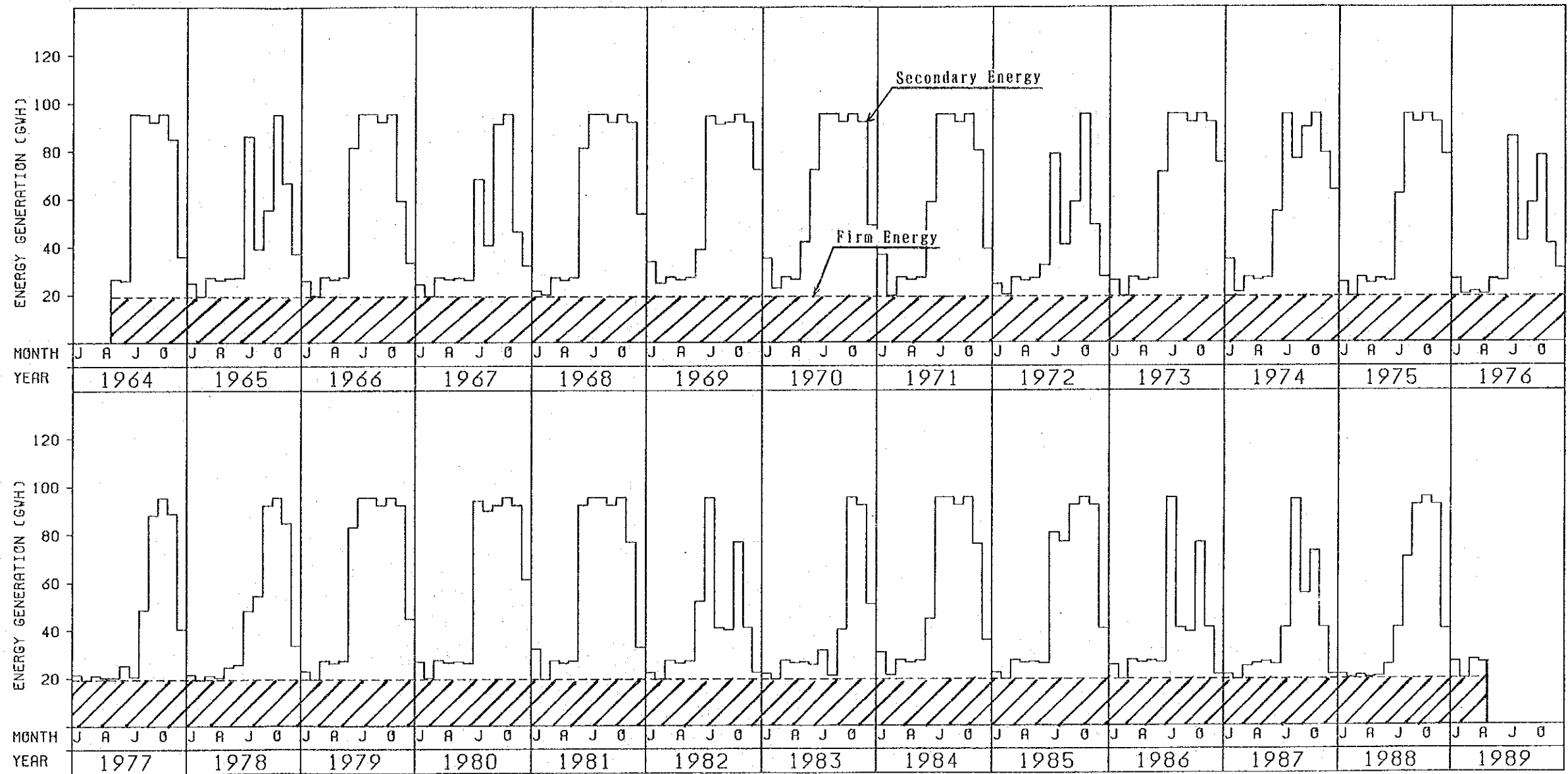


Fig. 9-24 Monthly Energy Generation



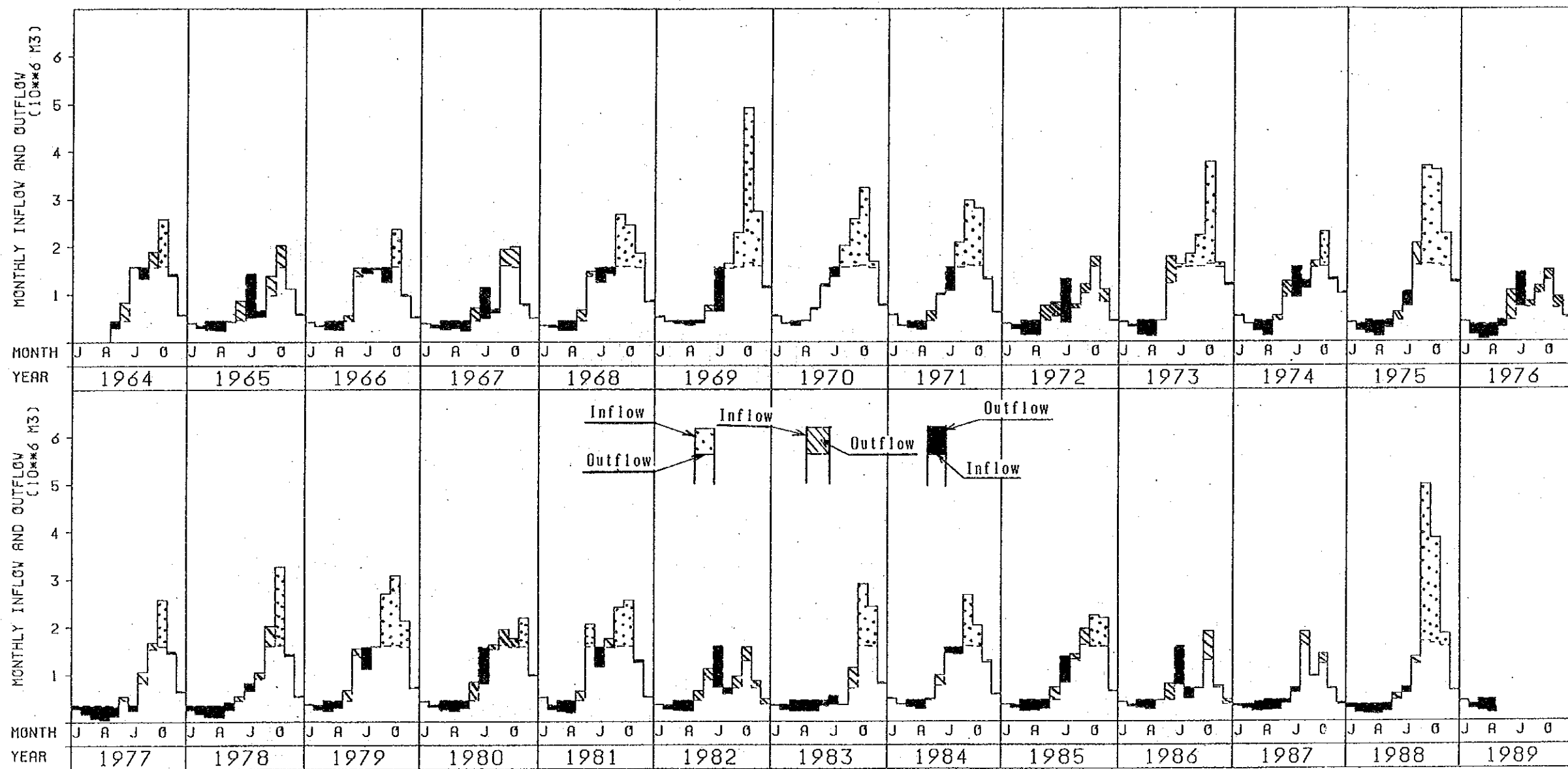


Fig. 9-23 Pirris Reservoir Operation





## 第 10 章 送電計画および系統解析



## 第10章 送電計画および系統解析

	頁
10.1 送電系統の概要 .....	10-1
10.2 送電線ルート .....	10-1
10.3 開閉所地点 .....	10-2
10.4 変電所地点 .....	10-2
10.5 Pirris計画の送電計画 .....	10-2
10.5.1 前提条件 .....	10-2
10.5.2 送電電圧と回線数 .....	10-3
10.6 ICE系統の系統解析 .....	10-3
10.6.1 電力汐流計算 .....	10-4
10.6.2 短絡容量 .....	10-4
10.6.3 安定度 .....	10-4
10.7 経済性の検討 .....	10-5
10.8 結 論 .....	10-5

### List of Figures

- Fig. 10-1 System of National Transmission Line
- Fig. 10-2 Alternatives of Transmission Line Route
- Fig. 10-3 Developing Plan of Electric Power Plants and Transmission  
Adjacent Pirris P.H.
- Fig. 10-4 Power Flow of National Transmission Line
- Fig. 10-5 Stability Study

### List of Tables

- Table 10-1 Stability Study Result
- Table 10-2 Economic Comparison of Transmission Plan for Pirris Project



## 第10章 送電計画および系統解析

### 10.1 送電系統の概要

Costa Ricaの送電系統は230kVおよび138kV送電線によって構成されており、その全亘長はそれぞれ667kmおよび670kmである。

Corobici発電所の完成時期（1982年）に合わせ230kV送電系統は隣国のNicaragua、Panamaとも連系され、相互の電力融通が可能となった。更にNicaraguaを經由してHondurasとも連系されている。

Costa Ricaで電力需要の最も高い、首都San José市を中心とする中央山岳部は138kVによるリング系統が構成され、供給信頼の向上に寄与している。

I C Eは近い将来、San José地区についても230kVでの連系を計画しており、Pirris発電所が運開する迄には230kVでの連系が完成する予定である。Fig. 10-1にCosta Ricaの230kV及び138kV送電系統図を示す。尚、遠い将来にはCosta Ricaを經由してGuatemalaからPanamaまで中米6ヵ国を結ぶ500kV送電連系計画も考えられている。

### 10.2 送電線ルート

I C Eの計画によるとPirris発電所の発生電力は、当国の最大電力消費地である首都圏へ送電される計画となっており、I C EがSan José市内近郊に建設するEscazú変電所まで送電することとなる。

送電線ルートは発電所よりPirris川の上流に向かってAルートおよびBルートについて検討した。その結果Aルートに沿ってSan José市に送電するルートが最短であり、このコースにおいて技術的にも経済的にも有利である送電ルート調査を実施した。

Fig. 10-2に事前検討案を示す。送電線の建設に際して、資機材の運搬に利用できる既設道路の有無は建設費に大きく影響する、このため送電線はなるべく既設道路に添ったルートを選定した。現地踏査結果、発電所地点よりPirris川上流は切り立った深い谷になっており、特に左岸側は右岸側に比べ急峻な谷と山にはばまれており、車が通行可能な道路（乾期のみ、ジープによる通行可能）は右岸側に施設されている。右岸側を通るルートは距離も短くなり、更に道路沿に建設が可能である。

また、ダム地点近傍よりEscazú変電所間は山間部を通過することとなるが、一部の

国定公園内の通過を避ければ送電線の布設に特段の問題はない。

上記の検討の結果、送電線ルートとしてはAルートを採用することとした。Aルートで考えたPirris開閉所とEscazú変電所間の送電線の距離は概略44kmである。

### 10.3 開閉所地点

発電所の予定地点はPirris川に添った平坦な場所で発電所とPirris川との間に、充分なスペースがあり、開閉所は発電所の放水口側に設ける予定である。

開閉所から引き出す送電線は、Pirris川を横断して右岸に渡ることとなり、引出しも容易で開閉所地点の地形上の大きな問題は無い。

### 10.4 変電所地点

Escazú変電所予定地はEscazú地区の中心地のはずれに位置し、少しなだらかな斜面となっているが2車線の幹線道路に面している。また、その側を既設の138kV 2回線(Caja変電所～Alajuelita変電所)が走っており、地点特性は非常にめぐまれている。このため重量物運搬アクセスの問題もない。

Escazú変電所の概要はまだ固まっていないが、およそ次の通りである。まず230kVの母線を設け、Pirris発電所からの送電線を受入れ、隣接のCaja変電所と230kVで接続する一方、230kVより138kVに降圧する連系用変圧器を設け、近くを通過する前述の138kV既設送電線に接続する。また、その他にも近くの新しい都市Gam地区へも電力を供給するため、34.5kVの配電線4フィーダを設ける計画となっている。

### 10.5 Pirris計画の送電計画

#### 10.5.1 前提条件

Pirris発電所で発生した電力及びその周辺に計画されているSavegre (165MW)、Los Llanos (96MW) 水力計画等も本送電線を経由して首都San José市方面へ送電されるものとして計画した。理由は次に述べる通りである。

(1) ICEの計画案によればPirris発電所で発生した電力及びPirris計画完成以後、将来開発が考えられるSavegre計画等の電力は、電力消費の中心地であるSan José市を中心とした中部山岳地域へ送電することとなっている。(Fig.10-3参照)

- (2) Savegre 計画(165MW) および Los Llanos 計画(96MW)の近くには既設の230kV送電線、変電所及び開閉所がない。このため I C E はこれらの発電所で発生した電力は Pirris 発電所の開閉所を経由して San José 市まで送電することとしている。
- (3) 送電線計画の策定にあたっては、送電線1回線及びトランス1バンクが事故でトリップしても送電熱容量、安定度面で支障のない事を基準とした。

#### 10.5.2 送電電圧と回線数

送電電圧は既設電力系統と協調を取り、既設の電圧階級から選ぶことが経済的であり、運用面においても有利である。

Pirris 計画単独及び将来計画を含めた想定最大送電電力293MW(Pirris128MW + Savegre165MW)と送電距離44kmを考慮すると 138kVでは容量が不足であるため、その上の230kVを採用することとした。回線数については1回線と2回線案が考えられ Table 10-2 に1回線送電線と2回線送電線の経済比較を示す。Table 10-2からは1回線送電線の方が建設費は2回線より安い。しかし、送電損失を含めた年経費では2回線の方が経済的である。また Pirris 発電所は I C E の系統の中で、主要電源となることから、送電線の事故遮断は連系系統に広範囲の停電を引き起こす可能性があり、送電線の信頼度を上げておく必要がある。

このため信頼度を考え2回線送電線を採用することとした。

#### 10.6 I C E 系統の系統解析

230kVの各送電案に対し送電線の熱容量、電圧、遮断電流容量及び安定度のチェックを行った。

検討断面は Pirris 発電所が運開予定の2001年とした。



### 10.6.1 電力汐流計算

#### (1) 検討条件

- ・ I C E 系統の総需要 : 1336MW (2001年)
- ・ 負荷力率 : 95%(遅れ) 変電所端
- ・ 発電機出力 : Arenal, Corobici 発電所以外はフル出力とし、  
Arenal, Corobici で過不足を調整した。
- ・ 電圧調整目標 : 各、発・変電所で95~105%の範囲とした。

#### (2) 検討結果

この計算結果の電力汐流図をFig. 10-4に示す。この結果より、無効電力調相設備の必要もなく、汐流面では問題がない。

### 10.6.2 短絡容量

#### (1) 検討条件

- ・ 断面 : Pirrisが運開する2001年
- ・ 発電機 : 全台系統へ併列し、リアクタンスは $X''d$  (次過渡リアクタンス) を使用した。

#### (2) 検討結果

各地点の3相短絡電流値を以下に示す。

- ・ Pirris発電所の 230kV 母線 : 4.6 kA (= 1800 MVA)
- ・ Escazú変電所の 230kV 母線 : 5.7 kA (= 2300 MVA)

計算結果の短絡電流は I E C 規格の31.5kA以内に納まっており、特に問題はない。従って、遮断器の選定にあたって遮断容量を問題にすることはない。

### 10.6.3 安定度

#### (1) 事故条件

Pirris発電所の開閉所の母線での1回線3相地絡短絡(3LG)、遮断時間は6サイクル(100ms)とした。

#### (2) 検討結果

シミュレーション結果の代表例をFig. 10.5 に安定度計算結果をTable 10-1に示す。

検討結果は全ケースとも安定である。

Table 10-1 Stability Study Result

ケース 事故点	2001年	
	230kV 1回線 案	230kV 2回線 案
Pirris母線	安定	安定
Escazú母線	安定	安定

### 10.7 経済性の検討

Pirris 計画の送電計画については、送電容量並びに既設系統との協調を取って作成するものとし、ここでは230kV1回線（案）と230kV2回線（案）について経済性を比較した。結果を Table 10-2 に示す。

経済比較は送電線を変電所の開閉所設備（引出し設備）及び年経費さらに送電損失に関し実施した。

#### (1) 検討条件

- ・ 送電ロス単価 : kW単価 119.57\$/kW (0.2.2 参照)  
kWh単価 0.0304\$/kWh (0.2.2 参照)
- ・ 送変電設備の年経費率 : 10.81% (R.F. = 0.0931, O.M. = 0.015)
- ・ 送電線ロス率 Lf : Pirris 36.9% (プラントファクターpf:54.3%)  
: Savegre 47.2% (プラントファクターpf:63.4%)

Buller - woodrowの式

$Lf = 0.3pf + 0.7pf^2$  より求めた。

#### (2) 検討結果

Table 10-2より判るように、建設費は230kV1回線案が安いですが、送電損失を含めた年経費では230kV2回線案がわずかではあるが経済的である。

### 10.8 結論

Pirris水力計画の送電方法として、これまでの検討結果より送電電圧230kV2回線案を推奨する。本案の送電線設備は次の通りである。

送 電 電 圧 : 230kV

回 線 数 : 2

亘 長 : 約44km

線種、電線サイズ : ACSR 636MCM 2 導体

この送電線の得失は、

- 初期投資は高いが長い目でみて経済的な送電計画である。
- 2回線であり、信頼度が高い。(ICEの系統の中でPirris計画は重要な発電所として位置付けられている。)
- Pirris計画に引き続き建設が予定されている、近辺の水力発電所の電力(例 Savegre 発電所)も本送電線にて送電可能である。
- 里側変電所の電圧降下が少ない。

等があげられる。

Table 10-2 Economic Comparison of Transmission Plan for Pirris Project

Plan (pattern)	Pattern 1 (230KV 1-circuit)	Pattern 2 (230KV 2-circuits)	Note
<p>Power System Diagram</p> <p>Escazú Pirris</p> <p>Necessary Capacity 293MW Conductor Size 636MCM×2</p> <p>Escazú Pirris</p> <p>Necessary Capacity 293MW Conductor Size 636MCM×2</p>	<p>#1 Necessary Capacity 293MW Conductor Size 636MCM×2</p>	<p>#1 Necessary Capacity 293MW Conductor Size 636MCM×2</p>	
Economic Evaluation Items (10 <sup>3</sup> US\$)			
Total Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)	( 5,848 ) 7,383	( 7,888 ) 9,714	#2
Annual Cost (10 <sup>3</sup> US\$) (Annual factor = 10.81%)	( 632 ) 798	( 831 ) 1,050	
Transmission Losses (10 <sup>3</sup> US\$) Peak Power Loss Annual Energy Loss Annual Cost	(1.76MW) (10.26×10 <sup>6</sup> kWh) 210 312 522	(0.88MW) (5.13×10 <sup>6</sup> kWh) 105 156 261	#1 Pirris (128MW) + Savegre (165MW) = 293MW #2 ( ) value = Data of ICE
Total Annual Cost (10 <sup>3</sup> US\$)	( 1,154 ) 1,320	( 1,092 ) 1,311	

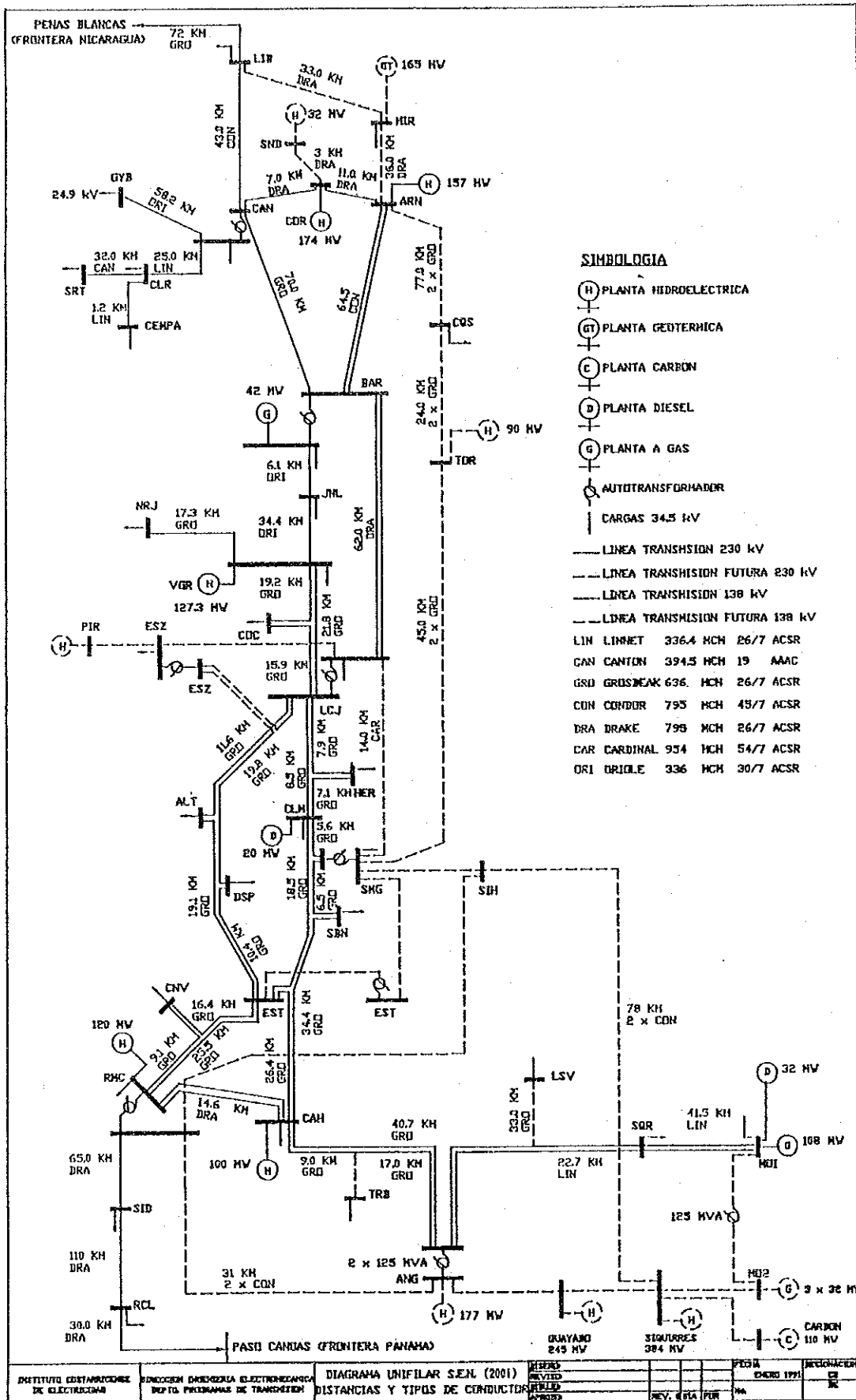


Fig. 10-1 System of National Transmission Line

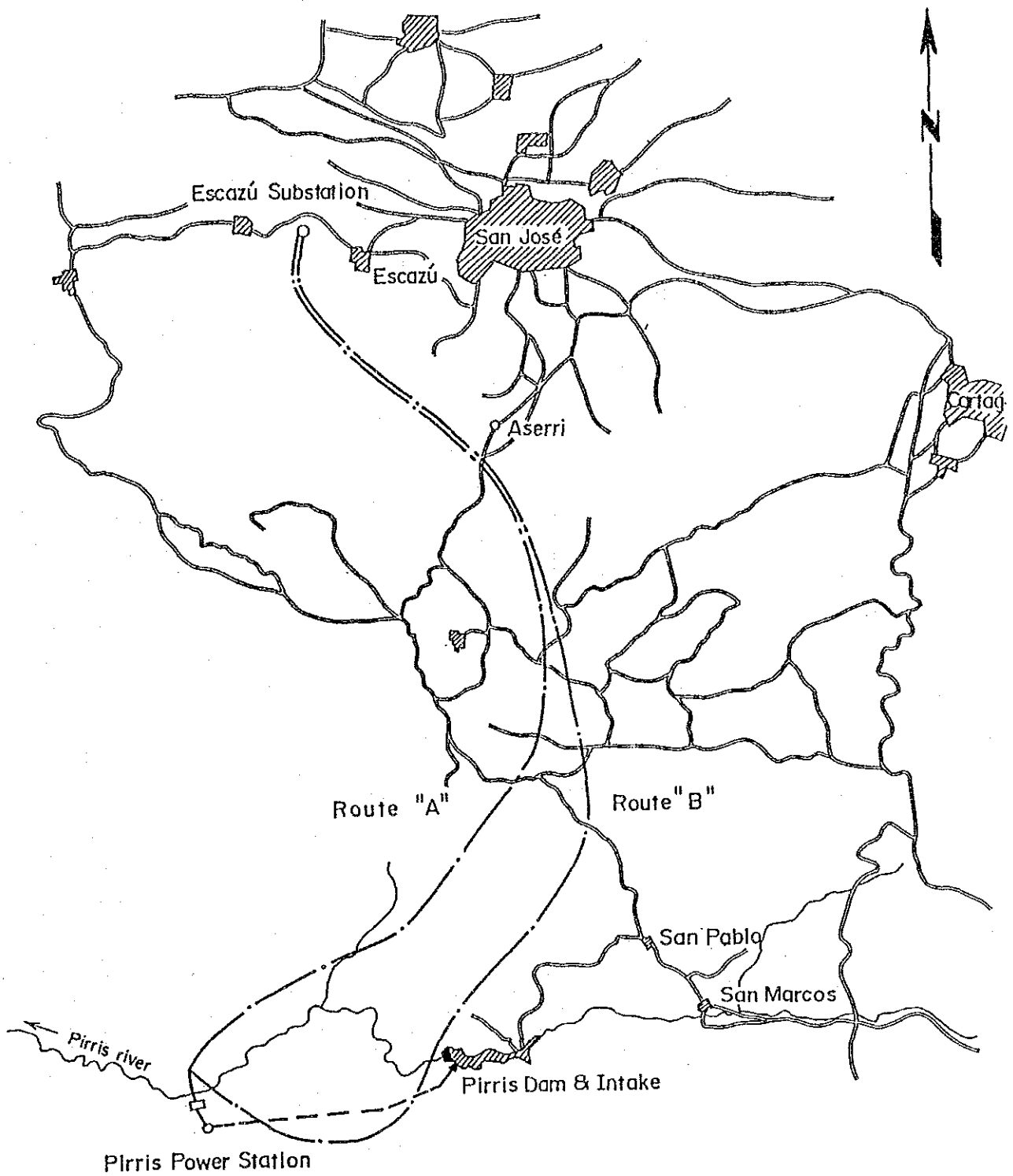


Fig.10-2 Alternatives of Transmission Line Route

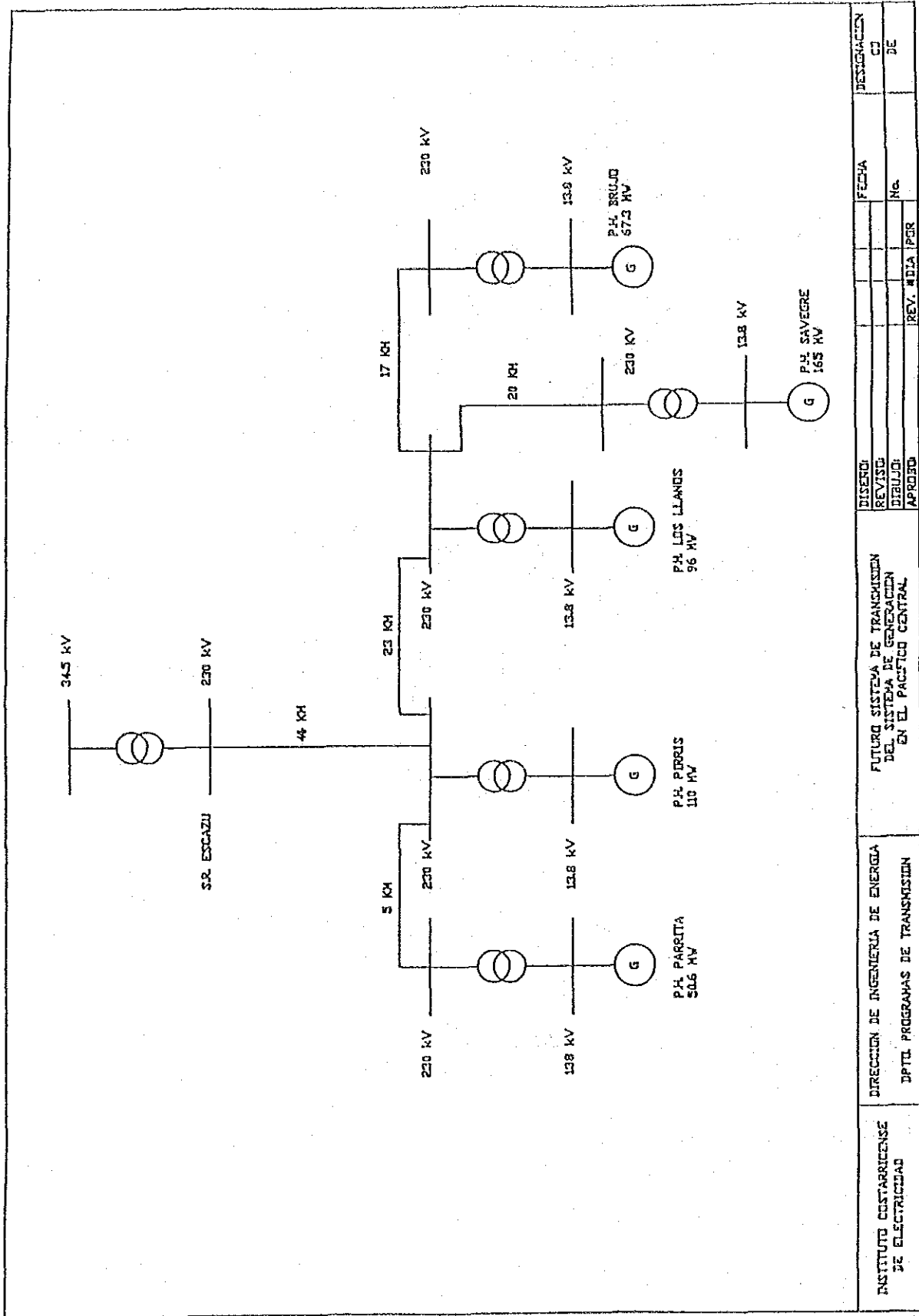


Fig. 10-3 Developing Plan of Electric Power Plants and Transmission Adjacent Pirris P.H

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	DIRECCION DE INGENIERIA DE ENERGIA	FUTURO SISTEMA DE TRANSMISION DEL SISTEMA DE GENERACION EN EL PACIFICO CENTRAL	DISERNO:	FECHA:	DESIGNACION:
			DPTO. PROGRAMAS DE TRANSMISION	REVISO:	CO
			DEBUIJO:	No.	DE
			APROBADO:	REV. # DIA / PER	

COSTA RICA 2001

P+JQ [% at 100 MVA Base] VZ0 [%Zdeg]

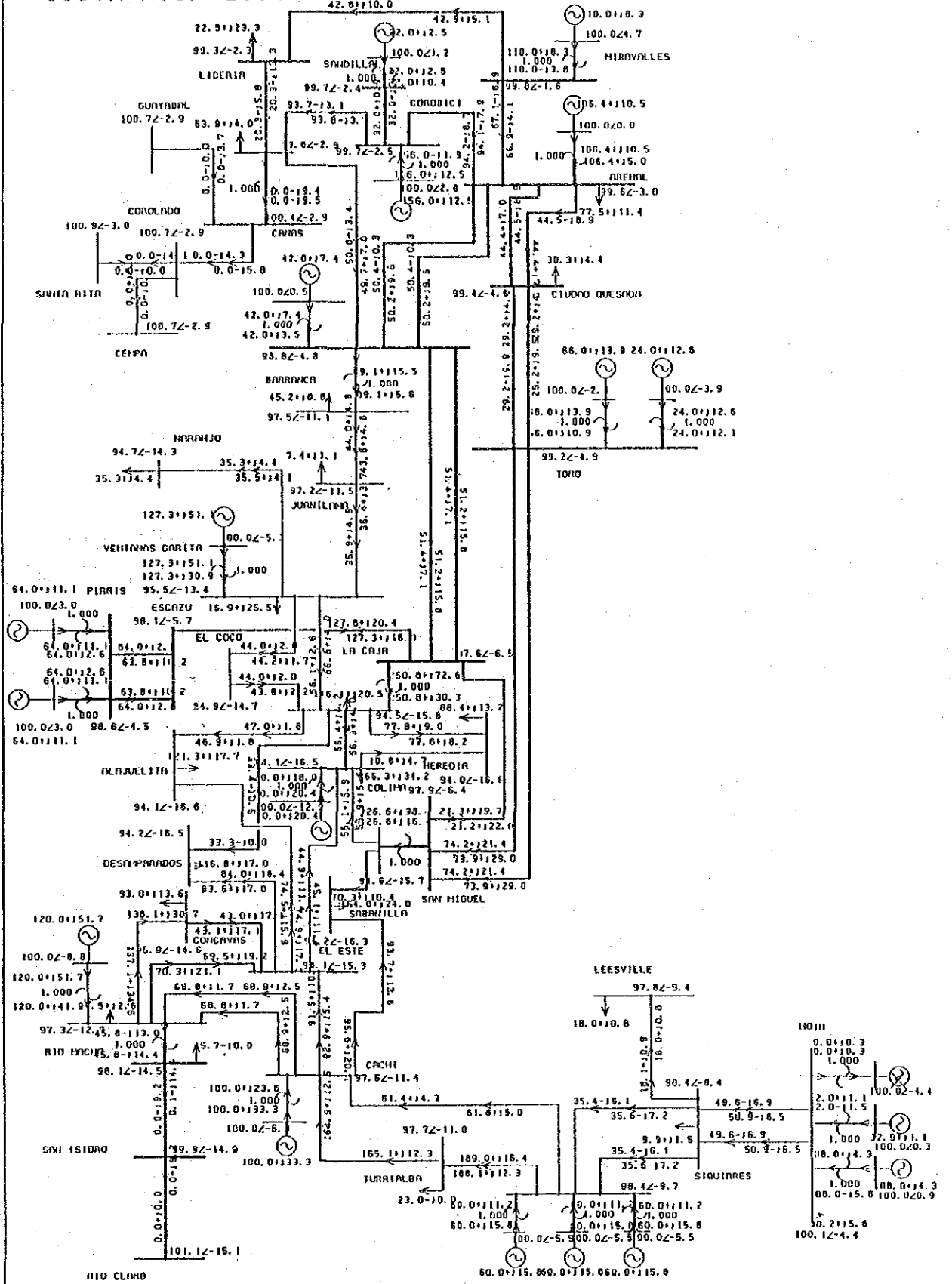


Fig. 10-4 Power Flow of National Transmission Line



COSTA RICA POWER SYSTEM 2001 ESCAZU 3LG-0

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	MIR-G	ANG MIRAVALL	23.30	16.85	19.04	19.06
2	SND-G	ANG SANDILLA	7.91	4.63	6.26	6.25
3	BAR-G	ANG BARRANCA	39.16	4.31	26.10	27.25
4	COR-G	ANG COROBICI	21.80	11.11	14.81	14.83
5	ARN-G	ANG ARENAL	0.00	0.00	0.00	0.00

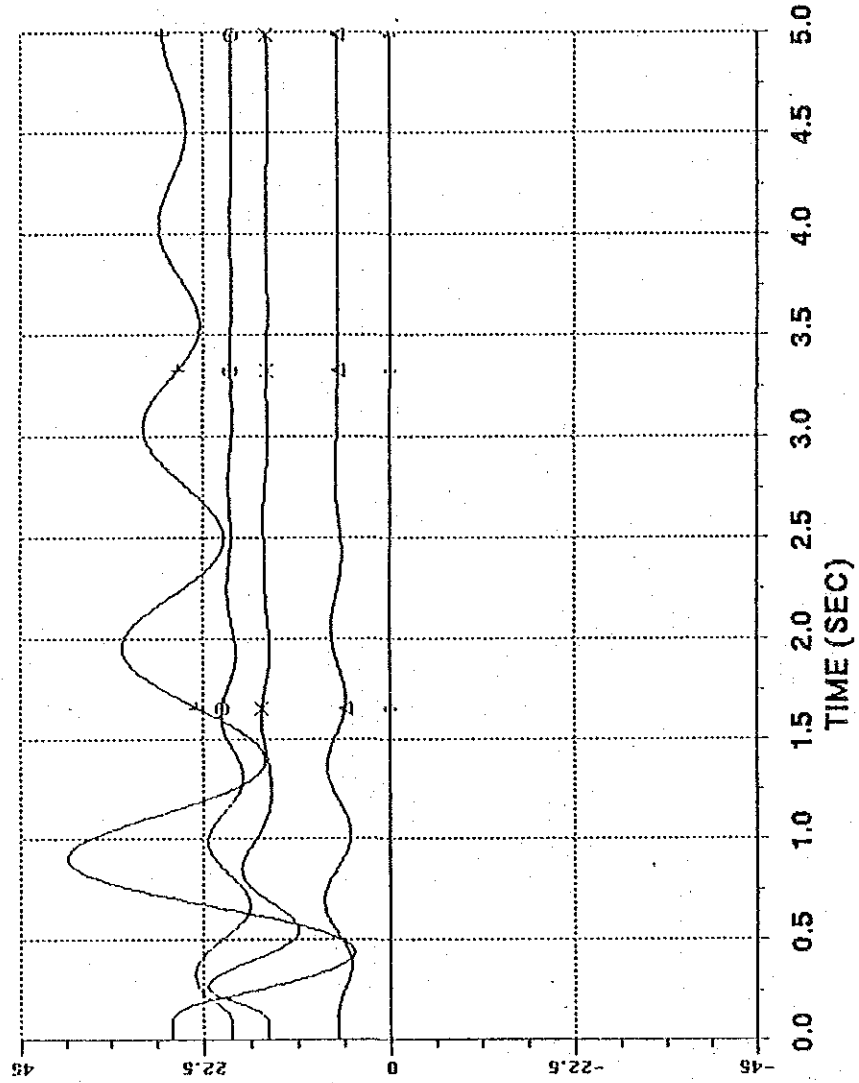


Fig. 10-5 Stability Study



## 第 11 章 フィージビリティ設計



## 第11章 フィージビリティ設計

	頁
11.1 概 要 .....	11-1
11.2 ダムおよび付属構造物 .....	11-1
11.2.1 Pirrisダム .....	11-1
11.2.2 洪水吐 .....	11-3
11.2.3 放流路 .....	11-3
11.2.4 河流処理 .....	11-3
11.3 水路および発電所 .....	11-6
11.3.1 取水口 .....	11-6
11.3.2 導水路トンネル .....	11-8
11.3.3 調圧水槽 .....	11-12
11.3.4 水圧管路 .....	11-16
11.3.5 発電所および屋外開閉所 .....	11-22
11.3.6 放水路 .....	11-23
11.4 電気機器 .....	11-24
11.4.1 主要機器の選定 .....	11-24
11.4.2 Pirris発電所の主要機器 .....	11-25
11.4.3 設備概要 .....	11-26
11.5 送電線 .....	11-30
11.5.1 送電線ルート .....	11-30
11.5.2 送電線々種と鉄塔の仕様 .....	11-30

## List of Figures

- Fig. 11-1 Relation Curve between Construction Cost and Tunnel Diameter
- Fig. 11-2 Headrace Tunnel Route
- Fig. 11-3 Study on Optimum Diameter of Headrace Tunnel
- Fig. 11-4 Profile of Waterway
- Fig. 11-5 Surging Curve
- Fig. 11-6 Study on Optimum Diameter of Penstock
- Fig. 11-7 Water Hammer Pressure Curve
- Fig. 11-8 General Plan, Profile and Typical Section
- Fig. 11-9 Care of River, Cofferdam and Diversion Tunnel
- Fig. 11-10 Dam, Plan
- Fig. 11-11 Dam, Elevation and Section
- Fig. 11-12 Intake, Plan and Section
- Fig. 11-13 Surge Tank, Plan and Section
- Fig. 11-14 Penstock, Plan
- Fig. 11-15 Penstock, Profile and Section
- Fig. 11-16 Tailrace, Plan and Section
- Fig. 11-17 Power House, General Plan
- Fig. 11-18 Powerhouse, Plan and Section
- Fig. 11-19 Powerhouse, Arrangement of Equipment
- Fig. 11-20 Powerhouse, Turbine Floor Plan
- Fig. 11-21 Switchyard, Plan
- Fig. 11-22 Switchyard, Section
- Fig. 11-23 Electric Power System Diagram
- Fig. 11-24 Single Line Diagram
- Fig. 11-25 Telecommunication System (1)
- Fig. 11-26 Telecommunication System (2)
- Fig. 11-27 Transmission Line Route
- Fig. 11-28 Standard Suspension Tower

## List of Tables

- Table 11-1 Comparison of Intakes
- Table 11-2 Comparison of Surge Tanks
- Table 11-3 Comparison of Penstocks
- Table 11-4 Telecommunication Equipment

## 第11章 フィージビリティ設計

### 11.1 概 要

本章では、仮設備構造物と永久構造物のフィージビリティ設計について述べる。

仮設備構造物には、仮締切ダムおよび仮排水路トンネルが含まれる。永久構造物にはダム、洪水吐、取水口、導水路トンネル、調圧水槽、水圧管路、発電所、放水路、屋外開閉所および送電線が含まれる。

### 11.2 ダムおよび付属構造物

#### 11.2.1 Pirrisダム

##### (1) ダム地点およびダム型式

第9章“開発計画”に記述してあるとおり、ダム地点とダム型式については上流ダム地点におけるロックフィルダム、下流ダム地点におけるコンクリート重力ダム、アーチ重力ダムおよびアーチダムについて比較検討の結果、下流ダム地点におけるアーチ重力ダムを選定した。しかし追加地質調査等の結果を見て、詳細設計の段階でアーチ型式との比較検討を行う必要があると判断される。

##### (2) ダム形状

ダム天端標高は 11.2.2 に述べる通り、PMF洪水位に風波浪高、地震による波浪高および余裕高を加え、標高1,197.50mと決定した。従ってダム高さは基礎岩盤から天端まで最大120.00mである。ダム非越流部の基本三角形の天端標高はダムの天端標高と同じ1,197.50mとした。ダム越流部の基本三角形の天端標高は洪水吐の越流部の形状と洪水吐ゲートの巻上げ操作を考慮して1,201.50mとした。ダムの平面的なレイアウトは、ダムの水平アーチ形状のアバットメントの力学的安定が地形上最良になるよう種々トライして決定した。

第8章で検討した地震力も考慮の上、アーチ重力式ダムの形状はダム下流面勾配およびアーチ半径をそれぞれに1:0.6およびR=200mとした。



### (3) ダム基礎処理

ダムの基礎処理は、地形、地質構造および透水性等を検討した結果、コンソリデーショングラウチング、カーテングラウチングおよび断層処理を行うこととする。

#### i) コンソリデーショングラウチング

本ダムの基礎岩盤は、堅硬であるが亀裂が比較的発達している。このことから、ダム着岩部の浸透流の防止と岩盤の固密度の増大および均一を図るために、コンソリデーショングラウチングを行うこととする。

コンソリデーショングラウチングは、標準として孔深を5.0mとし、孔の配置は3.0mの格子状とする。これらの標準パターンは、実際の岩盤の割れ目の間隔、シームの多少により、追加のグラウチング孔を前記の孔配置へ内挿して行くものとする。

コンソリデーショングラウチングは原則として、岩盤にコンクリートを打設する前に実施することとする。

#### ii) カーテングラウチング

カーテングラウチングは貯水池からの漏水を防止するために行うものである。

これまでの地質調査によると深部においても比較的高い透水性を示していることから、カーテングラウトを実施する範囲、注入孔の間隔、深さ等は詳細設計の段階で地質状況、工事工程等を考慮の上慎重に決定しなければならない。

現段階ではカーテングラウチングは1列とし、孔の間隔は2.0を標準とした。

但し、これらの孔の配置は、グラウチング完了の後、透水試験を行って、必要なら追加のグラウチングを行うこととする。

カーテングラウチングは、原則としてダム内に設けられる監査廊から実施する。なお、ダム右岸部尾根部は、ダム天端付近に設けられるグラウチングギャラリー（調査横坑転用）から行うこととする。

#### iii) 断層処理

地質調査横坑LA-1およびLA-2において、断層・節理などの不連続面が発達しているゾーンがある。ダム掘削の結果、これらの断層および軟弱層が出現した場合は、必要に応じてコンクリートによる置換またはグラウチングにより、処理を行うこととする。

なお、断層をコンクリートで置換える場合は、コンクリートを施工した後、岩盤との接触の周辺をグラウチングする。

### 11.2.2 洪水吐

洪水吐はダム堤体のほぼ中央に位置し、その向きは下流側の河心方向にはほぼ一致させた。

ゲートの寸法および個数は満水位1,195.00mにおいて設計洪水量1,670 $\text{m}^3/\text{sec}$ を流下させる能力を有する様に幅11.50m、設計水頭11.00mのラジアルゲート2門とした。また、洪水吐ゲート補修時のため、ゲート前面には非常用ゲートとしてストップログを設けることとした。

洪水吐の減勢工は洪水吐末端にバケットを設け、ダム本体および周辺の構造物や地山に損傷を与えないように、下流側ダム（下流締切ダム転用）によって造成される減勢池の有効な位置に水脈を落下させ減勢する様にした。

減勢池は幅25m、長さ105m、最小水深5mとした。

また、洪水吐の越流部には左右に導流壁を設ける構造とした。

### 11.2.3 放流路

放流路設備は、放流管および出口部の高圧ラジアルゲートから構成されるもので、ダム堤体の左岸側に設けることとした。なお、入口部は、ラジアルゲート補修時のため、ストップログを設けることとした。

放流管は、貯水池推定堆砂1,140,000 $\text{m}^3$ および取水口呑口敷標高1,142.00mを考慮して呑口標高を1,135.00mとした。

放流管はガーダータイプとし、断面寸法は直管部において幅1.70m $\times$ 高1.85m、管長は36.00mとした。これによって満水位1,195.00mで70 $\text{m}^3/\text{sec}$ 、低水位1,149.00mにおいて37 $\text{m}^3/\text{sec}$ の放流が可能である。

ゲート室は、放流管末端に設け、ラジアルゲートの操作を行い、放流量の調整を行うこととした。

#### 11.2.4 河 流 処 理

##### (1) 一 般

工事中の河川処理の対象流量は、コンクリートダムである事を考慮して10年確率洪水量560m<sup>3</sup>/secとする。河幅が狭いという条件を考慮に入れると、半川締切方法ではダムの施工が困難である。従って、施工スペースを広く確保でき、排水作業も比較的容易な仮排水路トンネル方式を採用することとした。

##### (2) 仮締切ダム

仮締切ダムは上下流とも1次および2次締切を採用する。1次仮締切ダムは、2次仮締切ダムを建設するために、一時的に河水を仮排水路または河川に転流させるためのものである。

2次締切ダムの位置は、ダム工事の施工スペースを確保でき、しかも河幅が狭隘で仮締切ダムの堤長を短くできるように定めた。2次仮締切ダムにはフィルタイプとコンクリートタイプが考えられるが、以下の事由によりコンクリートタイプを選定した。

- ・フィルタイプでは仮締切ダムの占有面積が大きくなるので、同じ施工スペースを確保するために、仮排水トンネルを長くする必要がある。
- ・コンクリートタイプであれば、下流側仮締切ダムに洪水吐の減勢池の副ダムの役割を持たせることができる。

##### (3) 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルは前項で定めた上下流の仮締切ダムの位置および地形条件を考慮して、左岸に1条設置することとした。Fig. 11-1 はトンネルの内径を変化させた場合における仮締切ダムと仮排水路トンネルの合計工事費を比較してトンネルの最適径を検討したものである。この場合、トンネルはコンクリートランニングを行うものとした。検討の結果、仮排水路トンネルの延長および内径はそれぞれ6.50mおよび334mとした。

仮排水路トンネルの呑口には、貯水池の湛水およびトンネルのプラグを実施するためにストップログを設置する。