

## 第6章 開発計画





## 第6章 開発計画

### 6.1 一般

ペルー、とりわけ Lima を中心とする中・北部系統の電力需要は、着実に増加しており、この増加する需要を満たすため、ペルー国における貴重な水力電源の一つである Amazon 河上流部の豊富な水量を有効に活用する水力発電計画が検討されてきた。

本章においては、Tambo 川の上流部および Perene 川を含む Ene 川全流域を対象に、最適な水力一貫開発計画の Master Plan の策定について、今回実施した現地調査結果を踏まえ検討を行うものである。

#### 6.1.1 ダムサイト

上記 Ene 川の調査範囲においては、従来よりいくつかのダム候補地点が提案されているが、ダムサイトとして可能性のある地点は、今回の調査結果からも Tambo Puerto Prado, Ene Paquitzapango, Ene Cutivireni および Ene Sumabeni の4ヶ地点であることが判明した。

上記各ダムサイトの地形、地質については、第5章「地質」に記述してあるが、Tambo Puerto Prado および Ene Paquitzapango 地点は比較的大規模なダムの築造が可能と判断される。

しかしながら、その他のダム候補地点の Ene Cutivireni および Ene Sumabeni の両地点は、一応大規模なダムを築造することは可能なものと考えられるものの、両地点については、地質調査（ボーリング、弾性波探査）を実施しておらず、第5章「地質」において記述されている如く、航空写真による地質判読、現地踏査などの結果から判断して、地形、地質的にも、Ene Paquitzapango ならびに Tambo Puerto Prado 地点より優れていないものと判断される。

なお、この両地点については、今後さらに地質調査を実施し、しかる後本章における Study を補完することが必要であろう。

#### 6.1.2 計画検討の手法

##### (1) 検討手法

開発計画の検討は、以下に述べる二段階に分けて検討する。

##### 第1段階の検討

各計画地点（ダムサイト）の地点特性を把握することを主たる目的とする。それぞれの地点での単独開発案について、ダムの高さ、有効貯水容量、出力規模などを変化させて、比較検討を行い、各計画地点（ダムサイト）が持つ地点特性を把握する。

##### 第2段階の検討

第1段階において実施した単独開発による各地点(ダムサイト)の地点特性を勘案のうえ、2つ以上のダムの組み合わせによるいくつかのEne川全体の一貫開発計画案について比較検討を行い、最適な一貫開発計画案を選定する。

(2) 貯水池の運用計画ならびに電力量計算

(a) 貯水池運用計画

貯水池の運用計画は、その貯水池の流量調整能力を最大限に活用し、原則として渇水年の保証流量を極力大きくするため、豊水年の流量を可能な範囲で貯留調整して渇水年に補給するよう努めるとともに、年間においても豊水期の流量を調整して渇水期に補給し、保証流量の増加を計り、安定した電力を確保できるように努める。

(b) 保証流量

保証流量は、以下に述べる手法により求められる各年の最低確保流量の95%確率流量とする。即ち、本検討の計算期間である1951年～1982年の32ケ年について、マスカープから求められる各年最低確保流量の95%確率に相当する渇水第2年の最低確保流量を保証流量とした。

(c) ピーク継続時間

第3章「電力需要および供給」で検討した将来の需要想定(MW, MWh)に基づき、1982年の実績日負荷曲線を参考に、本プロジェクトの発電開始が必要となる1999年以降の各月最大需要発生日の日負荷曲線を求め、1999年からの増分日発電電力量(MWh)を増分電力(MW)で除して、各月の所要等価ピーク継続時間を求めることとする。

検討の結果は、Table 6-1, Fig. 6-1に示すとおりであり、ほぼ18時間程度と判断される。

(d) 最大使用水量

発電の最大使用水量は、求められた保証流量を等価ピーク継続時間(18hr)に盛り上げた流量とする。

すなわち、

$$Q_{\max} = Q_f \times \frac{24}{T_p}$$

ここに、 $Q_{\max}$  : 最大使用水量

$Q_f$  : 保証流量

$T_p$  : ピーク継続時間(=18hr)

(e) 設備出力および単機容量

上記の最大使用水量および貯水池の基準水位より得られる有効落差から発電所設備出力を設定する。なお、水車発電機単機容量については、水車1台当りの最大使用水量を機器の輸送限界(約70ton)を勘案し、250m<sup>3</sup>/s程度として決めることとする。

(f) 電力量の計算

電力量の計算は、第4章「水文」に示した各ダムサイトの月別流入量 (Table 4-19 ~ 22) を用い、1951年~1982年の32ケ年間について Monthly 計算を実施する。

(g) 有効出力

有効出力 (Dependable Capacity) は、各月の限界最大出力と所要ピーク継続時間 (18hr) における等価出力のいずれか小さい出力とし、価値計算に際しては乾期 (5月~10月) の平均値とする。

(h) Firm ならびに Secondary 電力量

年間発生電力量のうち、中北部系統の1999年以後の増分消費電力量相当分を Firm 電力量 (これは保証流量に相当する発生電力量を限度とする) とし、それ以上の発生電力量は、火力発電所の燃料を節減できることから、これらの火力発電所の年間発生電力量 (Table 6-2) を限度として、Secondary 電力量とする。

なお、需給バランスを考慮しない One-Stage 開発ケース (後述) においては、保証流量相当分を Firm 電力量とし、それ以上の発生電力量については、上記と同様に火力発電所の年間発生電力量を限度として Secondary 電力量とする。

(3) 評価手法

(a) 評価手法

開発計画の規模ならびに複数ダムの組み合わせによる計画案の優先開発順位ならびに最適開発計画案の選択のために行う比較検討は、後述の代替火力との比較による評価および当該水力計画の発電原価などの評価により行うこととする。

すなわち、当該水力計画の耐用年数間における各年の年経費および便益の現在価値 (discount rate 12%) の合計 C および B を求め、 $B/C$ 、 $(B-C)$  による比較検討を行うとともに、kW 当り建設費、kWh 当り建設費ならびに耐用年数間均等化発電原価を勘案の上、総合的な評価を行う。

(b) 検討ケース

検討は、需給バランスを考慮せずに、全発電設備を一度に開発するケース (One-Stage 開発) と需給バランスを考慮し、発電設備を段階的に開発するケース (Stages 開発) の両方について比較検討を実施する。

なぜならば、本計画の実施により新たに増加する設備出力および発生電力量は、当該電力系統の需要に比し相当大きいため、One-Stage 開発の場合、kW 潜在および kWh 潜在が予想されるため、需給バランスを考慮した段階的設備計画に基づく評価が必要となるからである。

(c) 代替火力発電所の kW および kWh 価値

水力発電所の便益は、その水力発電所と同等の能力を有する代替火力発電所 (石炭) に要する経費とする。

本検討に用いる代替電源の諸元は、現在 ELECTROPERU で計画中の Alto Chicama 発電所の建設費、燃料費をもとに他の International Coal Thermal Plant における価格をも考慮の上、以下のように設定する。

Unit kW 価値 (Annual Cost) :	175.5 US\$ / kW
	( estimated as of Dec. 1984 )
Unit kWh 価値	: Firm 24.0 mill / kWh
	: Secondary 36.1 mill / kWh
	( average fuel cost of thermal plants in the Central-North System Table 6-2 )

水力発電所および代替火力発電所 (石炭) の年経費率、ロス率などの諸元を Table 6-3 (1), (2) に示す。

#### (d) 工事費

開発計画案の評価は、将来のエスカレーションを考えない 1984 年 12 月時点の工事費レベルにおいて実施する。

#### (4) 経済解析

以上の検討により、選択された Ene 川全体の最適一貫開発計画案について、概略の経済的内部収益率 (EIRR) の試算を 6.4 で行うこととする。

## 6.2 開発計画の検討

### 6.2.1 単独開発計画案の検討

本計画検討は、予備的な検討として各計画地点 (ダムサイト) を単独に開発した場合の発電計画上の特性を把握することを目的として行うものである。

#### (1) 検討ケース

各計画地点の単独開発計画の検討ケースならびに諸元は Table 6-4 に示す。検討には以下の諸点を考慮する。

(a) 貯水池満水位は、今回の現地調査に基づいて、各ダムサイトの地形、地質、基礎地盤の状態を総合的に勘案し、その地点で技術的にダムが築造可能と思われる限界満水位標高を上限とし、満水位標高を種々変化させる。

(b) Ene Cutivireni 地点については、推定堆砂面標高はほぼ 430 m であり、一方、本地点でのダム築造可能と思われる限界満水位標高は、地形上からほぼ 450 m と推定される。このため、Ene Cutivireni についての検討は、HWL 450 m の 1 ケースのみとする。

(c) Ene Sumabeni 地点については、技術的ダム築造可能限度と貯水池終端付近に位置する San Francisco の街を水没させないことを考慮し、満水位標高 555 m を上限とする。

なお、検討のために使用した各計画地点（ダムサイト）の貯水容量曲線ならびに流入量のマスカーブを Fig. 6-2(1)~(4)および Fig. 6-3(1)~(4)に示す。

## (2) 検討結果

検討結果は、Table 6-5~7 および Fig. 6-4 に示すとおりである。これから次のことが判明した。

(a) 計画地点（ダムサイト）としては、Ene Paquitzapango 地点が4つの計画地点（ダムサイト）の中で最も経済性が優れている。

(b) Ene Paquitzapango 地点の検討では、満水位標高 455 m 案と 465 m 案とはほぼ同等であるが、Stages 開発ではダムの先行投資負担が少ない HWL 455 m 案の方が均等化発電原価が安く、有利と判断される。

(c) Tambo Puerto Prado 地点は、Ene Paquitzapango 地点より経済性は劣る。

このことは、今回実施したボーリング、弾性波探査などによる地質調査の結果、本地点の河床堆積物の厚さは少なくとも 60 m 程度あるものと推定され、従来の地表踏査などに基づく計画に比べ、基礎掘削ならびにダム体積が大幅に増加することに起因するものである。

(d) Ene Sumabeni 地点ならびに Ene Cutivireni 地点については、地質調査を実施していないため、空中踏査および地上踏査、地形図による図上検討ならびに航空写真による地質判読から判断すると、Ene Sumabeni 地点の HWL 555 m 案は一応経済性はあるものと思われる。また、別項で検討される下流に位置するダムとの組み合わせ開発を行えば、両貯水池での組み合わせ運用ができ、経済性は増高するものと思われる。

しかしながら、それ以外の案については、全て経済性は得られない結果となった。特に Ene Cutivireni 地点については、現地調査が今後実施され、その結果、余程の好条件が見出せない限り、その開発は困難と思われる。



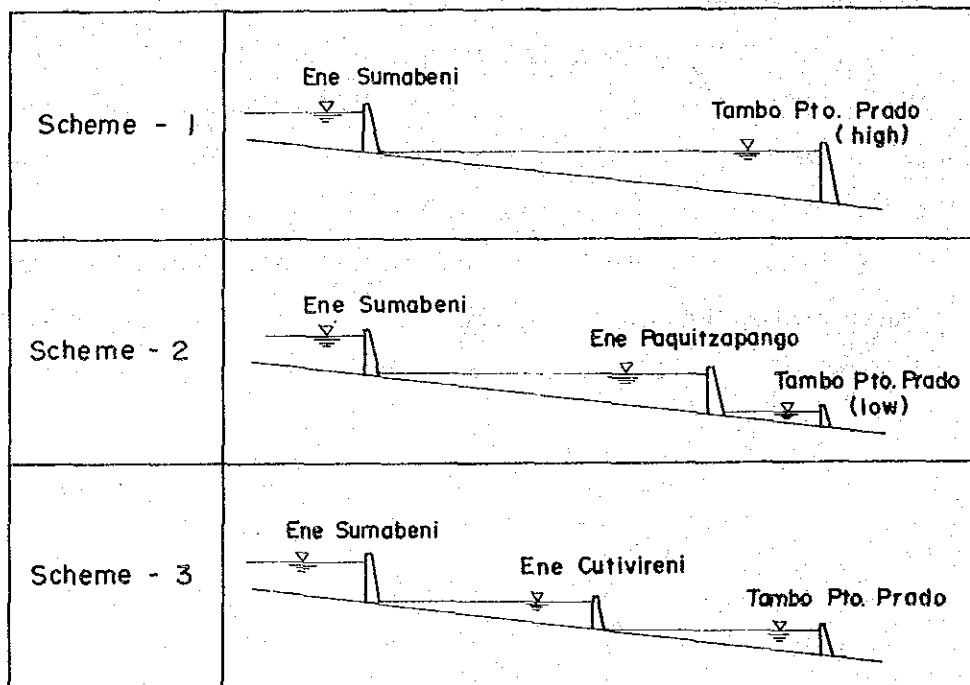
## 6.2.2 複数ダムによる一貫開発計画の検討

### (1) 検討ケース

前項の検討結果をもとに、経済性の高い Ene Paquitzapango および Tambo Puerto Prado を中心とする Ene 川全体の一貫開発計画の検討を行う。検討に当たっては次の諸点を勘案する。

Ene Paquitzapango を Main ダムとする開発により、下流に位置する Tambo Puerto Prado 地点に流入する本流分の土砂は Ene Paquitzapango ダムに堆砂し、下流に流下しない。従って、Tambo Puerto Prado ダム地点へ流入する土砂は Perene 川のそれのみとなり、その量は大幅に減少する。このため、Perene 川の豊富な流量と Ene Paquitzapango の下流に残される落差を有効に活用するため、Tambo Puerto Prado (Low ダム) を含む開発計画案の検討を行うこととする。

また、前項の検討の結果から判断して、有利な開発計画案とは考えられないが、Ene Cutivireni ダムを含む一貫開発計画案についても参考のために検討する。



Ene 川一貫開発計画案の概念図

従って、Ene川の一貫開発計画として考えられる開発構想案は、前記概念図に示すとおりの3案が考えられる。

以下、この3案について検討を行うこととする。

(2) 開発順位の見査

各Schemeにおける複数計画地点の開発優先順位を決めるに際しては、基本的に前項6.2.1.の見査結果による各地点の単独開発の場合の経済性の高い方から順次開発することを原則とする。

各Scheme毎にその開発順位を次の如く決めることとする。

Scheme - 1

- |        |                               |
|--------|-------------------------------|
| 第1開発順位 | Tambo Puerto Prado ( Highダム ) |
| 第2開発順位 | Ene Sumabeni                  |

Scheme - 2

- |                        |  |
|------------------------|--|
| 第1開発順位                 | Ene Paquitzapango                            |
| 第2, 3開発順位 <sup>※</sup> | Tambo Puerto Prado ( Lowダム ) or Ene Sumabeni |

Scheme - 3

- |        |                    |
|--------|--------------------|
| 第1開発順位 | Ene Sumabeni       |
| 第2開発順位 | Tambo Puerto Prado |
| 第3開発順位 | Ene Cutivireni     |

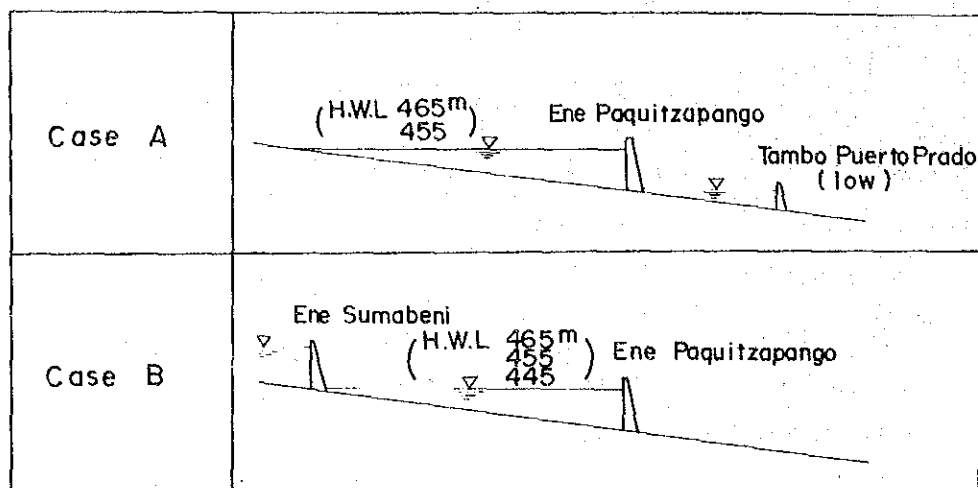
(3) 開発順位を決めるための予備見査 ( Scheme - 2について )

Scheme - 2の開発順位を見査するため、次図に示すように Ene Paquitzapango と Tambo Puerto Prado ( Lowダム ) を組み合わせた開発計画案と、 Ene Paquitzapango と Ene Sumabeni を組み合わせた開発計画案について比較見査を行う。

なお、この見査のなかで、 Ene Paquitzapango と Ene Sumabeni を組み合わせた開発計画案について Ene Paquitzapango 計画の最適満水位 ( 最適ダム高 ) を見査するため、 Ene Paquitzapango 貯水池 HWL 445 m, 455 m および 465 m の 3 Case と上流 Sumabeni 計画の発電所放水水位との関連についても比較見査し、 Ene Paquitzapango 計画の最適満水位を決めることとする。

---

註 ※ (3)において、 Tambo Puerto Prado ( Lowダム ) または Ene Sumabeni のいずれを優先開発するかについて予備的見査を行う。



予備検討の概念図

検討諸元および検討結果を Table 6-8~10 および Fig. 6-5~6 に示す。

これらから次のことが判明した。すなわち、

- (a) Case A の Ene Paquitzapango と Tambo Puerto Prado (Lowダム) の組み合わせ案は、Case B の Ene Sumabeni と組み合わせた案よりも相対的に優れており、Tambo Puerto Prado (Lowダム) を先に開発することが望ましい。
- (b) Ene Paquitzapango 貯水池の満水位標高については、HWL 465 m 案は Ene Sumabeni 発電所の放水水位との lap (約 20 m) が大きくなることから経済性は低下し、HWL 455 m (lap 約 10 m) の案が有利であることが判明した。

また、Tambo Puerto Prado との組み合わせにおいても、(B-C) では HWL 465 m 案が若干有利であるが、B/C ならびに均等化発電原価においては HWL 455 m 案が有利である。

従って、これらの予備検討結果を勘案して、Scheme-2 における各計画地点の開発順位は次の如くとする。

- 第 1 開発順位            Ene Paquitzapango (HWL 455 m)
- 第 2 開発順位            Tambo Puerto Prado (Lowダム)
- 第 3 開発順位            Ene Sumabeni

(4) 一貫開発計画案の検討結果

以上までの諸予備的検討結果を踏まえ、Ene 川全体の一貫開発計画の 3 Scheme について比較検討を行った。

検討諸元および結果を Table 6-11~14 および Fig. 6-7~8 に示す。この検討の結果、

次のことが判明した。

(a) Scheme-2 (Ene Paquizapango の HWL 455 m と Tambo Puerto Prado の HWL 355 m および Ene Sumabeni の HWL 555 m の 3 つのダム の組み合わせ開発計画案) と Scheme-1 (Tambo Puerto Prado の HWL 445 m と Ene Sumabeni の HWL 555 m の 2 つのダム の組み合わせた開発計画案) を Stages Development のケースで比較すると B/C, (B-C) および均等化発電原価とも Scheme-2 の方が有利である。

このことは, Tambo Puerto Prado (High ダム) の費用は他に比べて高く, 発電の初期段階における先行投資負担が大きいためである。

(b) Scheme-3 の Ene Cutivireni を含む開発計画案は経済性が得られない。

(c) 従って, Perene 川を含む Ene 川全体としての一貫開発計画案としては, Scheme-2 が総合的に判断して最も優れており, Scheme-1 の開発計画は第 2 順位と判断される。

### 6.2.3 最適一貫開発計画案

以上の検討の結果, Tambo 川および Perene 川を含む Ene 川全体の一貫開発計画の Master Plan として次の開発計画案が得られた。その概要を以下に述べる。

まず, Ene Paquizapango 地点に高さ 165 m の Concrete Gravity ダムを築造し, HWL 455 m と LWL 423 m の間で得られる有効貯水容量  $10,600 \times 10^6 \text{ m}^3$  により流入量を貯留調整し, 最大使用水量  $1,540 \text{ m}^3/\text{s}$  と有効落差 103 m をもって, 最大出力 1,379 MW (197 MW  $\times$  7 unit), 年間発生電力量 10,960 GWh の発電を行う。

Ene Paquizapango 計画に引続き, Tambo Puerto Prado 地点に高さ 110 m, HWL 335 m の Concrete Gravity ダムを築造し, 最大使用水量  $2,400 \text{ m}^3/\text{s}$  と有効落差 30 m をもって, 最大出力 620 MW (62 MW  $\times$  10 unit), 年間発生電力量 4,870 MWh の発電を行う。

最後に Ene Sumabeni 地点に高さ 160 m の Rockfill ダムを築造し, HWL 555 m と HWL 517 m の間で得られる有効貯水容量  $6,900 \times 10^6 \text{ m}^3$  により流入量を貯留調整し, 最大使用水量  $1,302 \text{ m}^3/\text{s}$  と有効落差 95 m をもって, 最大出力 1,074 MW (179 MW  $\times$  6 unit), 年間発生電力量 8,990 GWh (下流増を含む) の発電を行う。

3 水力発電所の合計最大出力は 3,073 MW, 合計年間発生電力量は 24,820 GWh となる。

これらの電力を北部中央系統の最大の電力需要地である Lima 市に送電するため, Ene Paquizapango 発電所から San Ramon 地区に計画している中間系統開閉所に至る 500 kV 1 cct 2 ルート (その内 1 cct は Tambo Puerto Prado 発電所を經由), 亘長約 210 km の送電線をまた, San Ramon 開閉所から Lime 地区までは 500 kV 1 cct 2 ルート亘長約 260 km の送電線をそれぞれ建設する。

また, Ene Sumabeni 発電所の電力は, Rio Mantaro 沿いに Concepcion を經由して Lima に至る亘長約 380 km 500 kV 1 cct の送電線 1 ルートを建設し送電する。

総所要工事費は、送電線工事費を含め1984年12月時点において、 $6,262 \times 10^6$  US\$と見込まれ、kW、kWh当りの建設 cost は、それぞれ  $2,038$  US\$ / kW、 $252$  mill / kWh である。

発電所の投入時期は、中北部系統の需要に合わせ、2000年に Ene Paquizapango の2 unit を投入し、以降順次 unit 数を増し、2005年に Tambo Puerto Prado、2006年に Ene Sumabeni の最初の2 unit、そして2008年に Ene Sumabeni の最終2 unit を投入することにより、この一貫開発計画による3発電所が全運開する。

この投入計画に基づく Stage 開発での耐用年数間の経済性は、 $B/C = 1.27$ 、 $NPV(B - C) = 1,147 \times 10^6$  US\$ であり、十分な経済性が得られる。また、均等化発電原価は需要端で  $49.0$  mill / kWh (送電端  $38.2$  mill / kWh) であり、本開発計画により安価な電力を供給することが可能である。

選定された一貫開発計画案の諸元、工事費、投入計画ならびに経済性を Table 6 - 15 ~ 18、Fig. 6 - 9 に示す。また、各貯水池の運用計画などを Fig. 6 - 10、11 に示す。

Table 6-1 Equivalent Peak Duration Time: Tp

Month Year	(Unit: Hour)												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun	Jul.	Aug.	Sep.	oct.	Nov.	Dec.	Ave.
2001	17.8	17.4	17.5	17.4	17.3	17.7	17.7	18.1	17.4	16.4	16.6	16.8	17.3
2003	17.9	17.6	17.6	17.5	17.5	17.8	17.8	18.2	17.5	16.6	16.7	16.9	17.5
2005	17.9	17.5	17.6	17.4	17.4	17.7	17.7	18.1	17.5	16.5	16.7	16.8	17.4
2007	17.9	17.5	17.6	17.4	17.4	17.7	17.7	18.2	17.5	16.5	16.7	16.8	17.4
2009	17.9	17.5	17.6	17.4	17.4	17.7	17.7	18.2	17.5	16.5	16.7	16.9	17.4

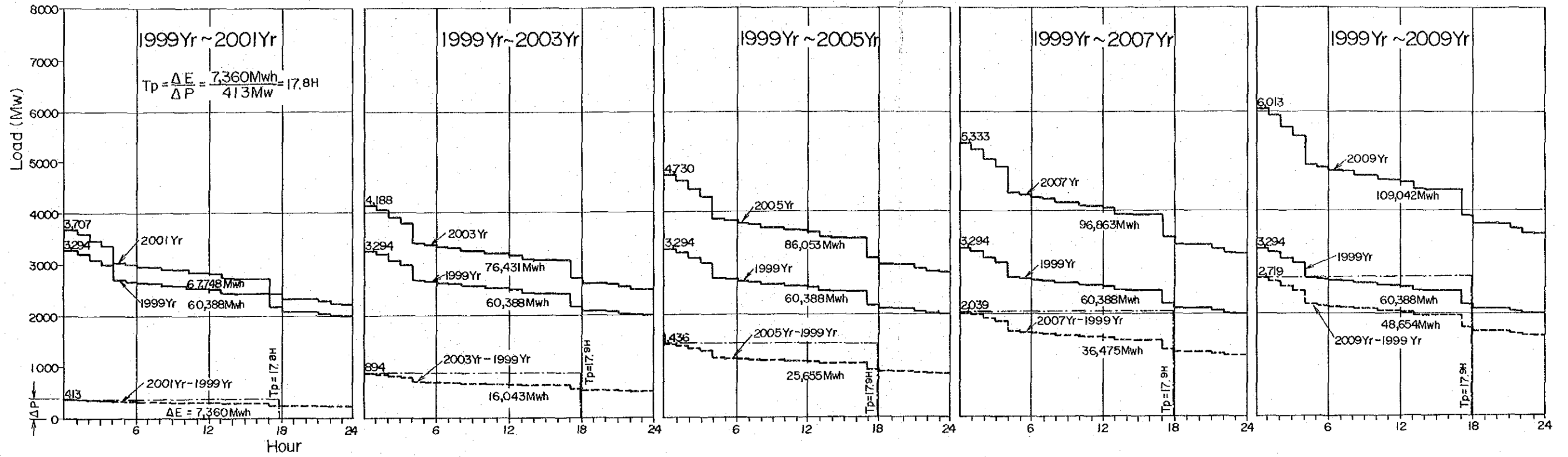
Note: Tp is indicated on the day of peak load through each month and calculated by the incremental demand from 1999 yr.







— The Day of Peak Load through January —



— The Day of Peak Load through July —

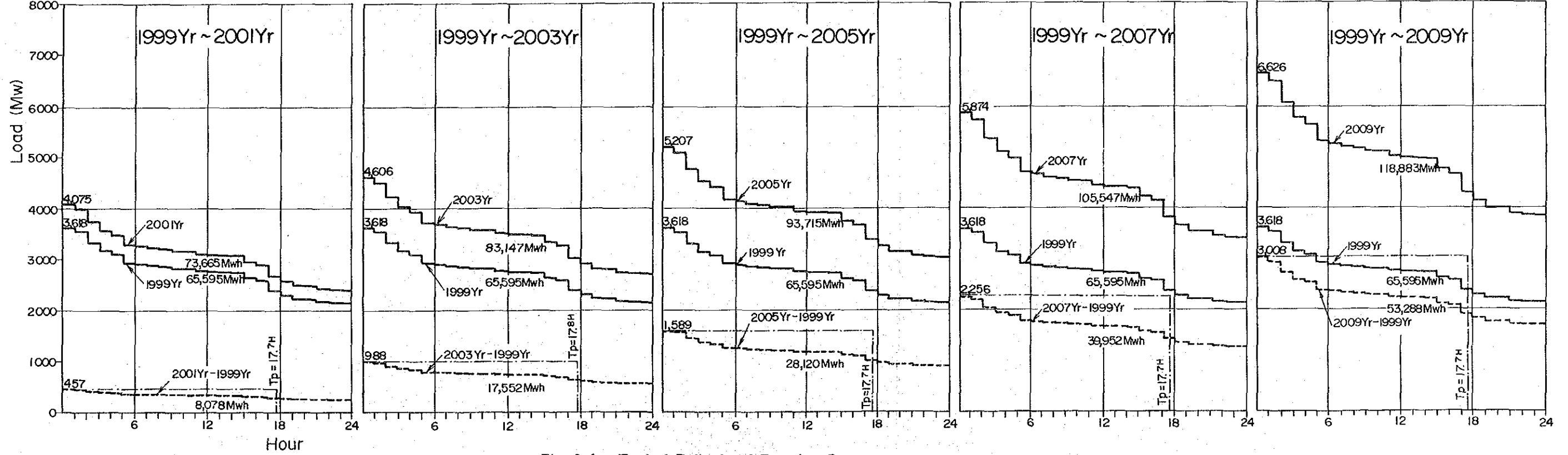


Fig. 6-1 Typical Daily Load Duration Curve (for a Study of Equivalent Peak Duration Time:  $T_p$ )



Table 6-2 Characteristics of the Thermal Plants  
(for a Study of the Secondary Energy of Hydro Projects)

Name of Power Station	Installed Capacity (MW)	Number of Units	Annual Operating Hours (hr)	Energy Production (GWh)	Fuel Type	Fuel Cost (mill/kWh)
MARCONA	46 1)	2	1,850	85 1)	Oil	54.1
TG100P	200	2	7,620	1,524	Natural Gas	43.9 2)
ALTO CHICAMA	150	1	6,900	1,035	Carbon	23.2
TOTAL	396	5	-	2,644	-	36.1

Note: 1) After dropped down 20 MW & 40 GWh at 1996 yr  
2) Estimated by the international fuel price

**Table 6-3(1) Annual Cost Ratio per Construction Cost  
(Average through Service Life)**

(unit: %)

Item	Hydro	Coal Thermal
Interest (in the last year)	10.24 (12.00)	9.07 (12.00)
Depreciation *	1.80	3.60
O&M Cost	0.50	3.00
Total Cost Ratio	12.54	15.67
Service Life	50 yr	25 yr

\* Constant depreciation through service life, considering the remained value of 10% at the end of service life.

**Table 6-3(2) Losses and Stoppage**

(unit: %)

Item	Hydro	Coal Thermal
Station Service Ratio	0.3	7.0
Stoppage Ratio	0.5	5.0
Repair Ratio	0	4.0
Transmission and Transformation Loss Ratio	7.0	0

Table 6-4 General Feature of Each Project

Item	Unit	Tambo Puerto Prado		Ene Paqitzspango		Ene Cutivireni C450 (HWL 450)	Ene Sumbeni	
		T415 (HWL 415)	T430 (HWL 430)	T445 (HWL 445)	T465 (HWL 465)		S525 (HWL 525)	S540 (HWL 540)
<b>STREAM FLOW</b>								
Catchment Area	Km <sup>2</sup>	126,100	126,100	104,500	104,500	102,100	98,290	98,290
Average Annual Runoff	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	75,730	75,730	52,500	52,500	51,300	49,380	49,380
<b>RESERVOIR</b>								
Normal High Water Level	m	415	430	445	465	450	525	540
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10,800	16,600	24,200	22,000	7,500	6,300	9,000
Sedimentation Level	m	386	386	386	406	430	500	500
Low Water Level	m	403	403	403	423	447	517	517
Available Draw Down	m	12	27	42	32	3	8	23
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	3,200	9,000	16,600	15,600	800	1,200	3,900
<b>DAM</b>								
Type	-	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Gravity	Gravity	Rockfill	Rockfill
Height	m	190	205	220	175	145	130	145
Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	22.8	28.4	37.0	2.7	12.0	16.6	24.5
<b>POWER GENERATING</b>								
Normal Intake Level	m	410	419	428	448	449	521	530
Tail Water Level	m	301	302	302	336	386	441	441
Normal Effective Head	m	101	107	116	110	60	76	85
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,099	1,521	1,798	1,274	585	601	793
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,464	2,020	2,400	1,696	780	801	1,156
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,624	405	528	780
Number of Units	-	8	10	12	7	3	3	4

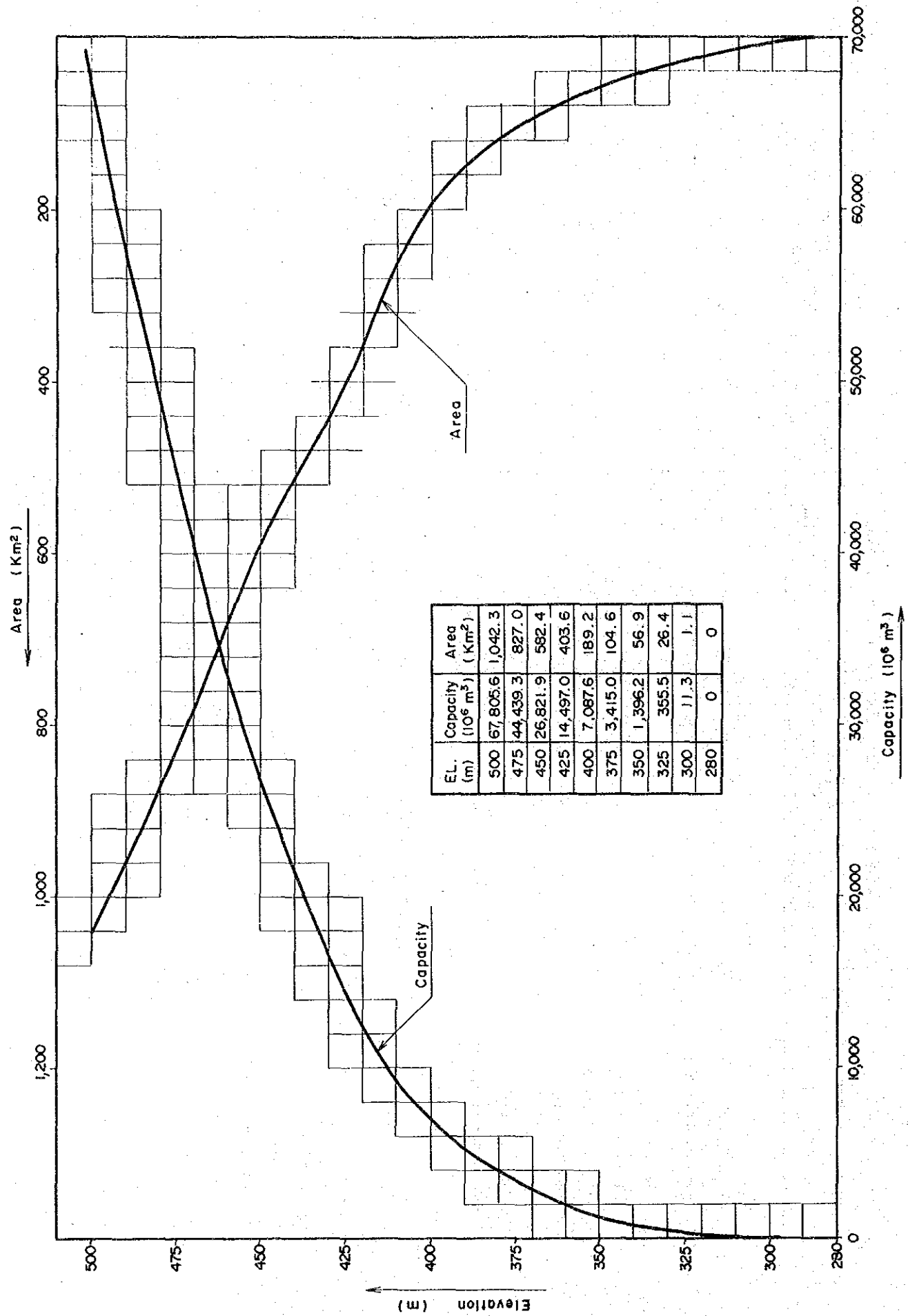


Fig. 6-2(1) Tambo Puerto Prado Reservoir Capacity and Area Curve

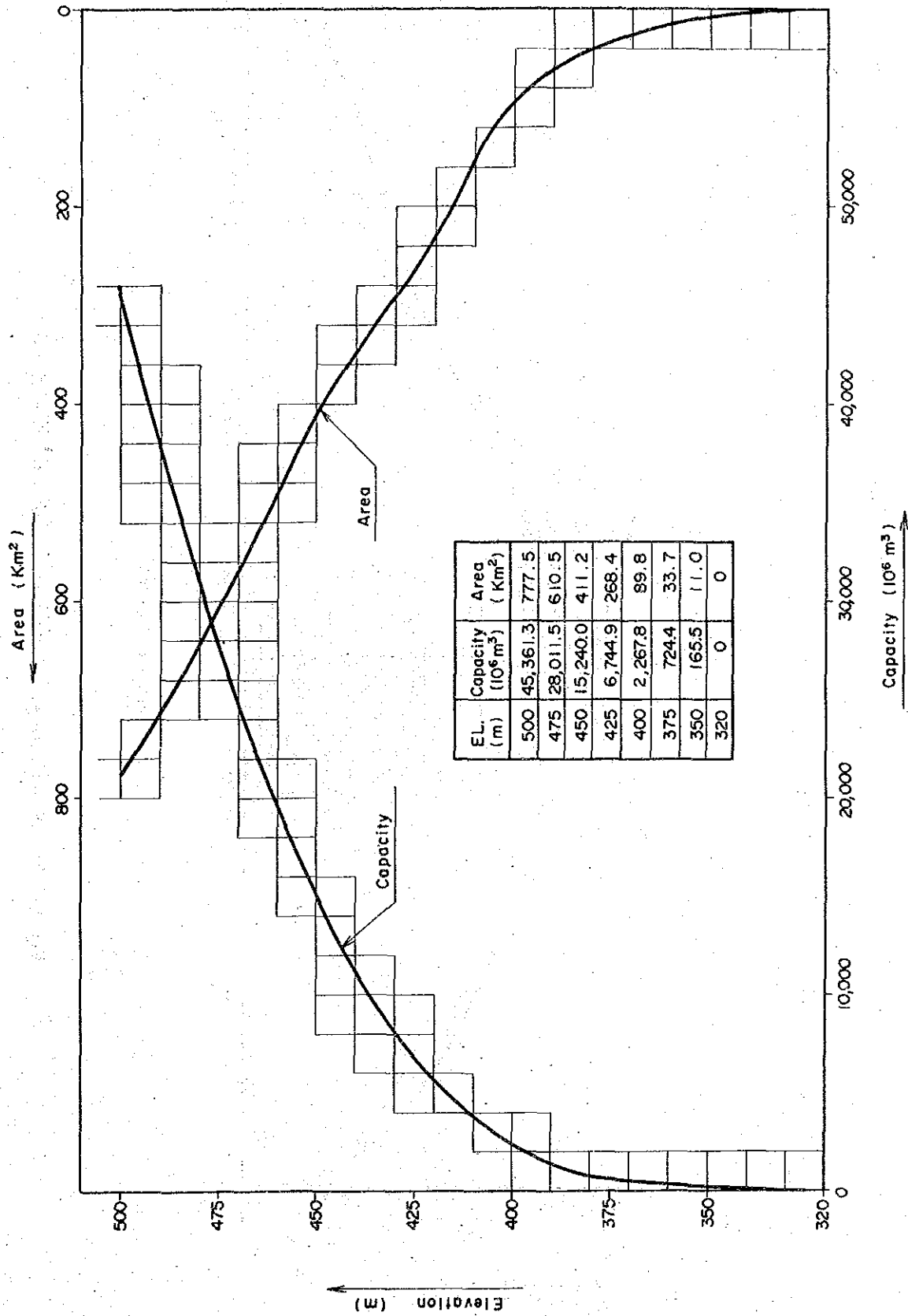


Fig. 6-2(2) Ene Paquizapango Reservoir Capacity and Area Curve

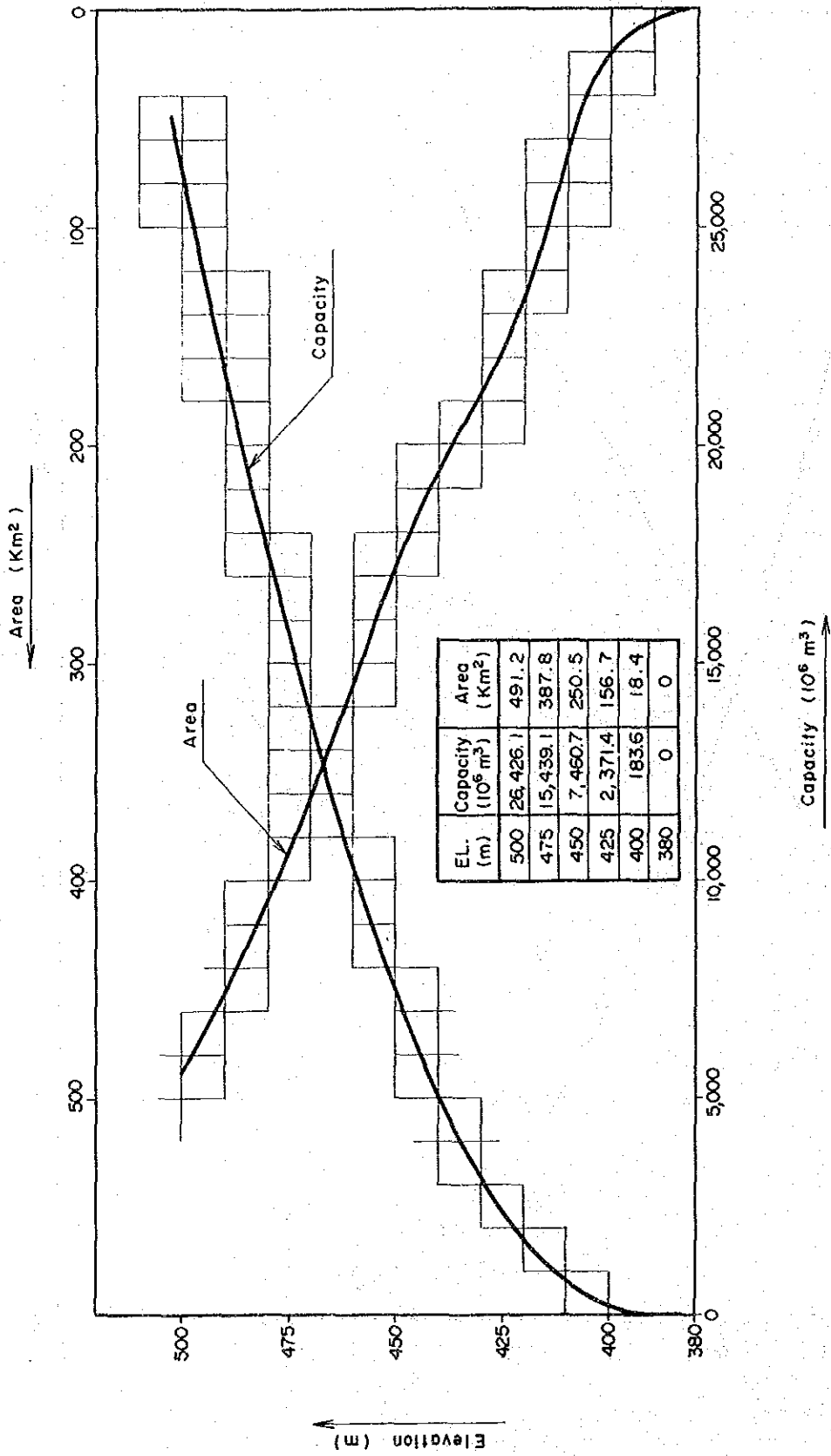
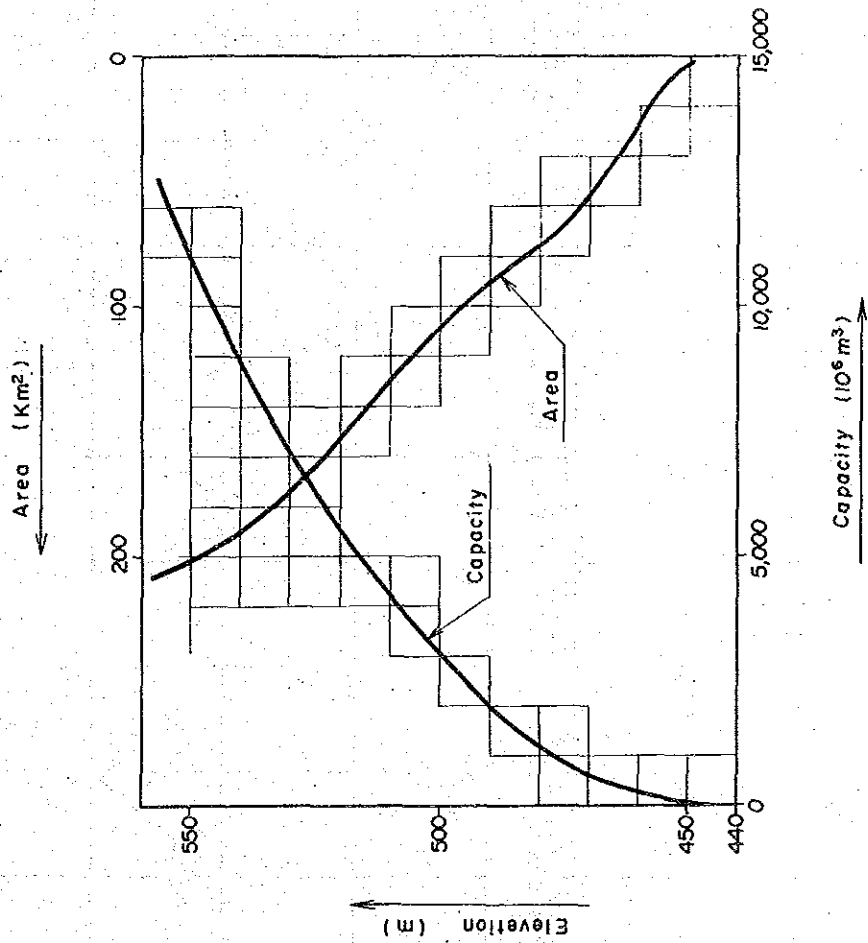


Fig. 6-2(3) Ene Cutivireni Reservoir Capacity and Area Curve





EL. (m)	Capacity (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Area (Km <sup>2</sup> )
550	10,898.4	201.5
525	6,365.6	161.2
500	3,030.3	105.7
475	863.4	67.7
450	5.0	1.0
440	0	0

Fig. 6-2(4) Ene Sumabeni Reservoir Capacity and Area Curve

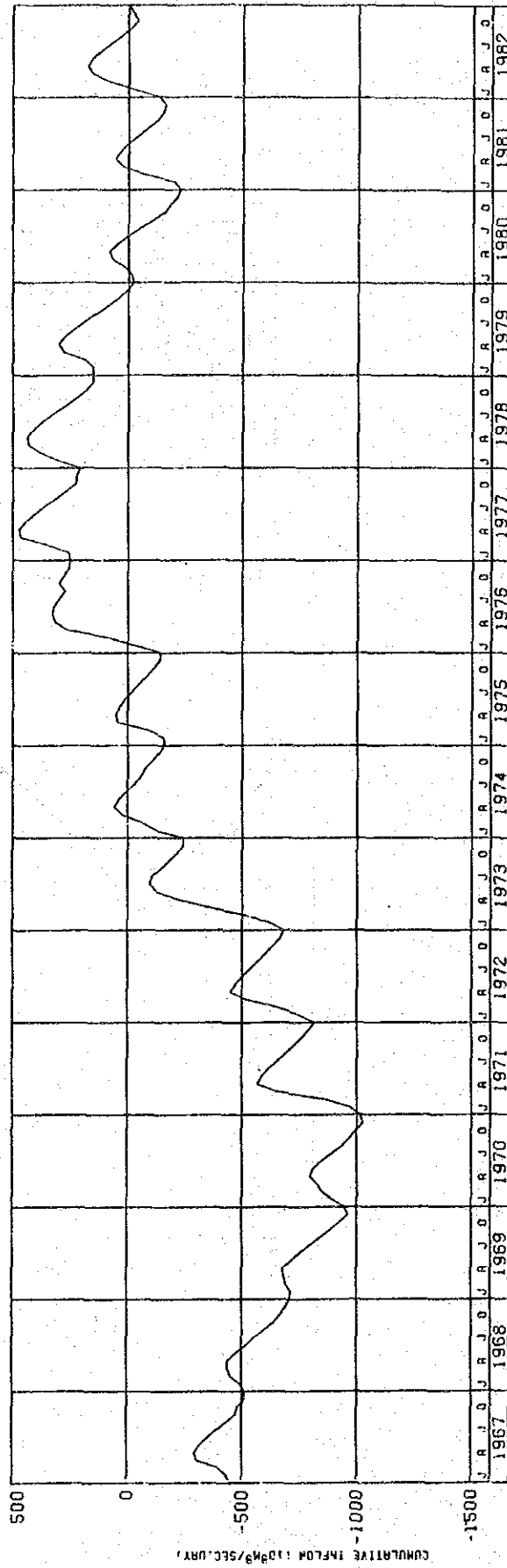
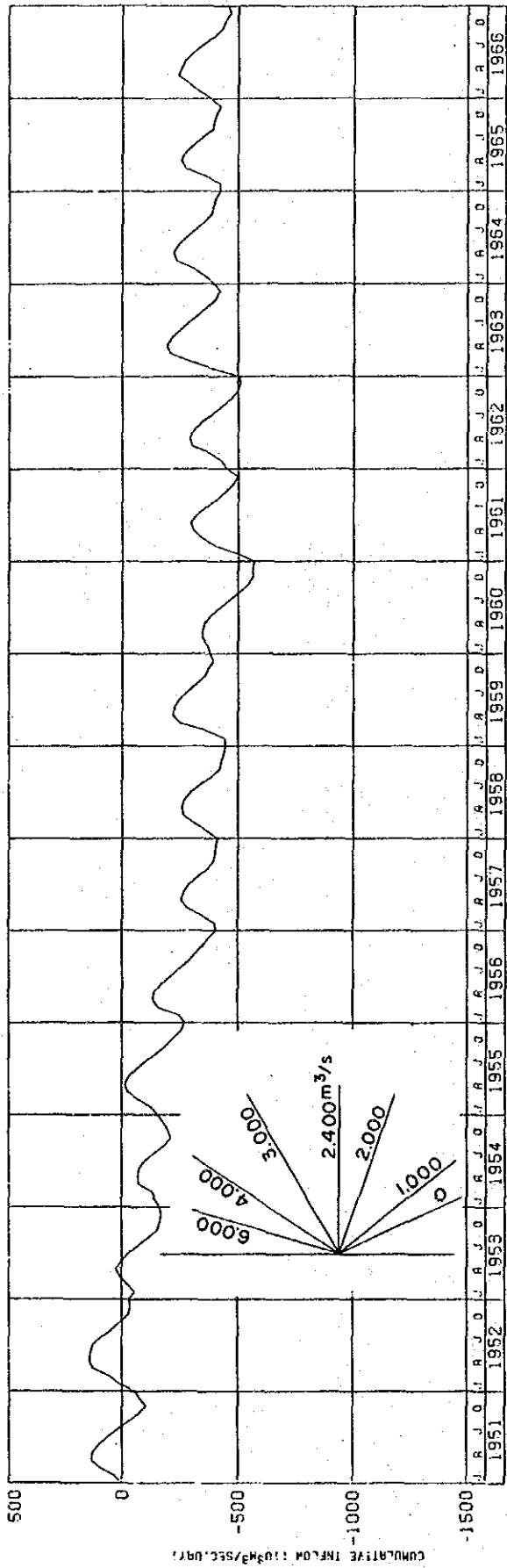


Fig. 6-3(1) Mass Curve of Inflow (Tambo Puerto Prado)

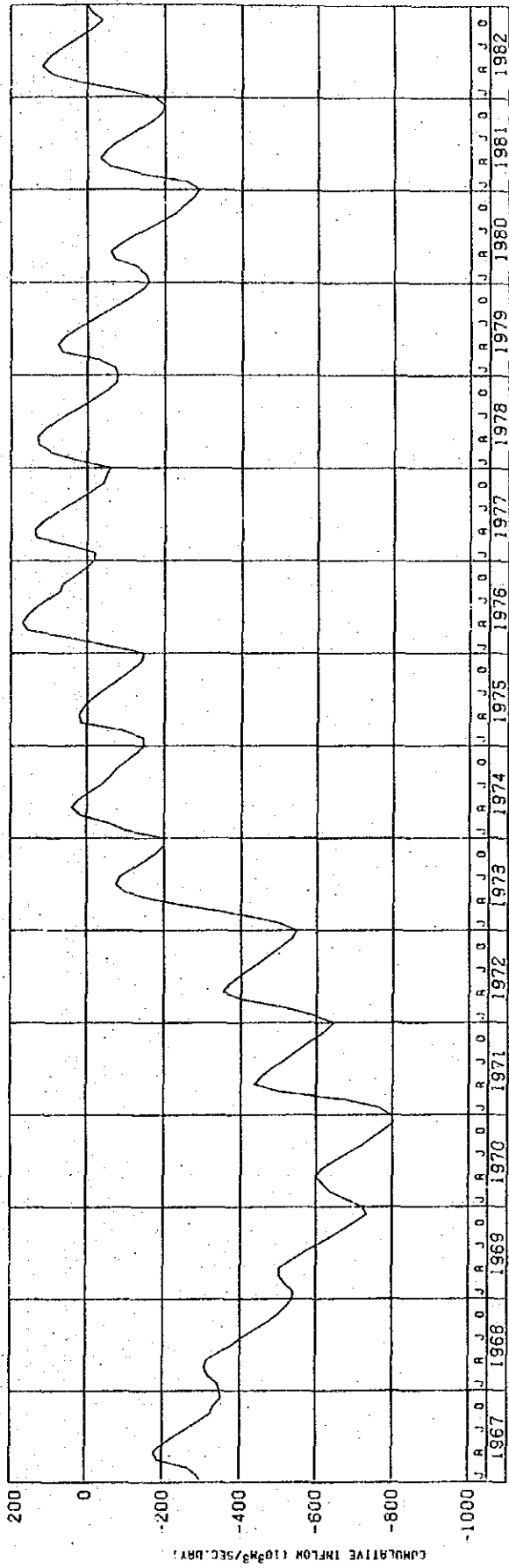
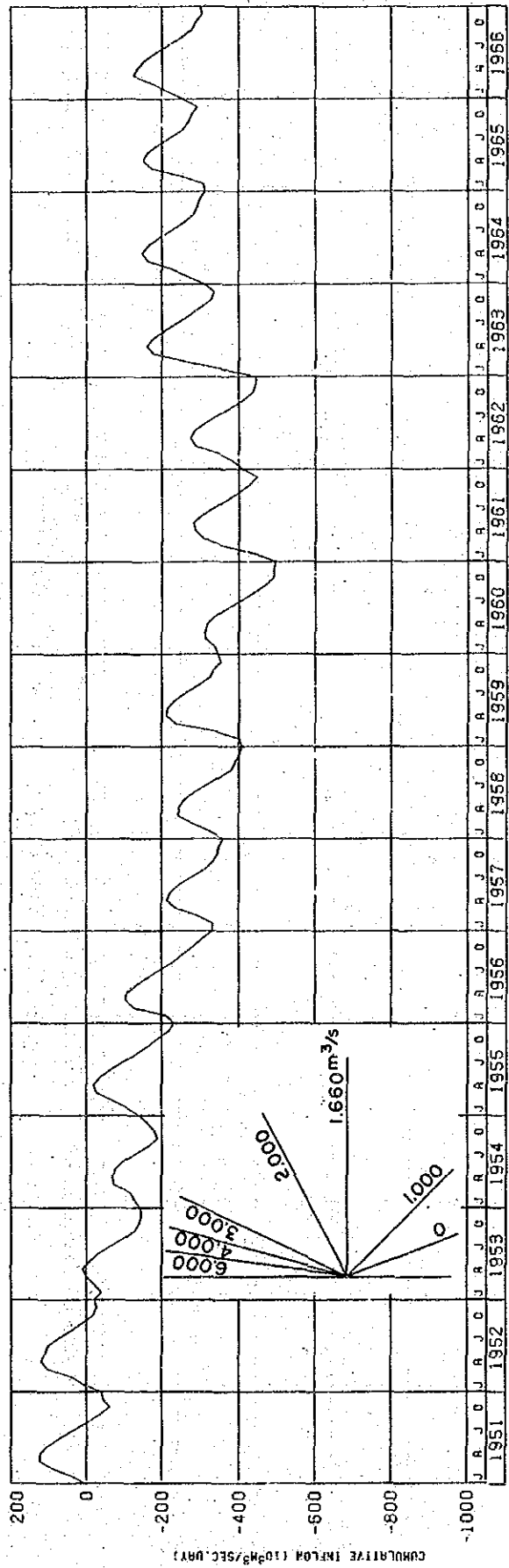


Fig. 6-3(2) Mass Curve of Inflow (Ene Paquitzapango)

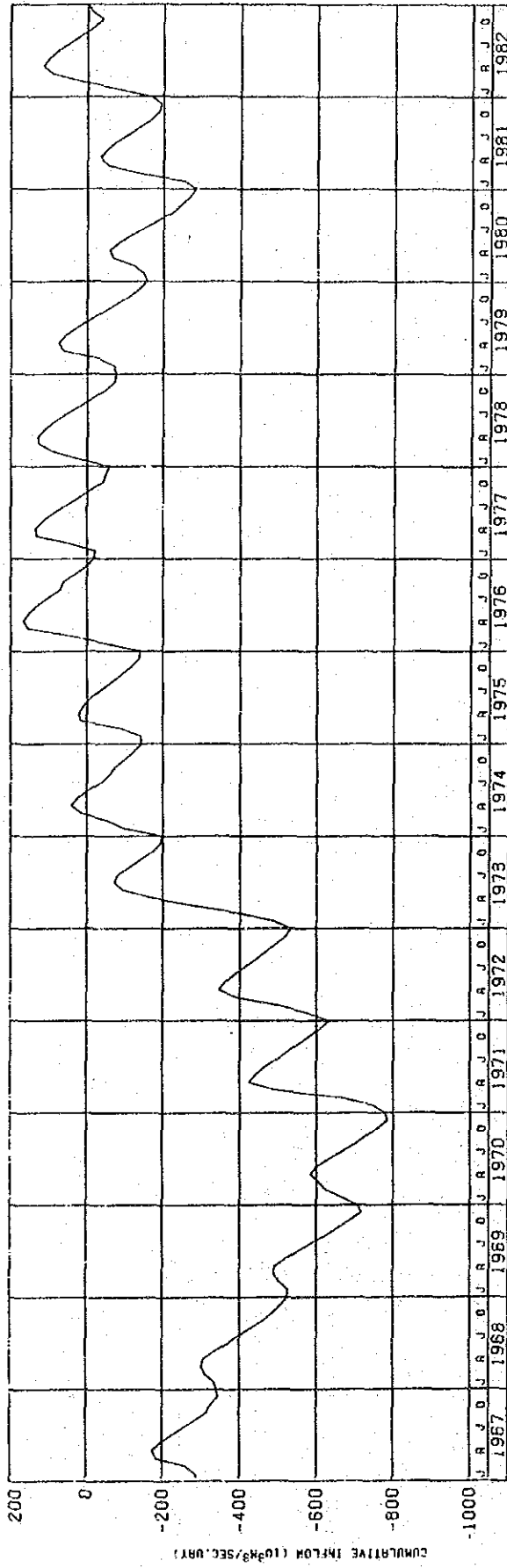
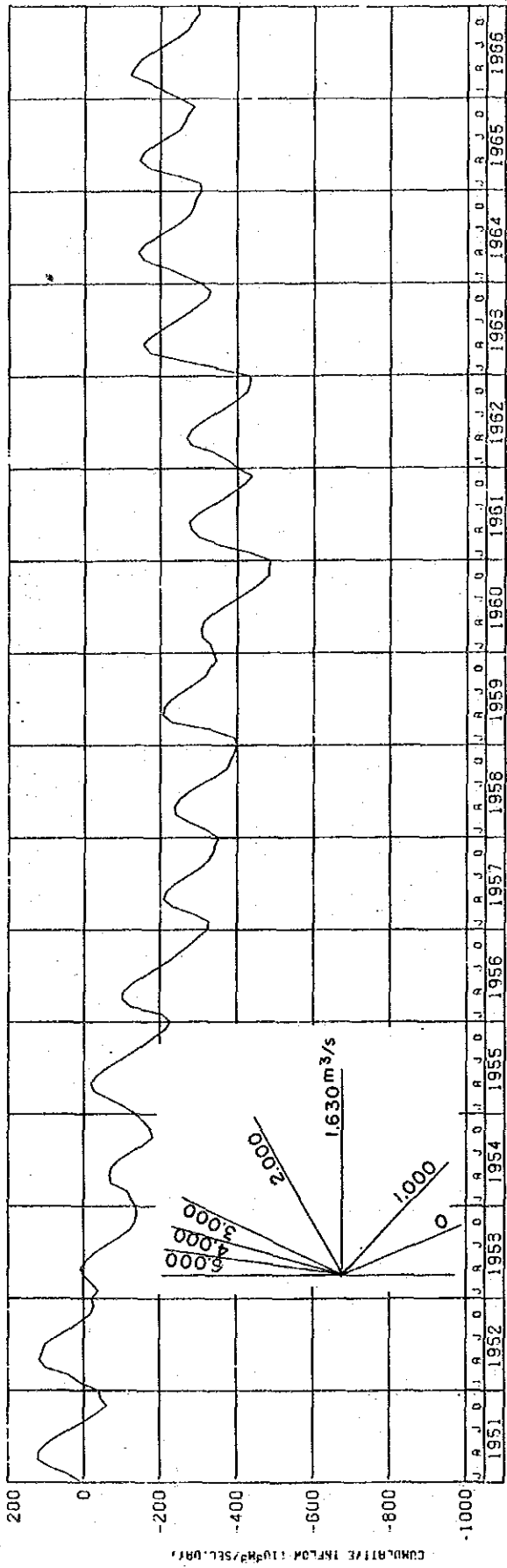


Fig. 6-3(3) Mass Curve of Inflow (Ene Cutvireni)

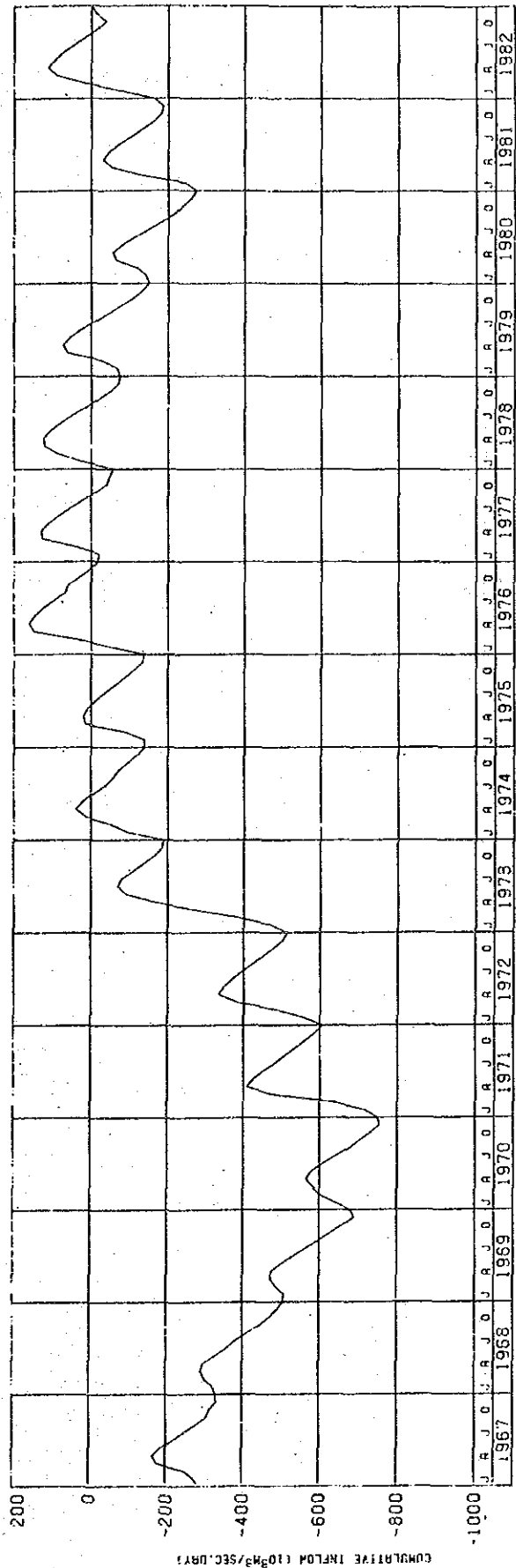
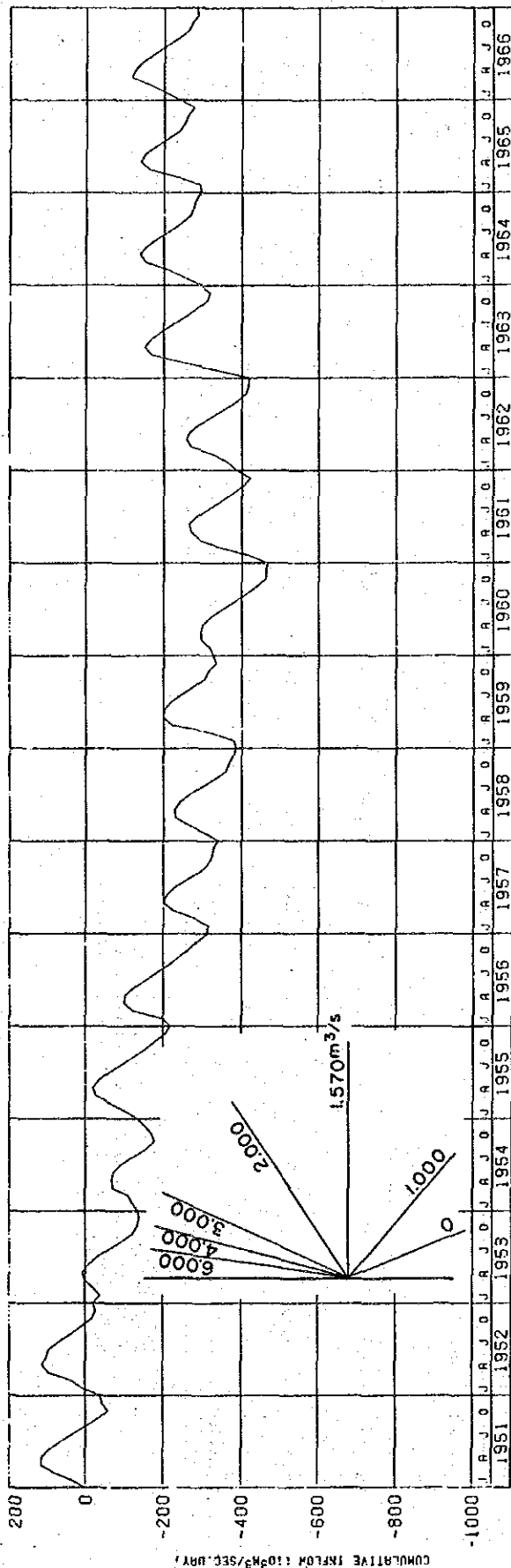


Fig. 6-3(4) Mass Curve of Inflow (Ene Sumabeni)

Table 6-5(1) Economic Evaluation on Each Project (One-Stage Development)

Item	Unit	Jambo Pto. Prado			Ene Paqutzapango			Ene Cutivireni		Ene Smaabeni	
		T415	T430	T445	P445	P455	P465	C450	S525	S540	S555
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,128	1,379	1,624	405	528	780	1,074
Annual Energy Production	GWh	10,934	15,315	19,500	9,080	10,960	12,917	3,393	4,439	6,363	8,455
Annual Available Energy 1)	"	10,901	15,269	19,442	9,053	10,927	12,878	3,383	4,426	6,344	8,430
Dependable Capacity	MW	1,264	1,822	2,369	1,092	1,339	1,592	399	521	750	1,021
Effective Capacity 2)	"	1,254	1,807	2,350	1,083	1,328	1,579	396	517	744	1,013
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 <sup>6</sup> US\$	2,000	2,881	3,747	1,727	2,117	2,518	631	824	1,186	1,615
Annual Firm Energy	GWh	8,696	12,756	16,548	7,613	9,270	11,025	2,670	3,580	5,324	7,306
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	1,733	2,542	3,298	1,517	1,848	2,197	532	714	1,061	1,456
Annual Secondary Energy	GWh	2,205	2,513	2,644	1,440	1,657	1,853	713	846	1,020	1,124
PV of KWh Benefit (B3)	10 <sup>6</sup> US\$	661	753	793	432	497	556	214	254	306	337
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	4,394	6,176	7,838	3,676	4,462	5,271	1,377	1,792	2,553	3,408
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,952	3,371	4,043	1,853	2,052	2,353	2,202	2,257	2,471	2,673
PV of Annual Cost (C)	"	3,074	3,510	4,210	1,929	2,137	2,450	2,293	2,350	2,573	2,783
Construction Cost per KW 3)	US\$/KW	2,292	1,793	1,668	1,643	1,488	1,449	5,437	4,274	3,168	2,489
Construction Cost per KWh 4)	mill/KWh	270	220	207	204	187	182	649	508	388	316
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.43	1.76	1.86	1.91	2.09	2.15	0.60	0.76	0.99	1.22
NPV (B-C)	10 <sup>6</sup> US\$	1,320	2,666	3,628	1,747	2,325	2,821	-916	-558	-20	625
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	38.0	29.8	28.4	27.6	25.3	24.6	81.8	68.7	52.5	42.7

Note: 1) (Annual Energy Production) x (1-0.003)  
 2) (Dependable Capacity) x (1-0.003) x (1-0.005)  
 3) (Construction Cost) / (Installed Capacity)  
 4) (Construction Cost) / (Annual Energy Production)

Table 6-5(2) Economic Evaluation on Each Project (Stage Development)

Item	Unit	Tambo Pro. Prado		Ene Paquizapango		Ene Curtivirend	Ene Sunabeni				
		T415	T430	T445	P445		P455	P465	S525	S555	
Installed Capacity	MW	1,288	1,880	2,424	1,128	1,379	1,624	405	528	780	1,074
Annual Energy Production	GWh	10,934	15,315	19,500	9,080	10,960	12,917	3,393	4,439	6,363	8,455
Annual Available Energy	"	10,901	15,269	19,442	9,053	10,927	12,878	3,383	4,426	6,344	8,430
Dependable Capacity	MW	1,264	1,822	2,369	1,092	1,339	1,592	399	521	750	1,021
Effective Capacity	"	1,254	1,807	2,350	1,083	1,328	1,579	396	517	744	1,013
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 <sup>6</sup> US\$	1,624	2,152	2,579	1,450	1,719	1,985	609	796	1,071	1,415
Annual Firm Energy	GWh	7,124	8,827	12,547	5,523	7,124	7,124	2,530	2,530	3,947	5,523
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	1,126	1,318	1,672	924	1,126	1,126	476	476	700	924
Annual Secondary Energy	GWh	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	853	1,896	2,397	2,644
PV of KWh Benefit (B3)	10 <sup>6</sup> US\$	735	720	736	720	730	737	266	568	669	761
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	3,485	4,190	4,987	3,094	3,575	3,848	1,351	1,840	2,440	3,100
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,963	3,384	4,062	1,859	2,062	2,360	2,205	2,260	2,474	2,679
PV of Annual Cost (C)	"	2,939	3,284	3,768	1,837	2,030	2,321	2,291	2,348	2,557	2,758
Construction Cost per KW	US\$/KW	2,300	1,800	1,676	1,648	1,495	1,453	5,444	4,280	3,172	2,494
Construction Cost per KWh	mill/KWh	271	221	208	205	188	183	650	509	389	317
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.19	1.28	1.32	1.68	1.76	1.66	0.59	0.78	0.95	1.12
NPV (B-C)	10 <sup>6</sup> US\$	546	906	1,219	1,257	1,545	1,527	-940	-508	-117	342
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	53.6	56.4	56.4	37.2	36.9	41.8	85.5	71.8	61.1	54.4







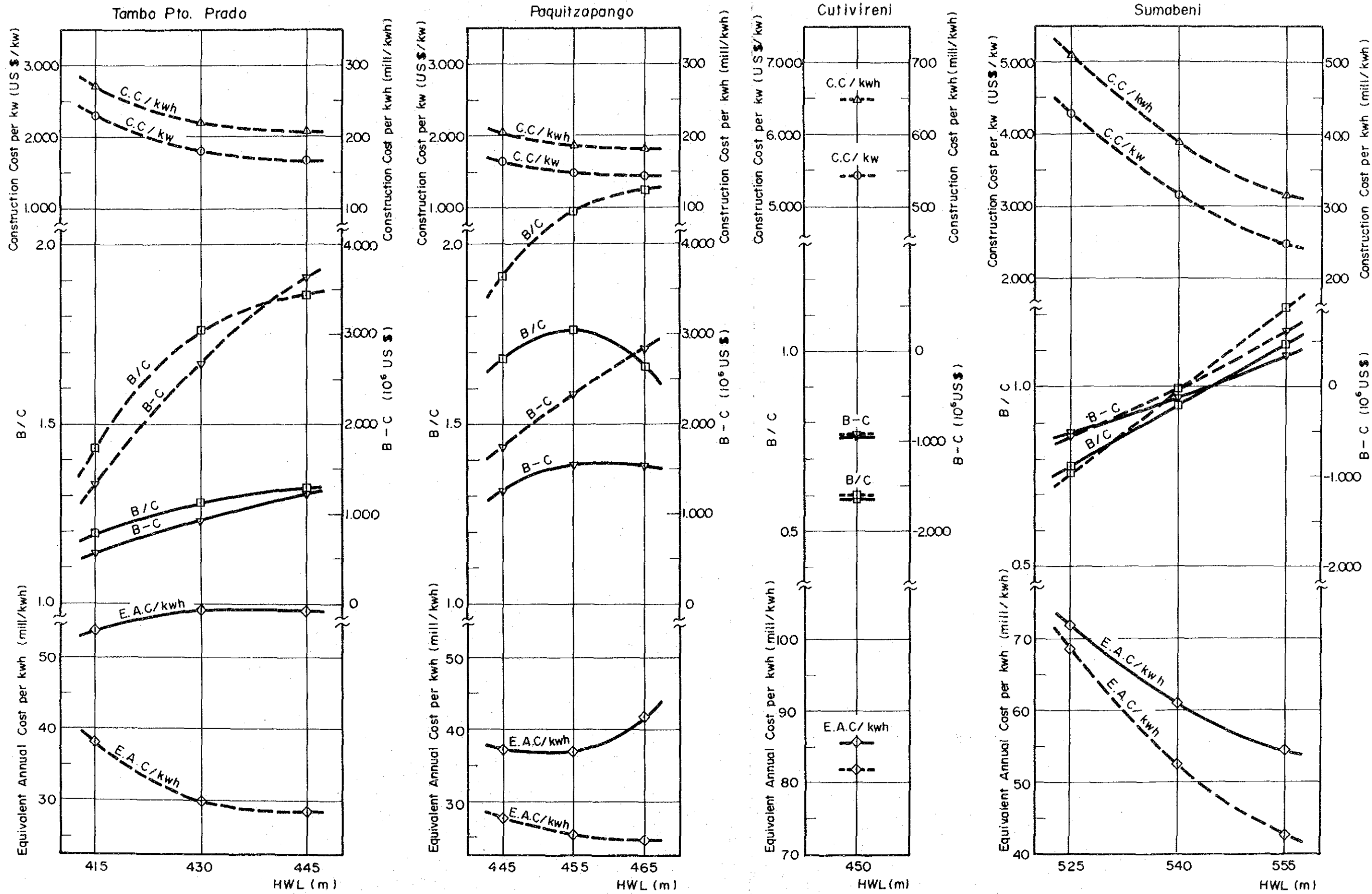


Fig. 6-4 Economic Evaluation on Each Project



Table 6-6 Construction Cost of Each Project

(Unit: 10<sup>6</sup>US\$)

Item	Tambo Pto. Prado		Paquitzspango		Cutivireni	Sumabeni			
	T415	T430	T445	T465		C450	S525	S540	S555
1. Preparation Works	104	108	111	117	122	127	130	132	134
2. Power Generating Facilities	1,374	1,593	1,820	738	821	936	1,112	1,194	1,266
2-1 Civil Works	1,057	1,171	1,291	536	582	657	780	963	1,030
(1) Care of River	400	400	400	276	276	276	387	430	430
(2) Dam	460	511	571	182	212	268	318	356	390
(3) Water Way	117	163	208	78	94	113	75	177	210
(4) Power Station	80	97	112	45	51	58	40	33	47
2-2 Hydraulic Equipment	108	138	183	122	149	176	49	63	94
2-3 Electrical Equipment	144	208	259	35	39	45	43	53	60
2-4 Others	65	76	87	69	76	87	79	95	106
3. General Cost	124	138	151	20	23	26	12	6	7
3-1 Land and Compensation	25	31	34	10	11	12	9	8	9
3-2 Administration Cost	11	12	13	11	11	12	10	9	10
3-3 Engineering and Supervision Cost	12	12	13	28	31	37	48	72	80
3-4 Cost of Electric Power for Construction	76	83	91	118	129	145	166	186	202
4. Contingency	209	234	259	1,042	1,148	1,295	1,360	1,523	1,708
Sub total (1 - 4)	1,811	2,073	2,341	375	468	622	620	548	662
5. Interest during Construction	739	896	1,068	1,417	1,616	1,917	1,980	2,071	2,285
Total (1 - 5)	2,550	2,969	3,409	436	436	436	222	186	186
6. Transmission Line	402	402	634	1,853	2,052	2,353	2,202	2,257	2,471
Grand total	2,952	3,371	4,043						2,673

Table 6-7(1) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case T415

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	322	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)	322 (2u)
Total Installed Capacity	MW	322	322	644	966	1,288	1,610	1,932	2,254	2,576	2,898	3,220
Total Effective Capacity	"	319	638	956	1,274	1,592	1,910	2,228	2,546	2,864	3,182	3,500
Supply of the System	"	3,883	4,172	4,491	4,491	4,809	5,097	5,385	5,673	5,961	6,249	6,537
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	340 (8.9)	416 (10.2)	172 (4.0)	203 (4.4)	199 (4.1)	199 (4.1)	199 (4.1)	199 (4.1)	199 (4.1)	199 (4.1)
Annual Energy Production	GWh	2,823	2,815	5,645	5,645	8,457	10,934	13,411	15,888	18,365	20,842	23,319
Annual Available Energy (at Sending End)	"	2,815	5,628	5,628	5,628	8,432	10,901	13,370	15,839	18,308	20,777	23,246
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	3,947	5,523	7,124	8,705	10,286	11,867	13,448	15,029
Secondary Energy	"	1,626	2,644	2,644	1,681	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	454	0	265	1,133	1,133	1,133	1,133	1,133	1,133
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	2,618	4,812	4,812	5,234	7,595	9,084	10,573	12,062	13,551	15,040	16,529
Construction Cost	106US\$	2,391	175	298	298	298	298	298	298	298	298	298
Total Construction Cost	"	2,391	2,566	2,864	2,864	2,864	2,963	2,963	2,963	2,963	2,963	2,963
Annual Cost per kWh	mill/kWh	114.6	66.9	61.5	61.5	47.3	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9	40.9

Table 6-7(2) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case T430

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	376	376 (2u)	376	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)
Total Installed Capacity	MW	376	376	376	752	1,128	1,504	1,880	2,256	2,632	3,008	3,384
Total Effective Capacity	"	373	373	373	746	1,119	1,485	1,807	2,129	2,505	2,881	3,257
Supply of the System	"	3,883	4,226	4,226	4,599	4,972	5,328	5,650	6,023	6,397	6,771	7,145
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	394 (10.3)	151 (3.7)	280 (6.5)	366 (7.9)	430 (8.8)	443 (8.5)	456 (8.6)	469 (8.7)	482 (8.8)	495 (8.9)
Annual Energy Production	GWh	3,296	3,296	3,296	6,592	9,888	13,084	15,315	17,546	19,777	22,008	24,239
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,286	3,286	3,286	6,572	9,858	13,045	15,269	17,490	19,711	21,932	24,153
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Secondary Energy	"	2,097	756	756	2,625	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	0	1,691	3,277	3,798	4,319	4,839	5,359	5,879
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,056	3,056	3,056	6,112	7,595	9,084	10,668	12,252	13,836	15,420	17,004
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,613	2,613	2,613	221	314	110	126	142	158	174	190
Total Construction Cost	"	2,613	2,613	2,613	2,834	3,148	3,258	3,384	3,510	3,636	3,762	3,888
Annual Cost per kWh	mill/kWh	107.2	107.2	107.2	58.1	52.0	45.0	39.8	35.7	31.6	27.5	23.4

Table 6-7(3) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case T445

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)	404 (2u)
Total Installed Capacity	MW	404	404	808	1,212	1,616	2,020	2,424	2,828	3,232	3,636	4,040
Total Effective Capacity	"	401	401	802	1,203	1,604	1,999	2,350	2,701	3,052	3,403	3,754
Supply of the System	"	3,883	4,254	4,254	4,655	5,056	5,447	5,447	5,842	6,193	6,544	6,895
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	422 (11.0)	179 (4.4)	336 (7.8)	450 (9.8)	549 (11.2)	240 (4.6)	313 (5.7)	319 (5.4)	319 (5.4)	319 (5.4)
Annual Energy Production	GWh	3,542	3,542	3,542	7,083	10,624	14,166	14,166	17,501	19,500	21,499	23,498
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,531	3,531	3,531	7,062	10,592	14,124	14,124	17,448	19,442	21,436	23,435
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Secondary Energy	"	2,342	1,001	1,001	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	471	2,425	4,356	2,653	4,174	4,251	4,251	4,251
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,284	3,284	3,284	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	15,911	17,694
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,858	2,858	2,858	265	367	125	141	141	306	306	306
Total Construction Cost	"	2,858	2,858	2,858	3,123	3,490	3,615	3,756	3,756	4,062	4,062	4,062
Annual Cost per Kwh	mill/kWh	109.1	109.1	109.1	63.9	57.6	49.9	42.5	38.1	36.0	36.0	36.0

Table 6-7(4) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case P445

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)	376 (2u)						
Total Installed Capacity	MW	376	376	756	1,128							
Total Effective Capacity	"	373	746	1,083								
Supply of the System	"	3,883	4,226	4,226	4,599	4,936						
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	394 (10.3)	151 (3.7)	280 (6.5)	330 (7.2)						
Annual Energy Production	GWh	3,296	3,296	3,296	6,592	9,080						
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,286	3,286	3,286	6,572	9,053						
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	5,523							
Secondary Energy	"	2,097	756	2,625	2,644							
Overflow	"	0	0	0	886							
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,056	3,056	6,112	7,595							
Construction Cost	106US\$	1,509	69	281								
Total Construction Cost	"	1,509	1,578	1,859								
Annual Cost per kWh	mill/kWh	61.9	61.9	32.4	30.7							



Table 6-7(5) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case P455

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)		394 (2u)		394 (2u)	394 (2u)	197 (1u)					
Total Installed Capacity	MW		394		788	1,182	1,379					
Total Effective Capacity	"		391		782	1,164	1,328					
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171					
Reserve of the System	MW (Z)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)					
Annual Energy Production	GWh		3,454	3,454	6,908	10,121	10,960					
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,444	3,444	6,887	10,091	10,927					
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523	7,124					
Secondary Energy	"		2,255	914	2,644	2,644	2,644					
Overflow	"		0	0	296	1,924	1,159					
Annual Salable Energy (at Demand End)	"		3,203	3,203	6,130	7,595	9,084					
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		1,659		76	288	39					
Total Construction Cost	"		1,659		1,735	2,023	2,062					
Annual Cost per kWh	mill/kWh		64.9	64.9	35.5	33.4	28.5					

Table 6-7(6) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case P465

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)	406 (2u)
Total Installed Capacity	MW	406	406	406	812	1,218	1,624	1,624	1,624	1,624	1,624	1,624
Total Effective Capacity	"	403	403	403	806	1,209	1,579	1,579	1,579	1,579	1,579	1,579
Supply of the System	"	3,883	4,256	4,256	4,659	5,062	5,422	5,422	5,422	5,422	5,422	5,422
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	424 (11.1)	181 (4.4)	340 (7.9)	456 (9.9)	524 (10.7)	524 (10.7)	524 (10.7)	524 (10.7)	524 (10.7)	524 (10.7)
Annual Energy Production	GWh	3,559	3,559	3,559	7,118	10,653	12,917	12,917	12,917	12,917	12,917	12,917
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,548	3,548	3,548	7,097	10,621	12,878	12,878	12,878	12,878	12,878	12,878
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	7,124	7,124	7,124	7,124	7,124
Secondary Energy	"	2,359	1,018	1,018	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	506	2,454	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110	3,110
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,300	3,300	3,300	6,130	7,595	9,084	9,084	9,084	9,084	9,084	9,084
Construction Cost	106US\$	1,905	1,905	1,905	81	293	81	81	81	81	81	81
Total Construction Cost	"	1,905	1,905	1,905	1,986	2,279	2,360	2,360	2,360	2,360	2,360	2,360
Annual Cost per KWH	mill/kWh	72.4	72.4	72.4	40.6	37.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6	32.6

Table 6-7(7) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case C450

Item	Year	Unit	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand		MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption		GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999		"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)		MW (-)		270 (2u)	135 (1u)								
Total Installed Capacity		MW		270	405								
Total Effective Capacity		"		268	396								
Supply of the System		"	3,883	4,121	4,249								
Reserve of the System		MW (%)	265 (7.3)	289 (7.5)	174 (4.3)								
Annual Energy Production		GWh		2,367	3,393								
Annual Available Energy (at Sending End)		"		2,360	3,383								
Firm Energy		"		1,189	2,530								
Secondary Energy		"		1,171	853								
Overflow		"		0	0								
Annual Salable Energy (at Demand End)		"		2,353	3,373								
Construction Cost		10 <sup>6</sup> US\$		2,164	41								
Total Construction Cost		"		2,164	2,205								
Annual Cost per kWh		mill/kWh		115.3	81.9								

Table 6-7(8) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case S525

Item	Year	Unit	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand		MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption		GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999		"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)		MW (-)	352 (2u)	176 (1u)									
Total Installed Capacity		MW	352	528									
Total Effective Capacity		"	349	517									
Supply of the System		"	3,883	4,202	4,370								
Reserve of the System		MW (%)	265 (7.3)	370 (9.7)	295 (7.2)								
Annual Energy Production		GWh		3,086	4,439								
Annual Available Energy (at Sending End)		"		3,077	4,426								
Firm Energy		"		1,189	2,530								
Secondary Energy		"		1,888	1,896								
Overflow		"		0	0								
Annual Salable Energy (at Demand End)		"		2,862	4,116								
Construction Cost		106US\$		2,214	46								
Total Construction Cost		"		2,214	2,260								
Annual Cost per kWh		mill/kWh		97.0	68.8								

Table 6-7(9) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case S540

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	390	390 (2u)	390	390 (2u)	390	390	390	390	390	390	390
Total Installed Capacity	MW	390	390	390	780	780	780	780	780	780	780	780
Total Effective Capacity	"	387	387	387	744	744	744	744	744	744	744	744
Supply of the System	"	3,883	4,240	4,240	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	408 (10.6)	165 (4.0)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)	278 (6.4)
Annual Energy Production	GWh	3,419	3,419	3,419	6,363	6,363	6,363	6,363	6,363	6,363	6,363	6,363
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,409	3,409	3,409	6,344	6,344	6,344	6,344	6,344	6,344	6,344	6,344
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	3,947	3,947	3,947	3,947	3,947	3,947	3,947	3,947
Secondary Energy	"	2,200	879	879	2,397	2,397	2,397	2,397	2,397	2,397	2,397	2,397
Overflow	"	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,170	3,170	3,170	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900	5,900
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,384	2,384	2,384	90	90	90	90	90	90	90	90
Total Construction Cost	"	2,384	2,384	2,384	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474
Annual Cost per KWh	mill/kWh	94.3	94.3	94.3	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6

Table 6-7(10) Installation Program and Generating Cost Flow of Each Project Case S555

Item	Year	Unit	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW		3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh		20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"		0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)		358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)	358 (2u)
Total Installed Capacity	MW		358	358	716	1,074	1,074	1,013	4,866				
Total Effective Capacity	"		355	710									
Supply of the System	"		3,883	4,208	4,563	4,563	4,866						
Reserve of the System	MW (%)		265 (7.3)	376 (9.8)	488 (12.0)	244 (5.6)	260 (5.6)						
Annual Energy Production	GWh		3,139	3,130	6,275	6,275	8,455						
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,130	6,256	6,256	6,256	8,430						
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523							
Secondary Energy	"		1,941	2,644	2,309	2,644							
Overflow	"		0	1,082	0	263							
Annual Saleable Energy (at Demand End)	"		2,911	4,812	5,818	7,595							
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		2,524	79		76							
Total Construction Cost	"		2,524	2,603		2,679							
Annual Cost per kWh	mill/kWh		108.7	67.8	56.1	44.2							

Table 6-8 General Feature of Alternative Combination with Two Projects  
(Ene Paquitzapango + Tambo Pto. Prado or Ene Sumabeni)

Item	Unit	Paquitzapango + Tambo Pto. Prado (Case A)				Paquitzapango + Sumabeni (Case B)			
		P455 + T335		P465 + T335		P445 + S555		P465 + S555	
		P455	T335	P465	T335	P445	S555	P465	S555
<b>STREAM FLOW</b>									
Catchment Area	Km <sup>2</sup>	104,500	126,100	104,500	126,100	104,500	98,290	104,500	98,290
Average Annual Runoff	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	52,500	75,730	52,500	75,730	52,500	49,380	52,500	49,380
<b>RESERVOIR</b>									
Normal High Water Level	m	455	335	465	335	445	555	455	555
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	17,000	600	22,000	600	13,000	12,000	17,000	12,000
Sedimentation Level	m	406	-	406	-	406	500	406	500
Low Water Level	m	423	-	423	-	423	517	423	517
Available Draw Down	m	32	-	42	-	22	38	32	38
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10,600	-	15,600	-	6,600	6,900	10,600	6,900
<b>DAM</b>									
Type	-	Gravity	Gravity	Gravity	Gravity	Gravity	Rockfill	Gravity	Rockfill
Height	m	165	110	175	110	155	160	165	160
Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	2.2	1.3	2.7	1.3	1.9	31.0	2.2	31.0
<b>POWER GENERATING</b>									
Normal Intake Level	m	441	335	448	335	435	538	441	538
Tail Water Level	m	336	302	336	302	335	441	336	441
Normal Effective Head	m	103	30	110	30	98	95	103	95
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,157	1,631	1,274	1,631	998	978	1,157	978
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,540	2,400	1,696	2,400	1,320	1,302	1,540	1,302
Installed Capacity	MW	1,379	620	1,624	620	1,128	1,074	1,379	1,074
Number of Units	-	7	10	8	10	6	6	7	6

Table 6-9 Economic Evaluation on Alternative Combinations with Two Projects  
(Ene Paquitzapango + Tambo Pto Prado or Ene Sumabeni)

Item	Unit	One-Stage Development						Stages Development								
		Case A			Case B			Case A			Case B					
		P455+P335	P465+P335	P445+S555	P455+S555	P465+S555	P445+S555	P455+S555	P465+S555	P445+P335	P455+P335	P465+P335	P445+S555	P455+S555	P465+S555	
Installed Capacity	MW	1,999	2,244	2,202	2,453	2,698	1,999	2,244	2,202	2,453	2,698	1,999	2,244	2,202	2,453	2,698
Annual Energy Production	GWh	15,830	17,936	18,210	19,918	20,631	15,830	17,936	18,210	19,918	20,631	15,830	17,936	18,210	19,918	20,631
Annual Available Energy	"	15,783	17,882	18,155	19,858	20,569	15,783	17,882	18,155	19,858	20,569	15,783	17,882	18,150	19,858	20,569
Dependable Capacity	MW	1,859	2,140	2,137	2,334	2,431	1,859	2,140	2,137	2,334	2,431	1,859	2,140	2,137	2,334	2,431
Effective Capacity	"	1,844	2,123	2,120	2,315	2,412	1,844	2,123	2,120	2,315	2,412	1,844	2,123	2,120	2,315	2,412
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 <sup>6</sup> US\$	2,940	3,385	3,380	3,691	3,846	2,184	2,423	2,395	2,526	2,612	2,184	2,423	2,395	2,526	2,612
Annual Firm Energy	GWh	12,692	14,707	15,407	16,873	17,724	8,827	10,630	10,630	12,547	12,547	8,827	10,630	10,630	12,547	12,547
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	2,530	2,931	3,071	3,363	3,533	1,318	1,500	1,500	1,672	1,672	1,318	1,500	1,500	1,672	1,672
Annual Secondary Energy	GWh	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
PV of KWh Benefit (B3)	10 <sup>6</sup> US\$	793	793	793	793	793	730	737	730	730	737	730	737	720	730	737
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	6,263	7,109	7,244	7,847	8,172	4,232	4,660	4,232	4,660	4,928	4,232	4,660	4,615	4,928	5,021
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	3,552	4,087	4,546	4,745	5,046	3,562	4,094	4,559	4,762	5,060	3,562	4,094	4,559	4,762	5,060
PV of Annual Cost (C)	"	3,698	4,255	4,733	4,941	5,254	2,915	3,235	3,606	3,609	3,735	2,915	3,235	3,606	3,609	3,735
Construction Cost per KW	US\$/KW	1,777	1,821	2,064	1,934	1,870	1,782	1,824	2,070	1,941	1,875	1,782	1,824	2,070	1,941	1,875
Construction Cost per KWh	mill/KWh	224	228	250	238	245	225	228	250	239	245	225	228	250	239	245
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.69	1.67	1.53	1.59	1.56	1.45	1.44	1.28	1.37	1.34	1.45	1.44	1.28	1.37	1.34
NPV (B-C)	10 <sup>6</sup> US\$	2,565	2,854	2,511	2,906	2,918	1,317	1,425	1,009	1,319	1,286	1,317	1,425	1,009	1,319	1,286
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	31.2	31.8	34.0	32.8	33.4	44.5	46.0	48.5	45.7	47.9	44.5	46.0	48.5	45.7	47.9



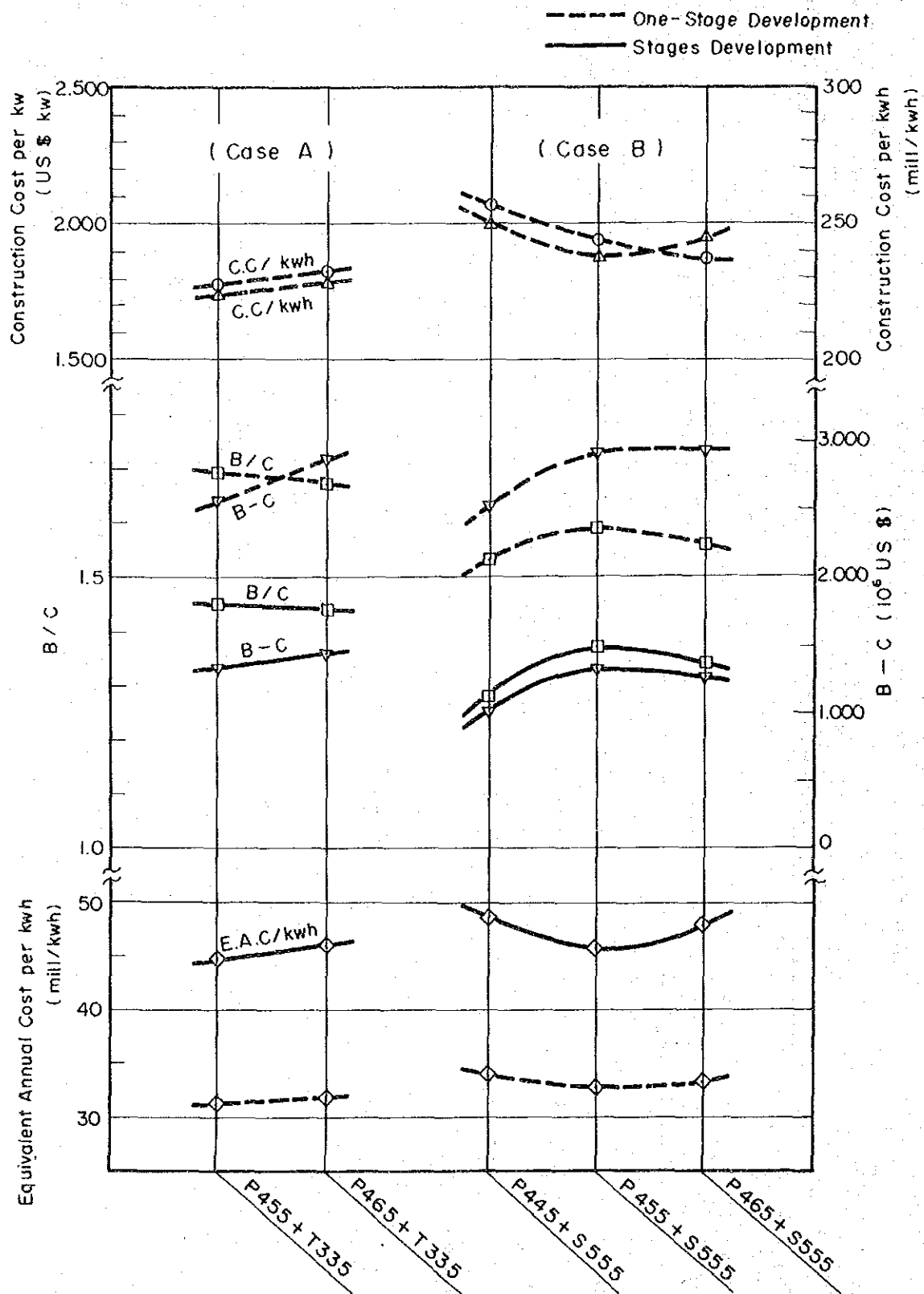


Fig. 6-5 Economic Evaluation on Alternative Combinations with Two Projects (Ene Paquitzapango + Tambo Pto. Prado or Ene Sumabeni)

Table 6-10(1) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Combination with Two Projects  
Case P455 + T335

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	197 (P-1u)	620 (T-10u)				
Total Installed Capacity	MW	394	394	394	788	1,182	1,379	1,999				
Total Effective Capacity	"	391	391	4,244	782	1,164	1,328	1,844				
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171	5,687				
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)	480 (9.2)				
Annual Energy Production	GWh		3,454	3,454	6,908	10,121	10,960	15,830				
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,444	3,444	6,887	10,091	10,927	15,783				
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827				
Secondary Energy	"		2,255	914	2,644	2,644	2,644	2,644				
Overflow	"		0	0	269	1,924	1,159	4,312				
Annual Salable Energy (at Demand End)	"		3,203	3,203	6,130	7,595	9,084	10,668				
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		1,659		76	288	39	1,500				
Total Construction Cost	"		1,659		1,735	2,023	2,062	3,562				
Annual Cost per kWh	mill/kWh		64.9	64.9	35.5	33.4	28.5	41.9				

Table 6-10(2) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Combination with Two Projects  
Case P465 + T335

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)		406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	620 (T-10u)			
Total Installed Capacity	MW		406	812	1,218	1,624	2,244					
Total Effective Capacity	"		403	806	1,209	1,579	2,123					
Supply of the System	"	3,883	4,256	4,256	4,659	5,062	5,422	5,422	5,966			
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	424 (11.1)	181 (4.4)	340 (7.9)	456 (9.9)	524 (10.7)	215 (4.1)	437 (7.9)			
Annual Energy Production	GWh		3,559	3,559	7,118	10,653	12,917	12,917	17,936			
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,548	3,548	7,097	10,621	12,878	12,878	17,882			
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630			
Secondary Energy	"		2,359	1,018	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644			
Overflow	"		0	0	506	2,454	3,110	1,407	4,608			
Annual Salable Energy (at Demand End)	"		3,300	3,300	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345			
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		1,905		81	293	81		1,734			
Total Construction Cost	"		1,905		1,986	2,279	2,360		4,094			
Annual Cost per kWh	mill/kWh		72.4	72.4	40.6	37.6	32.6	27.7	41.6			

Table 6-10(3) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Combination with Two Projects  
Case P445 + S555

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,462	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)		376 (P-2u)		376 (P-2u)	386 (P-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)			
Total Installed Capacity	MW		376		752	1,128	1,486	1,844	2,202			
Total Effective Capacity	"		373		746	1,083	1,438	1,811	2,120			
Supply of the System	"	3,883	4,226	4,226	4,599	4,936	5,281	5,654	5,963			
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	394 (10.3)	151 (3.7)	280 (6.5)	330 (7.2)	383 (7.8)	447 (8.6)	434 (7.8)			
Annual Energy Production	GWh		3,296	3,296	6,592	9,080	12,219	15,580	18,210			
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,286	3,286	6,572	9,053	12,182	15,533	18,155			
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630			
Secondary Energy	"		2,097	756	2,625	2,644	2,644	2,644	2,644			
Overflow	"		0	0	0	886	2,414	4,062	4,881			
Annual Salable Energy (at Demand End)	"		3,056	3,056	6,112	7,595	9,084	10,668	12,345			
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		1,509		69	281	2,545	79	76			
Total Construction Cost	"		1,509		1,578	1,859	4,404	4,483	4,559			
Annual Cost per KWh	mill/kWh		61.9	61.9	32.4	30.7	60.8	52.7	46.3			

Table 6-10(4) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Combination with Two Projects  
Case P455 + S555

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	394 (P-2u)	197 (P-1u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)
Total Installed Capacity	MW	394	394	788	782	1,164	1,328	1,737	2,095	2,453	2,811	3,169
Total Effective Capacity	"	391	391	782	782	1,164	1,328	1,683	2,057	2,315	2,673	3,031
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171	5,526	5,900	6,158	6,516	6,874
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)	319 (6.1)	371 (6.7)	284 (4.8)	284 (4.8)	284 (4.8)
Annual Energy Production	GWh	3,454	3,454	3,454	6,908	10,121	10,960	14,099	17,430	19,918	22,406	24,894
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,444	3,444	3,444	6,887	10,091	10,927	14,057	17,378	19,858	22,346	24,834
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Secondary Energy	"	2,255	914	914	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	296	1,924	1,159	2,586	4,104	4,667	5,228	5,789
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,203	3,203	3,203	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	16,014	17,900
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	1,659	1,659	76	76	288	39	2,545	79	76	76	76
Total Construction Cost	"	1,659	1,659	1,735	1,735	2,023	2,062	4,607	4,686	4,762	4,838	4,914
Annual Cost per kWh	mill./kWh	64.9	64.9	64.9	35.5	33.4	28.5	54.1	47.6	42.2	42.2	42.2

Table 6-10(5) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Combination with Two Projects  
Case P465+ S555

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	406 (P-2u)	358 (S-2u)	716 (S-4u)		
Total Installed Capacity	MW	406	406	1,218	1,624	1,982	2,698					
Total Effective Capacity	"	403	403	1,209	1,579	1,906	2,412					
Supply of the System	"	3,883	4,256	4,256	4,659	5,062	5,422	5,422	5,749	6,255		
Reserve of the System	MW (%)	-265 (7.3)	424 (11.1)	181 (4.4)	340 (7.9)	456 (9.9)	524 (10.7)	215 (4.1)	220 (4.0)	381 (6.5)		
Annual Energy Production	GWh	3,559	3,559	3,559	7,118	10,653	12,917	12,917	15,827	20,631		
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,548	3,548	3,548	7,097	10,621	12,878	12,878	15,780	20,569		
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547		
Secondary Energy	"	2,359	1,018	1,018	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644		
Overflow	"	0	0	0	506	2,454	3,110	1,407	2,506	5,378		
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,300	3,300	3,300	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128		
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	1,905	1,905	2,279	1,986	2,279	2,360	2,360	4,905	5,060		
Total Construction Cost	"	1,905	1,905	2,279	1,986	2,279	2,360	2,360	4,905	5,060		
Annual Cost per kWh	mill/kWh	72.4	72.4	72.4	40.6	37.6	32.6	27.7	49.8	44.9		

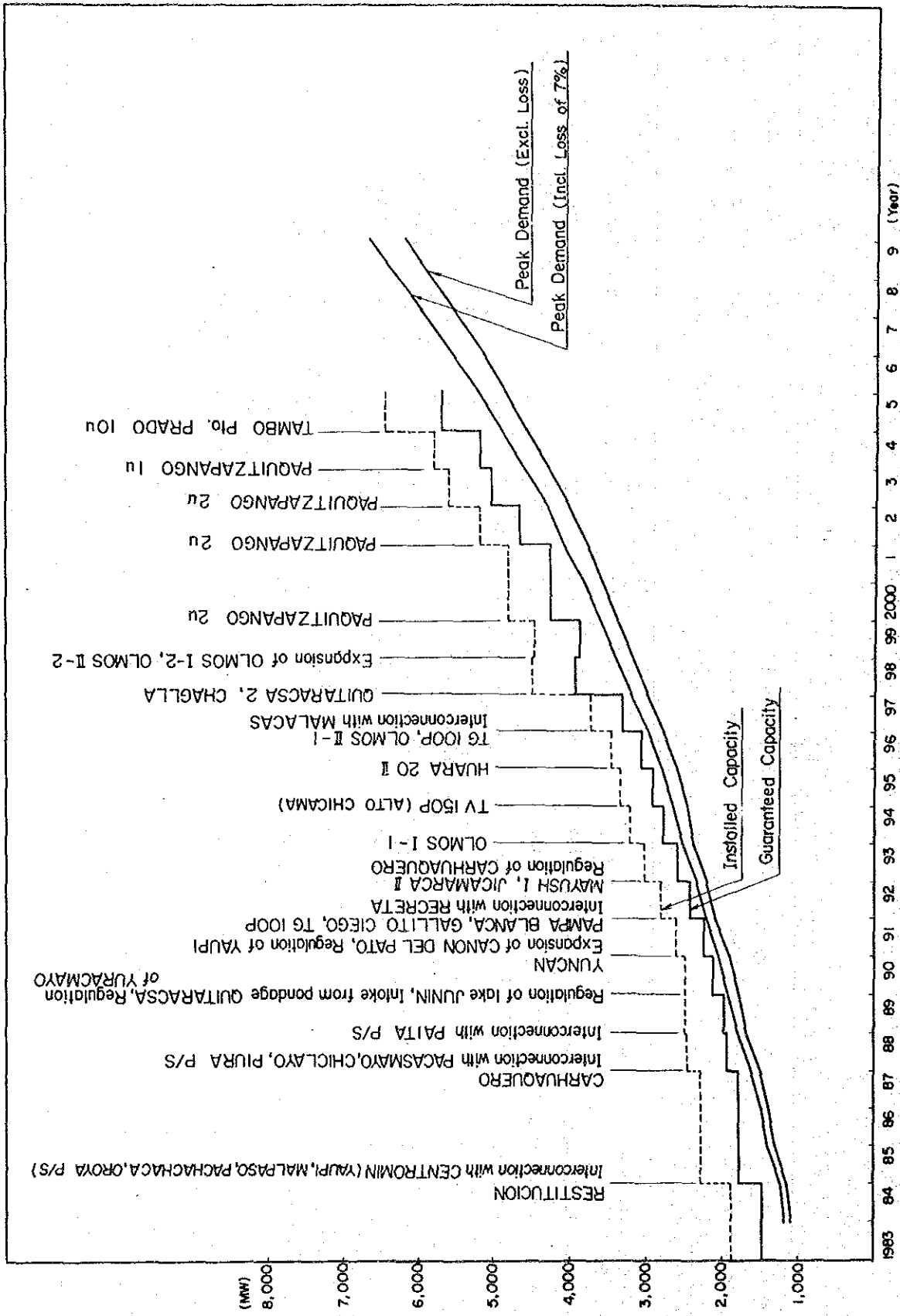


Fig. 6-6(1) Supply and Demand Balance (Case P455 + T335)

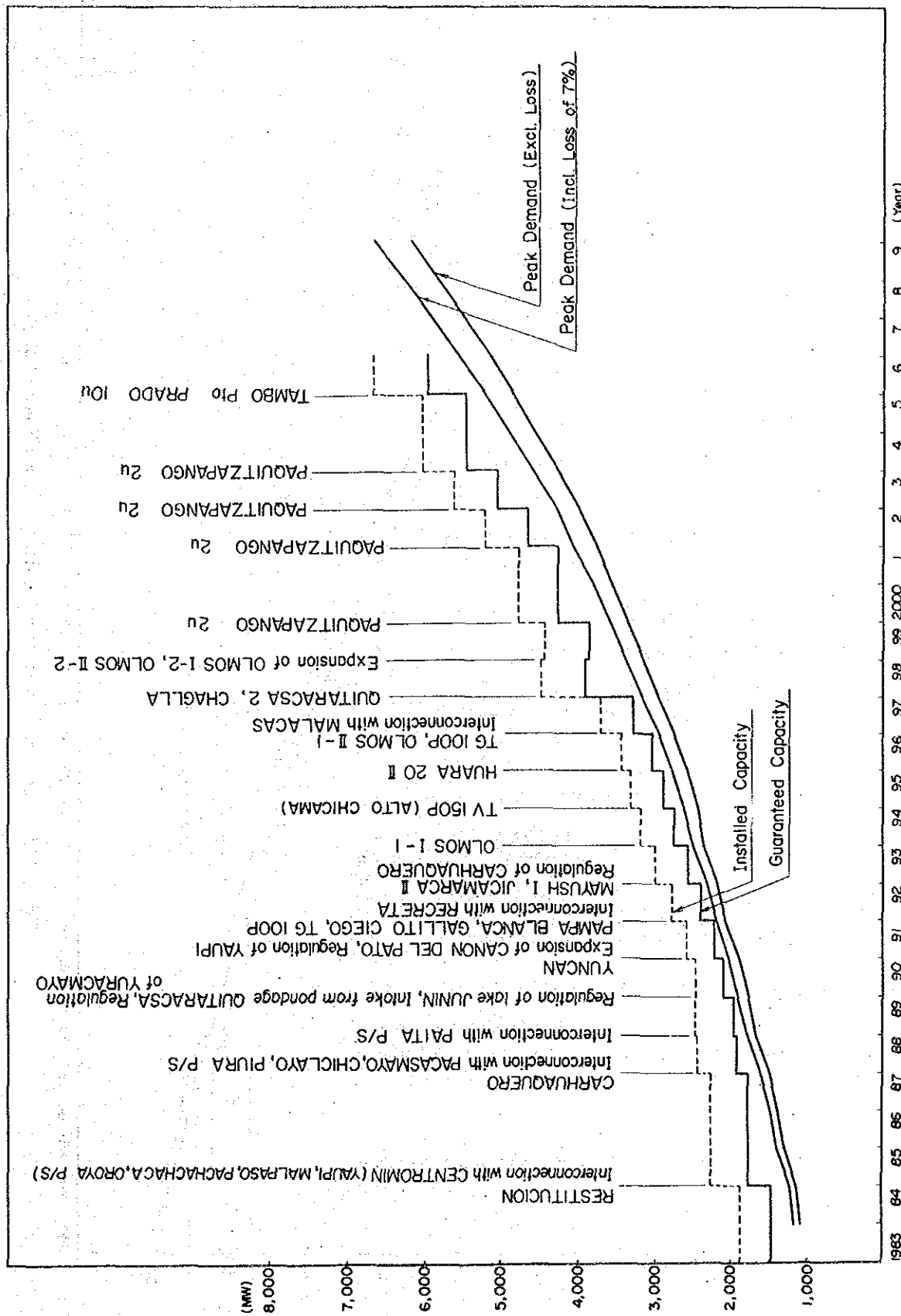


Fig. 6-6(2) Supply and Demand Balance (Case P465 + T335)



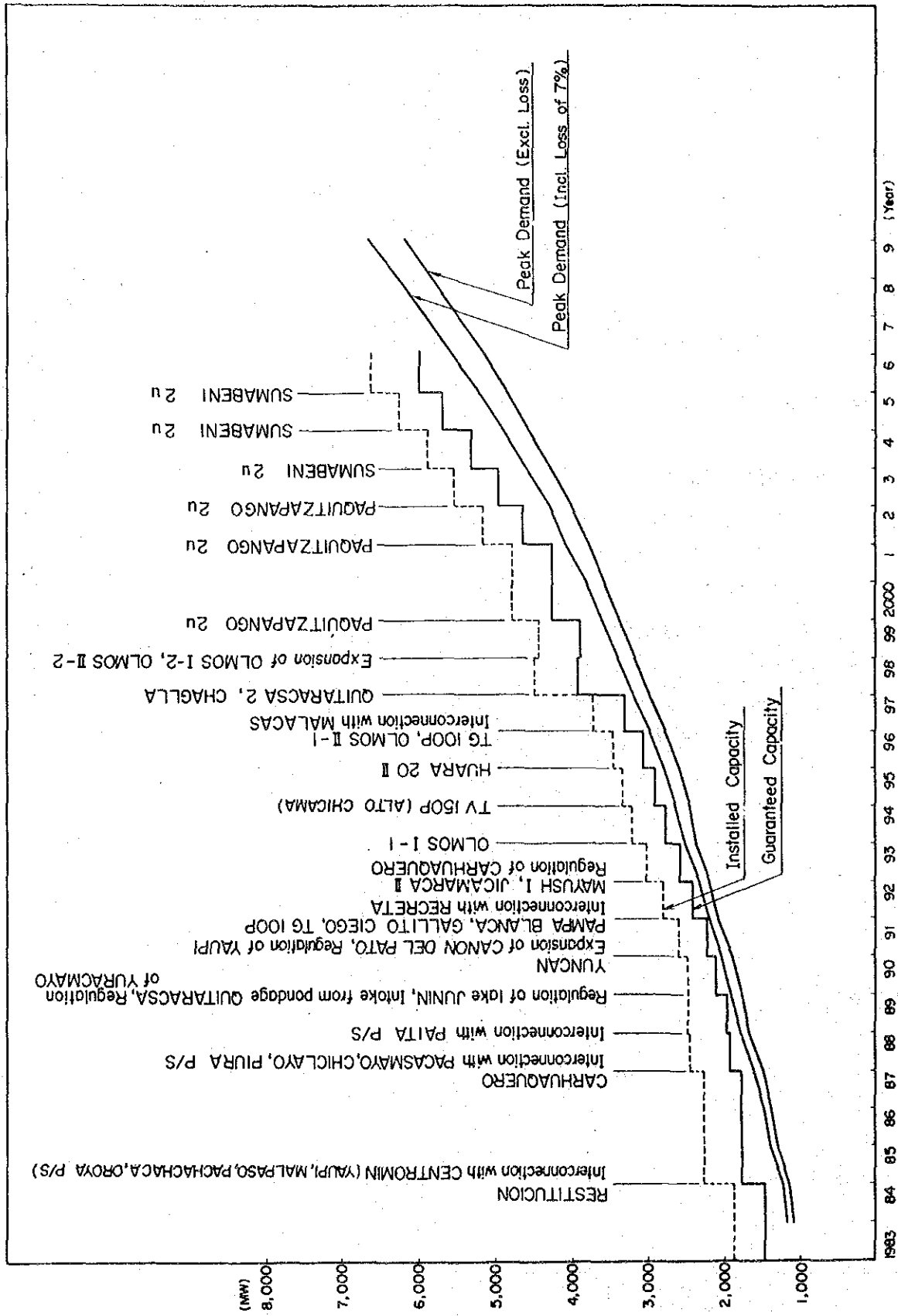


Fig. 6-6(3) Supply and Demand Balance (Case P445 + S555)

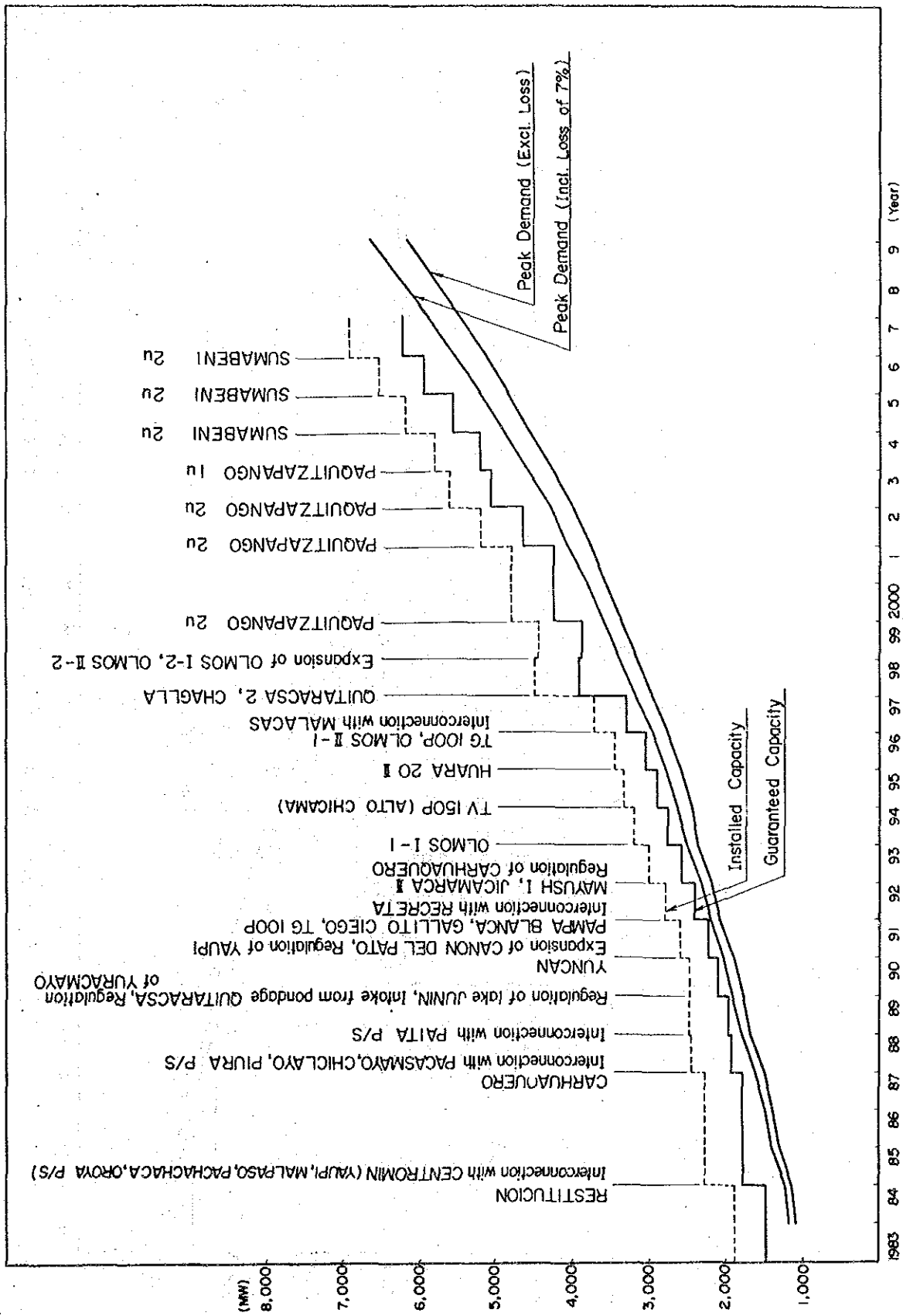


Fig. 6-6(4) Supply and Demand Balance (Case P455 + S555)

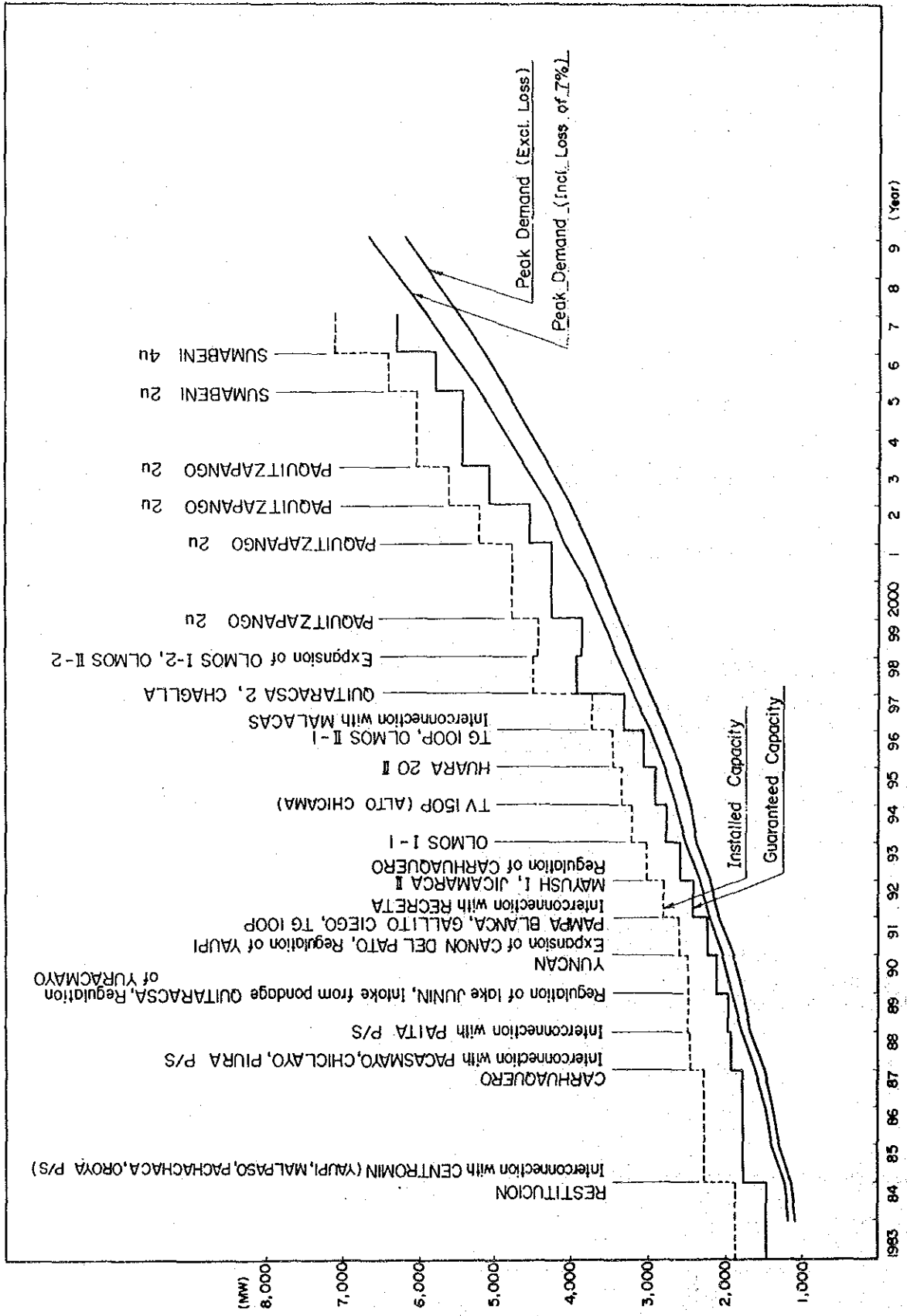


Fig. 6-6(5) Supply and Demand Balance (Case P465 + S555)

Table 6-11 General Feature of Alternative Schemes

Item	Unit	(Scheme-1)		(Scheme-2)		(Scheme-3)		
		Tambo Pto. Prado + Sumabeni T445	S555	Paquitsapango + Tambo Pto. Prado + Sumabeni T335	S555	Sumabeni + Tambo Pto. Prado + Cutivireni S555	T385	C450
<b>STREAM FLOW</b>								
Catchment Area	Km <sup>2</sup>	126,100	98,290	126,100	98,290	126,100	102,100	
Average Annual Runoff	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	75,730	49,380	75,730	49,380	75,730	51,300	
<b>RESERVOIR</b>								
Normal High Water Level	m	445	555	335	555	385	450	
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	24,200	12,000	600	12,000	4,600	7,500	
Sedimentation Level	m	386	500	-	500	338	430	
Low Water Level	m	403	517	-	517	355	447	
Available Draw Down	m	42	38	-	38	30	3	
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	16,600	6,900	-	6,900	3,000	800	
<b>DAM</b>								
Type	-	Rockfill	Rockfill	Gravity	Rockfill	Rockfill	Rockfill	Rockfill
Height	m	220	160	110	160	160	145	
Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	37.0	31.0	1.3	31.0	12.0	12.0	
<b>POWER GENERATING</b>								
Normal Intake Level	m	428	538	335	538	372	449	
Tail Water Level	m	302	441	302	441	302	386	
Normal Effective Head	m	116	95	30	95	54	60	
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,798	978	1,631	978	1,549	585	
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	2,400	1,302	2,400	1,302	2,064	780	
Installed Capacity	MW	2,424	1,074	620	1,074	968	405	
Number of Units	-	12	6	10	6	8	3	

Table 6-12 Economic Evaluation on Alternative Schemes

Item	Unit	One-Stage Development			Stages Development		
		T445+S555 (Scheme-1)	P455+T335+S555 (Scheme-2)	S555+T387+C450 (Scheme-3)	T445+S555 (Scheme-1)	P455+T335+S555 (Scheme-2)	S555+T387+C450 (Scheme-3)
Installed Capacity	MW	3,498	3,073	2,447	3,498	3,073	2,447
Annual Energy Production	GWh	28,960	24,820	19,904	28,960	24,820	19,904
Annual Available Energy	"	28,873	24,746	19,844	28,873	24,746	19,844
Dependable Capacity	MW	3,442	2,858	2,326	3,442	2,858	2,326
Effective Capacity	"	3,415	2,835	2,307	3,415	2,835	2,307
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 <sup>6</sup> US\$	5,445	4,520	3,678	3,212	2,907	2,523
Annual Firm Energy	GWh	24,714	20,677	17,892	16,738	14,581	12,547
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	4,926	4,121	3,566	1,989	1,835	1,672
Annual Secondary Energy	GWh	2,644	2,644	1,952	2,644	2,644	2,644
PV of KWh Benefit (B3)	10 <sup>6</sup> US\$	793	793	585	736	730	761
PV of Total Benefit (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	11,164	9,434	7,829	5,937	5,472	4,956
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	6,716	6,245	7,215	6,741	6,262	7,232
PV of Annual Cost (C)	"	6,993	6,502	7,512	4,886	4,325	5,332
Construction Cost per KW	US\$/KW	1,920	2,032	2,949	1,927	2,038	2,955
Construction Cost per KWh	mill/KWh	232	252	362	233	252	363
Benefit - Cost Ratio (B/C)	-	1.60	1.45	1.04	1.22	1.27	0.93
NPV (B-C)	10 <sup>6</sup> US\$	4,171	2,932	317	1,051	1,147	-376
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	33.1	36.1	49.0	61.0	49.0	66.2

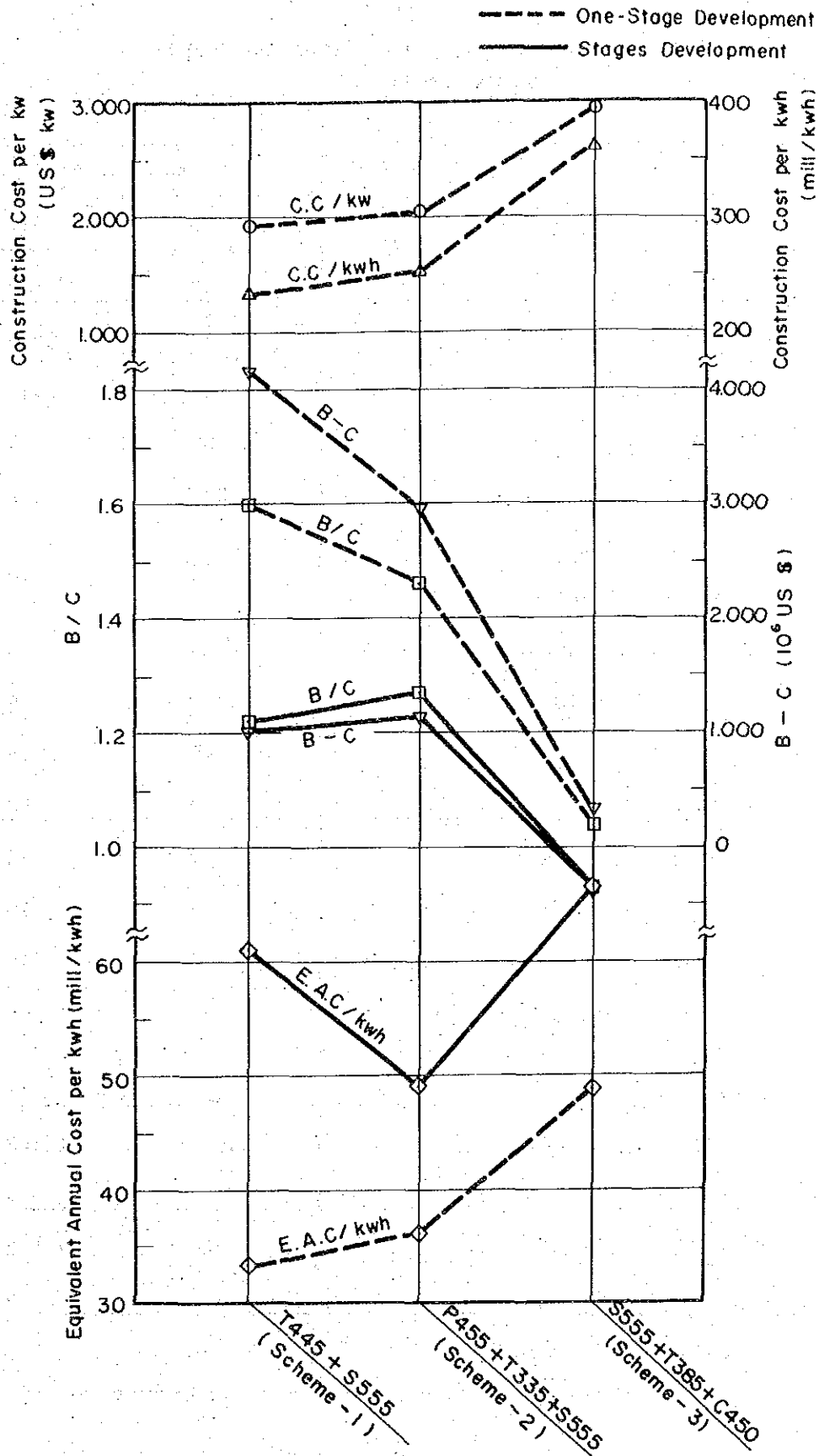


Fig. 6-7 Economic Evaluation on Alternative Schemes

Table 6-13 Construction Cost of Supplementary Projects  
on Tambo Pto. Prado

Item	Tambo Pto. Prado	
	T335	T385
1. Preparation Works	53	100
2. Power Generating Facilities	847	1,179
2-1 Civil Works	584	937
(1) Care of River	300	400
(2) Dam	214	377
(3) Water Way	70	160
(4) Power Station		
2-2 Hydraulic Equipment	30	70
2-3 Electrical Equipment	193	116
2-4 Others	40	56
3. General Cost	42	88
3-1 Land and Compensation	7	12
3-2 Administration Cost	8	10
3-3 Engineering and Supervision Cost	8	10
3-4 Cost of Electric Power for Construction	19	56
4. Contingency	115	181
Sub Total (1 - 4)	1,057	1,548
5. Interest during Construction	431	594
Total (1 - 5)	1,488	2,142
6. Transmission Line	12	208
Grand Total	1,500	2,350

Table 6-14(1) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes  
Case T445 + S555 (Scheme-1)

Item	Year	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)	404 (T-2u)
Total Installed Capacity	MW	404	404	404	808	1,212	1,616	2,020	2,424	2,828	3,232	3,636
Total Effective Capacity	"	401	401	401	802	1,203	1,604	1,999	2,350	2,750	3,150	3,550
Supply of the System	"	3,883	4,254	4,254	4,655	5,056	5,447	5,842	6,193	6,548	6,903	7,258
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	422 (11.0)	179 (4.4)	336 (7.8)	450 (9.8)	549 (11.2)	240 (4.6)	313 (5.7)	319 (5.4)	309 (5.0)	632 (9.5)
Annual Energy Production	GWh	3,542	3,542	3,542	7,083	10,624	14,166	17,501	20,836	24,171	27,506	30,841
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,531	3,531	3,531	7,062	10,592	14,124	17,448	20,772	24,107	27,442	30,776
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Secondary Energy	"	2,342	1,001	1,001	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	471	2,425	4,356	2,653	4,174	4,251	5,346	9,491
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,284	3,284	3,284	6,130	7,595	9,084	10,666	12,345	14,128	16,019	18,025
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,858	2,858	2,858	265	367	125	141	141	306	2,524	155
Total Construction Cost	"	2,858	2,858	2,858	3,123	3,490	3,615	3,756	3,756	4,062	6,586	6,741
Annual Cost per kWh	mill/kWh	109.1	109.1	109.1	63.9	57.6	49.9	42.5	38.1	36.0	51.5	46.9



Table 6-14(2) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes  
Case P455 + T335 + S355 (Scheme--2)

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	5,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	394	394 (P-2u)	394	394 (P-2u)	394 (P-2u)	197 (P-1u)	620 (T-10u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)
Total Installed Capacity	MW	394	394	788	788	1,182	1,379	1,999	2,357	2,715	3,073	3,431
Total Effective Capacity	"	391	391	782	782	1,164	1,328	1,844	2,199	2,579	2,835	3,191
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171	5,687	6,042	6,422	6,678	7,034
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)	480 (9.2)	513 (9.3)	548 (9.3)	439 (7.0)	513 (7.0)
Annual Energy Production	GWh	3,454	3,454	3,454	6,908	10,121	10,960	15,830	18,969	22,328	24,820	27,312
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,444	3,444	3,444	6,887	10,091	10,927	15,783	18,912	22,261	24,746	27,200
Firm Energy	"	1,189	2,530	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Secondary Energy	"	2,255	914	914	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644
Overflow	"	0	0	0	296	1,924	1,159	4,312	5,638	7,070	7,521	7,521
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	3,203	3,203	3,203	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	16,019	17,910
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	1,659	1,659	1,659	76	288	39	1,500	2,545	79	76	76
Total Construction Cost	"	1,659	1,659	1,735	1,735	2,023	2,062	3,562	6,107	6,186	6,262	6,338
Annual Cost per kWh	mill/kWh	64.9	64.9	64.9	35.5	33.4	28.5	41.9	62.0	54.9	49.0	49.0

Table 6-14(3) Installation Program and Generating Cost Flow of Alternative Schemes  
Case S555 + T385 + C450 (Scheme-3)

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)	358	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	242 (T-2u)	484 (T-4u)	242 (T-2u)	405 (C-3u)		
Total Installed Capacity	MW	358	716	716	1,074	1,074	1,316	1,800	2,042	2,447		
Total Effective Capacity	"	355	710	710	1,013	1,013	1,253	1,733	1,968	2,307		
Supply of the System	"	3,883	4,208	4,563	4,563	4,866	5,096	5,576	5,811	6,150		
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	376 (9.8)	488 (12.0)	244 (5.6)	260 (5.6)	198 (4.0)	369 (7.1)	282 (5.1)	276 (4.7)		
Annual Energy Production	GWh	3,139	6,275	6,275	6,275	8,455	10,576	14,819	16,801	19,904		
Annual Available Energy (at Sending End)	"	3,130	6,256	6,256	6,256	8,430	10,544	14,775	16,751	19,844		
Firm Energy	"	1,189	2,530	3,947	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547		
Secondary Energy	"	1,941	2,644	2,309	2,309	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644		
Overflow	"	0	1,082	0	0	263	776	3,304	3,477	4,653		
Annual Salable Energy (at Demand End)	"	2,911	4,312	5,818	5,818	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128		
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,524	79	76	76	215	215	75	215	215		
Total Construction Cost	"	2,524	2,603	2,679	2,679	2,679	4,788	5,003	5,078	7,232		
Annual Cost per KWh	mill/kWh	108.7	67.8	56.1	44.2	44.2	66.1	58.8	51.6	64.2		

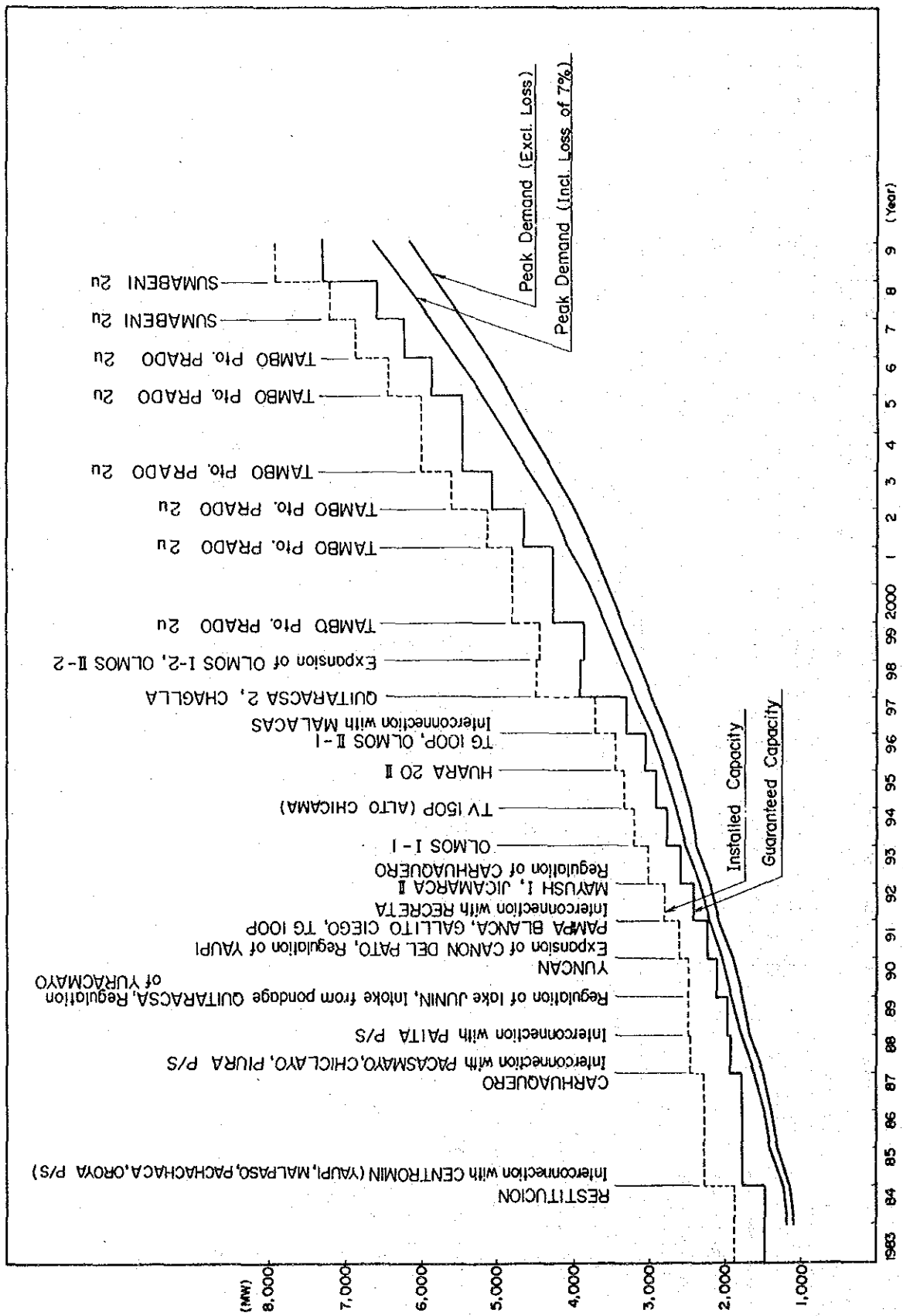


Fig. 6-8(1) Supply and Demand Balance (Scheme-1: T445 + S555)

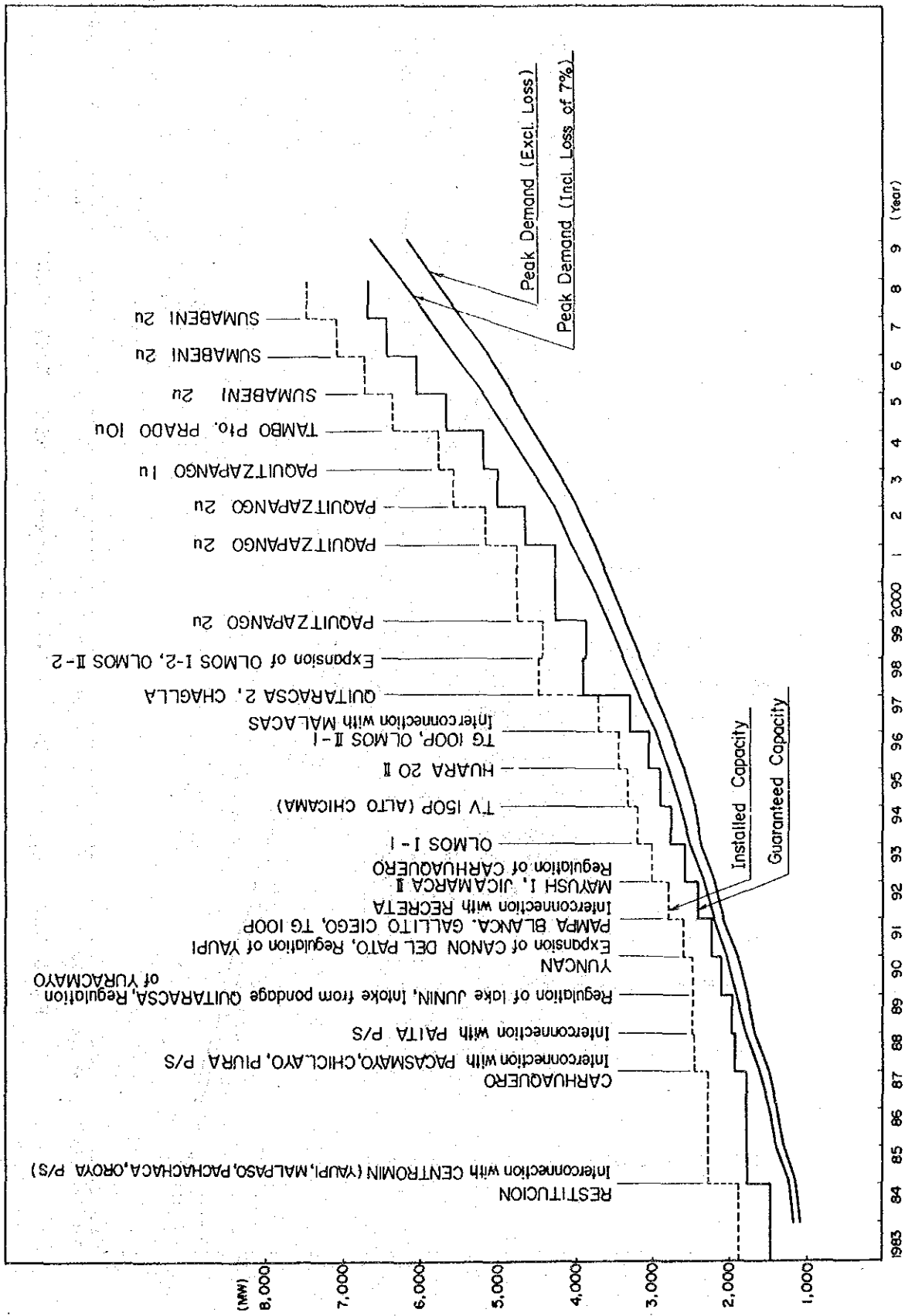


Fig. 6-8(2) Supply and Demand Balance (Scheme-2: P455 + T335 + S555)

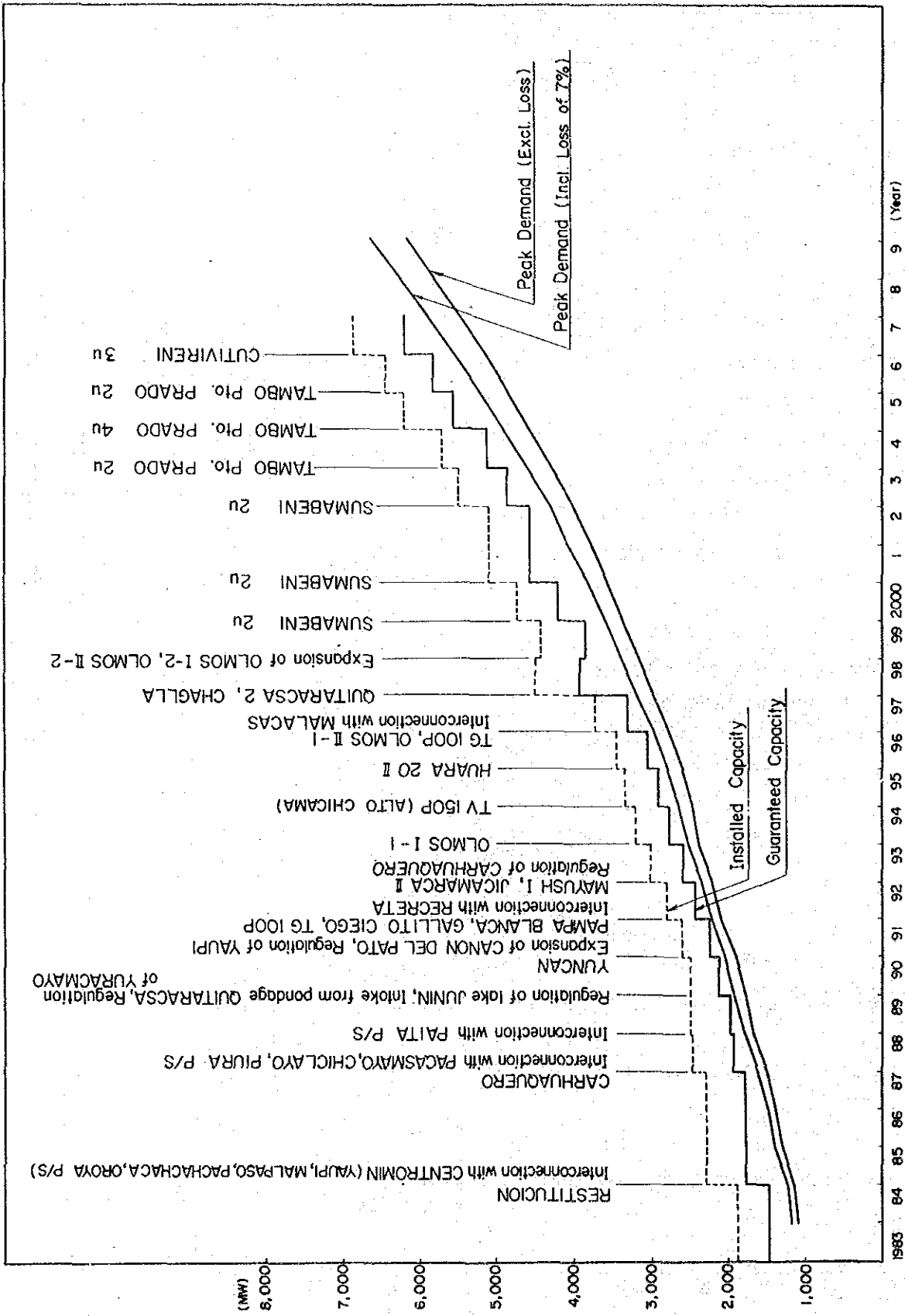


Fig. 6-8(3) Supply and Demand Balance (Scheme-3: S555 + T385 + C450)

Table 6-15 General Feature of the Optimum Scheme

Item	Unit	Ene Paquitzapango	Tambo Pto. Prado	Ene Sumabeni
<b>STREAM FLOW</b>				
Catchment Area	Km <sup>2</sup>	104,500	126,100	98,290
Average Annual Runoff	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	52,500	75,730	49,380
<b>RESERVOIR</b>				
Normal High Water level	m	455	335	555
Total Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	17,000	600	12,000
Sedimentation Level	m	406	-	500
Low Water Level	m	423	-	517
Available Draw Down	m	32	-	38
Effective Storage Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10,600	-	6,900
<b>DAM</b>				
Type	-	Gravity	Gravity	Rockfill
Height	m	165	110	160
Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	2.2	1.3	31.0
<b>POWER GENERATING</b>				
Normal Intake Level	m	441	335	538
Tail Water Level	m	336	302	441
Normal Effective Head	m	103	30	95
Firm Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,157	1,631	978
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	1,540	2,400	1,302
Installed Capacity	MW	1,379	620	1,074
Number of Units	-	7	10	6

Table 6-16 Economic Evaluation on the Optimum Scheme

Item	Unit	One-Stage Development			Stages Development			Total
		Ene Paqutzapango	Tambo 1) Pto. Prado	Ene Sumabeni	Ene Paqutzapango	Tambo 1) Pto. Prado	Ene Sumabeni	
Installed Capacity	MW	1,379	620	1,074	1,379	620	1,074	3,073
Annual Energy Production	GWh	10,960	4,902	8,455	10,960	4,902	8,455	24,820
Annual Available Energy	"	10,927	4,887	8,430	10,927	4,887	8,430	24,746
Dependable Capacity	MW	1,339	520	1,021	1,339	520	1,021	2,858
Effective Capacity	"	1,328	516	1,013	1,328	516	1,013	2,835
Present Value (PV) of KW Benefit (B1)	10 <sup>6</sup> US\$	2,117	823	1,615	1,719	823	1,415	2,907
Annual Firm Energy	GWh	9,270	3,785	7,306	7,124	1,189	5,523	14,581
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	1,848	754	1,456	1,126	237	924	1,835
Annual Secondary Energy	GWh	1,657	1,102	1,124	2,644	2,644	2,644	2,644
PV of KWh Benefit (B2)	10 <sup>6</sup> US\$	497	330	337	730	793	761	730
PV of Total Benefit (B) (B) = (B1) + (B2) + (B3)	"	4,462	1,907	3,408	3,575	1,853	3,100	5,472
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	2,052	1,500	2,673	2,062	1,500	2,679	6,262
PV of Annual Cost (C)	"	2,137	1,562	2,783	2,030	1,562	2,758	4,325
Construction Cost per KW	US\$/KW	1,488	2,419	2,689	1,495	2,419	2,494	2,038
Construction Cost per KWh	mill/KWh	187	306	316	188	306	317	252
Benefit-Cost Ratio (B/C)	"	2.09	1.22	1.22	1.76	1.19	1.12	1.27
NPV (B-C)	10 <sup>6</sup> US\$	2,325	345	625	1,545	291	342	1,147
Equivalent Annual Cost per KWh	mill/KWh	25.3	41.4	42.7	36.9	52.8	54.4	49.0

1) After completion of Ene Paqutzapango HWL 455 m (P455)

Table 6-17 Construction Cost of the Optimum Scheme

Item	(Unit: 10 <sup>6</sup> US\$)			
	Ene Paquitzapango	Tambo Pto. Prado	Ene Sumabeni	Total
1. Preparation Works	122	53	123	298
2. Power Generating Facilities	821	847	1,266	2,934
2-1 Civil Works	582	584	1,030	2,196
(1) Care of River	276	300	430	1,006
(2) Dam	212	214	390	816
(3) Water Way	94	70	210	374
(4) Power Station				
2-2 Hydraulic Equipment	51	30	60	141
2-2 Electrical Equipment	149	193	116	458
2.4 Others	39	40	60	139
3. General Cost	82	42	110	234
3-1 Land and Compensation	23	7	7	37
3-2 Administration Cost	14	8	11	33
3-3 Engineering and Super- vision Cost	14	8	12	34
3-4 Cost of Electric Power Construction	31	19	80	130
4. Contingency	130	115	201	446
Sub total (1 - 4)	1,155	1,057	1,700	3,912
5. Interest during Construction	471	431	776	1,678
Total (1 - 5)	1,626	1,488	2,476	5,590
6. Transmission Line	436	12	224	672
Grand Total	2,062	1,500	2,700	6,262



Table 6-18 Installation Program and Generating Cost Flow of the Optimum Scheme

Item	Unit	Year										
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Peak Power Demand	MW	3,618	3,832	4,075	4,319	4,606	4,898	5,207	5,529	5,874	6,239	6,626
Energy Consumption	GWh	20,895	22,084	23,425	24,842	26,418	28,019	29,722	31,525	33,442	35,476	37,633
Incremental Energy Consumption from 1999	"	0	1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	16,738
Installed Capacity (No. of Unit)	MW (-)		394 (P-2u)		394 (P-2u)	394 (P-2u)	197 (P-1u)	620 (T-10u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)	358 (S-2u)
Total Installed Capacity	MW		394		788	1,182	1,379	1,999	2,357	2,715	3,073	
Total Effective Capacity	"		391		782	1,164	1,328	1,844	2,199	2,579	2,835	
Supply of the System	"	3,883	4,244	4,244	4,635	5,017	5,171	5,687	6,042	6,422	6,678	
Reserve of the System	MW (%)	265 (7.3)	412 (10.8)	169 (4.1)	316 (7.3)	411 (8.9)	273 (5.6)	480 (9.2)	513 (9.3)	548 (9.3)	439 (7.0)	
Annual Energy Production	GWh		3,454	3,454	6,908	10,121	10,960	15,830	18,969	22,328	24,820	
Annual Available Energy (at Sending End)	"		3,444	3,444	6,887	10,091	10,927	15,783	18,912	22,261	24,746	
Firm Energy	"		1,189	2,530	3,947	5,523	7,124	8,827	10,630	12,547	14,581	
Secondary Energy	"		2,255	914	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	2,644	
Overflow	"		0	0	296	1,924	1,159	4,312	5,638	7,070	7,521	
Annual Salable Energy (at Demand End)	"		3,203	3,203	6,130	7,595	9,084	10,668	12,345	14,128	16,019	
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$		1,659		76	288	39	1,500	2,545	79	76	
Total Construction Cost	"		1,659		1,735	2,023	2,062	3,562	6,107	6,186	6,262	
Annual Cost per kWh	mill/kWh		64.9	64.9	35.5	33.4	28.5	41.9	62.0	54.9	49.0	

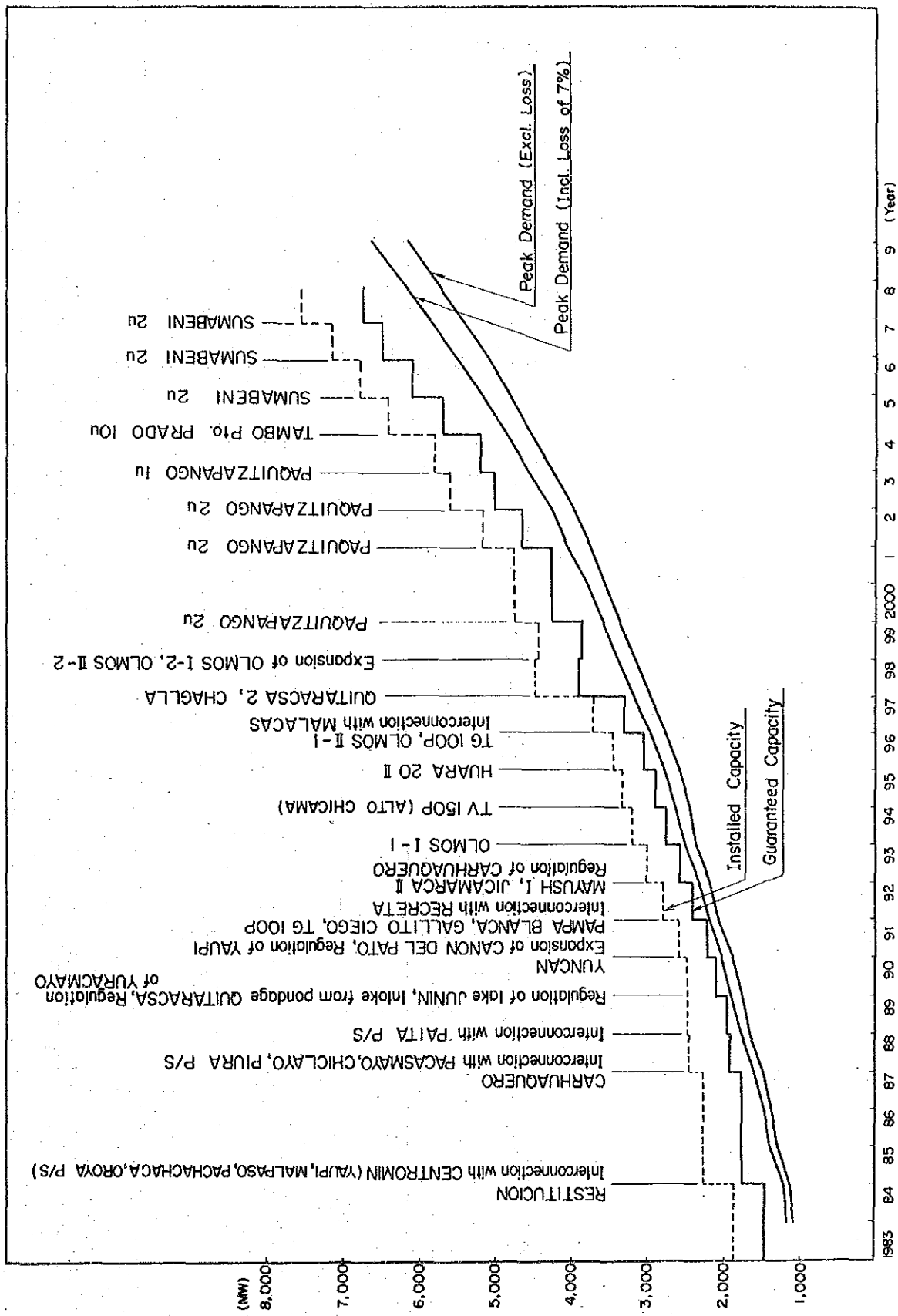
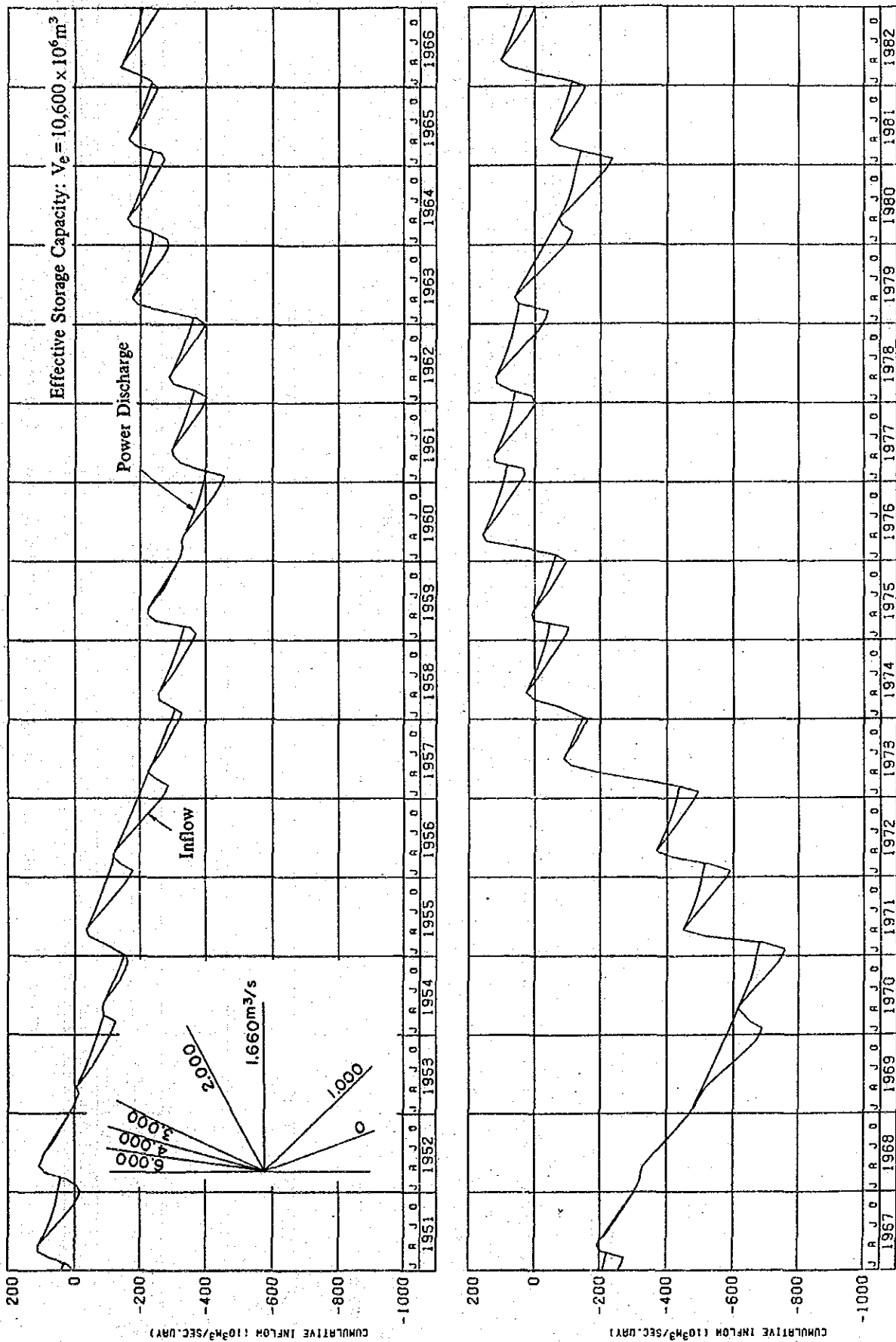


Fig. 6-9 Supply and Demand Balance of the Optimum Scheme

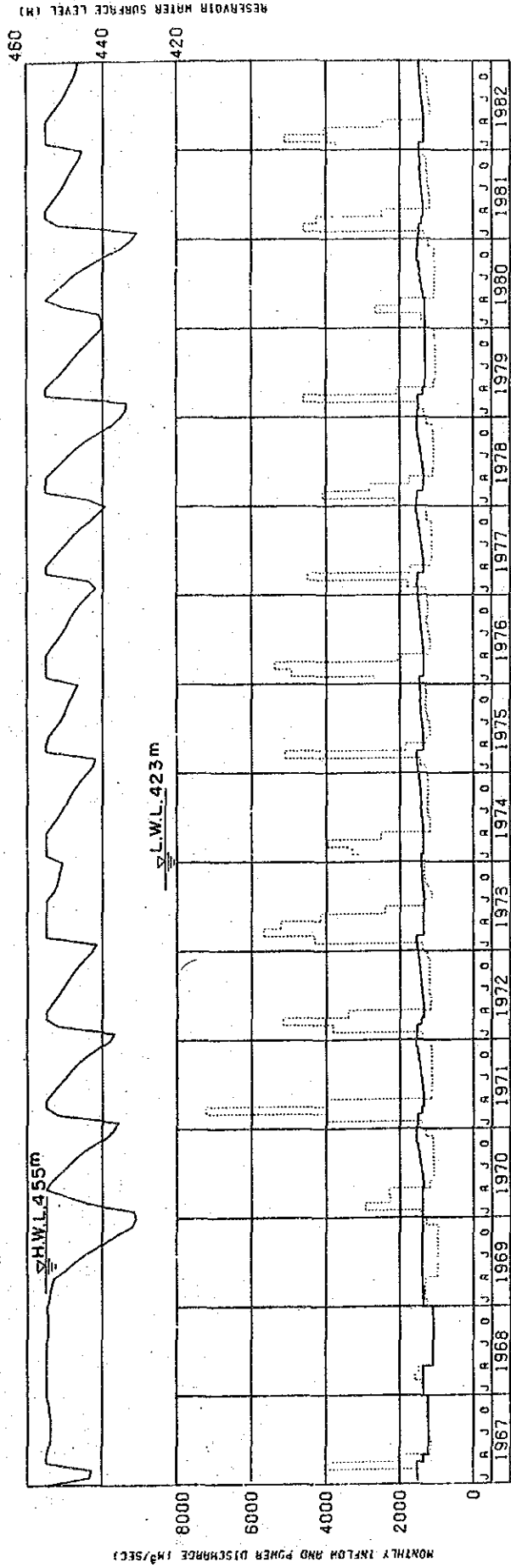
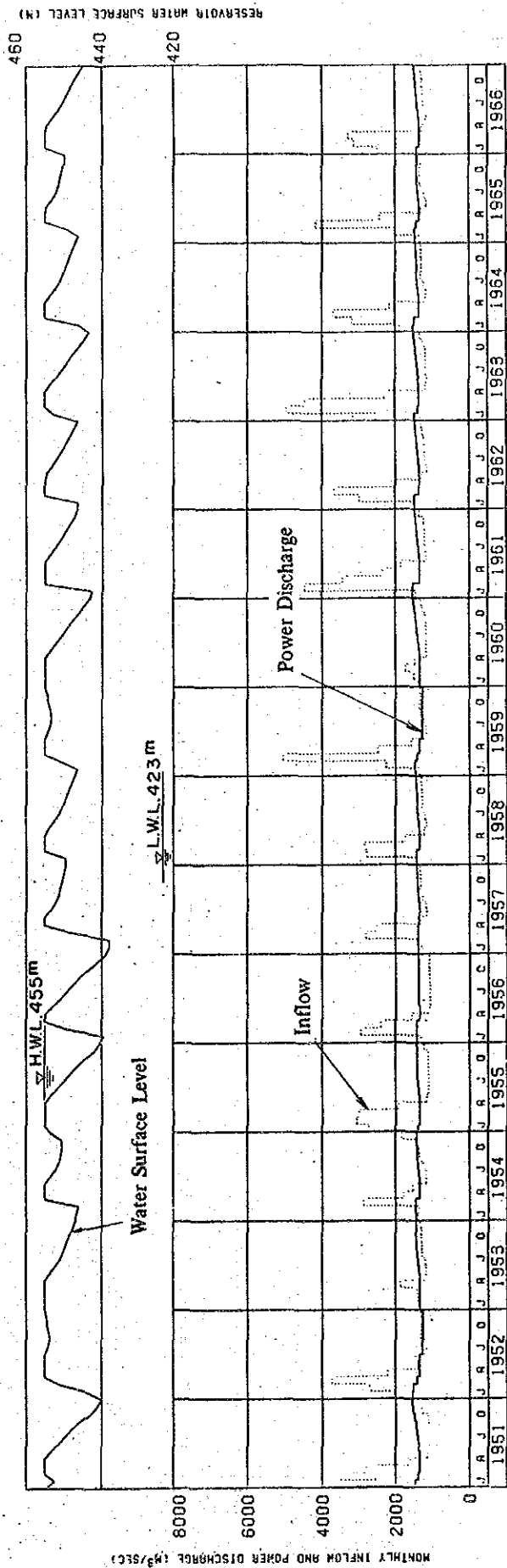




Note: Shown in the case after completion of the upstream power plant (Ene Sumabeni).

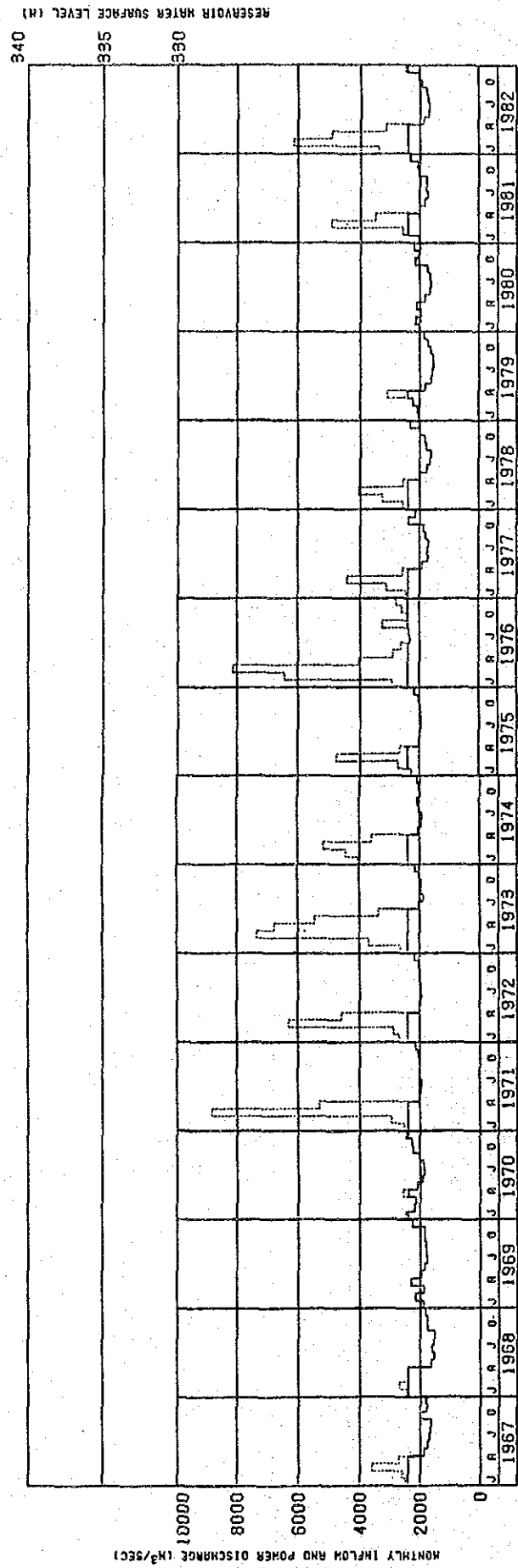
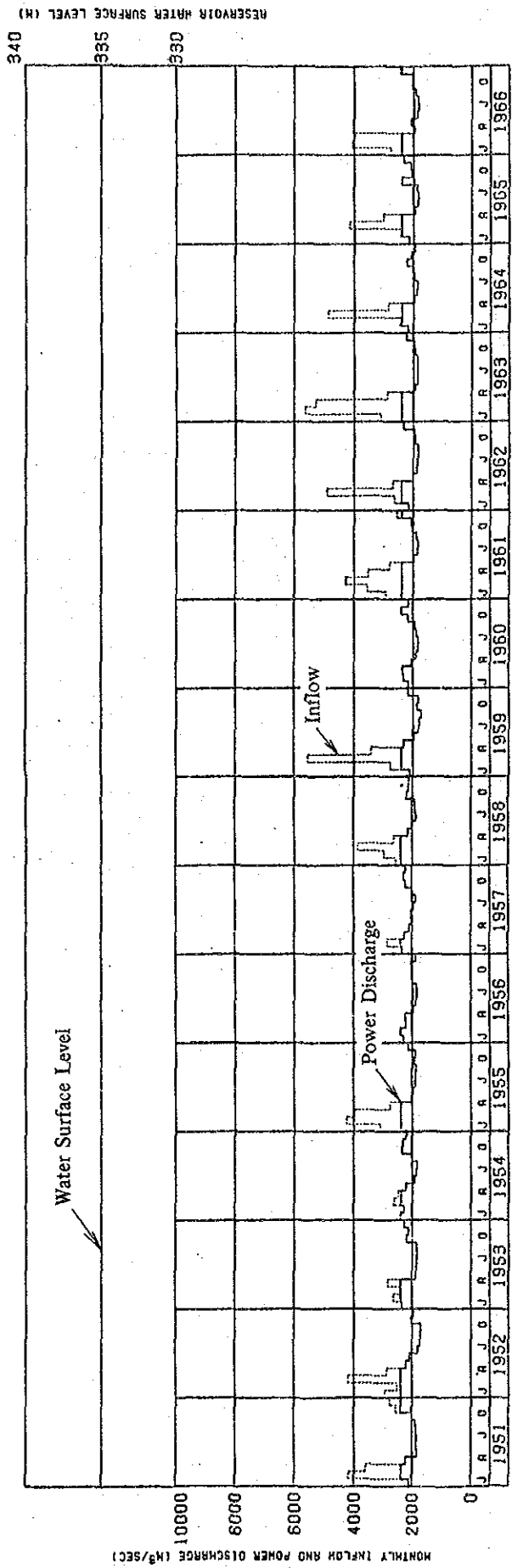
Fig. 6-10(2) Mass Curve of Inflow & Power Discharge of the Optimum Scheme (Ene Paquizzapango)





Note: Shown in the case after completion of the upstream power plant (Ene Sumabenti).

Fig. 6-11(2) Reservoir Operation of the Optimum Scheme (Ene Paquitzapango)



Note: Shown in the case after completion of the upstream power plants (Ene Paquitzapango & Ene Sumabeni).

Fig. 6-11(3) Reservoir Operation of the Optimum Scheme (Tambo Pto. Prado)

## 6.3 予備設計

### 6.3.1 予備設計

#### (1) Ene Paquitzapango (HWL 455 m)

##### (a) ダム

ダム地点の地形および地質的特徴からダム形式は、Concrete Gravityダムとして、洪水吐、発電水路をダムに組み込む layout が最も適当であると判断される。河床堆積物の厚さはほぼ約 20 m と推定され、満水位標高 445 m の場合で、ダム高は 165 m、ダム本体コンクリート量は約  $2.2 \times 10^6 \text{ m}^3$  となる。ダム軸は、ダム直下に設ける発電所の配置を考慮して最狭部よりやや下流側にとった。コンクリートの施工継目は、水車中心間隔および洪水吐を考慮し 25 m を標準とした。基礎処理は、ギャラリーより通常のセメントグラウトにより実施される。

##### (b) 河流処理

ダム本体および上下流 2 次締切をコンクリートとして計画することを考慮して、建設中の河流処理の設計洪水量はほぼ 10 年確率洪水量に相当する  $12,400 \text{ m}^3/\text{sec}$  が採用された。仮排水路トンネルは、このピーク流量を流下させるのに十分な通水断面を確保すべく内径で幅 14 m、高さ 17 m の馬蹄型の 4 本とし、左右岸にそれぞれ 2 本ずつ配置する。トンネル呑口敷の標高は左右岸 15 m の高低差を設け、呑口締切および閉塞コンクリートの施工に便宜を図るとともに、乾期にはアクセス道路として利用する計画とする。

上流 2 次締切頂標高は、基礎地盤上で 72 m の高さとなり、2 年にわたり施工される。下流 2 次締切の高さは 52 m である。

##### (c) 洪水吐

設計洪水量はほぼ 10,000 年確率流量に相当する  $28,400 \text{ m}^3/\text{sec}$  とし、既往の洪水記録をもとにピーク流量  $28,400 \text{ m}^3/\text{sec}$  をもつ洪水波形を想定し、サーチャージ容量によるピークカットを考慮することとする。洪水吐ゲートは幅 20 m、高さ 20 m 5 門とし、サーチャージ水位の上昇はあまり過大にならない範囲に留める。サーチャージ水位の上昇は約 2 m、この時の洪水吐の最大放流量は約  $21,000 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。流木に対処するため、洪水吐ゲートは 2 段式ローラーゲートを採用し、上段ゲートの操作により流木を越流させる型式とする。

また、発電所の機器の配置が河幅いっぱいを占拠するため、洪水吐は発電所屋上を流下するシュート式とする。また、発電水路の両側に放流路を設け、将来、土砂吐としての機能をもたせる。

##### (d) 発電水路



取水口はダム前面に張り出した構造として、低水位状態の運転でも空気の混入などがなく、堆砂上も心配のない深さに敷高を設定する。

導水路は内径7.6mの鉄管とし、それぞれ水車に直結する。

(e) 発電所

発電所はダム背面直下、ダムの安定に支障のない位置に設置される。発電所には Standard output 204MWのフランス水車7台が設置される。また、発電機は222MVA 7台がそれぞれ設置される設計となっている。なお、水車発電機のunit容量は輸送限界(約70 ton)を考慮して決定された。

屋外開閉所は、発電所付近に適当な平地を得ることができないことから、洪水吐シュート水平部上にコンクリートスラブにより設置する。

(2) Tambo Puerto Prado (HWL 335 m)

(a) ダム

ダム地点は、Ene川とPerene川の合流点直下流に位置し、谷幅はやや狭まっていたものの約350mとEne Paquitzapango地点に比し広く、河床における砂礫堆積物の厚さは河心でほぼ60mと推定される。従って、ダム高は約110mとなり、このうち約60mは河床下である。

この案では、20,000~30,000m<sup>3</sup>/secの大容量の洪水吐を左右岸の山に設けることは地形上困難であり、ダムと洪水吐を併設するConcrete Gravityダムが最も適切なダム形式であると判断される。しかし、ダムが低く貯水池容量が小さいため、流入する土砂に対する容量がほとんどないので、この土砂の処理が設計上の問題点となる。本Master PlanのStudyにおいては、沈砂池と排砂管案で計画したが、この問題の解決は今後の検討課題となる。

Concrete Gravityダムとしての規模は、ダム高さ110m、堤頂長570m、堤体積1.3×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>である。

(b) 河流処理

設計洪水量はほぼ10年確率洪水量に相当する16,100 m<sup>3</sup>/secを採用する。上下流の2次締切ダムは、フィルタイプダムを選択し、基礎処理方法は、基礎部の厚い堆積層に対してはグラウト若しくは連続地中壁などによる基礎処理を実施して止水する。仮排水路トンネルは、幅14m、高さ17mの馬蹄形断面とし、右岸に5本配置する。上流2次締切標高が327mと本体構造物とあまり変わらず、計画にしめる処理費の比率が高くなっている。

(c) 洪水吐

設計洪水量は、Ene Paquitzapangoにおけるピークカットを考慮して29,800m<sup>3</sup>/secとした。

排砂効果を考えると、crest 高は低い方が有利なこと、また、河川幅よりあまり門数を増やせないことから他の計画より高さの高いゲート（ローラーゲート、幅 18 m、高さ 25 m、2 段式、5 門）として計画する。

(d) 水路・発電所

ダム本体に取水口を設け、ダム右岸直下流に発電所を設ける。水路はダム本体内に設けられる。

発電所には、output 64,500 kW のカブラン水車、また、70,000 kVA の発電機、それぞれ 10 unit を設置する。なお、水車発電機の unit 容量は輸送限界（約 70 ton）を考慮して決定された。

また、主要変圧器は 140,000 kVA、5 unit である。

(3) Ene Sumabeni (HWL 555 m)

(a) ダム

当地点は、Ene Cutivireni 地点～San Francisco 間で唯一谷幅が狭まっている場所である。しかし、Tambo Puerto Prado、Ene Paquitzapango 地点ほどは地形がよくなく、頂長も満水位標高を 555 m とすると 1,100 m と長くなる。ダム頂長、ダム高比は  $1,100 \text{ m} / 160 \text{ m} = 6.88$  と大きい。今回はボーリング、弾性波式地質調査などは行われていないため、現地踏査と航空写真測量による地形図（1/25,000）および写真による地質判読などにより計画をたてた。本地点の河床堆積物の厚さは、約 40 m 程度と考えられる。

ダム形式は地形、地質的条件から Rockfill ダムを採用する。しかし、Tambo Puerto Prado に比して、基礎部、左右両岸ともに地質が悪い可能性があるため、今後の調査によっては工事費が増えよう。

満水位標高 555 m の場合のダム高は 160 m、堤体積は  $30.5 \times 10^6 \text{ m}^3$  である。

(b) 河流処理

Tambo Puerto Prado と同形式とする。ただし、仮排水トンネルは 5 本となる。

(c) 洪水吐

洪水吐は、右岸部の台地部に設ける設計とする。

設計洪水量は 10,000 年確率流量に相当する  $25,900 \text{ m}^3/\text{sec}$  とする。洪水吐ゲートは、幅 20 m、高さ 20 m、2 段式ローラーゲートを 5 門設置する。

(d) 発電水路

右岸台地部に洪水吐と併行して開水路部を設け、取水口、明り水圧鉄管により発電所へ導水する。

(e) 発電所

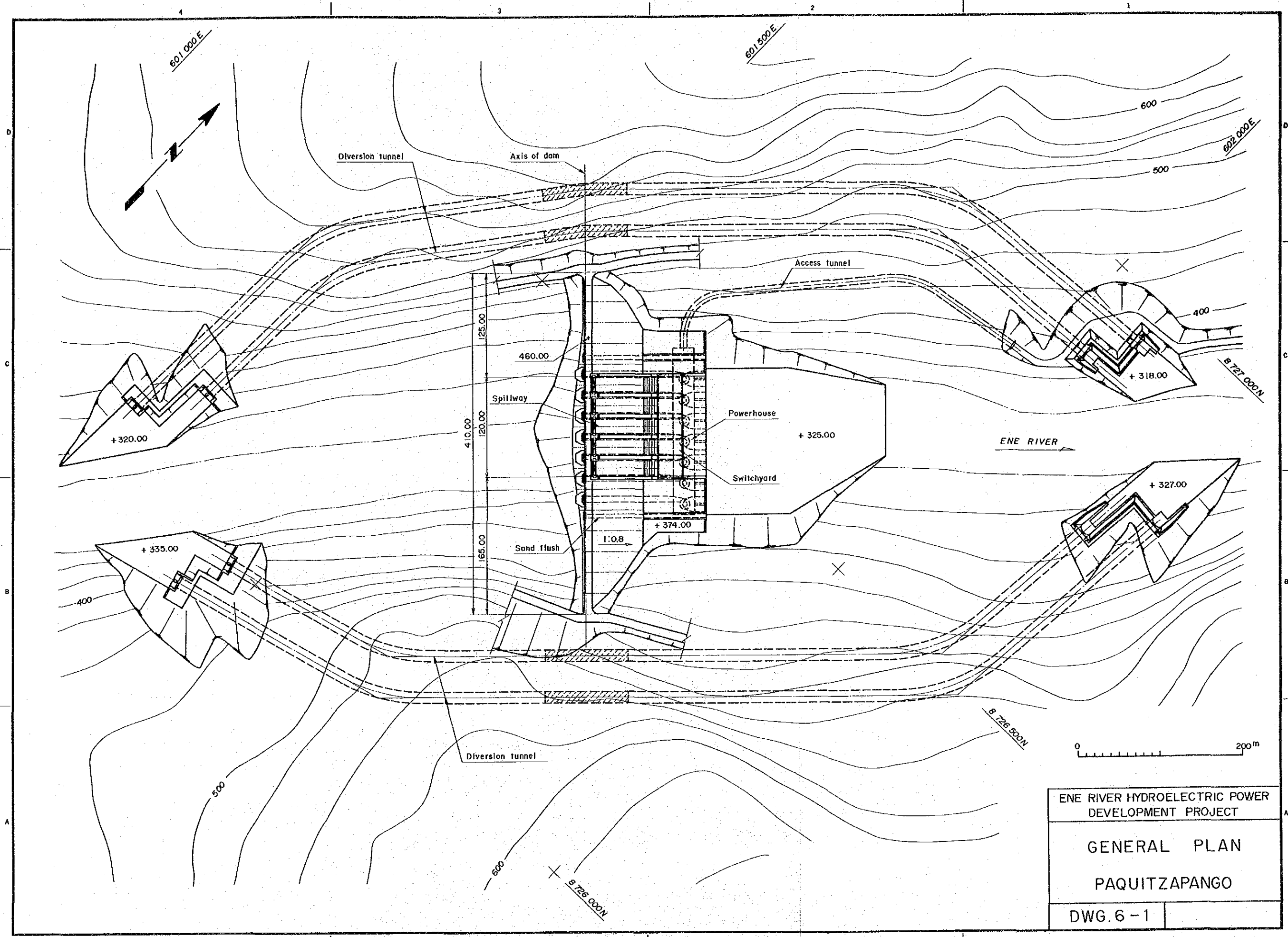
発電所は、ダム右岸直下に建設される。発電所には、定格出力 185 MW のフランス

水車，6 unit が設置される。また，発電機は 200 MVA，6 unit がそれぞれ設置される。

なお，水車・発電機 unit 容量は，輸送限界（約 70 ton）を考慮して決定された。

開閉所は，ダムの直下流に造成した広場に配置される。

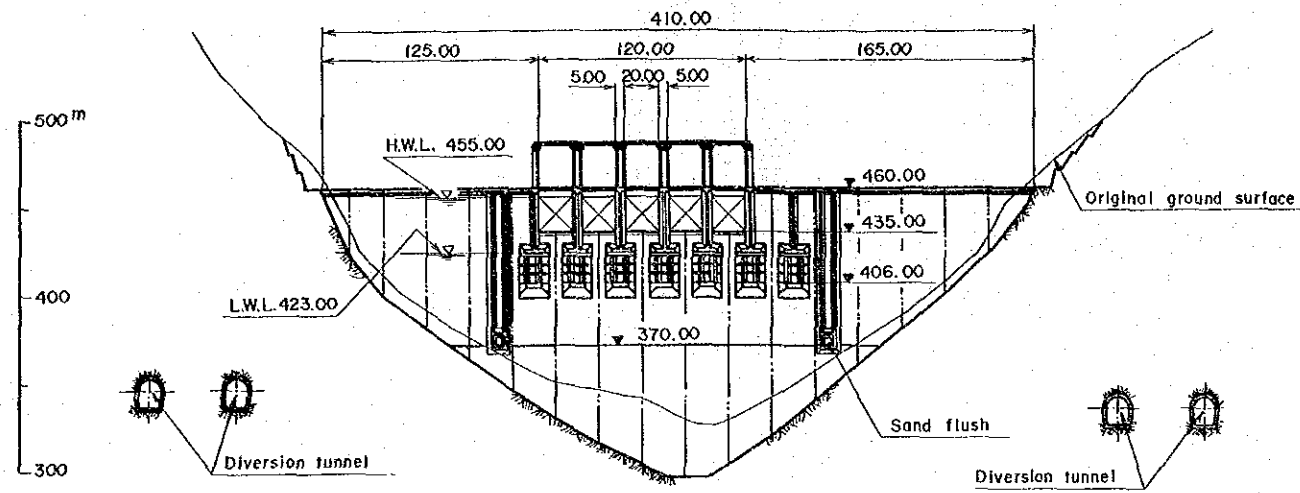




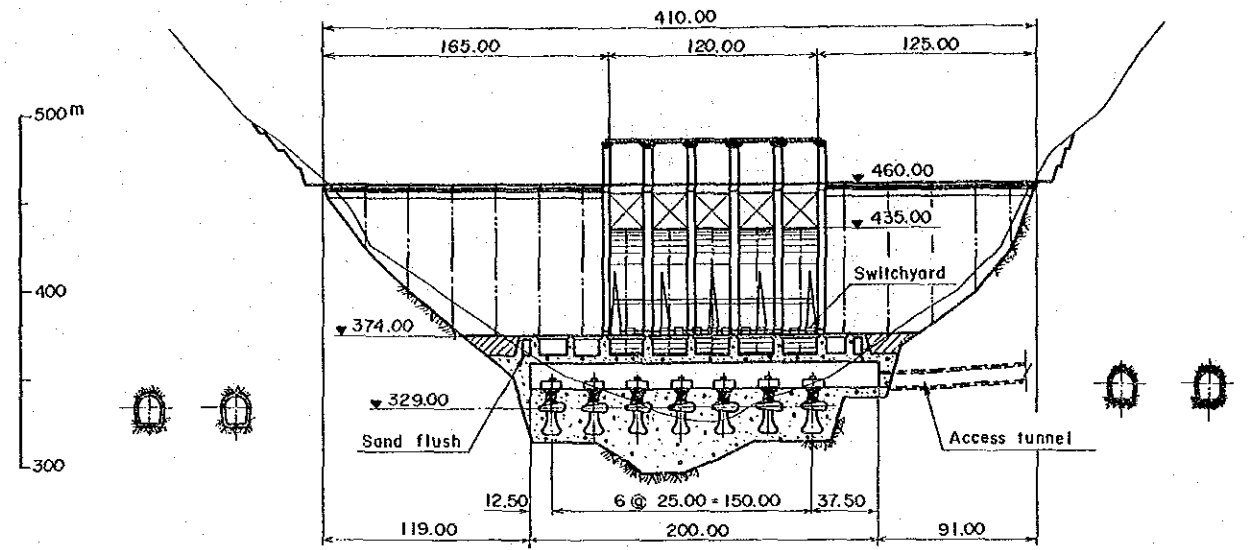
ENE RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
GENERAL PLAN	
PAQUITZAPANGO	
DWG. 6 - 1	



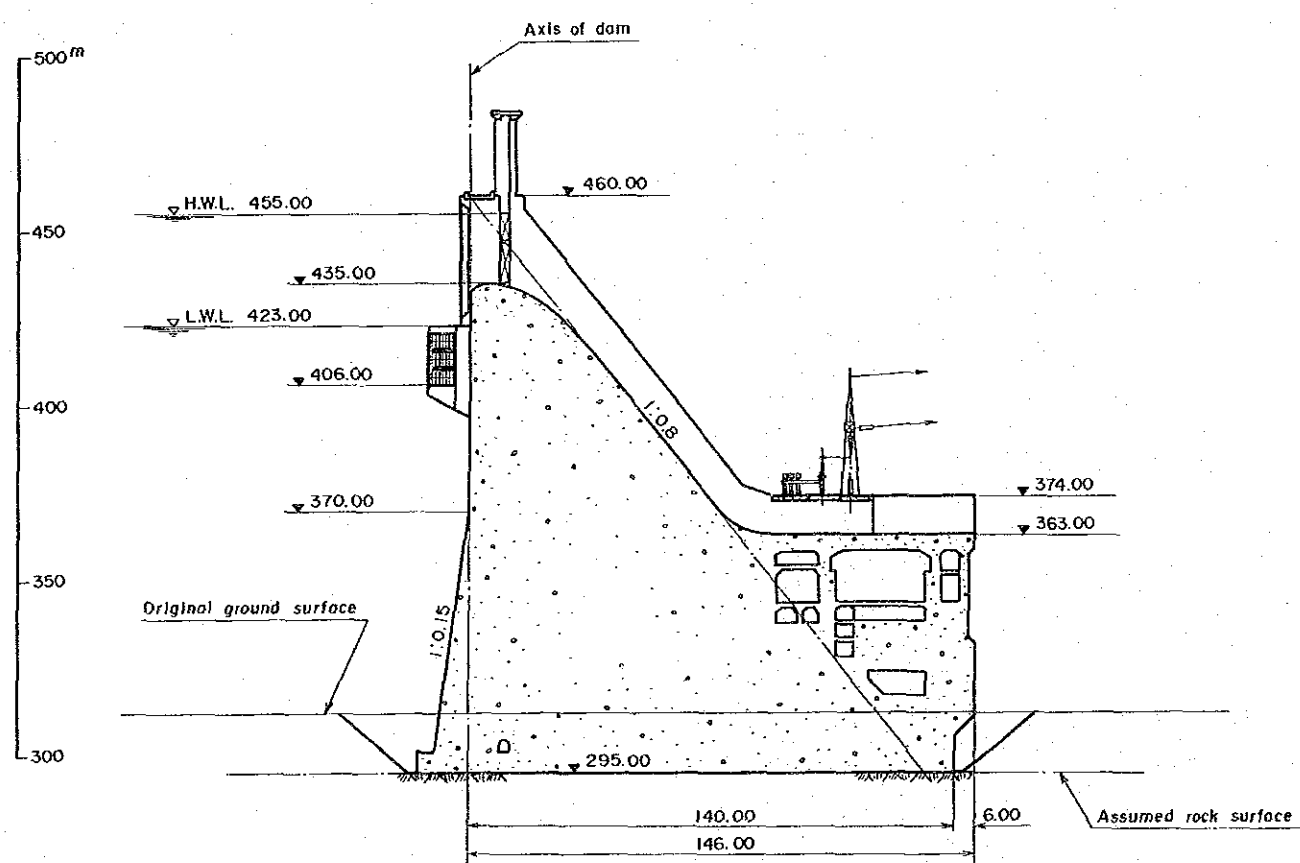
UPSTREAM ELEVATION



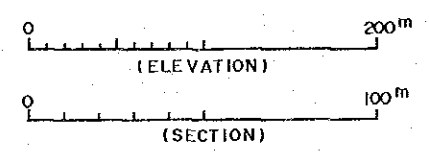
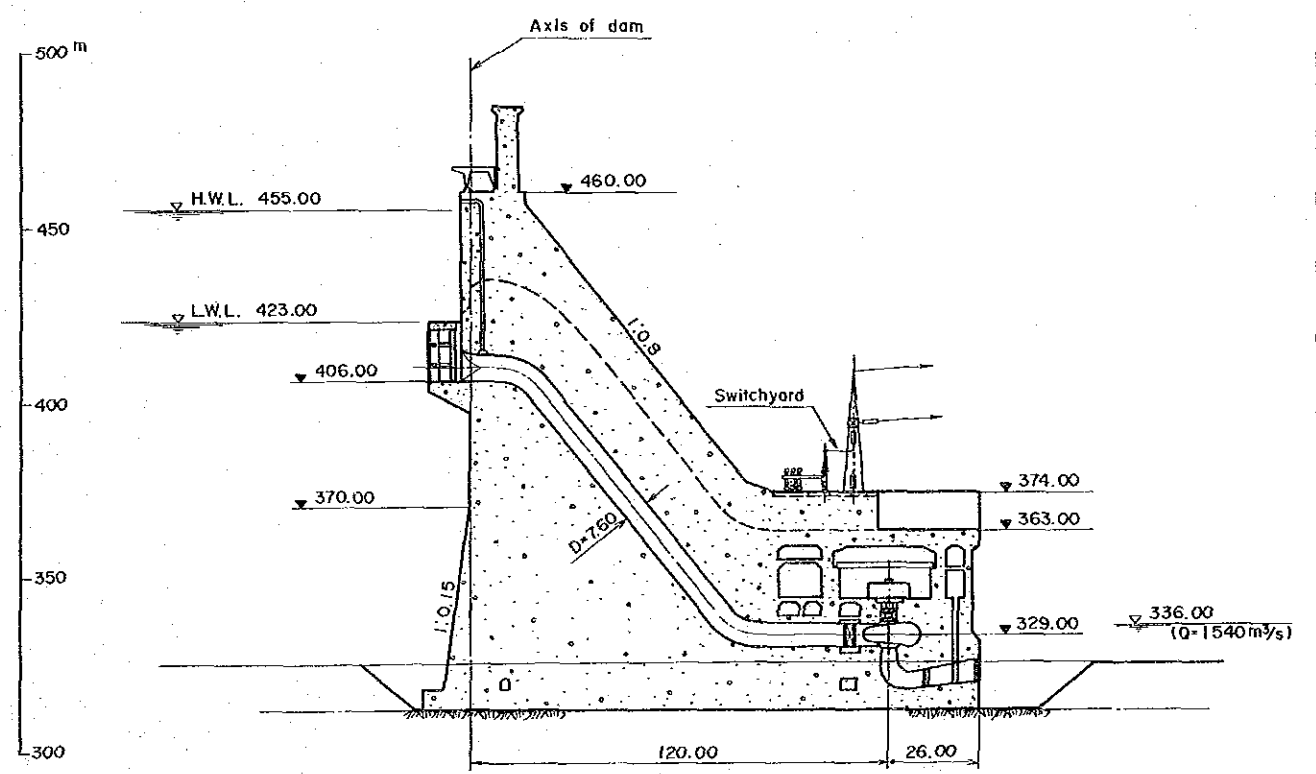
DOWNSTREAM ELEVATION



OVERFLOW SECTION



SECTION OF POWERHOUSE



ENE RIVER HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

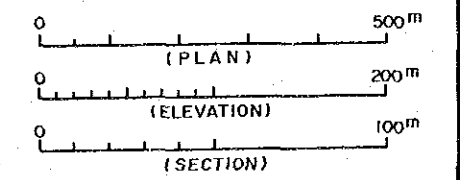
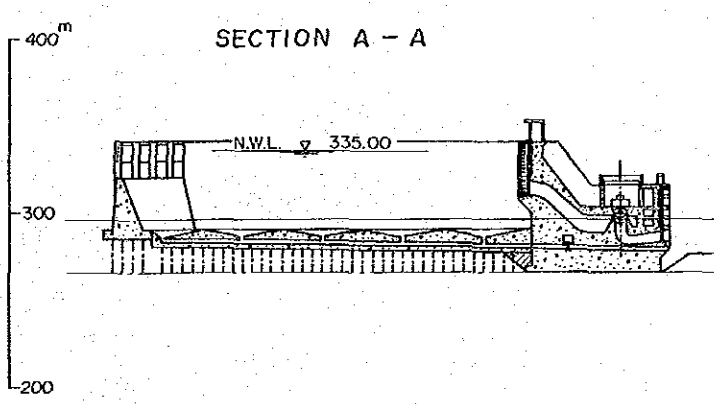
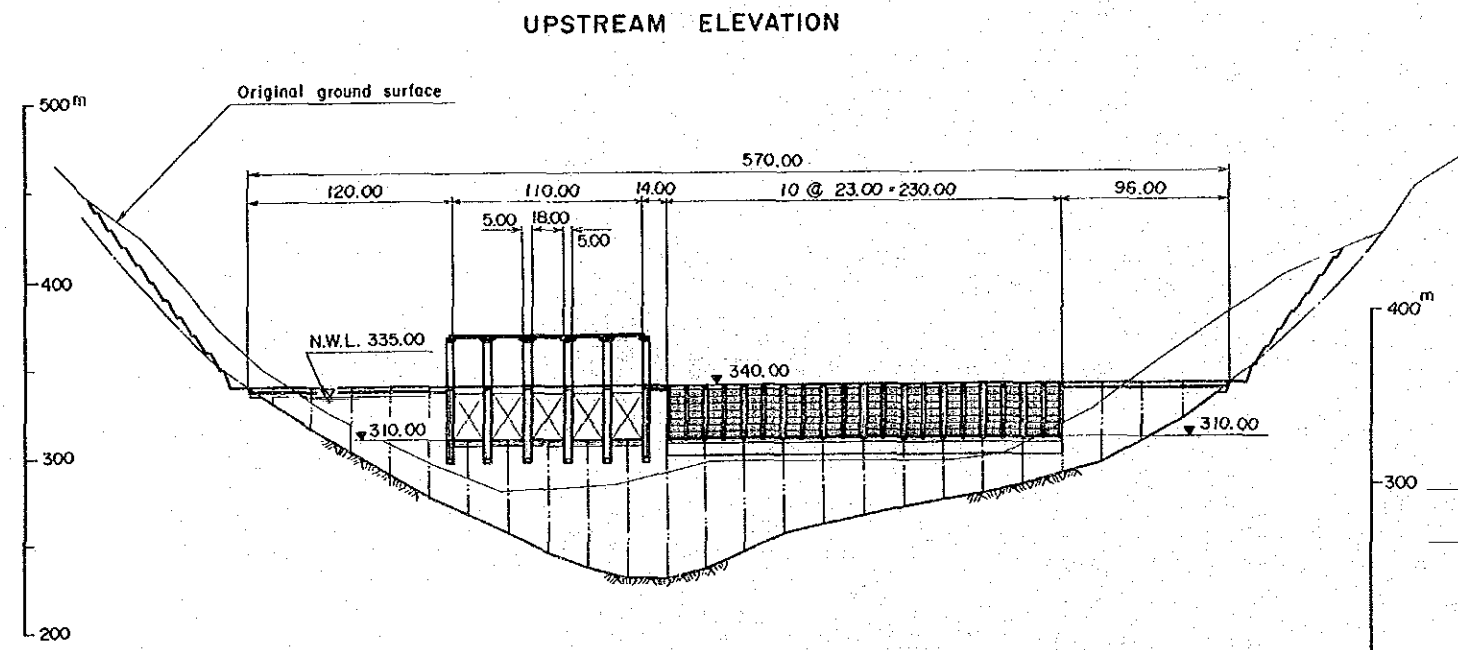
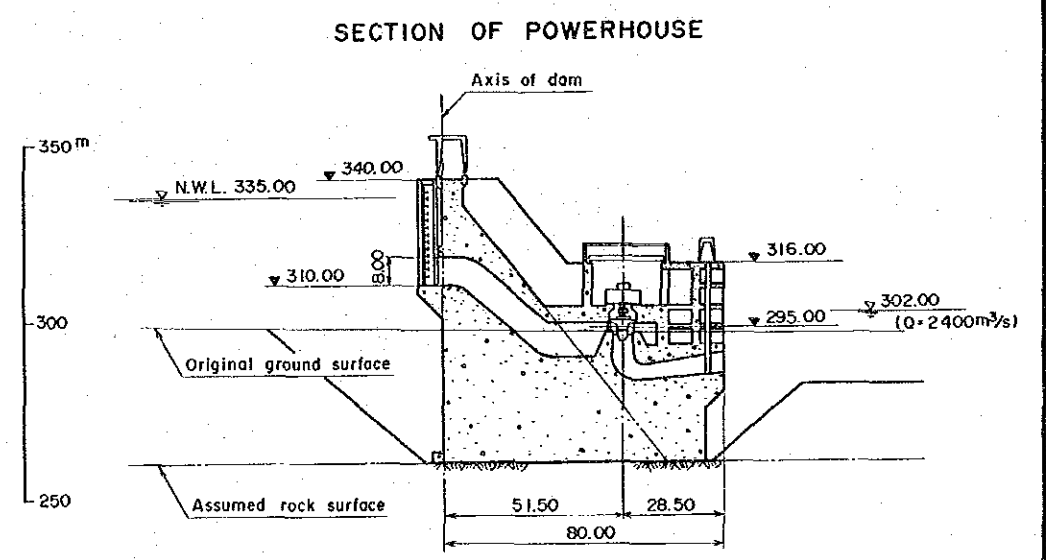
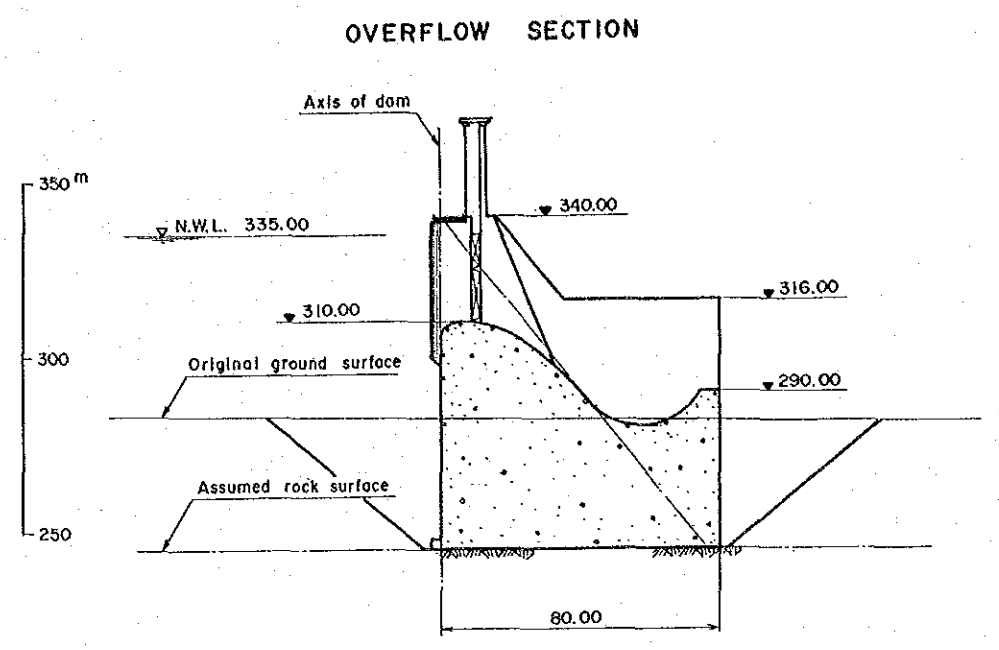
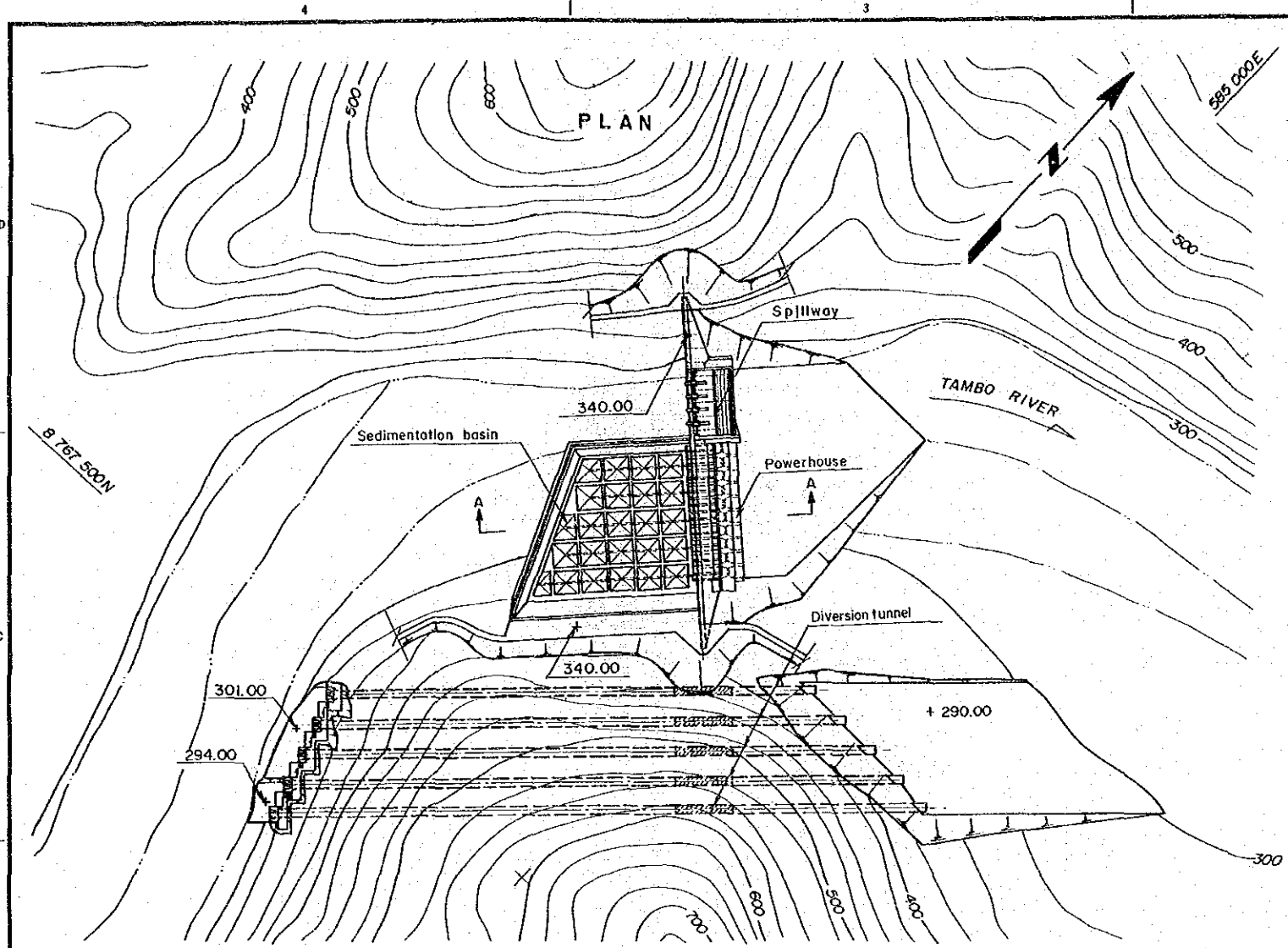
ELEVATIONS & SECTIONS

PAQUITZAPANGO

DWG. 6-2







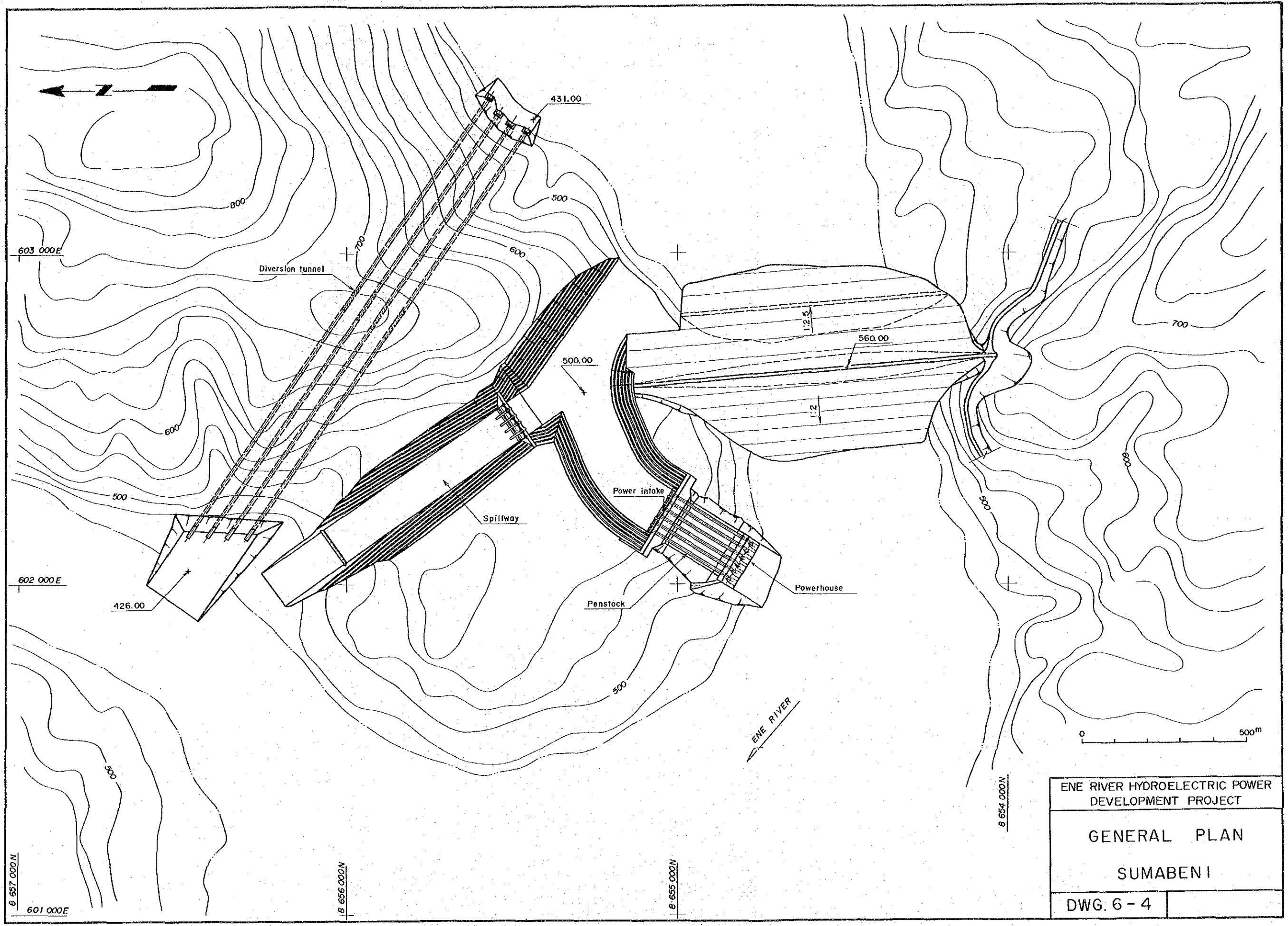
ENE RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT

GENERAL LAYOUT

PTO. PRADO N.W.L. 335

DWG. 6-3





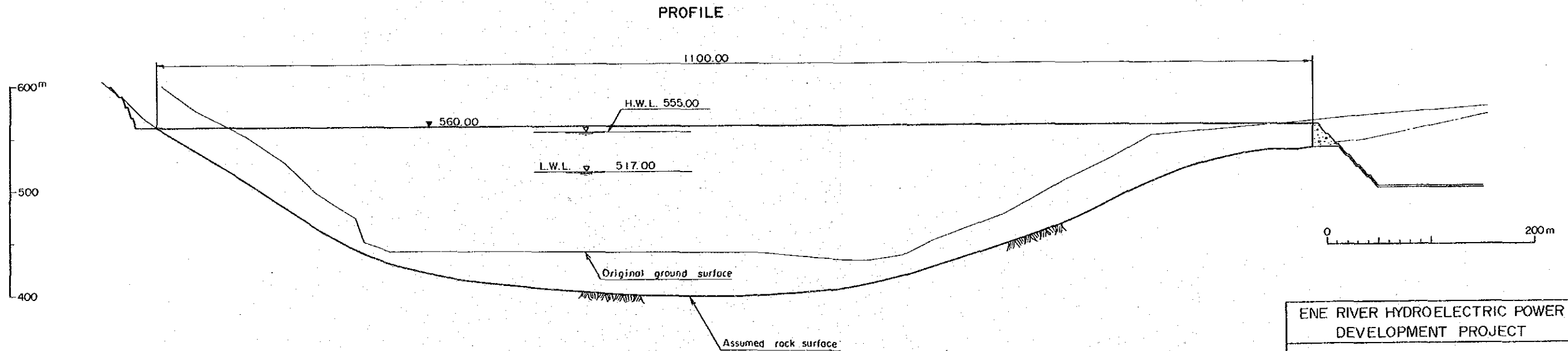
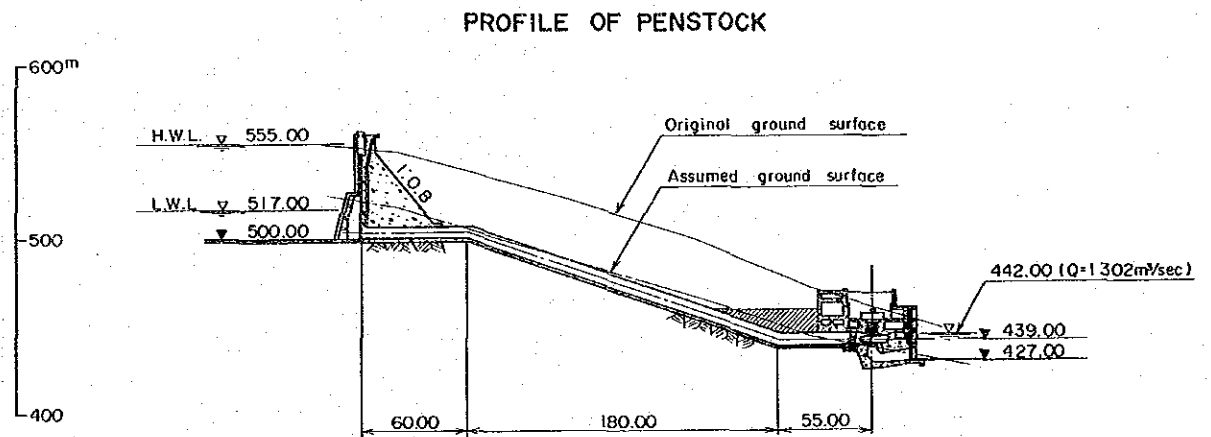
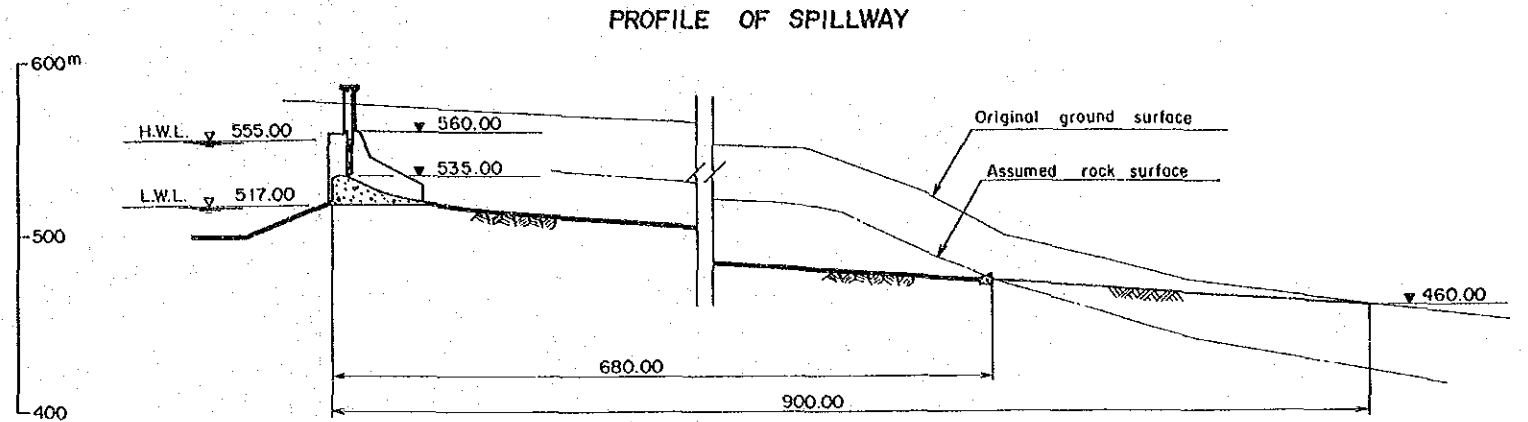
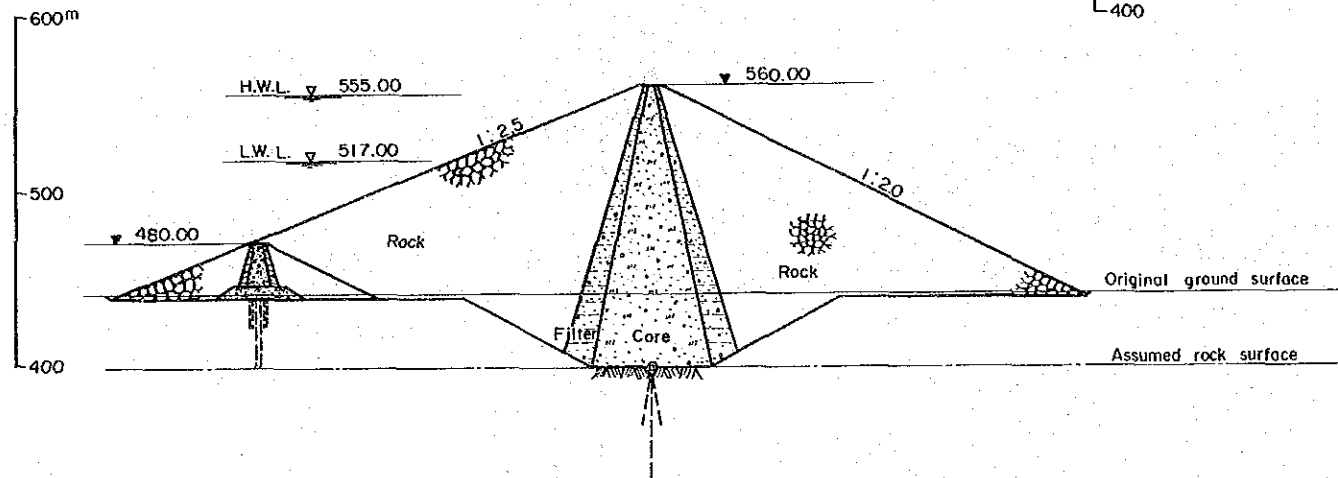
ENE RIVER HYDROELECTRIC POWER  
DEVELOPMENT PROJECT

GENERAL PLAN

SUMABEN I

DWG. 6 - 4





ENE RIVER HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT	
PROFILES & SECTION	
SUMABENI	
DWG. 6-5	



### 6.3.2 工事費

Ene川水力発電開発計画の Master Plan Study 段階における概算工事費は、以下に掲げる基本的条件に基づいて積算された。

- (a) 工事数量は、6.3.1「予備設計」に添付されている概略設計図に基づいて算出した。  
(b) 工事単価はペルーを始め、その他南米諸国および日本などにおける類似プロジェクト単価を参考にし、かつ当該計画の施工性や地域事情を考慮して定めた。

(c) 工事用機械、水力、電気機器

工事用機械および水力、電気機器は輸入を前提としているが、輸入税や販売税は免除されるとして計上していない。

水力、電気機器は全て外国において製作され、供給されるものとし、C I F 価格に陸上輸送費、現地での組み立てや据付費は工事費の中に含まれている。

(d) 内貨・外貨の区分

ペルー国内において、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て計上した。その区分に当たっては、工事単価同様類似プロジェクトを参考にして求めた。

(e) 積算時点は、1984年12月である。

(f) 準備工事費

準備工事費には、工事用道路、工事用送配電線、キャンプ設備および調査工事に要する費用が含まれている。

(g) 補償費

補償費には、以下の費用が含まれている。

- 貯水池による水没する土地の買収に要する費用
- その他必要な土地の買収に要する費用
- 民家その他公共の建物の移転地造成の費用および移転に要する費用
- 飛行場移転整備費用
- 移転者の生活再建に要する費用
- その他本 Project の建設のために必要とされる補償の費用

(h) 管理費

管理費には、主として ELECTROPERU により実施される工事管理に要する一切の費用が計上されている。

(i) 技術費

外国 Engineers およびペルー側 Engineers の Joint により実施するものとし、これらの業務に必要とする一切の費用を計上してある。

(j) 予備費

Master Plan Studyの概略工事費であることを考慮して、土木工事、電気機器およびその他の費用に予備費を計上してある。

(k) 建設中利子

本計画の資金の建設期間中の利子としては、外貨については12%/年、また、内貨についても外貨により調達されるとして12%/年を計上した。

(l) 送電線工事費

送電線工事費には、送電、変電および通信に係る費用とそれらの工事中の管理費および利子が含まれている。

以上に基づいて、積算された各計画毎の工事費はTable 6-19に示すとおりである。



Table 6-19 Foreign Currency and Local Currency for the Construction Cost of the Optimum Scheme

Unit: 10<sup>6</sup>US\$

Item	Ene Paquitzapango			Tambo Puerto Prado			Ene Sumabeni			Total		
	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total	Foreign Currency	Local Currency	Total
1 Preparation Works	0	122	122	0	53	53	0	123	123	0	298	298
2 Power Generating Facilities	478	343	821	505	342	847	732	534	1,266	1,715	1,219	2,934
2-1 CIVIL Works	285	297	582	288	296	584	549	481	1,030	1,122	1,074	2,196
(1) Care of River	146	130	276	159	141	300	228	202	430	533	473	1,006
(2) Dam	95	117	212	96	118	214	222	168	390	413	403	816
(3) Waterway												
(4) Power Station	44	50	94	33	37	70	99	111	210	176	198	374
2-2 Hydraulic Equipment	39	12	51	23	7	30	46	14	60	108	33	141
2-3 Electric Equipment	131	18	149	170	23	193	102	14	116	403	55	458
2-4 Others	23	16	39	24	16	40	35	25	60	82	57	139
3 General Cost	12	70	82	7	35	42	10	100	110	29	205	234
3-1 Land and Compensation	0	23	23	0	7	7	0	7	7	0	37	37
3-2 Administration Cost	1	13	14	1	7	8	1	10	11	3	30	33
3-3 Engineering and Supervision Cost	11	3	14	6	2	8	9	3	12	26	8	34
3-4 Cost of Electric Power for Construction	0	31	31	0	19	19	0	80	80	0	130	130
4 Contingency	54	76	130	55	60	115	93	108	201	202	244	446
Sub total (1 - 4)	544	611	1,155	567	490	1,057	835	865	1,700	1,946	1,966	3,912
5 Interest during Construction	222	249	471	231	200	431	381	395	776	834	844	1,678
Total (1 - 5)	766	860	1,626	798	690	1,488	1,216	1,260	2,476	2,780	2,810	5,590
6 Transmission Line	285	151	436	8	4	12	147	77	224	440	232	672
Grand Total	1,051	1,011	2,062	806	694	1,500	1,363	1,337	2,700	3,220	3,042	6,262

### 6.3.3 工事工程

本 Master Plan の Study において、検討された各計画の概略設計および施工計画に基づき、さらに現地の諸条件をも考慮の上、各計画毎の工事工程の概略検討を行った。

この結果を Fig. 6-12 に示す。

なお、準備工事を除く各計画の工事期間は次のとおりである。

#### 主要工事（初号機運開までの工期）

Ene Paquitzapango ( HWL 455 )	8.5 年
Tambo Puerto Prado ( HWL 335 )	8.5 年
Ene Sumabeni ( HWL 555 )	9.5 年







## 6.4 経済解析

### 6.4.1 はじめに

Ene 川水力発電計画の最適開発計画案の選定および優先開発順位の決定は、6.2「開発計画の検討」で述べられているように、代替火力発電設備との比較や当該水力発電計画の発電原価を求め、それらを総合的に評価することによって行われている。

ここで行われる経済解析は、選定された最適開発計画 Scheme-2 および最優先開発計画 Ene Paquitzapango について実施されるもので、これら計画の実施効果を国家全体の経済政策の中で評価するための指標となる。

すなわち、国の経済全体という立場に立って、このプロジェクトを評価するため、経済的內部収益率 (EIRR) により、Master Plan 段階における概略的な経済解析を試みた。

### 6.4.2 経済費用

経済費用は、国の経済全体が競争状態にあるという想定のもとで決まる価格であり、これは、6.3.2「工事費」で見積った市場価格に所定の修正を加えることにより算定される。

すなわち、経済費用は、市場価格を標準にした財務費用から

- (a) 資機材の輸入にかかる関税
- (b) 国内資材価格に含まれる販売税など
- (c) 労務費用と労働の限界生産費 (Shadow wage) との価格差
- (d) 輸送費に含まれる(b)および(c)

を削除することによって得られる。

実際の計算に当っては、上記に加え、ペルー国内で実施された類似計画の経済解析を参考にした。結局、市場価格に対する効率価格比は Table 6-20 に示すとおりである。

Table 6-20 Ratio of Economic Price against Economic Price

Item	Foreign Currency	Local Currency
Civil Works	0.75	0.80
Equipment	1.00	0.25
Transmission Line	1.00	0.25
General Cost	1.00	0.70

上記に基づいて計算された経済費用を Table 6-21 に示す。

#### 6.4.3 便 益

便益としては、Lima 市における当該水力発電所の販売可能電力量と電気料金より求められる電力販売収益を考えた。電気料金については、ELECTROPERU より入手した kWh 当たり 48.5 mill を基準に試算を行った。

#### 6.4.4 キャッシュ・フロー

経済解析を行う耐用年全期間にわたる資金の流れ（キャッシュ・フロー）は、前記に述べた事項および下記に示す条件に基づいて Table 6-22 のように作成した。

- (a) 建設期間中の年別所要資金は、Fig. 6-12 に示す工事工程に基づき算出した。
- (b) 土木構造物の耐用年数は原則として 50 年であるが、発電機器が電力需要の伸びに応じて段階的に投入されるため、便宜上、50 年を若干上廻るケースがある。

水力、電気機器および送電設備の耐用年数は 25 年とし、第 2 期目設備更新費は第 1 期目と同じ費用を計上した。

- (c) 維持、管理に要する費用は、工事費の 0.5 % を計上した。

#### 6.4.5 経済的内部収益率

以上の基本的考え方および前提条件に基づいて計算された経済的内部収益率は、Ene 川全体の最適開発計画 Scheme-2 については 14.4 % となり、最優先開発計画 Ene Paquitzapango については 18.1 % で充分経済性のある計画であると言える。

#### 6.4.6 感度分析

経済的内部収益率の感度分析は、前項で求めた費用および便益を夫々最大 20 % まで変化させて検討する。

最適開発計画 Scheme-2 に対する感度分析の結果は、Fig. 6-13 に示すとおりである。

これによると、便益が一定とした場合、費用が 20 % 上昇すると EIRR はベース・ケースの 14.4 % から 12.5 % に落ち、費用が逆に 20 % 低下すると、EIRR は 14.4 % から 16.8 % になる。

費用が 20 % 増加した場合という厳しい条件であっても、EIRR は 12 % を越えていることを考えれば、国民経済的立場から見てもフィージブルな計画であると言える。

最優先開発計画 Ene Paquitzapango に対して行った感度分析の結果は Fig. 6-14 のとおりであり、EIRR は何れのケースでも Scheme-2 を上廻っており、Ene Paquitzapango 計画は最優先開発計画としての特性を有していると言える。

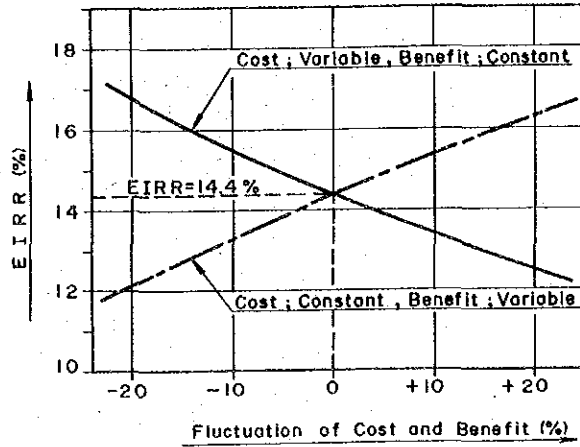


Fig. 6-13 Sensitivity Analysis for Scheme-2

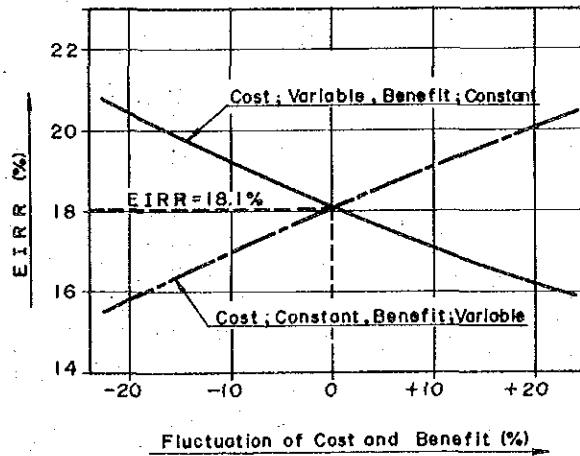


Fig. 6-14 Sensitivity Analysis for Ene Paquitzapango



Table 6-21 Economic Cost of the Optimum Scheme

Unit: 10<sup>6</sup>US\$

Item	Ene Paqitzapango		Tambo Puerto Prado		Ene Sumabeni		Total	
	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency	Foreign Currency	Local Currency
1 Preparation Works	0	85	0	37	0	86	0	208
2 Power Generating Facilities	402	258	429	256	588	412	1,419	2,345
2-1 Civil Works	213	238	216	236	412	385	841	1,700
(1) Care of River	109	104	119	113	171	162	399	778
(2) Dam	71	94	72	94	167	134	310	632
(3) Waterway								
(4) Power Station	33	40	25	29	74	89	132	290
2-2 Hydraulic Equipment	39	3	23	2	46	4	108	9
2-3 Electric Equipment	131	5	170	6	102	4	403	15
2-4 Others	19	12	20	12	28	19	67	43
3 General Cost	12	48	7	25	10	70	29	143
3-1 Land and Compensation	0	16	0	5	0	5	0	26
3-2 Administration Cost	1	9	1	5	1	7	3	21
3-3 Engineering and Supervision Cost	11	2	6	1	9	2	26	5
3-4 Cost of Electric Power for Construction	0	21	0	14	0	56	0	91
4 Contingency	43	57	44	44	72	83	159	184
5 Transmission Line	248	33	10	0	130	16	388	49
Grand Total	705	481	490	362	800	667	1,995	3,505

Table 6-22 Economic Cost Flow for the Optimum Scheme (Scheme-2) and Ene Paquizapango Project

Unit: 10<sup>6</sup>US\$

Year	Investment Cost			Operation and Maintenance Cost			Total	Energy at Demand End		Benefit		Income	
	P-455	T-335	S-555	Sub-Total	P-455	T-335		S-555	Sub-Total	Scheme-2	P-455		Scheme-2
1992	163	0	0	163	0	0	0	0	163	0	0	0	0
93	116	0	0	116	0	0	0	0	116	0	0	0	0
94	42	0	0	42	0	0	0	0	42	0	0	0	0
95	80	0	0	80	0	0	0	0	80	0	0	0	0
96	58	0	0	58	0	0	0	0	58	0	0	0	0
97	75	81	165	321	0	0	0	0	321	0	0	0	0
98	122	84	128	334	0	0	0	0	334	0	0	0	0
99	141	82	132	355	0	0	0	0	355	0	0	0	0
2000	129	30	50	209	1.7	0	0	1.7	210.7	3,203	3,203	155.3	155.3
01	70	80	128	278	1.7	0	0	1.7	279.7	3,203	3,203	155.3	155.3
02	89	82	114	285	3.4	0	0	3.4	288.4	6,130	6,130	297.3	297.3
03	89	173	131	393	5.1	0	0	5.1	398.1	7,595	7,595	368.4	368.4
04	12	80	169	261	5.9	0	0	5.9	266.9	9,084	9,084	440.6	440.6
05	0	160	189	349	5.9	4.3	0	10.2	359.2	10,668	10,668	517.4	517.4
06	0	0	193	193	5.9	4.3	2.4	12.6	205.6	12,345	12,345	598.7	598.7
07	0	0	44	44	5.9	4.3	3.7	13.9	57.9	14,128	14,128	685.2	685.2
08	0	0	24	24	5.9	4.3	7.3	17.5	41.5	16,019	16,019	776.9	776.9
09	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
10	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
2020	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
21	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
22	9.8	0	0	9.8	5.9	4.3	7.3	17.5	27.3	16,019	16,019	776.9	776.9
23	55.2	0	0	55.2	5.9	4.3	7.3	17.5	72.7	16,019	16,019	776.9	776.9
24	71.9	0	0	71.9	5.9	4.3	7.3	17.5	89.4	16,019	16,019	776.9	776.9
25	85.4	0	0	85.4	5.9	4.3	7.3	17.5	102.9	16,019	16,019	776.9	776.9
26	65.7	0	0	65.7	5.9	4.3	7.3	17.5	83.2	16,019	16,019	776.9	776.9
27	79.4	17.8	0	97.2	5.9	4.3	7.3	17.5	114.7	16,019	16,019	776.9	776.9
28	81.2	99.5	7.5	188.2	5.9	4.3	7.3	17.5	205.7	16,019	16,019	776.9	776.9
29	7.4	11.5	56.8	75.7	5.9	4.3	7.3	17.5	93.2	16,019	16,019	776.9	776.9
30	0	81.8	76.6	158.4	5.9	4.3	7.3	17.5	175.9	16,019	16,019	776.9	776.9
31	0	0	104.1	104.1	5.9	4.3	7.3	17.5	121.6	16,019	16,019	776.9	776.9
32	0	0	35.3	35.3	5.9	4.3	7.3	17.5	52.8	16,019	16,019	776.9	776.9
33	0	0	15.8	15.8	5.9	4.3	7.3	17.5	33.3	16,019	16,019	776.9	776.9
34	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
35	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
2048	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
49	0	0	0	0	5.9	4.3	7.3	17.5	17.5	16,019	16,019	776.9	776.9
50	0	0	0	0	4.2	4.3	7.3	15.8	15.8	12,816	5,881	621.6	285.2
51	0	0	0	0	4.2	4.3	7.3	15.8	15.8	12,816	5,881	621.6	285.2
52	0	0	0	0	2.5	4.3	7.3	13.6	13.8	9,889	2,954	479.6	143.5
53	0	0	0	0	0.8	4.3	7.3	12.4	12.4	8,424	1,489	408.6	72.2
54	0	0	0	0	0	4.3	7.3	11.6	11.6	6,935	0	336.3	0
55	0	0	0	0	0	0	7.3	7.3	7.3	5,351	0	259.5	0
56	0	0	0	0	0	0	4.9	4.9	4.9	3,674	0	178.2	0
57	0	0	0	0	0	0	3.6	3.6	3.6	1,891	0	91.7	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0