

第 7 章 開発計画

7-1	前章の要約	95
7-2	各ページの要約	96
7-3	開発規模の検討	96
7-4	各作業量の計算	97
7-5	大規模開発案	98
7-6	総括設計	98
7-7	工事費の計算	100
7-8	工事工期	100

圖 面 目 録

Fig. 7-1	General Plan
Fig. 7-2	Comparison of Dam Sites
Fig. 7-3	Plan of Development
Fig. 7-4	Installed Capacity and Benefit Cost Ratio
Fig. 7-5	Mass Curve
Fig. 7-6	Preliminary Design
Fig. 7-7	Transmission Steel Tower
Fig. 7-8	Construction Schedule

表 目 録

Table 7-1	Comparison of Plan of Development
Table 7-2	Power Generation
Table 7-3	Comparison with Large Scale Development
Table 7-4	Summary of Construction Cost

第 7 章 開発計画

7・1 流域の概要

Yangas 川は Amazon 源流である Marañon 河の一支流であり、その源を標高 4,000 m の Andes 山地に発し、標高約 700 m で Marañon 河に合流するまでの河道長さ約 50 Km、平均河床勾配 $\frac{1}{15}$ の急流河川であり、20 万分の 1 地形図によればその全流域面積は約 1,250 sq. Km である。

流域はその標高区分に従い 3 区間に分類される。即ち、標高 4,000 m ~ 3,400 m の高原地帯（氷河地形とカルスト地形で雨量が比較的多く、また斜面勾配が緩く、植生も良好なため保水性が高い）と、標高 3,400 m ~ 1,500 m の急峻斜面（若干の畑作農地と草地また裸岩の急傾斜地で保水性が低く、河床勾配が急である）および 1,500 m ~ 700 m の緩斜面（一部急傾斜地を含むが、全般に傾斜が緩く、熱帯雨林地帯へ接続している）とである。

Yangas 川流域は Fig 6-1 に示すように、その北西側で Llaucano 川流域に、また南西側で Crisnejas 川流域に隣接しているが、これらの河川はいずれも Marañon 河の支流であって、Yangas 川流域は太平洋と大西洋の分水嶺には直接、接してはいない。なお、集落や耕作地等は標高 3,000 m を中心とする高地にその大部分が集中しており、標高 1,500 m 以下では極く稀に見られるだけである。

7・2 ダムサイトの選定

既往の報告書の中で提唱されていたダムサイト（後述する №3 地点）は、Yangas 川と Grande 川との合流点に位置し、20 万分の 1 の旧図に依れば、30 m の高さのダムを築造することにより約 $50 \times 10^6 \text{ cu. m}$ の貯水容量を得ることが可能とされていた。しかしながら、今回の 2 万分の 1 地形図の作成および現地踏査の結果、この地点が既往の報告書で述べられている程有利なダムサイトであるかどうか疑問視されたので、最適ダムサイト選定の為の調査範囲を次のように拡大することにした。

ダムサイトとしては、流域面積、落差、貯水効率、地質等を考慮すると、Fig 7-2 に示すように、次の 3 地点が考えられる。

- | | |
|----------|---|
| №1 ダムサイト | Jadibamba 川と Sendamal 川の合流点、Platanal 地点 |
| №2 ダムサイト | №1 ダムサイトの下流約 2.5 Km の Trapiche Viejo 地点 |
| №3 ダムサイト | №2 ダムサイトの下流約 4.5 Km の Hda. Yangas 地点 |

（MOTLIMA Report で選定した地点）

上記 3 地点よりも上流では川が大きく 2 分岐するので、流域面積が急減し、一方、下流では、残される落差が減少すると共に川幅が狭く、貯水効率の下る為にいずれもダムサイトとして不

適当である。

一方、上記の3地点の中で、貯水効率を比較すると現実的なダム高さ(120 m程度以下)の範囲内では、Fig 7-2に示すように $\Lambda 1$ ダムサイトは、 $\Lambda 2$ および $\Lambda 3$ ダムサイトに比べて、同一のダム高さで2~3倍の貯水容量を持ち、また、川巾も $\Lambda 1$ は $\Lambda 2$ および $\Lambda 3$ の $\frac{1}{1.5}$ ~ $\frac{1}{3}$ 程度で済むので、結局、貯水効率(有効貯水量とダム体積の比)は、 $\Lambda 1$ が $\Lambda 2$ および $\Lambda 3$ の約10倍となる。既往の報告書で、最適ダムサイトと考えられていた $\Lambda 3$ 地点では、河床とYangas三角地帯の標高差が約40 mもあるためにそれだけダムの有効高が減少し、所要の貯水容量を得るためのダム高および体積が膨大なものとなる。

なお、 $\Lambda 1$ ダムサイトよりも $\Lambda 2$ 、 $\Lambda 3$ ダムサイトの方が下流に移行する分だけ流域面積が増加するのであるが、この増分はわずかであり、逆に落差が減少することを考えれば、上記の貯水効率の圧倒的な差をくつがえすには至らないものと考えられる。

また、貯水池築造によって水没する耕地の面積等、付近の社会に与える影響は極くわずかであり、ダム地点による差もほとんどない。

また、第5章でも述べた通り、 $\Lambda 2$ 、 $\Lambda 3$ ダムサイトでは河床付近に顕著な湧水が見られ、この地点に高ダムを築造して貯水することは、技術的に大きな困難を伴うことが予想される。

以上の検討の結果、地形・地質等の当地点の特性および経済性の見地より、ダムサイトとしては $\Lambda 1$ Platanal地点が最適である。従って、これを詳細な検討の対象として採用することにした。

7・3 開発規模の検討

ダム高さ、発電所位置の決定に当っては、それらに付随する調整容量、使用水量、有効落差等によって決まる年間便益(B)と、構造物の建設、運転保守によって決まる年間経費(C)との比(B/C)が最大になるような組合せの最適案を見出すものとした。即ち、ダム高さ(貯水容量)をA~Dの4通り(25, 60, 80, 100 m)、発電所位置をFig 7-3に示すように、I~Nの4通り(標高1,350, 1,070, 900, 800 m)考え、A-I~D-Nの合計16の組合せについてそれぞれB/Cを計算した。それぞれの組合せの諸元はTable 7-1に示す通りである。この範囲を越える組合せは実際上考えられない。

計算は次の基準に従って行った。

- (1) 地形図……………INIE提供の1/20,000地形図
- (2) 河川流量……………第6章で求めたもの
- (3) 基準出力、電力量……………保証出力および電力量(7.4参照)の9ヶ年平均値
- (4) 基準火力……………第8章で述べるもの

- (5) 負 荷 率……………第4章で述べたように60%
- (6) 建 設 費……………7.7で述べる通り(但し、送電設備は含まない)
- (7) 利 子 率……………10%

計算の結果は Table 7-1 および Fig 7-4 に示すように、一般に規模が大きい程(ダム高を高く、落差を大きくし設備出力を大きくする程)、経済性(B/C)は良くなるが、ある程度以上、規模を大きくしてもかえって経済性が悪くなる。これは、一般に発電規模を大きくすれば、取付道路等の固定費用の負担率が比較的小さくなるが、一方、ダム高をあまり大きくすると貯水効率が悪くなり、また、水路をあまり長くしても下流に行くと河床勾配が緩くなる為、落差がそれほど大きくならないという地形的要因に基づくものである。

従って、Table 7-1 および Fig 7-4 に示すように、ダム高80m、有効落差620m、有効出力50 MWのB-III案が便益-費用比(B/C)が1.09と最も大きいので、これを負荷率60%の場合の最適案として採用する。

7・4 発生電力量の計算

発生電力量は、第6章で述べたダム地点流入量をもとに Fig 7-5 に示すマスカーブを作成し、これを最適運用した場合の使用水量と有効落差から各月の発生電力量を計算し、この9ヶ年平均値をもって発生電力量とする。

貯水池からの蒸発量については計算に入れないものとする。その理由は第6章で述べたように、ダム地点の蒸発による年間損失高450mmが、貯水池の中間水位における表面積1.3 sq.Kmに対して、年間585,000 cu.mとなり、これは、平均年間流入量に対して0.2%とごくわずかな量にすぎないためである。

また、計算に用いる有効落差は、取水位を貯水池の利用水深の中間水位にとり612mとした。この結果、発生電力量は Table 7-2 に示すように、346 GWH(9ヶ年平均)となった。

なお、系統内に火力発電所があることを前提に、豊水期には最大使用水量を限度にした高負荷率(60%以上)で運転することとした。従って、年間平均設備利用率は約80%となっている。

一方、発電所から Michiquillay 鉱山の変電所までの間の送電線による損失電力量は、全長55Kmの送電線の電気抵抗と前記の設備利用率から計算すると、年間25 GWHとなる。また、発電所内での使用電力量および変圧器による損失は、合せて約4 GWHと想定される。従って、全損失電力量は29 GWH(発生電力量の約8%)となり、前記の発生電力量346 GWHからこれを差し引いた残り317 GWHが Michiquillay 変電所における販売可能電力量となる。

7・5 大規模開発案

第4章で述べたように、1980年代に当該地域に供給するために建設される発電所は60%程度の負荷率のものが適当であり、7.3ではこれに合せて、渇水期でも負荷率60%を確保できる発電設備を考えた。しかしながら、1990年代以降は需要の増大とピーク需要の増大とにより、渇水期でも負荷率30%程度の供給力を持った発電所の投入が、系統全体から見て経済的になることが予想される。

そこで、Yangas川において、仮に1990年代に系統に投入するとした場合の負荷率30%程度のピーク発電所をひとつの案として検討することとした。

負荷率30%の場合の最適開発規模は、7.3と同様に、便益-費用比(B/C)が最大になるような案を選び出すことによって得られる。負荷率を60%から30%に変更することによって、各案の最大使用水量が増してKW価値は倍増するが、貯水池容量が一定ならばKWH価値はあまり増加しない。一方、建設コストは水路内径および発電規模を増加する分だけ大きくなる。これらの計算の結果、B/Cが最大になるのは、7.3のB-Ⅲ案を変更したものになった。この諸元は表7-3に示すように、最大使用水量 $19 \text{ cu} \cdot \text{m} / \text{sec}$ 、最大出力100 MWとなった。その便益-費用比(B/C)は1.33となり、負荷率60%、50 MWの案のB/Cが1.09であるのと比較して、若干、経済性が良くなることが分った。

但し、負荷率30%の場合は運転可能時間が短くなるので、このような発電所の投入計画の推進に当たっては、需給関係の動向を充分慎重に見極める必要がある。

7・6 概略設計

発電設備は7.3で述べた最適案に従って、縮尺1/20,000の地形図により、次のように概略の設計を行なった。概略設計図はFig 7-6に示す通りである。

- (1) ダム型式については、ダムサイトの河川横断形状が顕著なV字谷なのでアーチダムも考えられるが、地質状態が必ずしも良好でないこと、運開後の貯水池へ流入する堆砂の処理を考慮してコンクリート重力式ダムを採用するものとした。ダムの高さ82 m、ダム体積240,000 $\text{cu} \cdot \text{m}$ である。地質条件を考慮して、漏水防止のためのグラウティングを入念に実施するものとしたが、詳細な地質調査の結果によっては、更に大規模な基礎処理工事を必要とする可能性がある。

ダムには第6章で述べた設計洪水量 $2,300 \text{ cu} \cdot \text{m} / \text{sec}$ を安全に流下させることの可能なダム越流部と3門のゲートを設置する。

貯水池の底水位1,528 m以下の無効貯水容量は5,000,000 $\text{cu} \cdot \text{m}$ であり、第6章で求め

た推定年間堆砂量の計算からすれば、約8年でこの容量に達してしまふ。従つて、堆砂面が底水位に達した後は、適当な排砂方法および貯水池運用方法を採用することによつて、有効容量を確保しなければならない。

- (2) 導水路は最大使用水量 $9.5 \text{ cu} \cdot \text{m} / \text{sec}$ を通水する上で、最も経済的になる様、また充分な施工性を持つ様にその内径およびルートを決した。その結果、導水路は内径 2.30 m の円形圧力トンネル、総延長 15 Km、途中 3ヶ所の工事用作業坑を持つものとなつた。

尚、導水路への流入土砂の排除については、Feasibility Studyの段階で詳細に研究されなければならない。

調圧水槽は、導水路と水圧管路の接続部に立坑式のもの設けることが地形上可能であり、経済的である。

水圧管路は地上式の水圧鉄管とし、最大内圧 $83 \text{ kg} / \text{sq} \cdot \text{cm}$ に耐えるよう高張力鋼を使用することが望ましい。水圧管路の全長は 1,460 m という長大なものとなるので、発電所付近で2本に分岐した後、それぞれ水車に接続するものとした。

- (3) 発電所については、地形・地質上、地震時の土石流による被害がないような位置に選定できること、また、地下式とすることによる経済性の向上が期待できないことから、地上式とした。

水車発電機は、北部電力系統の規模が比較的小さいことを考慮して、単機容量 2.5 MW のものを2台設置するものとした。水車は有効落差が大きいので2射ペルトンを使用する。

また、発電所の設置される Bombón 付近には開閉所、工事用地等のための充分な面積を確保することが可能である。

- (4) 取付道路については、Cajamarca と Celendín 間の道路から分岐して Huasmin に至る既設道路約 15 Km を改修して使用し、また、Huasmin からダムサイトを経て、発電所に至る約 50 Km の道路は巾員 5 m のものを新設するものとした。

- (5) Yangas 発電所を北部電力系統に連系するため、Yangas 発電所より Michiquillay 鉾山近辺に設置を予定している変電所まで送電線路を建設する。

当送電線は Yangas 発電所の計画最大出力 50 MW を考慮し、また、既設電力系統の使用電圧に合わせて 6.6 KV、1 回線とする。使用電線はコロナおよび電力損失の点から、経済的であると考えられる $330 \text{ sq} \cdot \text{mm}$ ACSR とした。送電線の送電可能容量は 70 MW、送電線互長は約 55 Km である。

送電線のルートを Fig 7-1 に、また、本送電線に使用される標準鉄塔図を Fig 7-7 に示す。

送電線の経過地は標高 900 m から 3,750 m におよぶ山岳地帯であるが、送電線路の設計には大気の飽和低下および風圧に対して考慮を払つた。

7・7 工事費の算定

工事費は前節の概略設計に従って、次の基準の下に積算した。

- (1) 工事費積算時点は1974年7月とし、その後の為替相場の変動等は見込まない。
- (2) 工事費の中でセメント、骨材、鉄筋、燃料等 Peru 国内で調達できる資材および労務費の大部分はすべて内貨でまかなうものとし、その他の資材、建設機械および電気機器等輸入せざるを得ないものは外貨分に計上する。
- (3) 工事費は総て Peru 国内通貨 (S/o) で表わす。この時の国際通貨との交換比率は、工事費積算時点と同じく1974年7月の公定相場 $1 \$ = 43.38 \text{ Soles}$ を用いる。
- (4) 工事費は、Peru 国内、近隣南米諸国および日本国内における最近の水力発電所その他の建設工事实績および資材費を考慮し、Yangas 地点の地域条件を加味して見積った。
- (5) 工事費には、土木工事および電気機器工事の建設費、施工管理に必要な技術管理費および建設中利子を含むものとした。
- (6) 工事数量の算出の根拠となった地形図 (縮尺 1/20,000) の精度および事前調査全般の精度を勘案して、工事費に対する予備費の比率は、土木工事費および電気機器工事についてそれぞれ 15% および 10% とする。
- (7) 建設期間は 7.8 に示すように、取付道路の着工から発電開始まで 5 年とし、その間の利子率は 10% と仮定して建設中利子を計算する。

以上の基準で算出した工事費は Table 7-4 に示すように、開閉所を含む発電設備の工事費が 2,873 百万 Soles、送電線の工事費が 115 百万 Soles となり、発送電設備全体の総工事費は 2,988 百万 Soles となる。このうち内貨分は 998 百万 Soles、外貨分は 1,990 百万 Soles ($\div 43.6$ 百万 dollars) である。

7・8 工事工程

Yangas 計画の工事工程は Fig 7-8 に示すように、地質調査、地形測量および水文資料の収集等の基礎調査に始まり、フィジビリティ調査、資金調達、詳細設計および工事契約等の準備作業の後、建設工事に着手し、発電開始までの全期間は約 8 年と見積られる。このうち、取付道路の着工から発電開始までの建設工事期間は 5 年である。工事は、長大な導水路の工程が全体の工程を支配するものと考えられる。

以上の工程は、フィジビリティ調査、資金調達、詳細設計及び工事契約の過程で、これを短縮することも可能であるが、ダムサイトが石灰岩である為、これの地質調査に思わぬ時間がかかる事も考えられる。

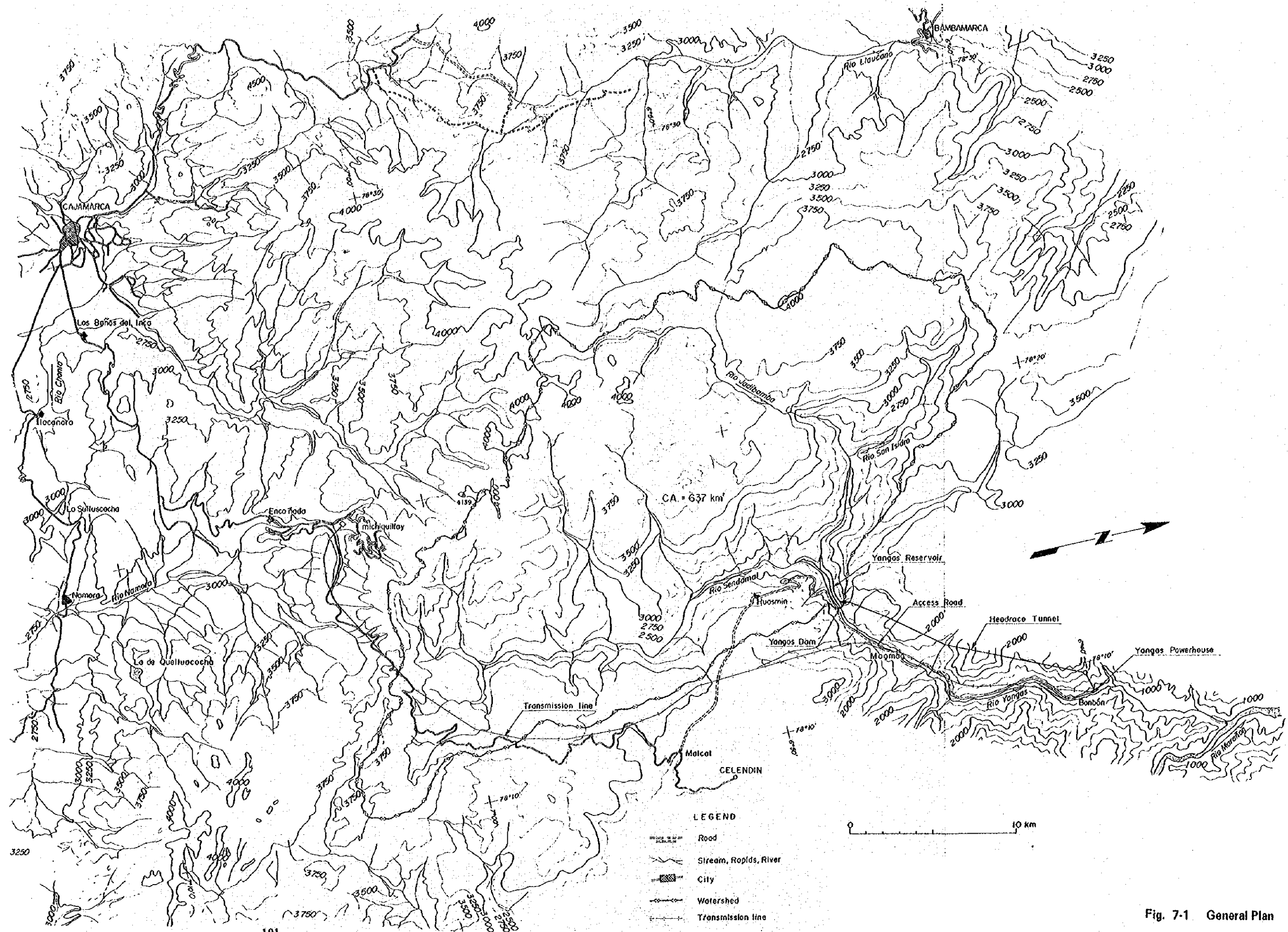


Fig. 7-1 General Plan

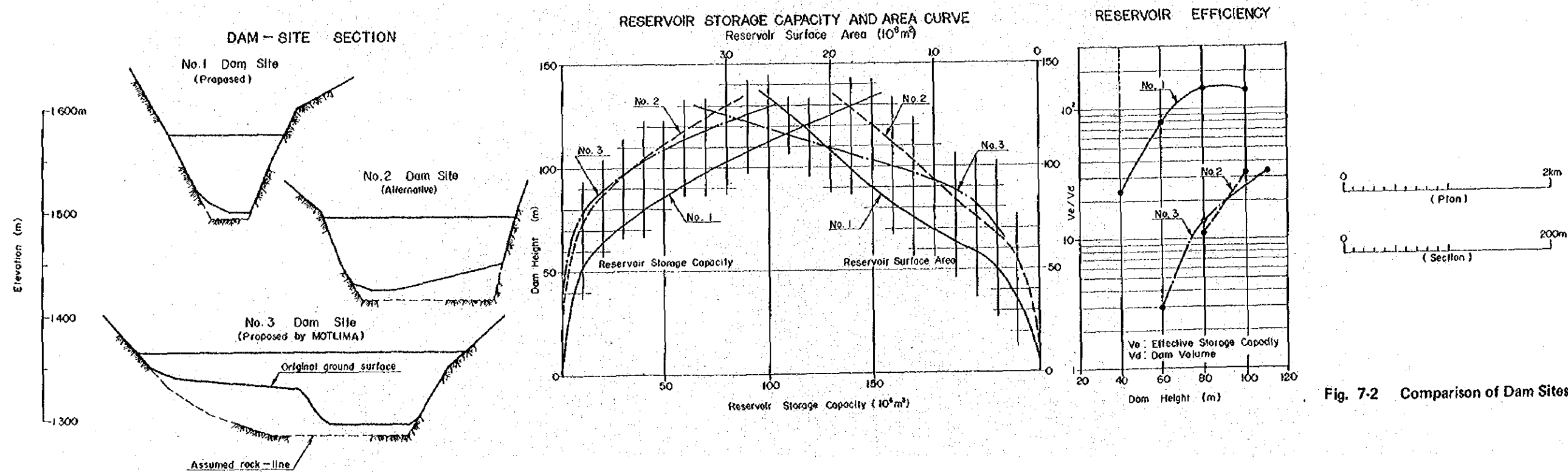
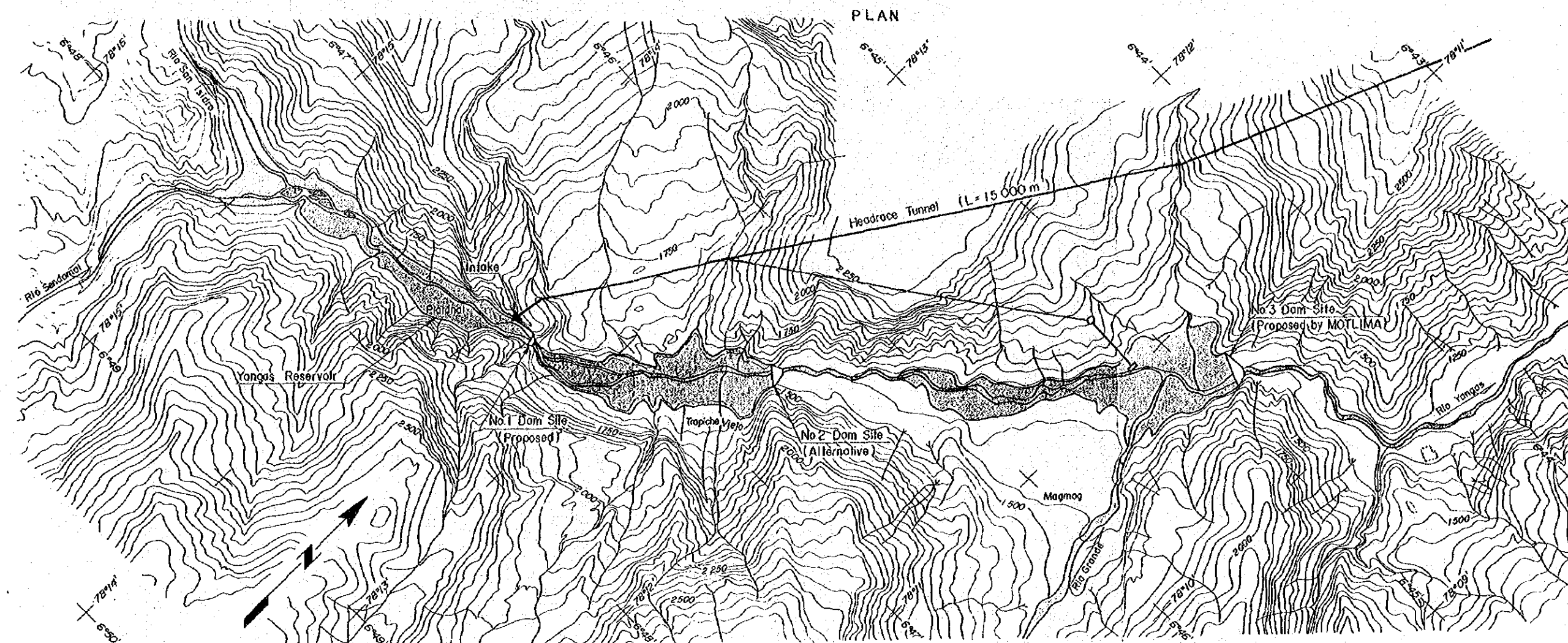


Fig. 7-2 Comparison of Dam Sites

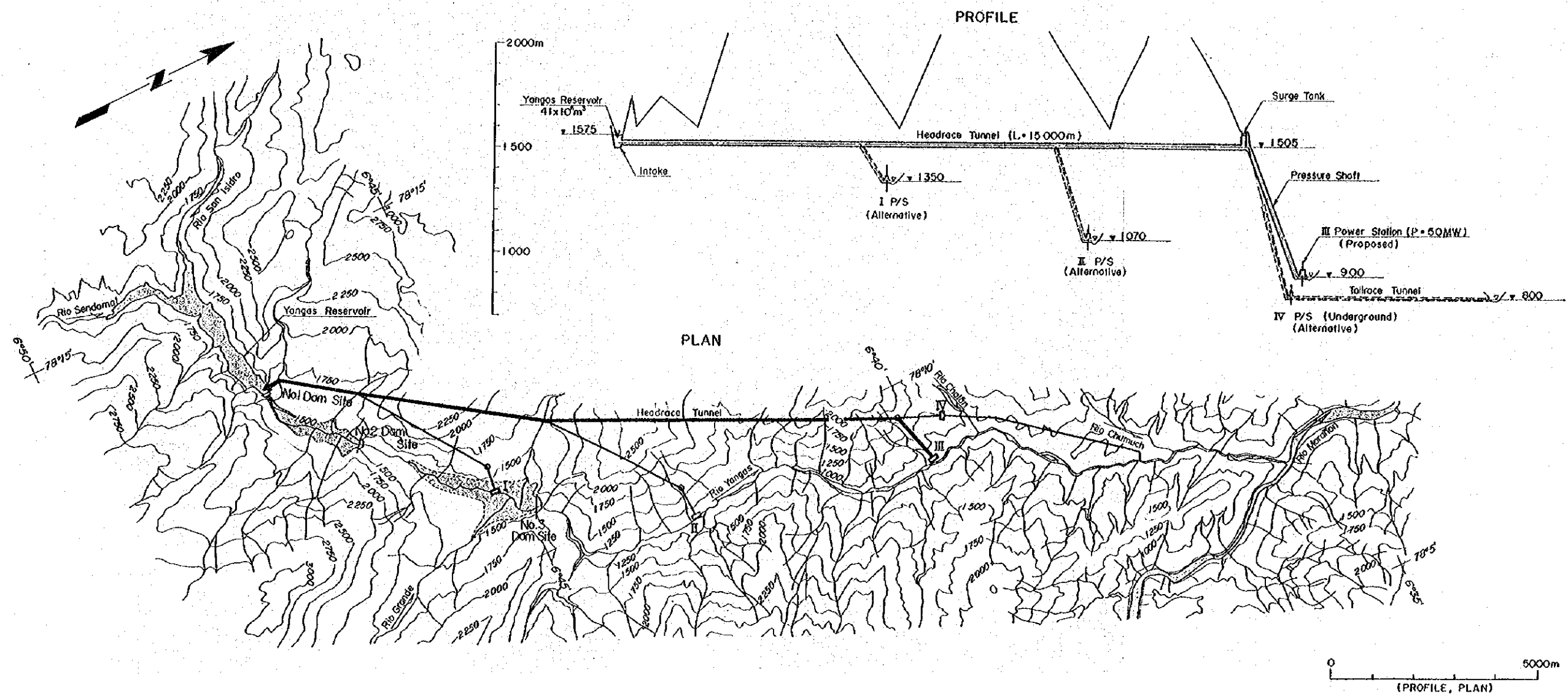
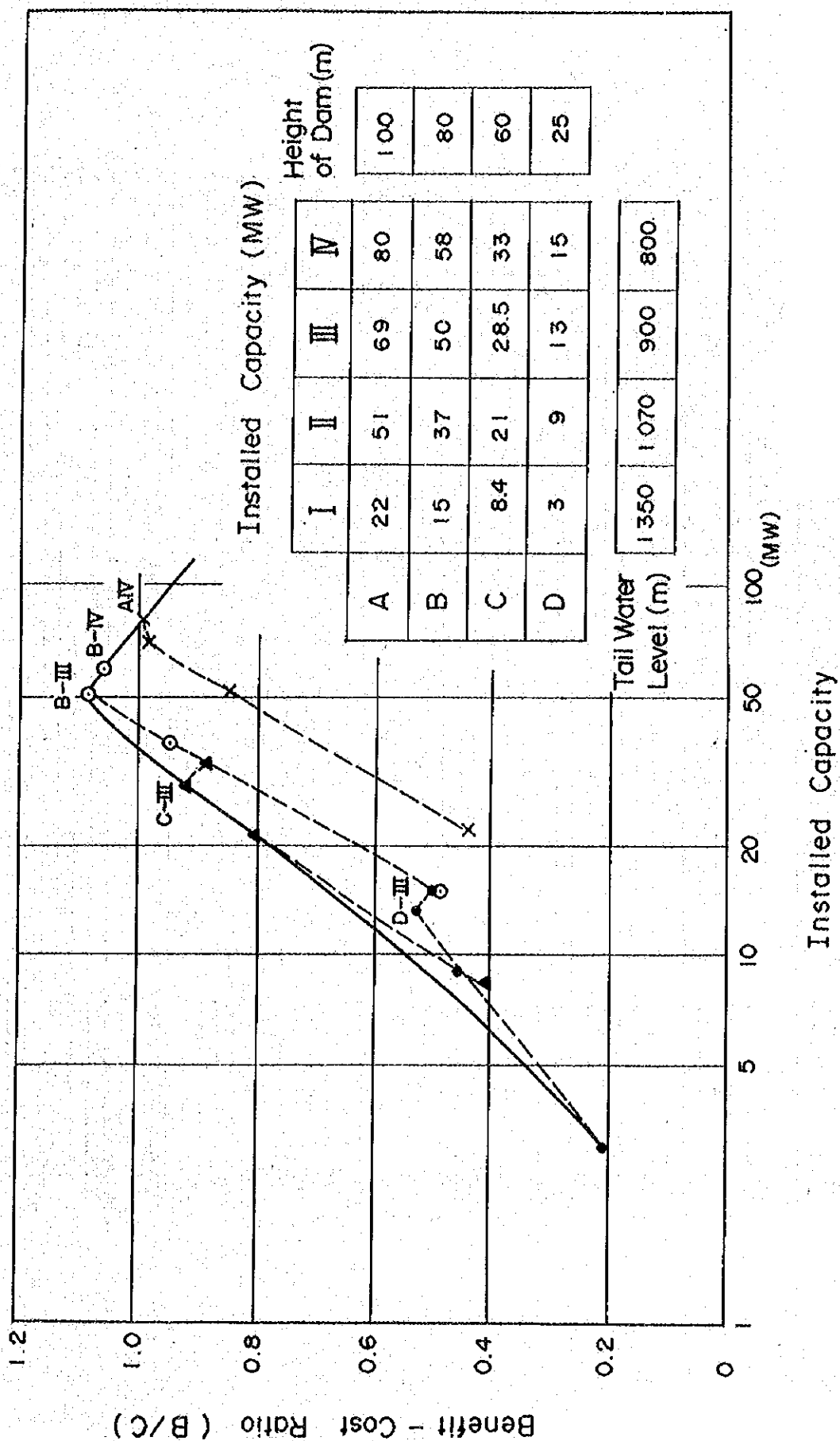


Fig. 7-3 Plan of Development

Fig. 7-4 Installed Capacity and Benefit Cost Ratio



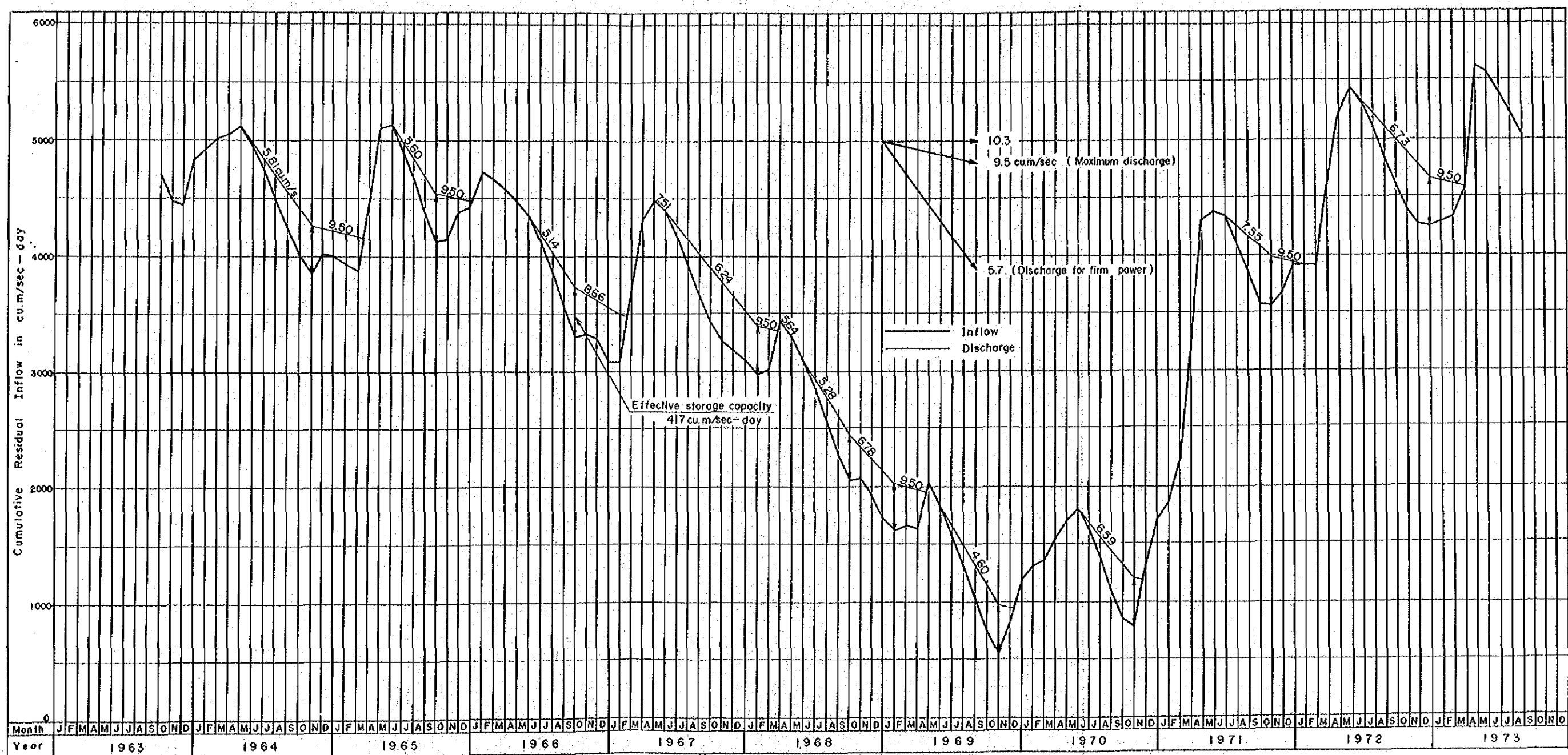


Fig. 7-5 Mass Curve

Fig. 7-7 Transmission Steel Tower

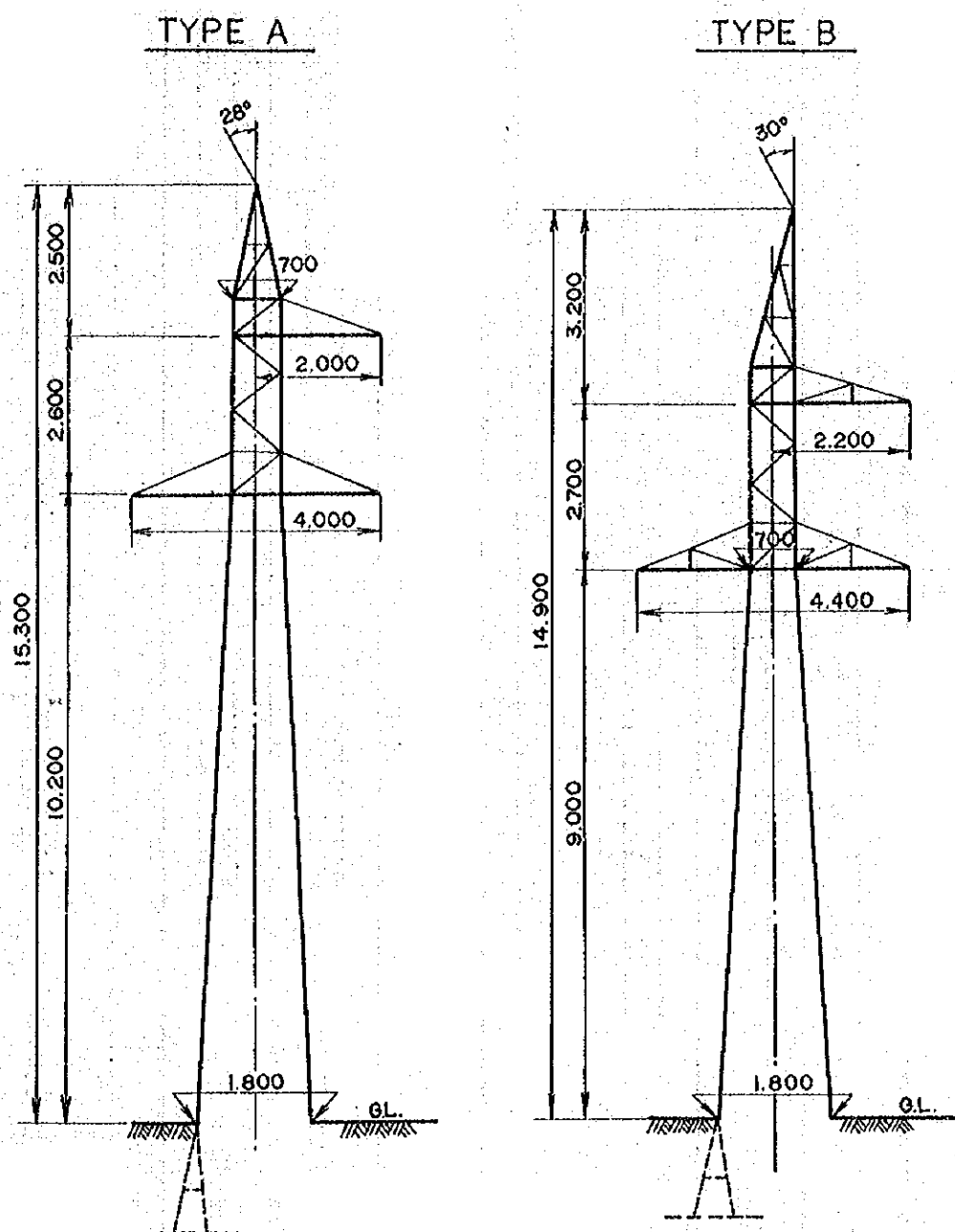


Fig. 7-8 Construction Schedule

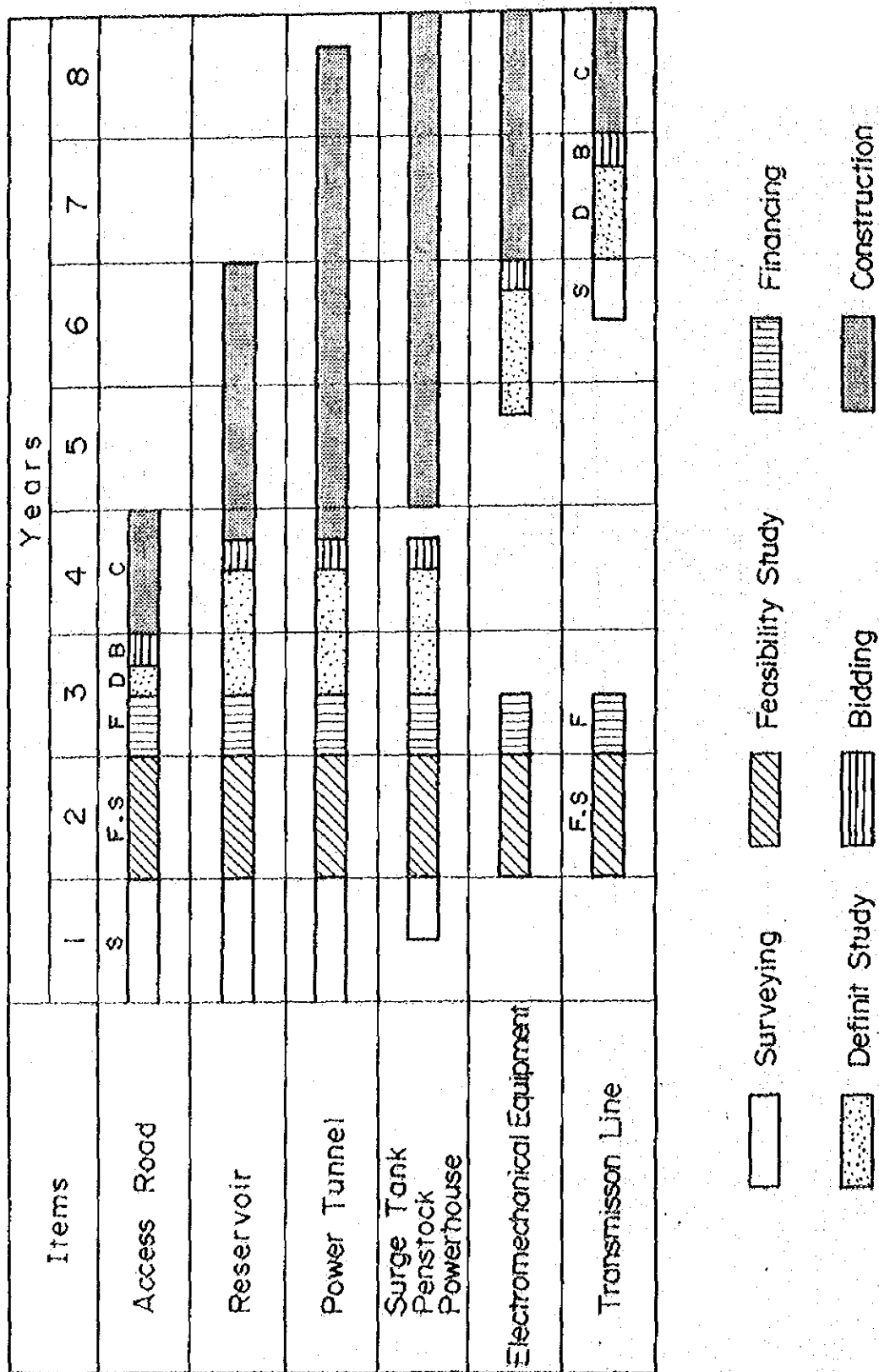


Table 7-1 Comparison of Plan of Development

Item	Unit	A-I	A-II	A-III	A-IV	B-I	B-II	B-III	B-IV	C-I	C-II	C-III	C-IV	D-I	D-II	D-III	D-IV
Height of Dam	m		100				80				60				25		
H. W. L.	"		1,595				1,575				1,355				1,520		
Available drawdown	"			67			47				27				12		
Effective Storage Capacity	10 ⁶ cu. m			71			36				10				1.7		
Inner Diameter of Conduit	m		2.50				2.30				1.90				1.90		
Maximum Discharge	cu. m/sec		13.0				9.5				5.5				2.5		
Annual Discharge	10 ⁶ cu. m		317				238				147				72		
Tailwater Level	m	1,350	1,070	900	800	1,350	1,070	900	800	1,350	1,070	900	800	1,350	1,070	900	800
Total Length of Conduit	"	6,400	11,170	16,460	21,260	6,400	11,170	16,460	21,260	6,400	11,170	16,460	21,260	6,400	11,170	16,460	21,260
Net Head	"	200	465	625	725	185	460	620	720	180	450	610	710	150	425	590	690
Installed Capacity	MW	22	51	69	80	15	37	50	58	8.4	21	28.5	33	3	9	13	15
Annual Energy Production	GWH	142	340	460	534	99	251	346	400	61	155	211	246	27	78	109	127
Construction Cost	Mio s/.	3,004	3,667	4,246	4,891	1,844	2,392	2,873	3,411	1,247	1,678	2,003	2,423	1,053	1,421	1,736	2,147
Annual Cost (C)	"	333	407	471	543	205	266	319	379	138	186	226	269	117	158	193	238
Annual Benefit (B)	"	146	355	466	542	101	253	347	401	60	152	206	240	25	73	103	119
B/C	-	0.44	0.87	0.99	1.00	0.49	0.95	1.09	1.06	0.43	0.82	0.91	0.89	0.21	0.46	0.53	0.50

Table 7-2 Power Generation

Unit: GWH

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1964	36.7	34.4	36.7	35.5	22.4	21.7	22.4	22.4	21.7	22.4	35.5	36.7	348.5
1965	36.7	33.1	36.7	35.5	36.7	20.9	21.6	21.6	20.9	36.7	35.5	36.7	372.6
1966	36.7	30.7	26.4	26.5	24.9	19.3	19.9	19.9	19.3	33.5	32.4	33.5	323.0
1967	33.5	33.1	36.7	35.5	29.1	23.4	24.1	24.1	23.4	24.1	23.4	24.1	334.5
1968	24.1	34.4	36.7	21.1	20.4	19.8	20.4	20.4	19.8	26.2	25.4	26.2	294.9
1969	26.2	33.1	36.7	35.5	17.8	17.2	17.8	17.8	17.2	17.8	35.5	36.7	309.3
1970	36.7	33.1	36.7	35.5	36.7	24.7	25.5	25.5	24.7	25.5	35.5	36.7	376.8
1971	36.7	33.1	36.7	35.5	36.7	32.0	29.2	29.2	28.3	29.2	35.5	36.7	398.8
1972	36.7	34.4	36.7	35.5	36.7	25.2	26.0	26.0	25.2	26.2	25.2	26.0	359.8
Average	33.8	33.3	35.6	32.9	29.0	22.7	23.0	23.0	22.3	26.8	31.5	32.6	346.5

Table 7-3 Comparison with Large Scale Development

Item	Unit	Selected Plan	Alternative Plan
Installed Capacity	MW	50	100
Annual Energy Production	GWH	346	440
Load Factor	%	60	30
Height of Dam	m	80	
H. W. L.	"	1,575	
Available drawdown	"	47	
Effective Storage Capacity	10 ⁶ cu.m	36	
Tailwater Level	m	900	
Total Length of Conduit	"	16,460	
Inner Diameter of Conduit	"	2.30	2.90
Maximum Discharge	cu.m/sec	9.5	19
Annual Discharge	10 ⁶ cu.m	238	304
Construction Cost	Mio s/.	2,873	3,568

Table 7-4 Summary of Construction Cost

Unit : million S/o

I. Generating Facilities

1. Direct Costs

Access Road	241.9
Construction Facilities	142.0
Dam	594.4
Headrace Tunnel with Intake and Surge Tank	505.6
Penstock	116.8
Powerhouse and Switchyard	32.8
Gates and Valves	27.4
Electromechanical Equipment	241.7
Contingency	273.4

Sub total	2,176
-----------	-------

2. Engineering and Administration	218
-----------------------------------	-----

3. Interest during Construction	479
---------------------------------	-----

Total	<u>2,873</u>
-------	--------------

II. Transmission Line

1. Direct Costs	101
-----------------	-----

2. Engineering and Administration	10
-----------------------------------	----

3. Interest during Construction	4
---------------------------------	---

Total	<u>115</u>
-------	------------

Grand Total	<u>2,988</u>
-------------	--------------

第 6 章 経済評価

6-1-1	年間費用と電力コスト	119
6-1-2	年間損失	119
6-1-3	他水力地区の消費額	120
6-2-3-1	San Juan 計画	120
6-2-3-2	Cordoba 計画	121
6-2-3-3	Cordoba 計画	121
6-2-4	Yanac 計画の位置づけ	122

表 目 録

Table 8.1	Annual Benefit Ratio
Table 8.2	Outline of Alternative Schemes
Table 8.3	Economic Evaluation (Summary)

第 8 章 経済評価

この章では、はじめに Yangas 水力計画の Michiquillay 鉱山での電力コストを求め、しかる後、代替火力発電所の発電経費を基準とした水力発電所の年間便益 (B) と、水力発電所の工事費を基準とした年間費用 (C) との比 (B/C) を算定し、当該地域内の 3 つの水力発電計画の中における、Yangas 計画の経済上の位置づけを行うものとする。

8・1 年間費用と電力コスト

本計画の発電設備に関して耐用年数を 50 年、残存価格を 0、修繕費・人件費および一般管理費等の経費を総工事費の 1% とし、利子率を 10% と仮定して、耐用年数間の均等化した年間費用を求めると、発電設備の総工事費に対する経費率は 11.1% となる。

これに 7.7 で求めた発電設備の総工事費 2,873 百万 Soles をかけると、送電端における発電設備の年間費用 (C) は 319 百万 Soles となる。

一方、送電設備の経費率は耐用年数を 30 年として、利子率を 10% とすれば 12.9% となる。これに、7.7 で求めた送電設備の総工事費は 115 百万 Soles をかけると、送電設備の年間経費は 15 百万 Soles となる。

上記の発電設備および送電設備の年経費を合計すると、受電端の年間総経費は 334 百万 Soles となり、これを 7.4 で求めた販売可能電力量 317 GWH で割れば、Michiquillay の受電端における Yangas 発電計画の電力コストは 1.05 Soles/KWH となる。

8・2 年間便益

Yangas および他の水力計画の経済評価は、代替火力発電所の年間経費をもとにした KW 価値と KWH 価値に分けて行うものとした。

代替火力発電所は Table 8-1 に示すように、100 MW の重油専焼火力とし、建設工事費等については 1974 年 7 月時点で算定し、利子率は年間費用の計算と同じく 10% とした。

燃料費は、下記の理由により $50 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$ ($= 2,140 \text{ Soles/Kell}$) を採用した。

一般に、Project の経済評価を行うに際しては、政策的に抑えられた重油価格ではなしに、世界市場価格を用いて評価をしなければならない。

1974 年 4 月～8 月のロスアンゼルス、ニューヨークにおける C 重油輸出価格は、 $10.75 \sim 11.63 \text{ U.S. \$ } / \text{B}$ (平均 $70.38 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$) と相当高い値となっているが、1973 年 9 月には $4.55 \text{ U.S. \$ } / \text{B}$ ($28.62 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$) であった。重油価格の将来の見通しをつけることは非常に困難なことであるので、今回は、この $70.38 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$ と $28.62 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$ との平均値 $50 \text{ U.S. \$ } / \text{Kell}$ を採用した。

以上の基準で年間便益を求めると、Table 8-1 に示すように KW 価値は $2,360 \text{ Soles/KW}$,

KWH価値は0.661 Soles/KWHとなった。

8・3 他水力地点の再評価

Yangas 計画のプレフィジビリティの検討には火力発電所との経済性比較のみでなく、北部地域内に考えられる他の水力発電計画との経済性の比較が必要である。

そこで、現在までに各種のレポートでとりあげられている次の3地点を選んで、それらの地点をYangas 計画の評価と同じ基準で再評価するものとした。但し、再評価するのは工事費、経費率および価値のみとし、計画諸元は原計画のままとした。

工事費については、今回Yangas 計画の工事費算出に用いた基準をそのまま適用し、1974年7月時点で算定した。

比較検討の対象にとりあげたのは、San Juan, Crisnejas, Carhuaquero の3地点であり、その位置はKey Mapに、また、計画諸元はTable 8-2に示す。

8・3・1 San Juan 計画

この計画は1968年にSalzgitter Industriebien Gesellschaftにより「Jequetepeque河かんがい計画」の一環として調査され、その後1972年にMotor Columbusにより「Michiquillay 関連の電力供給調査」の中で見直された。続いて1973年にSalzgitterではJequetepeque-Zaña計画として、農業部門のフィジビリティ報告書を作成し、その中に新たなSan Juan水力発電計画を織込んでいる。

この計画は、Cajamarca川の支流であるNamora川にダムを造り、この調整流量とCajamarca川本流からの取水量を合せて、Andes山脈を水路トンネルで横断し、太平洋側のJequetepeque川に落し、発電と同時に下流の乾燥地帯約70,000 haをかんがいする目的のものである。

またNamora川に造られるPolloc貯水池の水は、その一部をMichiquillay 鉱山への用水として使用されることになる。

San Juan計画の現案については、Pollocダムの地質上の問題、Namora川とCajamarca川との取水量のバランスの問題、最適発電規模の問題等、発電計画として今後更に検討を深める必要があるように思われるが、ここではYangas計画との比較という意味から、現在の最新レポートであるSalzgitter(1973)の案を採用した。

また、かんがい計画とのアロケーションについては、発電とかんがいの共同費について、超過便益の比で配分するものとし、全体工事費からかんがい事業の負担分を差引くこととした。

8・3・2 Crisnejas 計画

この計画は、1965年にHydrotechnic Corporationによって、Chonta計画のフィジビリティ調査と併せて、プレフィジビリティのレベルで調査報告されたものであり、その後Motor Columbusにより、Michiquillay関連の電力供給調査の中で、若干、計画変更を行って修正されている。

この計画は、Cajamarca川とCondebamba川が合流してCrisnejas川となる地点に位置し、Michiquillay鉱山の南東約50Kmにある。この計画地点は広大な流域面積、地質と貯水効率に恵まれたダムサイトおよびその直下流の河床勾配 $\frac{1}{10}$ という急流から生れる落差を利用することによって、80~150MWの極めて良質低廉な電力を得ることが可能である。

この地点については、Crisnejas-Chicama計画と称する太平洋側のChicama川へ分水して、かんがい計画にも寄与するという代替案も提示されており、この場合には延長27.6Kmもの長大な分水路の建設の為に、発電計画としては経済性が悪くなる。

また、San Juan計画が実施された場合には、Cajamarca川の上流で太平洋側へ分水されるために、Crisnejas地点への流入量が減少するが、今回試算した結果では、この影響はほとんどわずかであり、原計画を修正する必要はない。これはCrisnejas貯水池が80mの高さのダムで、900million cu.mという十分な貯水容量を持つため、年間流入量1,450million cu.mのダムサイトでの流量は、San Juan計画による約20%の太平洋側への分水を差引いても、残りの約1,000million cu.mの水を年間調整して使用できるためである。

このCrisnejas計画地点には、現在の計画の直下流に更に落差が残されており、発電所位置を若干変更することによって、150MW程度までは容易に規模拡大を計ることが可能であると思われる。しかしながら、ここではYangas計画との比較という意味から、81MWの現計画をそのまま採用することとした。

8・3・3 Carhuaquero 計画

この計画は1968年に、Salzgitter Industrieben Gesellschaftによって作成されたTinajonesかんがい計画の一環として提起され、その後1972年にMotor Columbusによって再検討と若干の修正が行われている。

この計画は、Amazon側のLlaucano川に貯水池を設け、これを水路でConchano川、Chotano川へと結び、ここからAndes山脈を横断する水路トンネル（既に完成）で太平洋側のChancay川へ分水した後、Carhuaquero地点で調整池と約460mの落差を利用して発電を行うものである。発電に使用された流量は、Tinajones貯水池（既に完成）に貯えられ、下流域のかんがいに使用される。

Carhuaquero計画の特長は、長大な水路でAmazon側の河川を結び、太平洋側へ分水する

ことであり、この為、工事期間も6～7年と比較的長くなっている。

従って、この水路およびMotor Columbusにより追加されたLlaucano川の貯水池の設置に関する詳細な検討をした結果によれば、計画の変更もあろうかと思われるが、今回は比較検討の対象としてMotor Columbusの計画をそのまま採用した。

なお、かんがい計画とのアロケーションは、San Juan計画と同一の基準で算定した。

8・4 Yangas計画の位置づけ

前節でとりあげた3つの水力発電計画地点と、Yangas計画の50MW案と100MW案を含めた5つの案について、送電端におけるそれぞれの便益－費用比(B/C)を用いて、経済性の比較を行うとTable 8-3に示すように、Crisnejas, Carhuaquero, San Juan, Yangas (100 MW), Yangas (50 MW)の順で、経済性が高いという結果になった。即ちYangas計画地点の経済性は火力発電所よりも優れているが、現在考えられる近傍地域の他の水力地点のいずれよりも劣っている。

従来考えられていたYangas地点の有利性が失われた原因は、① 従来案のダムサイトが地質および地形の両面から不適當であり、今回新たに検討されたダムサイトも経済上の有利性を持っていないこと。② 現在考えられる流況では、大きい調整容量の貯水池を必要とすること。③ 水路効率(水路長と落差の比)も従来案ほど良くないこと。等の事実が今回の地形図化、踏査および机上作業の結果、判明したことによる。

ただし、この経済性の検討から明らかなように、Yangas地点は火力発電所にくらべれば有利であるので、将来、地点の特性を生かした負荷率の低いピーク発電所として建設される可能性を残している。

Table 8-1 Annual Benefit Ratio

1.	Alternative Thermal Plant	
	Plant Capacity	100 MW
	Construction Cost	2,140 x 10 ⁶ s/.
2.	Benefit per KW	
	Service Life	25 years
	Interest Rate	10 %
	Benefit per KW	<u>2,360 s/. /KW</u>
3.	Benefit per KWH	
1)	Operating Cost	
	Maintenance, Personal and Administration Cost	69.6 x 10 ⁶ s/.
	Load Factor	70 %
	Annual Energy Production	613 Gwh
	Operating Cost per KWH	0.113 s/. /KWH
2)	Fuel Cost	
	Heavy Oil Unit Cost (50 U. S. \$/kl)	2,140 s/. /kl
	Station Service Use	6 %
	Thermal Efficiency at Sending End	34.3 %
	Fuel Cost per KWH	0.548 s/. /KWH
3)	Total	
	Benefit per KWH	<u>0.661 s/. /KWH</u>

Table 8-2 Outline of Alternative Schemes

Parameter	Unit	Crisnejas *	Carhuauquero *	San Juan **	Yungas(II)	Yungas(I)
Installed Capacity	MW	81	123	60	100	50
Energy Production	GWH	425	645	263	446	351
Area of Watershed	sq-km	4,150	3,325	1,218	637	637
Maximum Discharge	cu. m/sec	52	34.5	10	19	9.5
Net Head	m	195	449	678	620	620
Length of Derivation	m	-	16,000	14,800	-	-
Length of Power Conduction	m	3,500	13,200	5,700	16,460	16,460
Storage Net Volume	10 ⁶ cu. m	800	100	120	36	36

* "Electric Power Supply for the Michiquillay Mining Complex and its Influence Area"
by Motor Columbus Lima (MOTLIMA) S. A. 1972.

** "Proyecto Jequetepeque-Zaña. Estudio de Factibilidad Técnica y Económica, TOMO III"
by Salzgitter Industriebau GMBH, 1973..

Table 8-3 Economic Evaluation (Summary)

Project	Crisnejas	Carhuaquero	San Juan	Yungas(II)	Yungas(I)
Capacity (MW)	81	123	60	100	50
Energy (GWH)	425	645	263	440	346
Direct Cost (10 ⁶ s/.)	1,522	2,888	1,335	2,703	2,176
Eng. Adm. Cost ¹⁾ (")	152	289	134	270	218
Total (")	1,674	3,177	1,471	2,973	2,394
Interests ²⁾ (")	335	890	294	595	479
Irrigation Contribution (")	0	-344	-119	0	0
Plant Cost (")	2,009	3,723	1,646	3,568	2,873
C ³⁾ (")	223	413	183	396	319
B ₁ ⁴⁾ (")	191	290	142	236	118
B ₂ ⁵⁾ (")	281	426	174	291	229
B = B ₁ + B ₂ (")	472	716	316	527	347
B/C	2.12	1.73	1.73	1.33	1.09
Unit Generation Cost ⁶⁾ (s/. /KWH)	0.52	0.64	0.70	0.90	0.92

Note: 1) Engineering and Administration Cost 4) Benefit by Capacity (2,360 s/. /KW)
 2) Interests during Construction 5) Benefit by Energy (0.661 s/. /KWH)
 3) Annual Cost (Annual Cost Ratio = 0.111) 6) Annual Cost / Energy (at Sending-End)

第 9 章 今後の調査

5

表 目 録

Table 2-1. Proposed Hydrologic Observatory Stations

第 9 章 今後の調査

本水力発電計画は先に述べた通り、他の水力地点と比較して必ずしも有望ではなく、従って、直ちにフィジビリティ調査に移行する可能性は少ないものと考えられる。しかしながら、料米、仮に調査を開始する場合には、それ以前の最低 10 ケ年以上の水文資料が必要かつ不可欠である。

そこで、長期間の水文量データを得る目的で、今後当分の間、Yangas 流域内に Table 9-1 に示すような 1 ケ所の流量観測所と、2 ケ所の雨量観測所を設置することを提案する。なお、観測所の詳細な位置については、現地の地形、交通の便および全国的な気象水文観測網計画等を考慮して、慎重に決定する必要がある。

なお、既設の観測所、殊に Celendín 市の観測所については観測項目、精度等をより充実させた上で、観測を継続していくことが望ましい。

なお、フィジビリティ調査を実施する場合には、それに先立つ、数年間のより多数の個所の水文資料と現在の 1/20,000 地形図より詳細な地形図の作成、およびボーリング横坑等による地質調査結果が必要である。

Table 9-1 Proposed Hydrologic Observatory Stations

Item	Rainfall Gaging Station	Runoff Gaging Station
Number of Station	2	1
Location	EL. 3,000 m EL. 2,000 m	Proposed Dam Site
Record	Hourly Data (Automatic Recording)	Hourly Data (Automatic Recording)

付 録 A

Lima-Chimboて送電線の送電容量（Chimbo側受電電力）の検討

圖 面 目 錄

Fig. A-1 P-Q Characteristic Curve at Receiving End (Chimbote) of
Elmer-Chimbote Line

Fig. A-2 Impedance Map (1982) for Steady State Stability

Appendix A Lima-Chimbote送電線の送電容量(Chimbote側受電電力)の検討

Lima-Chimbote 送電線 1 回線時の送電容量は定態安定度で決まるので、これを電子計算機により求めた。

検討は 1982 年系統を代表とし、Lima 中央系統は等価発電機として 1 機で模擬した。北部系統の供給力は Cañon del Pato 125 MW, Chimbote Gas turbine 20 MW $\times$ 2, Trujillo Gas turbine 20 MW $\times$ 1 とし、El Chorro は入れていない。Michiquillay には同期電動機を想定した。

検討結果を Fig. A-1 に示す。

仮に、Chimbote 系統の電圧維持が充分行なわれるとした場合、Chimbote 側受電電力の限度は 150 MW 程度と考えられるが、所要無効電力がかなり大きくなること、また、Santa 系統の構成および電源の運用は当然前記条件と異なる場合も考えなければならないこと等から、この 80% 程度を運用上の送電容量と考えることが望ましい。従って、Lima-Chimbote 送電線 (1 回線) の Chimbote 側受電における運用上の送電容量は 120 MW となる。

Fig. A-1 P-Q Characteristic Curve at Receiving-End (Chimbote) of Lima-Chimbote Line

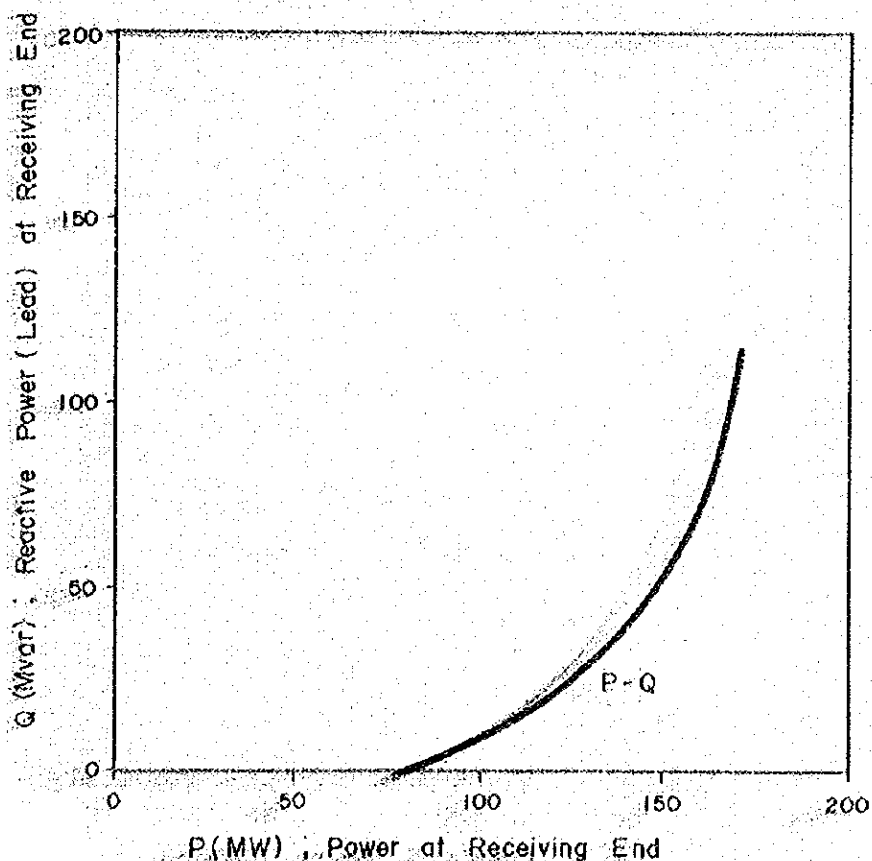


Fig. A-2 Impedance Map (1982) for Study State Stability

Base 1000 MVA, 220kv.
% Value

