

## Appendix - A.1 C 発電計画の使用水量の検討

### (1) Cañón del Pato 発電所

#### i) 最大使用水量 ( $Q_{cp.max}$ )

$$Q_{cp.max} = 48 \text{ m}^3/\text{sec}$$

( 最大取水量は  $48.5 \text{ m}^3/\text{sec}$  であるが、そのうち  $0.5 \text{ m}^3/\text{sec}$  は沈砂池の排砂用である。 )

#### ii) 濁水使用水量 ( $Q_{cp.95}$ )

$$Q_{cp.95} = 47.2 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{cp.95}$  ; Cañón del Pato P.S の95%濁水流量

( Table - Ⅱ. 2. 12 参照 )

#### iii) 常時使用水量 ( $Q_{cp.100}$ )

$$Q_{cp.100} = 38.8 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{cp.100}$  ; Cañón del Pato P.S の100%濁水流量

( Table - Ⅱ. 2. 12 参照 )

#### iv) 平均使用水量 ( $Q_{cp.m}$ )

$$Q_{cp.m} = \frac{\sum Q_{cp}}{T} - 0.5 \text{ m}^3/\text{sec} = 47.8 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$\sum Q_{cp}$  ; 日平均取水量の累計 =  $405,657.5 \text{ m}^3/\text{sec}$

T ; 日数 = 23 年間

### (2) El Chorro 発電所

El Chorro 発電所は Cañón del Pato 発電所の放流量をそのまま利用するので前記と同じである。

### (3) C-2 発電所

#### i) 最大使用水量 ( $Q_{c2p.max}$ )

$$Q_{c2p.max} = Q_{cp.max} + Q_m = 50 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_m$  ; Manta 川の濁水流量 =  $2.0 \text{ m}^3/\text{sec}$

#### ii) 濁水使用水量 ( $Q_{c2p95}$ )

$$Q_{c2p95} = Q_{cp95} + Q_{m95} = 49.6 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{m95}$  ; Manta 川の95%濁水流量 =  $2.4 \text{ m}^3/\text{sec}$

iii) 常時使用水量 (  $Q_{c2p100}$  )

$$Q_{c2p100} = Q_{cp100} + Q_{m100} = 39.8 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{m100}$  ; Manta 川の 100% 濁水流量 =  $1.0 \text{ m}^3/\text{sec}$

iv) 平均使用水量

$$Q_{c2pm} = Q_{cpm} + Q_{mm} = 49.8 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{mm}$  ; Manta 川からの平均取水量 =  $2.0 \text{ m}^3/\text{sec}$

(4) C-3 発電所

i) 最大使用水量 (  $Q_{c3pmax}$  )

$$Q_{c3pmax} = Q_{c2pmax} + Q_{Tp} = 80 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{Tp}$  ; Tablachaca 川の 95% 濁水流量を 6 時間

ピーク化した流量 =  $30 \text{ m}^3/\text{sec}$

ii) 濁水使用水量 (  $Q_{c3p95}$  )

$$Q_{c3p95} = Q_{c2p95} + Q_{T95} = 57.1 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{T95}$  ; Tablachaca 川の 95% 濁水流量 =  $7.5 \text{ m}^3/\text{sec}$

iii) 常時使用水量 (  $Q_{c3p100}$  )

$$Q_{c3p100} = Q_{c2p100} + Q_{T100} = 45.5 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{T100}$  ; Tablachaca 川の 100% 濁水流量 =  $5.7 \text{ m}^3/\text{sec}$

iv) 平均使用水量 (  $Q_{c3pm}$  )

$$Q_{c3pm} = Q_{c2pm} + Q_{Tm} = 67.7 \text{ m}^3/\text{sec}$$

$Q_{Tm}$  ; Tablachaca 川からの平均取水量 =  $17.9 \text{ m}^3/\text{sec}$

## Appendix - A.2 C - 2 発電所の必要調整容量の検討

C - 2 発電所の使用水量は，El Chorro 発電所の使用水量  $48.0 \text{ m}^3/\text{sec}$  に，Manta 川の渴水量  $2.0 \text{ m}^3/\text{sec}$  を加えた  $50 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

El Chorro 発電所の使用水量は，Recreta 貯水池を考慮する場合は，渴水量（95%）で  $47.2 \text{ m}^3/\text{sec}$ ，常時水量（100%）で  $38.8 \text{ m}^3/\text{sec}$  となっている。また，Recreta 貯水池を考慮しなければ，渴水量で  $37 \text{ m}^3/\text{sec}$  である。

今，負荷の変動を平均使用水量と最大使用水量の差の50%，また放水路を流れる水の流速を  $3 \text{ m}/\text{sec}$  と仮定すると，必要調整容量は以下のように計算される。

i) 渴水量  $47.2 \text{ m}^3/\text{sec}$  の場合

$$V = (48.0 \text{ m}^3/\text{sec} - 47.2 \text{ m}^3/\text{sec}) \times \frac{1}{2} \times 1500 \text{ m} \div 3 \text{ m}/\text{sec} = 200 \text{ m}^3$$

ii) 常時水量  $38.8 \text{ m}^3/\text{sec}$  の場合

$$V = (48.0 \text{ m}^3/\text{sec} - 38.8 \text{ m}^3/\text{sec}) \times \frac{1}{2} \times 1500 \text{ m} \div 3 \text{ m}/\text{sec} = 2,300 \text{ m}^3$$

iii) Recreta 貯水池を考慮しない場合の渴水量  $37.0 \text{ m}^3/\text{sec}$  の場合

$$V = (48.0 \text{ m}^3/\text{sec} - 37.0 \text{ m}^3/\text{sec}) \times \frac{1}{2} \times 1500 \text{ m} \div 3 \text{ m}/\text{sec} = 2,750 \text{ m}^3$$

したがって， $3,000 \text{ m}^3/\text{sec}$  の調整容量があれば充分である。

## Appendix - A.3 Santa 計画における水車形式および台数の選定

### 1. 概 要

Santa 河は流水中に多くの珪質性浮遊土砂（雨期， $1.0 \sim 8.7 \text{ g/l}$ ，年平均  $0.87 \text{ g/l}$ ）を含み沈砂池によっても十分な沈砂は期待できない。したがって，これらの土砂による水車の磨耗が激しいことが予想されるので，C 発電計画の水車形式および台数の選定については前記磨耗の条件を考慮し，Peru 共和国におけるフランス水車の土砂による磨耗の実績として，Cahua 発電所（落差  $215 \text{ m}$ ，使用水量  $11 \text{ m}^3/\text{sec}$ ）および Machupichu 発電所（落差  $350 \text{ m}$ ，使用水量  $7 \text{ m}^3/\text{sec}$ ）があるので，これらと比較の上経済性を考慮し，形式，台数を選定した。

また，R 発電計画については，R-1 ダムが  $1,500 \times 10^6 \text{ m}^3$  の大貯水池を持ち，これによりほぼ完全な沈砂効果が期待されるので，土砂による磨耗の問題は除かれるとし，落差，経済性，系統運用および水車発電機の工場での製作実績等を考慮し選定した。

検討の結果，C および R 発電計画の水車形式および台数は下記に述べる理由により，C-2 発電所はフランス水車 3 台，C-3 発電所はベルトン水車 3 台，R-1 発電所はフランス水車 4 台，R-2 および R-3 発電所はフランス水車 3 台とした。

### 2. C-2 発電所水車形式および台数の選定

C-2 発電所，水車形式の選定は前述の如く，流下土砂による磨耗と経済性の 2 点について検討し，決定しなければならない。C-2 発電所は落差  $167 \text{ m}$ ，最大使用水量  $50 \text{ m}^3/\text{sec}$  で土砂による磨耗の問題がなければ水車効率，経済性等の面でフランス水車が有利である。

ベルトン水車は構造上，水車中心から放水面まで約  $3 \text{ m}$  の落差（この計画の場合は全落差の  $1.8 \%$  に相当する）を損失し，その上，水車最大効率はフランス水車に比較し， $2 \sim 3 \%$  低くなる。したがって同一容量水車発電機設備で約  $4 \%$ （水車効率  $2 \%$  + 損失落差  $1.8 \%$ ），出力に換算すると  $3,000 \text{ kW}$  の出力減少となる。また，水車発電機製作据付費では  $6,900 \times 10^3 \text{ US\$}$  コスト高となる。（Table - A. 3.1 参照）

しかし，ベルトン水車はフランス水車に比較し，修理費が少なく，更に軽負荷時の水車効率の低下は少ないが水車効率はフランス水車の場合，3 台以上あればこれらの組合せ運転によって軽負荷時の効率低下は対処できる。したがって，フランス水車で磨耗に対し実用的に運転可能であるかを Cahua，Machupichu 発電所水車の磨耗との対比において検討を行なうと 2.1 項に述べる如くとなる。

## 2.1 CahuaおよびMachupichu 発電所との磨耗の比較

### 2.1.1 土砂による水車磨耗の算出式

流下土砂による水車材料の磨耗は水車と流水との相対速度を  $V$  ( m/sec ) とすれば磨耗速度  $W$  はほぼ下記の式で表わされることが多くの水車モデルテストで示されている。

$$W \propto \rho a V^3 \quad \dots\dots(1)$$

ここに  $\rho$  ; 水中の土砂含有量 ( g/l )

$a$  ; 砂の粒度

水車の中で流水が最も高い速度となる個所はガイドベーンのランナー側並びに上, 下部ライナー附近である。この附近の流速 (  $V$  ) は  $\pi DN/60$  に近い速度となる。

ここに,  $\pi$  ; 3.1416

$D$  ; 水車入口径 ( m )

$N$  ; 水車回転数 ( rpm )

次に流速の高い個所はランナーの出口周辺で, その流速  $V_e$  はランナー内部の垂直方向の速度を  $V_1$ , 水平方向の水車と流水との相対速度を  $V_2$  とすると

$$V_e = \sqrt{V_1^2 + V_2^2} \quad \text{で表わされる値となる。}$$

### 2.1.2 C-2とCahua, Machupichu 発電所の水車磨耗の比較

(1) 各発電所の発電用水水質が同一であると仮定した場合 ( Table - A. 3. 2 参照 )

i) ガイドベーンおよび上下部ライナー附近の磨耗はCahuaを100とした場合のC-2, Machupichu の比は下記のとおりである。

	$V^3$	%
Cahua	91,125	100
C-2, 3台案	65,646	72
C-2, 4台案	64,868	71
Machupichu	178,754	196

ii) ランナー出口附近の磨耗は下記のとおりである。

	$V^3$	%
Cahua	48,991	100
C-2, 3台案	41,111	84
C-2, 4台案	39,750	81
Machupichu	71,084	145

(2) 各河川の水質を考慮した場合の磨耗の比較

各河川の水質を考慮すると浮遊土砂の粒度分布, 含有量および成分が問題になる。ここでの

粒度分布は3発電所とも同一とし、成分は珪石(SiO)および鉄(Fe)分とする。これは、Cahua, Machupichu発電所の分析が前記2つのみであり、特にこれらは磨耗に重大な影響を与えると判断したためである。しかし今後デフィニット・スタディまでには、これらを更に調査し検討を行なう必要がある。

今回入手した資料をもとに各河川の1年間に流入する土砂量を推定すると下記のとおりである。

	年平均流入土砂量(g/l)	SiOおよびFeの量
Santa 河	0.87	SiO(62%) + Fe(3%) = 65%
Machupichu	0.32	SiO(79%) + Fe(5%) = 84%
Cahua	0.58	SiO(81%) + Fe(5%) = 86%

Cahuaを100とした時のSanta, Machupichuの土砂係数 $\rho$ の比は下記のとおりである。

	$\rho$ の比%
Cahua	100
Santa	113
Machupichu	54

上記土砂係数 $\rho$ を考慮した磨耗を比較すると、

i) ガイドベーンおよび上下部ライナー付近の磨耗は、Cahuaを100とした場合のC-2, Machupichuの比は下記のとおりである。

Cahua	100 %
C-2, 3台案	81.4 %
C-2, 4台案	80.2 %
Machupichu	105.8 %

ii) ランナー出口付近の磨耗は下記のとおりである。

Cahua	100 %
C-2, 3台案	95 %
C-2, 4台案	92 %
Machupichu	78 %

以上検討結果と実際とを、今後調査比較し修正の要があるが、今回聴取した資料によると、Machupichu発電所の場合は、特にガイドベーンおよび上下部ライナーの磨耗が激しく1年で要

修理となり、2年で水車に大きな振動が生じている。

また、Cahua発電所の場合は、0.5～1年に一度、ガイドベーン上下部ライナーおよびライナーの取替修理を行っており、これらに要する時間は約30時間である。これらを勘案し経済比較するとTable-A. 3. 1に示すように3台案が最も経済的であり、フランス水車3台案を採用することとした。

### 3. C-3発電所水車形式および台数の選定

C-3発電所は有効落差235m、最大使用水量 $80\text{m}^3/\text{sec}$ である。この条件に合致する水車はフランス水車が適しているが、これをフランス水車にした場合、回転速度を低くおさえても( $N_s = 100$ 以下)、ガイドベーンおよび上、下部ライナー附近の磨耗速度を示す指標 $V^3$ はTable-A. 3. 3に示すとおり112,000～117,000となり、C-2発電所に比較し156%となる。また、河川の土砂の特性を考慮してCahua, Machupichuと比較すると約30%磨耗が大きくなる。Cahua, Machupichuを磨耗の限界と考えてベルトン水車を採用することとした。

なお、現在、INIEで計画中(近日着工の予定)のRestitución発電所水車の仕様(落差260m、使用水量 $96\text{m}^3/\text{s}$ )が、C-3発電所と似ており、また、水質がC-3発電所より良いのにもかかわらずデフィニット・スタディにおいてベルトン水車を採用している。

台数は運用面、保守修理を考慮して3台とした。

Table -A.3.1 Economical Comparison for Selection of Turbine Type in C-2 Power Station

Items	Type of Turbine	Francis	
		Pelton 3 units	3 units 4 units
(1) Price of Turbines and its Installation Costs (10 <sup>6</sup> US\$)		8.40	4.50 4.80
(2) Price of Generators and its Installation Costs (10 <sup>6</sup> US\$)		8.10	5.10 5.20
(3) Repair Days per annum		4	10 11.3
(4) Present Worth of Repair Cost (10 <sup>6</sup> US\$)		0.42	1.80 1.92
(5) Loss energy (by repair and maintenance) (10 <sup>6</sup> kWh)		2.3	5.8 4.9
(6) Incremental Energy (10 <sup>6</sup> kWh)		0	23.97 23.97
(7) Present Worth of kWh Benefit (10 <sup>6</sup> US\$)		0.51	-4.01 -4.20
(8) Increase of Construction Cost (10 <sup>6</sup> US\$)		0	0 1.01
Total ((1)+(2)+(4)+(7)+(8)) (10 <sup>6</sup> US\$)		17.43	7.39 8.73
Ratio (%)		100	42 50



Table -A.3.2 Study on Flow Velocity in Turbine for C-2 Power Station

Items	P-S	Cahua	Machu pichu	C-2	
				3 units	4 units
Discharge (m <sup>3</sup> /sec)		11.0	7.0	16.7	12.5
Effective Head (m)		217	350	168	168
Turbine Output (kW)		20,000	20,000	24,600	18,400
Specific Speed (m-kW)		103	85.1	116.7	115
Revolving Speed (rpm)		600	900	450	514
V (m/sec)		45	56	40.3	40.2
V <sup>3</sup>		91,125	178,754	65,646	64,868
Ve (m/sec)		36.60	41.42	34.51	34.13
Ve <sup>3</sup>		48,991	71,084	41,111	39,750

Table -A.3.3 Study on Flow Velocity in Francis Turbine for C-3 Power Station

Items	unit	3	4	5
		Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	26.7	20.0
Effective Head (m)	235	235	235	
Turbine Output (kW)	54,000	40,500	27,000	
Specific Speed (m-kW)	101	98	92	
Revolving Speed (rpm)	400	450	514	
V (m/sec)	48.15	48.18	48.18	
V <sup>3</sup>	111,632	111,840	111,840	

#### 4. R-1 発電所水車形式および台数の選定

R-1 発電所は有効落差 622.5 m，最大使用水量  $260\text{m}^3/\text{sec}$  である。この条件に合致する水車はフランシス・タイプとペルトン・タイプであるが，この発電所のように使用水量の大きなところでのペルトン・タイプの採用は，使用水量がおのずから制限されるため水車台数が増しコストが高くなる。また，この発電所は大貯水池を持つために流水中の浮遊土砂は，これによって沈砂され清浄水であると考えられ水車の磨耗は小さくなる。したがって，比速度 (NS) を高くとることができ，発電機コストの安くなるフランシス水車を採用する。

現在，フランシス水車は有効落差 900 m 位までは製作可能である。また，ケーシング側板厚 100 mm，ステーパーン板厚 250mm 以内であれば製作可能である。しかし，ランナーは補修整形作業上制約があり，現時点ではランナーの入口側呑口高さ (B) が 30cm 以下になると，一体ランナーとしてランナー流路内の補修整形作業が困難となり，設計上ランナー入口側呑口高 30cm 以上にする必要がある。また，運送上制限されるので大型に出来ない。したがってこれ等を留意して台数を選定した。

発電機については，現在，可能製作限界が下記のように決められているのでこれ等についてチェックした。

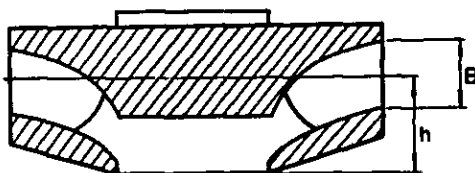
発電機可能製作容量限界

- i)  $n \times \text{MVA} = 2.8 \times 10^5$  (水冷却式)
- ii) 固定子鉄心積厚  $L = 3.8\text{ m}$
- iii) ローター周辺速度  $V = 130\text{ m/sec}$

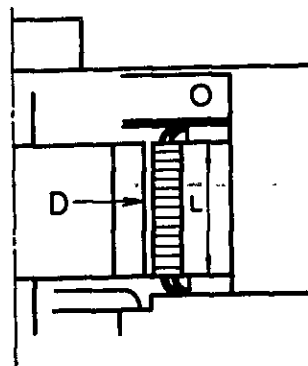
前記条件について水車ならびに発電機を検討した結果は，Table - A. 3. 4, A. 3. 5 の通りであるから，5 台案にすると入口側呑口高さ (B) は 27cm となり，3 台案では，固定子鉄心積厚 (L) は 3.76 m であり限界である。したがって，1,400 MW の大ピーク発電所の運用面から 4 台案とする。

Runner Dimensions

Francis Type



Generator Dimensions



## 5. R-2 および R-3 発電所の水車形式および台数選定

R-2 発電所は有効落差 440m, 最大使用水量  $132\text{m}^3/\text{sec}$ , また R-3 発電所は有効落差 453.5m, 最大使用水量  $141\text{m}^3/\text{sec}$  である。これらの条件に合致する水車形式は立軸フランス水車が最適である。

台数の選定にあたり, R-2 発電所は 3 台案および 4 台案, R-3 発電所は 3 台案として各々製作限界について検討の結果, Table -A. 3. 6 の如く R-2 および R-3 発電所 3 台案が適当である。また, 系統運用を考慮すると 3 台案が適当である。

なお, 流下土砂による水車磨耗の問題は R-1 貯水池により沈砂されるものとして考慮しない。

Table -A.3.4 Study on Manufacturing Limit of Turbine for R-1 Power Station

Items \ unit	3	4	5
Discharge (m <sup>3</sup> / s)	84.0	63.0	50.5
Effectibe Head (m)	622.5	622.5	622.5
Turbine Output (kW)	456,000	342,000	274,000
Height of Runner at inlet (m)	0.34	0.31	0.27

Table -A.3.5 Study on Manufacturing Limit of Generator for R-1 Power Station

Items \ unit	3	4	5
Generator Capacity(MVA)	507	369	304
n ×MVA	1.47×10 <sup>5</sup>	1.32×10 <sup>5</sup>	1.17×10 <sup>5</sup>
Height of Stator Core (m)	3.8	3.6	3.6
Diametor of Rotor(m)	7.15	5.75	5.0
Diametor of Rotor (at V=130m/sec)	8.2	7.0	6.2

Table -A.3.6 Study on Manufacturing Limit of Turbine for R-2 and R-3 Power Station

Items \ Power station	R-2		R-3
	3	4	3
Turbine Discharge (m <sup>3</sup> /sec)	44	33	43.3
Effective Head (m)	440	440	454
Turbine Output (kW)	169,000	127,000	171,000
Height of Runner at Inlet (m)	0.3	0.25	0.3

## Appendix - A.4 C - 3 発電所緊急用独立取水口について

### 1. 序 論

既設 Cañón del Pato 発電所は，Santa 河に設けられている取水口で取水し発電を行っている。El Chorro および C - 2，C - 3 発電所は，Cañón del Pato 発電所で発電放流された水を階段式に直接取水する方式で発電が行われる計画である。したがって，El Chorro および C - 2，C - 3 発電所のための独立した取水口を設けなくても発電は可能である。しかし，El Chorro 発電所の場合は，電力供給の安全性を高めるために緊急用独立取水口を設けることが計画されている。

上記を勘案しつつ，C - 2 および C - 3 発電所について El Chorro 発電所同様に Santa 河に緊急用独立取水口を設ける必要性があるかどうかを検討することにする。

### 2. 検討条件

C - 2 および C - 3 発電所に対して独立取水口が必要な場合を下記に示す。

- (i) 大洪水等により Cañón del Pato および El Chorro 発電所の取水口が破損した場合
- (ii) El Chorro 発電所の水車発電機の点検，修理期間の放流量の減少を補足するため
- (iii) El Chorro 発電所の土木構造物の定期点検，修理および事故が生じた場合の修復期間の取水量の減少を補足するため

日本における水力と火力発電所の定期点検，修理および事故による年平均運転停止日数を比較すると下記に示す通りである。

水力と火力発電所の年平均運転停止日数

	水力発電所	火力発電所
定期点検および修理	7日/年	50日/年
故障	2日/年	18日/年
計	9日/年	68日/年

また，Cañón del Pato 発電所の実績においては

定期点検および修理（ダム，取水口）	20日/2年
定期点検および修理（水車）	7日/年
大洪水による取水ダムの破損	120日/40年
計（平均運転停止日数/年）	20日/年

したがって，Cañón del Pato 発電所については年平均20日の運転停止が考えられる。El Chorro 発電所の独立取水口となるダム，取水口の定期点検および修理に要する運転停止20日/2年

は、Cañón del Pato と El Chorroの独立取水口を交互に使用することにより、防止出来る。

したがって、El Chorro発電所の平均運転停止日数は、水車の定期点検および修理に要する7日/年と、大洪水による取水ダム破損に対する修理日数120日/40年とすれば、10日/年となる。この日数は通常の停止率である。

C-2およびC-3発電所については、El Chorroの独立取水口があれば、Santa河からの取水に対して大きな心配はなく、しかも、水車の定期点検や修理は、オフ・ピーク時(土曜、日曜日、夜間など)に各発電所で併行して行うようにすれば、電力供給に対する支障を少なくすることが出来る。

1990年(C-2およびC-3発電所運転開始後2年)頃の電力需要は3,600,000 kWであり、その中、サンタ系(Cañón del Pato, El Chorro, C-2, C-3発電所の合計)は530,000 kWである。このサンタ系の内、Santa河の水で発電している382,000 kWが一時的に停止するとしても、これは中央-北部系統の全需要の10.6%であり、系統の持っている予備設備(10%)と多少の節電で、この382,000 kWをカバーすることが可能である。

したがって、特に独立取水口を設ける必要性はない。しかし、C-3発電所の設備出力は、158,000 kWあり、より安全性を高める場合は、C-3発電所用の独立取水口を設ける事も考えられるので、参考のためその設計図をFig-A. 4.1に、また建設費の内訳をTable-A. 4.1に示す。

### 3. 検討の結果

El Chorro 発電所とC-3発電所の独立取水口の経済性について検討した結果、下記の結論を得た。

#### (1) El Chorro 独立取水口

i) 停止期間	10日/年
ii) 建設費	19,000,000 US \$
iii) 発電減少する電力	382,000 kW
iv) 発電減少による損失電力	$382,000 \times \frac{10}{360} = 10,556 \text{ kW}$
v) kW 当り建設費	$19,000,000 / 10,556 = 1,800 \text{ US } \$ / \text{ kW}$

最大可能投資額は2,000 US \$/kW 程度と推定されるので、この独立取水口の計画はフィジブルである。

#### (2) C-3 独立取水口

i) 停止期間	10日/年
ii) 建設費	19,000,000 US \$
iii) 発電減少する電力	98,750 kW
iv) 発電減少による損失	$98,750 \times \frac{10}{360} = 2,743 \text{ kW}$

V) kW 当り建設費

$$19,000,000 / 2,743 = 6,927 \text{ US\$ / kW}$$

最大可能投資額は 2000 US\$/kW 程度と推定されるので、C-3 独立取水口の計画はフィジブルではない。

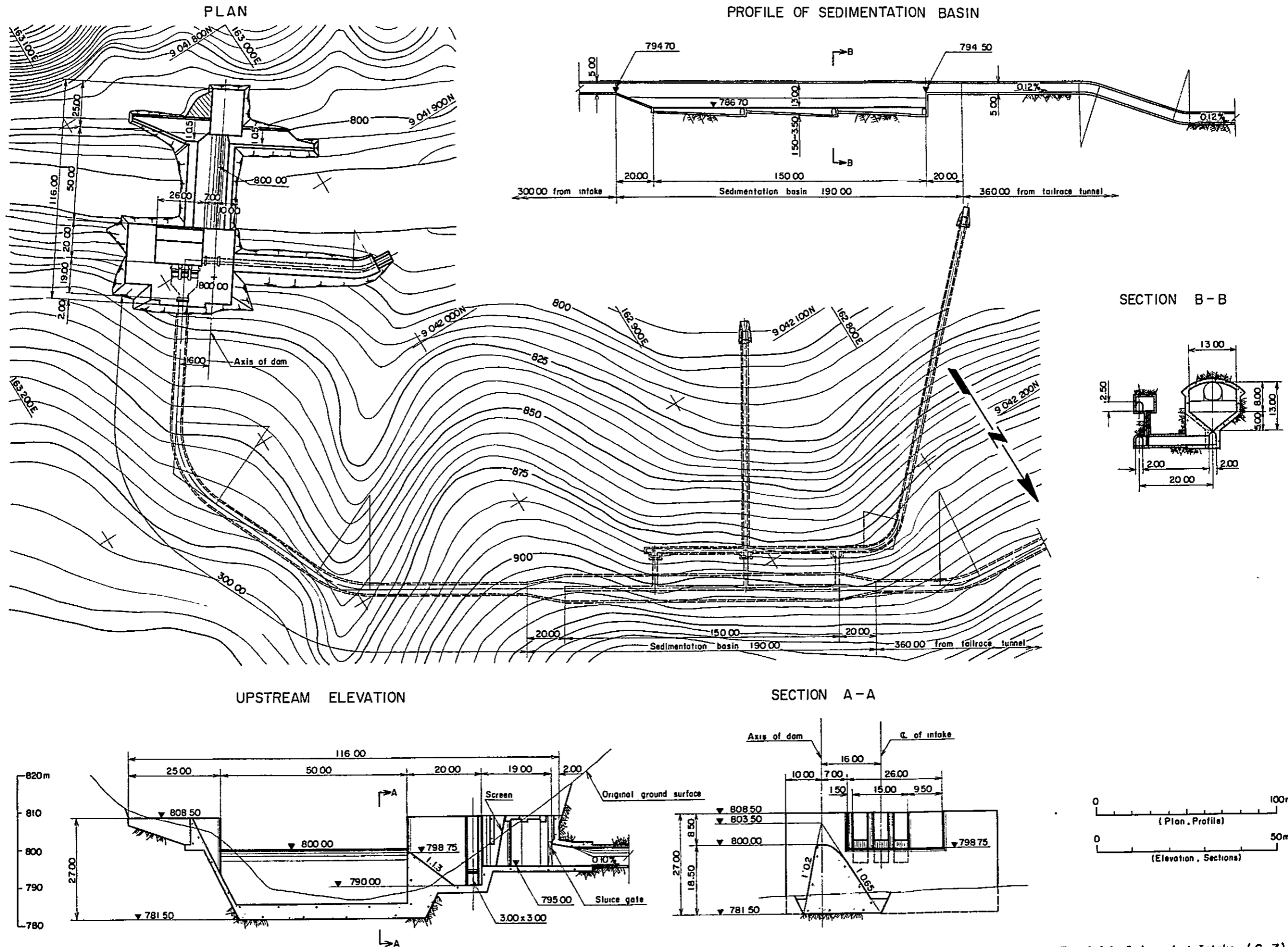


Fig.-A.4.1 Independent Intake (C-3)





Table-A.4.1 Estimated Construction Cost of Independent Intake (C-3)

Works	Unit	Quantity	Unit Cost US\$	Cost 10 <sup>3</sup> US\$	Remarks
<b>Direct Cost</b>					
1. Open excavation	m <sup>3</sup>	58,000	10	580.0	
2. Tunnel excavation	"	31,700	50	1,585.0	B=13.0m, H=13.0m
3. " "	"	21,900	49	1,073.1	B=5.0m, H=5.0m
4. " "	"	5,500	70	385.0	B=2.0m, H=2.5m
5. Concrete in structure	"	43,200	110	4,752.0	
6. Concrete in lining	"	8,400	200	1,680.0	B=13.0m H=13.0m
7. " "	"	7,700	172	1,324.4	B=5.0m, H=5.0m
8. " "	"	2,300	200	450.0	B=2.0m, H=2.5m
9. Reinforcement	t	810	800	648.0	
<b>Total</b>				<b>12,487.5</b>	
<b>Appurtenant Works</b>					
1. Gate	t	5	6,000	30.0	Flushgate B=3.0m H=3,0m
2. "	"	10	"	60.0	Intake gate B=5.0m H=6.0m
3. "	"	21	"	125.0	Gate for sedimentation B=2.0m H=2.50m 3Nos
4. Screen	"	40	3,000	120.0	
<b>Total</b>				<b>335.0</b>	
Contingencies and Others	L.S			6,177.5	Including Cost of Care of river
<b>Grand Total</b>				<b>19,000.0</b>	

## APPENDIX-A.5 BASIC DATA

1. Hidrological and Meteorological Data
  - 1-1 Transporte de sólidos  
Investigación en el Embalse de Tablachaca, Agosto 1976
  - 1-2 Run-off Records of Santa River Basin-ELECTROPERU-INIE
  - 1-3 Meteorological Records of Santa River Basin-ELECTROPERU-INIE
2. Geological Informations
  - 2-1 General Geology of Republic of Peru (1972)-Japan Metal and Mining Promotion Agency
  - 2-2 Sinopsis de la Geología del Perú, Boletín No.22 (1969)-Servicio de Geología y Minera, República del Perú.
  - 2-3 Geología de los Cuadrangulos de Mollebamba, Tayabamba, Huaylas, Pomabamba, Carhuaz y Huari, Boletín No 16 (1967)- Servicio de Geología Minera, República del Perú.
  - 2-4 Geología de los Cuadrangulos de Santiago de Chuca y Santa Rosa, Boletín No.8 (1964)-Carta Geológica Nacional, República del Perú
  - 2-5 Informe de Geología del Proyecto Hidroeléctrico de Rio Santa escrito por Ing. Orlando Felix de ELECTROPERU-INIE
3. Data for Economic Evaluation
  - 3-1 Tarifas de Electricidad según Tipos de Consumo y Empresas (vigentes a partir de 25,01,78)
  - 3-2 Central Térmica de Arequipa (Volumen 1)
4. Data for Load Forcast
  - 4-1 Información para el Estudio de Planificación Nucleoeléctrica
  - 4-2 Plan de Electrificación Nacional, Diciembre 1977
  - 4-3 Anuario de Estadística Eléctrica, 1975
  - 4-4 Plan de Electrificación Nacional. Segundo Reajuste Período 1978 ~ 1990
  - 4-5 Evaluación Nacional de la Demanda por Energía Eléctrica
  - 4-6 Estudio de la Operación Eléctrica del Sistema Interconectado a 220 KV de la Región Central del Perú (1974~1983)

## 5. Others

- 5-1 Ampliación C.H. Cañón del Pato Evaluación Preliminar del Potencial Hidroeléctrico de la Cuenca del Rio Santa
- 5-2 Central Hidroeléctrica el Chorro Actualización del Estudio de Factibilidad-Borrador
- 5-3 Inventario, Evaluación y Uso Racional de los Recursos naturales de la Costa, Cuencas de los Rios Santa, Lacramarca y Nepeña
  - I) Volumen-I Febrero 1972
  - II) Volumen-II Febrero 1972
  - III) Volumen-III Febrero 1972
- 5-4 Proyecto de la Irrigación de Chao, Viru, Moche y Chicama
  - I) Tomo-I
  - II) Tomo-II
- 5-5 Mantaro I Tercera Etapa  
Central Hidroeléctrica Restitución O. T-024-00
- 5-6 Central Hidroeléctrica Sheque  
Proyecto a Nivel de Licitación
- 5-7 Diagrama Unifilar Sistema Interconectado  
Centro Norte Año 1990
- 5-8 Línea de Transmisión Chimbote-Trujillo, 220 KV (Volumen I)

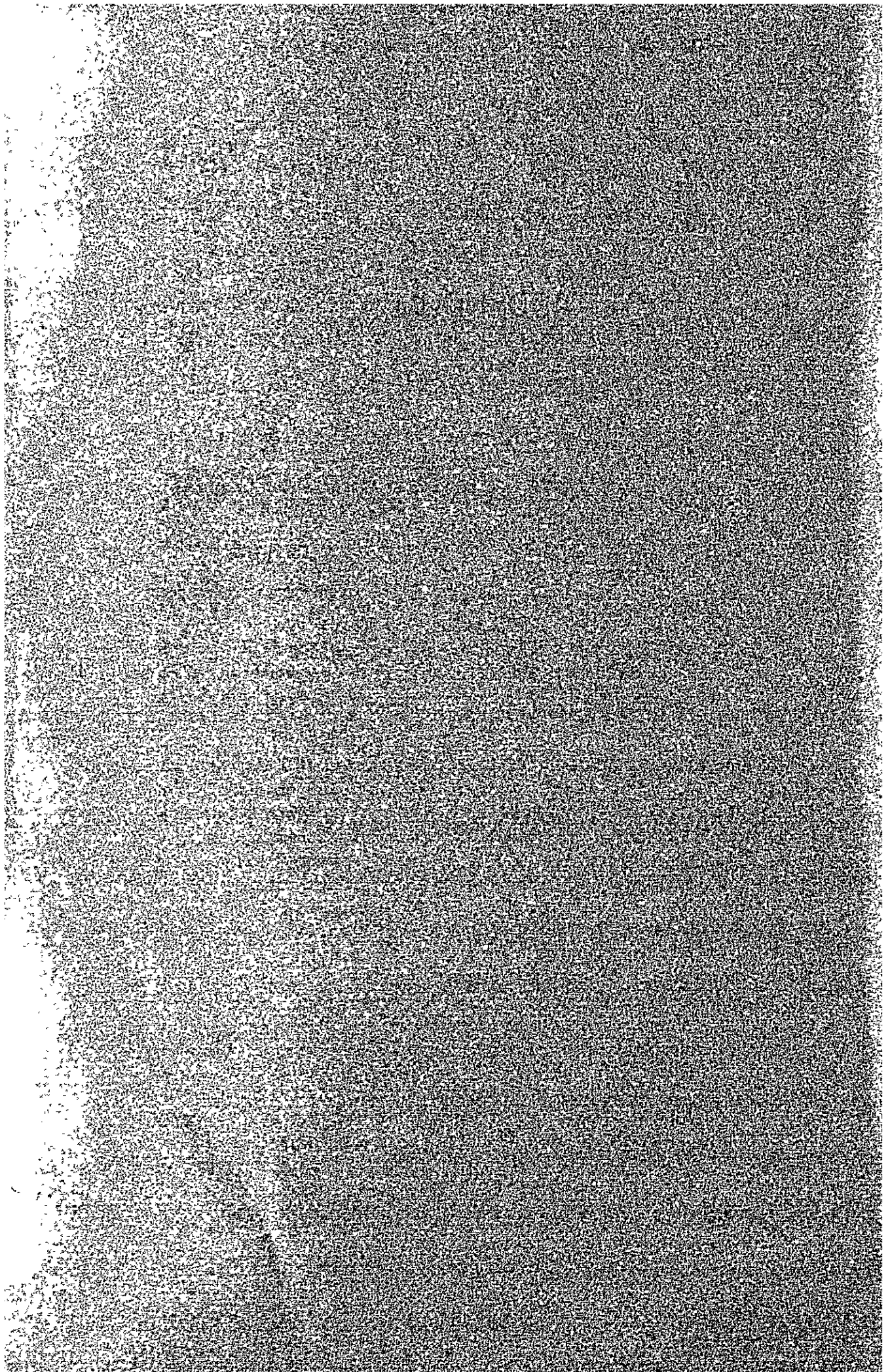
## 6. Topographical Map

- 6-1 Topographical Map of Manta River (scale: 1/1,000)
- 6-2 Topographical Map of Confluent Area of Manta River and Santa River (scale: 1/1,000)
- 6-3 Topographical Map of Santa River Basin (scale: 1/10,000, 1/25,000)
- 6-4 Topographical Map of Project Area (scale: 1/25,000, 1/100,000)



# ADDENDUM

中間報告書に対するINIEのコメントについて



MEMORANDUM N° 714 -78/DI

A : ING. TSUGUO NOZAKI  
JEFE MISION TECNICA DEL GOBIERNO  
DE JAPON

DE : ING. CESAR A. ZAPATA  
ENCARGADO DIRECCION INIE

ASUNTO : PROYECTOS DE DESARROLLO HIDROELEC  
TRICO DEL RIO SANTA. CC. HH. C Y R

FECHA : LIMA, 15 DE NOVIEMBRE DE 1978

---

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. para manifestarle que habiendo recibido el Borrador Final del Informe sobre los proyectos de desarrollo hidroeléctrico del río Santa, el mismo está siendo revisado por los especialistas del Instituto.

De acuerdo a las reuniones sostenidas desde su llegada el 7 de Noviembre - pasado, se están analizando los planteamientos incluidos en dicho Informe - en relación a otros estudios que se han realizado y se vienen realizando en el Instituto, sobre los recursos hidroeléctricos del río Santa. Las observaciones y comentarios finales sobre el estudio las remitiremos a Tokio a fines del presente mes de Noviembre a través de JICA, las mismas que consideramos conveniente deben ser incluidas, luego de las aclaraciones de su grupo técnico, como un anexo al Informe Final de los estudios.

Sin embargo, en líneas generales y teniendo en cuenta las discusiones previas sostenidas en Tokio con los Ings. Romero y Marquina, podemos manifestarle que el Informe presentado se encuentra bien enfocado en los planteamientos generales y contiene valiosa información que debe ser tenida en cuenta para el desarrollo hidroeléctrico futuro de la Cuenca del río Santa.

En relación a algunas observaciones y comentarios generales sobre las Centrales Hidroeléctricas C-2 y C-3, le podemos manifestar lo siguiente :

///

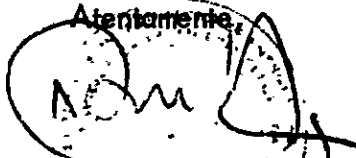


En el Capítulo 2, se considera importante analizar la sensibilidad de los resultados obtenidos para variaciones de la demanda con valores menores que los calculados, haciendo variar también la oferta postergando la puesta en operación de Centrales como Restitución (1983), Alto Chicama (1984), El Chorro (1986) y Sheque (1987), en el período analizado 1978-1990.

En el Capítulo 5, Item 5.1.2 (3), se plantea que el desarenador en caverna ubicado aguas abajo de la Toma, en el Reservorio de Tablachaca de la C. H. C-3, operaría como un conducto a presión. No se conoce experiencias en operación de este tipo de obras. Sería necesario fundamentar mejor su selección y prever las investigaciones de modelo hidráulico necesaria para el siguiente nivel de los estudios.

Capítulo 7, Item 7.2, para efectos del análisis económico, en la evaluación de los costos anuales del Proyecto se utilizó una tasa de descuento del 8%. Sería conveniente estimar la relación B/C y los beneficios incrementales (B-C) para una tasa de descuento del 10%, que es la utilizada en los análisis económicos de los proyectos realizados por el Instituto.

Agradecemos anticipadamente, a través suyo, la magnífica colaboración prestada por el organismo de cooperación del Gobierno del Japón (JICA) para la realización de estos estudios, y esperamos contar con el mismo apoyo para el desarrollo de los niveles subsiguientes de dichos estudios.

Atentamente,  
  
Ing. César A. Zapata-López-Aliaga  
ENC. DIRECCION

L.Y.Y. . . .

GRS / if

cc. : DI (2)  
SD-IC  
D.I.H.(2)  
Ing. Nakamura -SDIEM  
Ing. Marquina  
Ing. Olazábal

覚え書き No.714 - 78 / DI (訳文)

名宛人 : 日本国政府調査団長 野崎次男

差出人 : ベルー国電力公社電力調査企画局  
(ELECTROPERU - INIE)

局長代理 ING. CESAR A. ZAPATA

件名 : サンタ河電源開発計画, CおよびR水力発電所

期日 : 1978年11月15日 リマ

サンタ河電源開発計画に関する報告書の最終原稿を受領し、現在当企画局の専門家により検討を進めていることをお知らせ致します。

貴職が当地に到着された11月7日以来、開催されて来た検討会議に基づき、上記報告書にある諸計画を当局がこれまでに実施し、また、現在実施中のサンタ河の水力発電資源に関するその他の調査と関連づけ検討しております。

本調査に関する所見および最終コメントを11月末に国際協力事業団を通じ東京へ送付する予定です。また、同コメント等は、貴調査団員が解明した上で調査報告書の最終版に別添として取り込むことが望ましいと考えます。

しかしながら、全体として東京においてRomeroおよびMarquina両技師と行った討議を考慮すると、提出された報告書は、全体計画によく焦点を合わせ、サンタ河流域の将来の電源開発のために考慮すべき有益な資料を備えているものと判断されます。

C-2およびC-3発電所に関する所見およびコメントに関して以下の通りお伝えします。

第2章においては、分析の期間である1978年から1990年の間について報告書の中で計算されている数値よりも電力需要を減らし、同様に各発電所の運転開始時期をRestitución (1983年)、Alto Chicama (1984年)、El Chorro (1986年) また Sheque (1987年) というように計画を延ばして、その影響を分析することが必要であると考えられる。

第5章5.1.2(2)において、C-3発電所のためのTablachaca調整池の取水口の下流に設置される地下式沈砂池は、圧力式導水路の一部として作動するよう計画されている。しかし、この種の構造物は、実際に運用された例はない。したがって、この型式を採用することの利点を明確にし、本調査の次段階にそなえ、水理模型実験を行なうことが必要である。

第7章7.2で、本プロジェクトの年間経費の積算に際し、経済評価を行うために割引率8%が適用されている。ここでは、当局がこれまでに実施してきた経済評価において使用している10%の割引率を適用して便益費用比(B/C)および超過便益(B/C)の計算を行うことが望ましいと考えられる。

当局は、貴職を通じてここに本調査のために日本政府の協力機関(国際協力事業団)によって示された甚大なる御協力に対し、感謝の意を表すると共に、今後共本調査に続く次段階の開発の

ために変わらぬ御支援を承る様お願い致します。

敬 具

ペルー電力公社電力調査企画局長代理

ING.Cesar A.Zapata Copez-Aliaga

INIE は中間報告書に対して3点について所見を述べており、以下その説明を行う。

－需要想定について－

第Ⅱ部第2章「需給バランス」に述べられている諸発電計画の運転開始時期と前記 INIE のコメントにある発電計画の運転開始時期と異なるものは、Restitución 計画が 1982 年の運転開始予定が 1983 年となり、El Chorro 計画が 1985 年の予定が 1986 年となっている点である。

Alto Chicama 計画（第2章では、単に火力発電所として T V - A F と称している。）および Sheque 計画については、本報告書で述べている運転開始時期と差は生じていない。したがって Restitución および El Chorro 両計画の運転開始時期の異なる点について、需給バランスに与える影響を検討する。

Restitución 計画の運転開始が1年遅れることにより、1982年に 34,000 kwの供給力の不足が生じる。この不足分は、中央および北部系統の総需要の 1.9%に当たる。

一方、1978年のPeru共和国は、経済危機にみまわれ電力需要の伸びも殆んど零に近く、経済回復が急速になされたとしても1982年まではこの経済危機の影響は残ると推定されるので、1982年に生じる1.9%の不足は解消出来ると考えられる。また、1985年に運転開始予定の El Chorro 計画が1年遅れることにより、319 MWの予備力が169 MWに減少するが、中央および北部系統に与える影響は重大ではない。

したがって、指摘のあった既存水力開発計画の発電開始の遅れによる系統への支障はないものと推定する。

また、本検討に於ては将来の電力需要の伸び率をMEMの想定値と同率を取り、

1978年 - 1985年	約 6.83%
1985年以降	6.50%

を採用した。しかし、ここでは、この伸び率が上記想定値よりも小さいものであった場合、C-2, C-3, R-1, R-2 および R-3 発電所の建設時期にどの様に影響があるかを検討する。

すなわち、前記想定伸び率より1%および2%減少した二つのケースにつき、1985年、1986年（C-2 発電所運転開始）、1995年（R-1 発電所運転開始時期）および2000年の電力需要について検討すると下記に示す通りとなる。

	1978年	1985年	1986年	1995年	2000年
現計画					
年平均伸び率(%)	6.83	6.5	6.5	6.5	6.5
電力需要(MW)	1.656	2.629	2.799	4.935	6.761
1%減の場合					
年平均伸び率(%)	5.83	5.5	5.5	5.5	5.5
電力需要(MW)	1.656	2.462	2.597	4.205	5.496
2%減の場合					
年平均伸び率(%)	4.83	4.5	4.5	4.5	4.5
電力需要(MW)	1.656	2.304	2.407	3.578	4.459

C-2およびC-3発電所の投入時期は、1%減の場合も2%減の場合に於ても、1985年に建設を予定している火力発電所約200,000kWを縮少することにより、両発電所の建設時期を遅らせる必要はなく、また、火力発電所の建設を縮少出来る事により、一層経済的な電源開発が可能になると考えられる。

次にR-1、R-2およびR-3発電所の開発時期であるが、1%程度の減であれば、R発電計画はこの報告書で述べている投入計画通り開発する可能性は残るが、2%減少すると、これらの発電所の投入時期を数年遅らせる必要性が生じると考えられる。

#### — 経済評価について —

第7章経済評価は金利が8%でなされているが、これを10%とした場合につき検討した結果は下記の通りである。

##### 1. 経済評価の方法

本文7.1と同様

##### 2. 年間費用

本計画の工事費および耐用年数をTable A.A.1およびA.A.2に、また、年間費用をTable A.A.3およびA.A.4に示す。

##### 3. 年間便益

###### (1) 代替火力発電所の年間費用

Table A.A.6に示す通りで、このTableよりkW当りの便益およびkWh当りの便益はそれぞれ次の通りとなる。

kWあたり便益 98 US \$

kWhあたり便益 0.022 US \$

###### (2) 販売可能電力量

本文7.3.2と同様

(3) C-2およびC-3発電所の年間便益

有効電力及び一次電力量のみについて計算すると、

C-2 発電所

$$68,400\text{kW} \times 98\text{US\$} + 593 \times 10^6 \text{kWh} \times 0.022\text{US\$} = 19,749,000\text{US\$}$$

C-3 発電所

$$150,100\text{kW} \times 98\text{US\$} + 939 \times 10^6 \text{kWh} \times 0.022\text{US\$} = 35,368,000\text{US\$}$$

4. 経済評価の結果

- (1) C-2およびC-3発電所の年間費用は、Table A.A.3およびA.A.4で算出したごとく、16,633,000US\$および34,127,000US\$であり、年間便益は3(3)で計算したごとく19,749,000US\$および35,368,000US\$である。

これから求める便益費用比(B/C)および超過便益(B-C)は次の通りである。

	B/C	B-C
C-2 発電所	1.19	$3.116 \times 10^3 \text{US\$}$
C-3 発電所	1.04	$1.241 \times 10^3 \text{US\$}$
計	1.09	$4.357 \times 10^3 \text{US\$}$

この結果から、火力発電所を建設し、電力を供給するよりC-2およびC-3発電所を建設する方がすぐれているといえる。

- (2) 将来、余剰電力量  $210 \times 10^6 \text{kWh}$  の50%、又は100%が既設火力発電所の燃料の節約に使用出来るとし、売電単価を燃料費  $0.020 \text{US\$/kWh}$  として、経済評価を行うとその結果は次の通りである。

	販売可能な余剰電力量 (50%)	B/C	B-C
C-2 発電所	$3 \times 10^6 \text{kWh}$	1.19	$3.176 \times 10^3 \text{US\$}$
C-3 発電所	$97 \times 10^6 \text{kWh}$	1.09	$3.181 \times 10^3 \text{US\$}$
計	$100 \times 10^6 \text{kWh}$	1.13	$6.357 \times 10^3 \text{US\$}$

	販売可能な余剰電力量 (100%)	B/C	B-C
C-2 発電所	$6 \times 10^6 \text{kWh}$	1.19	$3,236 \times 10^3 \text{US\$}$
C-3 発電所	$194 \times 10^6 \text{kWh}$	1.11	$5,121 \times 10^3 \text{US\$}$
計	$200 \times 10^6 \text{kWh}$	1.16	$8,357 \times 10^3 \text{US\$}$

- (3) 前記(1)の結果は、インフレーションの影響を考慮しない場合のものである。ここでは参考として、C-2およびC-3発電所が運転を開始した後、インフレーションが6%で上昇すると仮定する。解析期間50年間で有効電力量を常時電力量のみとした場合の便益費用比(B/C)および超過便益(B-C)がどの程度インフレーションの影響を受けるか試算する。

(a) インフレーションの影響を受ける費用項目

(i) 水力発電設備；電気機器および送変電設備の再建設費，運転維持費，管理費およびその他

(ii) 火力発電設備；設備の再建設費，運転維持費，保険および燃料費

なお，上記の費用項目は，同一のインフレーション率で上昇するものとする。

(b) 年間便益および年間費用

(a)の条件のもとに算出した解析期間50年にわたる均等化年間便益および年間費用は次の通りである。

kWあたり便益	138.0	US\$/kW
kWh あたり便益	0.0404	US\$/kWh

	C-2 発電所	C-3 発電所	合計
年間便益 (B)	$33.40 \times 10^6$ US\$	$58.65 \times 10^6$ US\$	$92.05 \times 10^6$ US\$
年間費用 (C)	$19.42 \times 10^6$ US\$	$34.17 \times 10^6$ US\$	$53.59 \times 10^6$ US\$

(c) 便益費用比および超過便益

(b)から求まる便益費用比 (B/C) および超過便益 (B-C) は次の通りである。

	C-2 発電所	C-3 発電所	合計
便益費用比 (B/C)	1.72	1.72	1.72
超過便益 (B-C)	$13.98 \times 10^6$ US\$	$24.48 \times 10^6$ US\$	$38.46 \times 10^6$ US\$

以上の結果からわかるように，インフレーションの影響を考慮すれば，C-2 および C-3 発電所の経済性は，代替火力発電設備に比較し更に有利になる。これは後者の年可変費（主として燃料費）が前者に比較し極めて大きいことと，前者の耐用年数が後者に比し長いことによる。

5. 電力コスト

C-2 および C-3 発電所の販売可能電力量と 2 項で述べた年間費用の関係から C-2 および C-3 発電所の各需要地の変電所渡し kWh 当りの電力コストは建設後 2 年以内に kWh 当り 0.033 US\$ となり，また，将来余剰電力量が有効化した時点では 0.029 US\$ となる。

Table-A.A.1 Construction Cost and Useful Life (Yrs.) of Facility of C-2 Power Station

Item	(Interest, 10 %)		(Unit: 10 <sup>3</sup> US\$)	
	Useful Life Years	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
<b>1. Generating Facilities</b>	-			
Civil Works	50	75,738	15,148	60,590
Hydraulic Equipment	50	2,418	1,814	604
Electrical Equipment	35	15,000	11,250	3,750
Engineering and Administration Cost		8,716	4,216	4,500
Others		6,488	1,995	4,493
Interest during Construction		18,000	18,000	0
<b>Total</b>		<b>126,360</b>	<b>52,423</b>	<b>73,937</b>
<b>2. Transmission Line and Other Facilities</b>				
Transmission Line and Others	35	8,000	5,600	2,400
Engineering and Administration Cost		1,000	500	500
Others		600	300	300
Interest during Construction		1,000	1,000	0
<b>Total</b>		<b>10,600</b>	<b>7,400</b>	<b>3,200</b>
<b>Total Construction Cost</b>		<b>136,960</b>	<b>59,823</b>	<b>77,137</b>



Table-A.A.2 Construction Cost and Useful Life (Yrs.) of Facility of  
C-3 Power Station

Item	(Interest 10 %)		(Unit: 10 <sup>3</sup> US\$)	
	Useful Life Years	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
<b>1. Generating Facilities</b>				
Civil Work	50	162,188	32,438	129,750
Hydraulic Equipment	50	5,523	4,142	1,381
Electrical Equipment	35	38,500	28,875	9,625
Engineering and Administration Cost		18,859	9,000	9,859
Others		13,934	4,180	9,754
Interest during Construction		39,595	39,595	0
<b>Total</b>		<b>278,599</b>	<b>118,230</b>	<b>160,369</b>
<b>2. Transmission Line and Other Facilities</b>				
Transmission Line and Others	35	2,000	1,400	600
Engineering and Administration Cost		300	150	150
Others		180	90	90
Interest during Construction		150	150	0
<b>Total</b>		<b>2,630</b>	<b>1,790</b>	<b>840</b>
<b>Total Construction Cost</b>		<b>281,229</b>	<b>120,020</b>	<b>161,209</b>

Table-A.A.3 Annual Cost of C-2 Power Station

(Unit: 10 <sup>3</sup> US\$)		
Item	Investment	Annual Cost
1. Interest and Depreciation	<u>136,960</u>	<u>13,894</u>
1.1 Civil Works	} 108,560	10,949
1.2 Hydraulic Equipment		
1.3 Electrical Equipment	17,800	1,846
1.4 Transmission Line, Sub-station and Com- munication System	10,600	886
2. Maintenance, Operation and Administration Expense	<u>136,960</u>	<u>2,739</u>
2.1 Generating Facilities	126,360	2,527
2.2 Transmission Line, Sub-station and Com- munication System	10,600	212
<b>Total Annual Cost (C)</b>		<b>16,633</b>

Table-A.A.4 Annual Cost of C-3 Power Station

(Unit: 10 <sup>3</sup> US\$)		
Item	Investment	Annual Cost
1. Interest and Depreciation	<u>281,229</u>	<u>28,502</u>
1.1 Civil Works	} 232,890	23,489
1.2 Hydraulic Equipment		
1.3 Electrical Equipment	45,709	4,740
1.4 Transmission Line, Sub-station and Com- munication System	2,630	273
2. Maintenance, Operation and Administration Expense	<u>281,229</u>	<u>5,625</u>
2.1 Generating Facilities	278,599	5,572
2.2 Transmission Line, Sub-station and Com- munication System	2,630	53
Total Annual Cost (C)		34,127

Table-A.A.5 Alternative Thermal Power Plant

Installed Capacity	(MW)	198
Unit Capacity	(MW x Unit)	66 x 3
Annual Plant Factor	(%)	70
Thermal Efficiency at Generating End	(%)	34
Annual Energy Production	(10 <sup>6</sup> KWh)	1,214
Present of Powerhouse Service Use	(%)	5
Annual Available Energy	(10 <sup>6</sup> KWh)	1,153
Annual Energy Consumption	(10 <sup>3</sup> Kl)	315.6
Construction Cost	(10 <sup>6</sup> US\$)	119.38

Table-A.A.6 Estimated Annual Cost of Alternative Thermal Plant

Item	Unit	Fixed Cost	Variable Cost	Notes
Interest and Depreciation	10 <sup>3</sup> US\$	12,664	-	Serviceable Years; 30 (*1) C.R.F. = 0.10608
Operation, Maintenance and Administration Cost	10 <sup>3</sup> US\$	2,387	597	Construction Cost x 0.025 Fixed Cost 80% Variable Cost 20%
Insurance and Others	10 <sup>3</sup> US\$	860	-	Insurance and Others ; Construction Cost x 0.0072
Fuel Cost	10 <sup>3</sup> US\$	-	24,756	315.6 x 10 <sup>3</sup> (K1) x 78.44 (\$/K1)
Total	10 <sup>3</sup> US\$	15,911	25,353	
Annual Cost at Sending End				
Cost per KW	US\$	98.0	-	$\frac{15,911 \times 10^3}{198,000} \times 1.22^{(*2)}$
Cost per KWh	US\$	-	0.022	$\frac{25,353 \times 10^3}{1,214 \times 10^6} \times 1.05^{(*3)}$

(Note) \*1 Capital Recovery Factor (i = 10.0%)

\*2, \*3 KW, KWh, adjustment Factor

Item	Loss (%)	Hydro	Steam
Transmission	Loss (%)	1.5	1.5
Station Service	Loss (%)	0.3	5.0
Failure	Loss (%)	0.5	5.0
Repair	Loss (%)	2.0	14.0

$$\text{KW Adjustment Factor} = \frac{(1-0.015) \times (1-0.003) \times (1-0.005) \times (1-0.02)}{(1-0.015) \times (1-0.05) \times (1-0.05) \times (1-0.14)} = 1.22$$

$$\text{KWh " " " } = \frac{(1-0.015) \times (1-0.003)}{(1-0.015) \times (1-0.05)} = 1.05$$

— C-3 調整池用の沈砂池について —

Tablachaca に設ける C-3 調整池用の地下式沈砂池について、指適されているように未だ経験はない。

本地下式沈砂池は 4.2 m の水圧を受けることになるが（末端で）、圧力下に於てもまた、無圧下でも浮遊土砂の沈下の差は殆んどないものと推定される事と、C-3 発電所の運転上、沈砂池を圧力式とした方が有利であると判断したので、この形式を採用した。

しかし、INIE のコメントにもあるようにフィジビリティ・スタディ、または詳細設計実施時にはモデル実験による検討を行う事が望ましい。



