

第8章 予 備 設 計

8.1 設 計	8- 1
8.1.1 土木構造物	8- 1
8.1.2 水車および発電機	8- 4
8.1.3 送電線および通信設備	8- 4
8.1.4 系統解析	8- 6
8.1.5 主要諸元	8- 6
8.2 工事工程および施工計画	8- 8
8.2.1 工事工程	8- 8
8.2.2 施工計画	8- 8

FIGURE LIST

- Fig. 8-1 Study on Headrace Tunnel Diameter
- Fig. 8-2 Study on Penstock Diameter
- Fig. 8-3 Switchyard of Julumito Power Station
- Fig. 8-4 Transmission Line Tower Configuration
- Fig. 8-5 Single Line Diagram of Popayan Substation
- Fig. 8-6 Popayan Substation
- Fig. 8-7 Telecommunication System Diagram
- Fig. 8-8 Construction Schedule

DRAWING LIST

- DWG. NO. 9 RESERVOIR; PLAN
- DWG. NO. 10 DAM; PLAN
- DWG. NO. 11 DAM; PROFILE AND TYPICAL CROSS SECTION
- DWG. NO. 12 DIKE NO. 1; PLAN, PROFILE AND CROSS SECTION
- DWG. NO. 13 DIKE NO. 2; PLAN, PROFILE AND CROSS SECTION
- DWG. NO. 14 WATERWAY; PLAN, PROFILE AND CROSS SECTION
- DWG. NO. 15 POWERHOUSE; PLAN AND PROFILE
- DWG. NO. 16 RIO CAUCA DIVERSION DAM; PLAN AND PROFILE
- DWG. NO. 17 RIO CAUCA DIVERSION DAM; CROSS SECTION
- DWG. NO. 18 RIO PALACE DIVERSION DAM; PLAN, PROFILE
AND CROSS SECTION
- DWG. NO. 19 RIO BLANCO DIVERSION DAM; PLAN, PROFILE
AND CROSS SECTION
- DWG. NO. 20 CAUCA DIVERSION WATERWAY
- DWG. NO. 21 PALACE DIVERSION WATERWAY
- DWG. NO. 22 POWERHOUSE; SINGLE-LINE DIAGRAM
- DWG. NO. 23 TRANSMISSION SYSTEM

第8章 予 備 設 計

8.1 設 計

8.1.1 土木構造物

(1) 主ダム

ダムの型式はダム地点の地形および第6章「地質および材料」で述べた地質状況、またダム地点周辺で採取可能なダム築造材料の特性、さらに完成後のダム挙動等を考慮してフィルタイプダムが最も適当であると判断する。

コンクリートダムの築造は第6章で述べた如く、ダムの基礎となる地質が主に安山岩質熔岩であるが一部火山灰質地質を含んでいること、また良質なコンクリート用骨材を多量に得ることが出来ないこと等から技術的、経済的に不可能と考える。

また、ダム地点近傍で採取可能な不透水性土質材料は火山灰層と安山岩質熔岩層の風化残留土である。このいずれもコア材料としては可成り高い不透水性を有して居るが、一般に非常に細粒であり、自然含水比は高い。

不透水性土質材料の上記の性質（特に圧縮性）、および使用するロック材料の性質、さらにダム地点の地形、岩盤の露出状況を考慮してダムはアーチ状を呈した傾斜コア型の設計とし、上流面勾配1:2.3、下流面勾配1:1.8とする。工事中の河流の付替は左岸に設ける内径2.5mの仮排水トンネル1本により行う。仮排水トンネルの通水容量はダム工事期間中の安全を考慮し、 $25.0\text{m}^3/\text{sec}$ とする。本仮排水路はダム工事完成後は放流路に流用する。この為貯水池の湛水期間に放流路の取水口、バルブ室およびバルブの設置等の工事を実施する。

本フィルタイプダムの築造材料およびダムの基礎地盤については、今後更に詳細な調査が必要で、その結果に基づいてダムの最終設計を行なわなければならない。

(2) 洪水吐

第5章「水文」で述べた如く、主ダム地点の設計洪水量(Rio Sate)は $50.0\text{m}^3/\text{sec}$ である。洪水吐はシュート式で、洪水吐水位1,715.00mにて $50.0\text{m}^3/\text{sec}$ を流下することが出来る構造とする。洪水吐は地形上から経済的に築造が可能なダイクNo.1の左岸に設けることとし、流量調節はスライドゲート1門で行なう設計とする。

(3) 取水口

取水口は土砂の流入を防ぐため、ダム地点から約200m上流のRio Sate左岸の沢部に設けることとし、1:0.7の勾配をもつ傾斜型とする。取水口の敷標高はこの地点の地質状況、導水路トンネルの中心線標高、および施工方法等を考慮し、貯水池の低水位以下34.5mの標高1,665.5mに設定する。取水口前面には塵除スクリーンと除塵機用ガイドレールを設ける。導水路トンネル

ル呑口にトンネルの保守点検等のために取水口斜面に沿いローラーゲートを設置する。

(4) 導水路トンネル

導水路トンネルの型式は円型の圧力トンネルとする。トンネル断面寸法は数種の内径について、年間経費と損失水頭による年間損失便益を算出し、その和が最小となるような内径を選んだ。その検討結果は Fig.8-1 に示す通りで、トンネル内径は 4.20 m とする。

導水路トンネルを設ける取水口と発電所間の地質は第 6 章「地質および材料」で述べた如く、表層部から約 30~40 m が火山灰層であり、その下部に厚い安山岩質熔岩が存在する地質状況である。導水路トンネルのルート中心はこの安山岩質熔岩層の中に入るよう、かつ充分この層の覆りが得られるよう選定する。

トンネルは全長に亘って鉄筋コンクリートの巻立を行い、必要により取水口、調圧水槽附近、あるいは地質の悪い所は内張鉄管等による補強を行う計画である。また、第 5 章「水文」で述べた如く、トンネル経過地には断層、湧水等が存在するおそれはないものと考えられ、施工上特別な問題はないであろう。工事のための作業坑は取水口側と発電所側にそれぞれ設ける計画である。

(5) 調圧水槽

調圧水槽の型式はこの地点の地形および上部半分を火山灰層に設けなければならない地質状況とそれに伴う施工の困難さを考慮し、複雑な構造のものはさけ、制水口型調圧水槽とし、断面形状は円形とする。

調圧水槽の設計に当っては、貯水池満水位において全負荷を遮断した場合、および貯水池低水位において 1/2 負荷を急増した場合、それぞれ導水路および水車に悪影響を与えないことを設計条件とする。

(6) 水圧鉄管路

水圧鉄管路の設計は、設置場所の地形特に地表面の傾斜の状況および地質等を考慮の上、地表式と斜坑式の両案について比較検討した結果、作業坑の新設を必要とする斜坑案より、ダム盛立用ロック材料を採取した後に地表式で設置する方が経済的であり、かつ施工が容易であるので地表形式を採用することとする。

水圧鉄管は上部で 1 条、発電所に入る直前で 2 条に分岐する溶接鋼管とする。管胴材料は主に SM 53、または SM58 (JIS) もしくはこれに相当する材料を用いるものとする。管路の内径は数種の平均内径について圧力トンネルの内径の検討と同様年間経費と損失水頭による年間損失便益を算出し、その和が最小となるものを選ぶこととする。その結果は Fig.8-2 に示す通りで、平均内径を 3.60 m に選んだ。これにより内径を 4.0 m ~ 3.2 m に変化させることとする。

水圧鉄管の設計は静水頭にサージングによる水頭および水撃圧を内圧として考慮する。なお水圧鉄管路の掘削岩は前述の如く主ダムのロック盛立材料に流用する計画である。

(7) 発電所、屋外開閉所

Fig. 8-1 Study on Headrace Tunnel Diameter

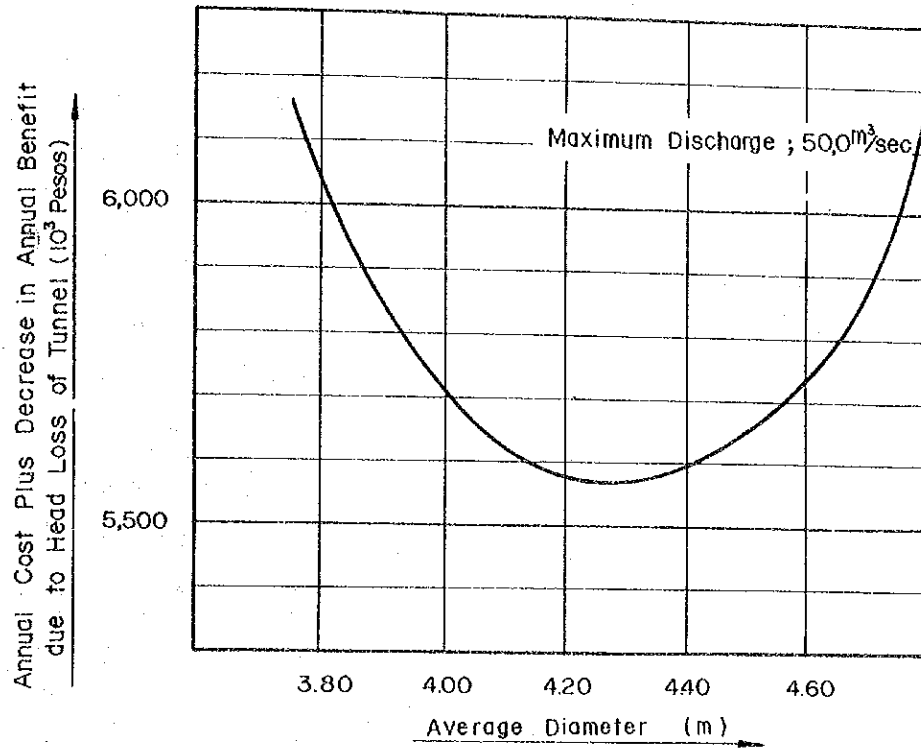
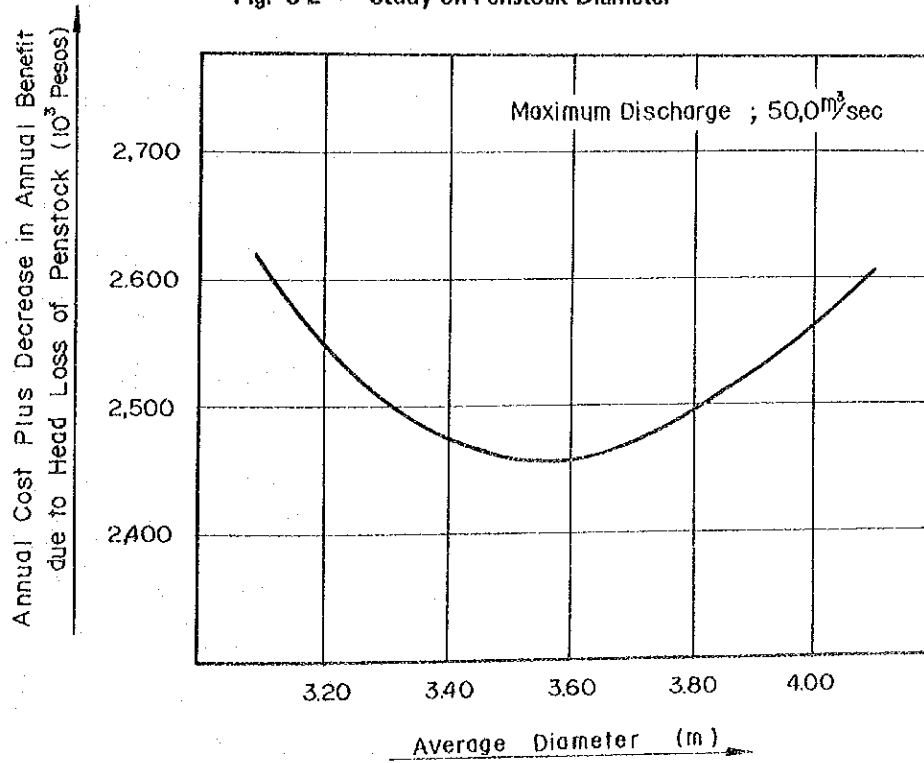


Fig. 8-2 Study on Penstock Diameter



発電所、開閉所は地形、地質を考慮し、地上式の発電所および屋外開閉所とする。ドラフト管はエルボ型とし、出口にゲートを設けることとする。屋外開閉所は発電所上流部に隣接して設置することとする。なお、発電所、開閉所の掘削の岩部も可能な限り主ダム盛立材料に流用する。

(8) Rio Cauca 取水ダム

型式は自由越流型のコンクリート重力式ダムとし、通水部は水位 3.4 m にて $850\text{ m}^3/\text{sec}$ を完全に流下させる overflowing section を有する設計とする。右岸取水口附近には $6.0\text{ m} \times 3.0\text{ m}$ の土砂吐ゲートを設置し確実に取水が出来るようにする。

また、ダム基礎となる砂礫層に対しては透水を防ぐためダム軸に沿い深さ 20m~25m のグラウトを 1m~2m の間隔で実施する。取水庭部には $1.0\text{ m} \times 1.5\text{ m}$ の排砂路を設け取水口に流入した土砂をフラッシュアウトする構造とする。

(9) Rio Palace' 取水ダム

Rio Cauca 取水ダムと同様の構造とする。通水部は高さ 2.5 m にて $215\text{ m}^3/\text{sec}$ の洪水量を流下させることが可能な設計とする。

左岸取水口部附近には $4.0\text{ m} \times 3.0\text{ m}$ の土砂吐ゲートを設置する。また取水庭には $1.0\text{ m} \times 1.0\text{ m}$ の排砂路を設置する。

(10) Rio Blanco 取水ダム

型式は前記 2 つの取水ダムと同様自由越流型のコンクリート重力式ダムとする。Palace' 集水路は逆サイフォンでダムの内部を通ず設計とする。Rio Blanco 取水ダム左岸に取水口を設け Rio Blanco の水を取水し、開水路により Palace' 集水路に導入する計画とする。

(11) Cauca 集水路

Cauca 集水路は延長 2,400 m のコンクリート開渠部と 220 m のトンネル部よりなる。コンクリート開渠部は勾配 1 : 600 にて最大通水量 $40.0\text{ m}^3/\text{sec}$ を安全、かつ経済的に流下し得る断面を選定する。

コンクリート開渠部の取水口附近には横溢流部を設け導水路最大通水容量以上の流入については溢流させる設計とする。またトンネル部は標準馬蹄型の無圧トンネルとしコンクリート巻立の設計とする。

(12) Palace' № 1, № 2 集水路

№ 1 集水路は延長 4,000 m のコンクリート開渠とする。勾配 1 : 600 にて最大通水量 $12.0\text{ m}^3/\text{sec}$ を安全、かつ経済的に流下し得る断面の設計とする。取水口直下流には横溢流部を設け導水路最大通水容量以上の流入については溢流させる設計とする。

№ 2 集水路は延長 3,660 m のコンクリート開渠部と 3ヶ所延長 770 m のトンネル部よりなる。開渠部は勾配 1 : 600 にて最大通水量 $13.8\text{ m}^3/\text{sec}$ を安全、かつ経済的に流下し得る断面とする。

トンネル部は標準馬蹄型の無圧トンネルとしコンクリート巻立の設計とする。

8.1.2 水車および発電機

この発電所の基準有効落差は 125.5 m, 利用水深は 15.0 m, 水車 1 台当りの最大使用水量は $25.0\text{m}^3/\text{sec}$ である。この条件に合致する水車としては立軸フランシス水車とすることが最も適当である。水車の出力は, 1 台当り 27,500kW 回転数は 400 r.p.m とする。入口弁としては蝶形弁を設備する。発電機は定格力率 0.9 (遅れ) において 1 台当り 29,500 kVA, 電圧は 11 kV 閉鎖風道循環型とする。所内補機は Unite System を採用する。

発電所に隣接して設けられる屋外開閉所には 29,000 kVA 3 相送油風冷式変圧器を 2 台設ける。変圧器 2 次側電圧は後述 (8.1.3 (1) 「送電設備」参照) のように 115 kV とする。Popayan 変電所向け 115 kV 引出設備は 1 回線とする。引出口にはしゃ断器を設けるが Popayan 変電所までの距離が僅か 10 km であり保護方式として Transfer trip system を用いる場合にはこのしゃ断器は省略することが可能である。

以上の水車, 発電機および屋外開閉所の各機器の制御には一人制御方式を採用し配電盤室にて全ての機器の操作が可能なように設計する。屋外開閉所機器配置図を Fig. 8-3 に示す。送電線の保護方式には carrier relay を用いた保護方式を採用し保護に万全を期した。その詳細は, DWG. 22 「単線結線図」に示す。

8.1.3 送電線および通信設備

(1) 送電設備

Julumito 発電所で発生した電力を Popayan 変電所経由需要地まで送電するため Julumito 発電所～Popayan 変電所間に送電線を設備する。

送電線の送電容量は Julumito 発電所の計画最大出力 53 mw を考慮しかつ既設電力系統の電圧を勘案して本送電線は 115 kV, 1 回線とする。

送電線予定経過地は発電所引出地点を除いては, なだらかな丘陵地であり, 送電線建設および保守の点からみて特に困難はないので発電所地点にて Rio Cauca を横断し, Popayan 変電所にかつてほぼ直線的にルートをとるものとする。ルート図を Fig. 4-2 に送電系統図を DWG. 23 に示す。

また, 本送電線に使用される標準鉄塔図を Fig. 8-4 に示す。この送電線の経過地が標高 1,700 m 程度であることからコロナ現象を考慮して最も経済的な 160mm^2 (外径 18.2 mm, 素線構成 AL 30 本/2.6 mm + St 7/2.6 mm) とする。碍子としては 250 mm suspension type 6 個連とし, アーキングホーンを取付ける。

直撃雷を避けるため鉄塔頂部には架空地線を 1 条架設するものとする。送電線の概要は 8.1.5 「主要諸元」に示す。

(2) 変電設備

Julumito 発電所からの送電線は Popayan 市南端にある既設運転中の Popayan 変電所において

CVC 系統並びに Rio Mayo 発電所向け連系送電線に 115 kV 母線を介して接続される。

また、この変電所を経由して市内の負荷に電力を供給するため 30MVA の主要変圧器 1 バンクを増設するものとする。Popayan 変電所に増設される変電設備の概要は 8.1.5 「主要諸元」に示す。

115 kV 送電線引込設備の配置は現存設備のそれと同様な機器配置とし将来隣接して増設される母線連絡設備の配置予定を考慮する。送電線の保護装置はこのような短距離の送電線では transfer trip system の採用が可能であり、その場合には発電所送出用しゃ断器の省略をすることができるが、ここでは既設に合わせて power line carrier relaying system を採用することにする。

しかし、transfer trip 方式については definite study にて充分検討されるべきである。主要変圧器は需要想定の結果および既設バンクの容量を考慮して 30 MVA 負荷時電圧調整器付とし、タップ中は既設バンクに合わせて ± 13.2 kV とする。また変圧器は経済性を考え、3 相とし、1 次側のしゃ断器は隣接するバンクと機器配置を同一とするため bushing CT 付の Oil CB とした。なお # 925 しゃ断器の予算は本計画の中では計上してない。主要変圧器の保護方式は既設のそれと同様とする。

今回の設計において新たに Popayan 変電所が系統上極めて重要な変電所であることを勘案して母線保護継電装置を設けることとする。Fig.8-5 に半線結線図を、Fig.8-6 に機器材配置図を示す。

(3) 通信設備

通信設備の範囲としては Julumito 発電所およびその受電変電所である Popayan 変電所間の保安用通信設備として次のものを設置する計画とする。

(a) 給電用通信設備

(b) carrier relaying system 用通信設備

telemetering については打合せにより必要としないものとした。Julumito 発電所への給電指令はすべて Popayan 変電所が行うものとして計画されている。

送電線保守用の通信設備は現存の移動用 VHF によるものとし今回の計画には含めていない。

(a) 給電用通信設備

Julumito 発電所～Popayan 変電所間 1 channel power line carrier 装置を設け直通給電用電話回線を構成する。

(b) 送電線保護方式用搬送設備

115 kV 送電線保護のため power line carrier relaying system を採用するものとし、1 channel carrier relay 用搬送設備を Julumito 発電所および Popayan 変電所に設置する。

Fig.8-7 に Julumito 計画の通信系統図を示す。

8.1.4 系統解析

Julumito 発電所の運転開始前後における CEDELCA - CEDENAR 両電力系統の潮流, 電圧安定度, 短絡容量, 短絡電流などについて電子計算機を用いて解析をした結果は Appendix II に添付されているが, その概要は次の通りである。

- (1) 良質な電力の供給を行なうため各変電所の変圧器は ± 10 % LRT 付とする。
- (2) 必要且安定なる電圧を維持する為 1976 年より Pasto 変電所, Ipiales 変電所に static condenser の設置が必要である。
- (3) 損失の軽減, 調相設備の節約および供給信頼度向上のため 1980 年以降は Popayan 変電所から Pasto 変電所の間は 2 回線とすることを recommend する。
- (4) Popayan 変電所至近距離にて 3 線接地事故が発生すると既設の小水力発電所は脱調するので各発電所に step out relay を取付ける必要がある。
- (5) 系統短絡容量は Popayan 変電所にて最大 540 MVA, 短絡電流は 2680 A である。

8.1.5 Major Specifications

The major specifications of the various structures in the Julumito Project are as indicated below.

Item	Description
<u>CIVIL STRUCTURE</u>	
Dam	Inclined core type, Rockfill dam
Elevation of crest	1,717.0 m
Height	80.0 m
Length of crest	350.0 m
Width of crest	8.0 m

Item	Description	
	Slope of upstream face	1 : 2.3
	Slope of downstream face	1 : 1.8
	Volume of dam	1,050,000 m ³
Draw-off	Tunnel type	
	Length	352.0 m
	Type of valve	Hollow Jet Valve
Dike No. 1	Earthfill	
	Height	22.5 m
	Length of crest	190.0 m
	Slope of upstream face	1 : 2.5
	Slope of downstream face	1 : 2.0
	Volume of dike No. 1	65,000 m ³
Spillway	Chute spillway with control gate	
	Design flood discharge	50.0 m ³ /sec
	Type of gate	Slide gate
	Number of gate	1
	Dimension of gate	8.0 x 3.0 m
Dike No. 2	Earthfill	
	Height	3.0 m
	Length of crest	560.0 m
	Volume of dike No. 2	15,000 m ³
Intake	Inclined type, reinforced concrete structure	
	Maximum discharge	50.0 m ³ /sec
	Type of gate	Roller gate
	Dimension of gate	5.5 m x 6.5 m
	Screen	6.0 m x 31.0 m
Headrace	Pressure tunnel	
	Length	1,793.0 m
	Shape	Circular
	Inside diameter	4.2 m

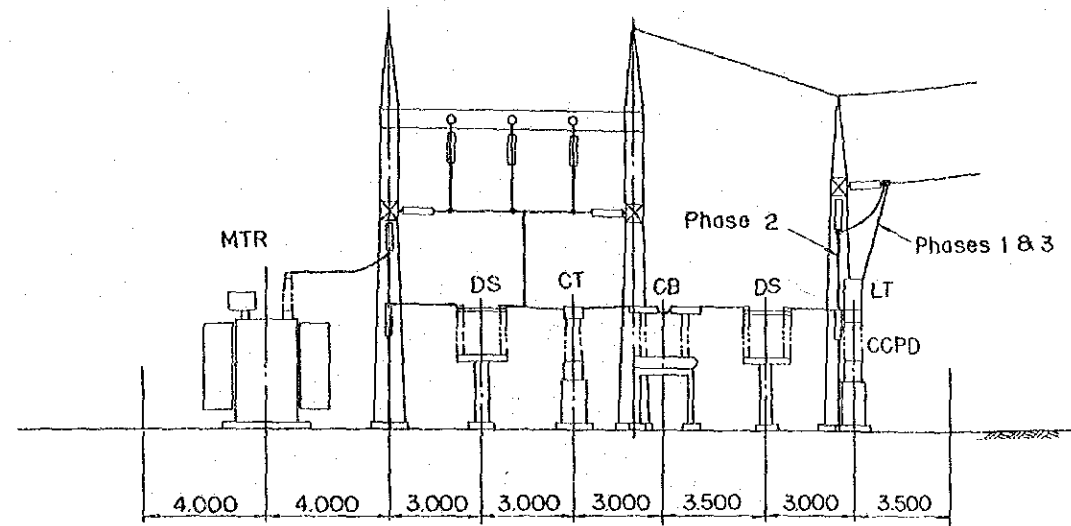
Item	Description	
Surge tank	Orifice type	
	Inside diameter of tank	8.0 m
	Inside diameter of orifice	2.2 m
	Height	65.6 m
Penstock	Welded steel, ring girder type	
	Materials	SM 58 or SM 53 (JIS)
	Length	239.0 m
	Number of Line	1
		(bifurcate into 2 lines at No. 3 anchor blocks)
	Inside diameter	4.0 x 3.2 m
		(2.0 ~ 1.6 m after a bifurcation)
Powerhouse	Reinforced concrete structure	
	Length	27.0 m
	Width	20.1 m
	Height	29.5 m
Rio Cauca diversion dam	Free overflow type concrete gravity dam	
	Height of dam	11.0 m
	Length	71.0 m
	Sand flash gate	Slide gate 60 x 3.0 m
	Volume of concrete	7,200 m ³
Rio Palacé diversion dam	Free overflow type concrete gravity dam	
	Height of dam	7.7 m
	Length	30.4 m
	Sand flash gate	Slide gate 4.0 x 3.0 m
	Volume of concrete	1,400 m ³
Rio Blanco diversion dam	Free overflow type concrete gravity dam	
	Height of dam	7.5 m
	Length	19.4 m
	Volume of concrete	900 m ³

Item	Description	
Cauca Diversion Waterway	Open channel and tunnel	
	Capacity	40.0 m ³ /sec
	Length of open channel	2,400.0 m
	Length of tunnel	220.0 m
Palacé Diversion Waterway	Open channel and tunnel	
	No. 1 Waterway	
	Capacity	12.0 m ³ /sec
	Length of open channel	4,000.0 m
	Length of tunnel	-
	No. 2 Waterway	
	Capacity	13.8 m ³ /sec
	Length of open channel	3,600.0 m
	Length of tunnel	770.0 m
<u>ELECTRIC EQUIPMENT</u>		
Turbine	Vertical shaft Francis type	
	Output	27,500 kW
	Maximum discharge	25.0 m ³ /sec
	Revolution	400 rpm
	Number of units	2
Generator	Three-phase synchronous generator, vertical shaft, rotating field closed type	
	Capacity	29,500 kVA
	Voltage	11.0 kV
	Frequency	60 cycles
	Number of units	2
Transformer	Three-phase outdoor, oil-immersed self-cooled type	
	Capacity	29,500 kVA
	Voltage	10.5/115 kV
	Number of units	2

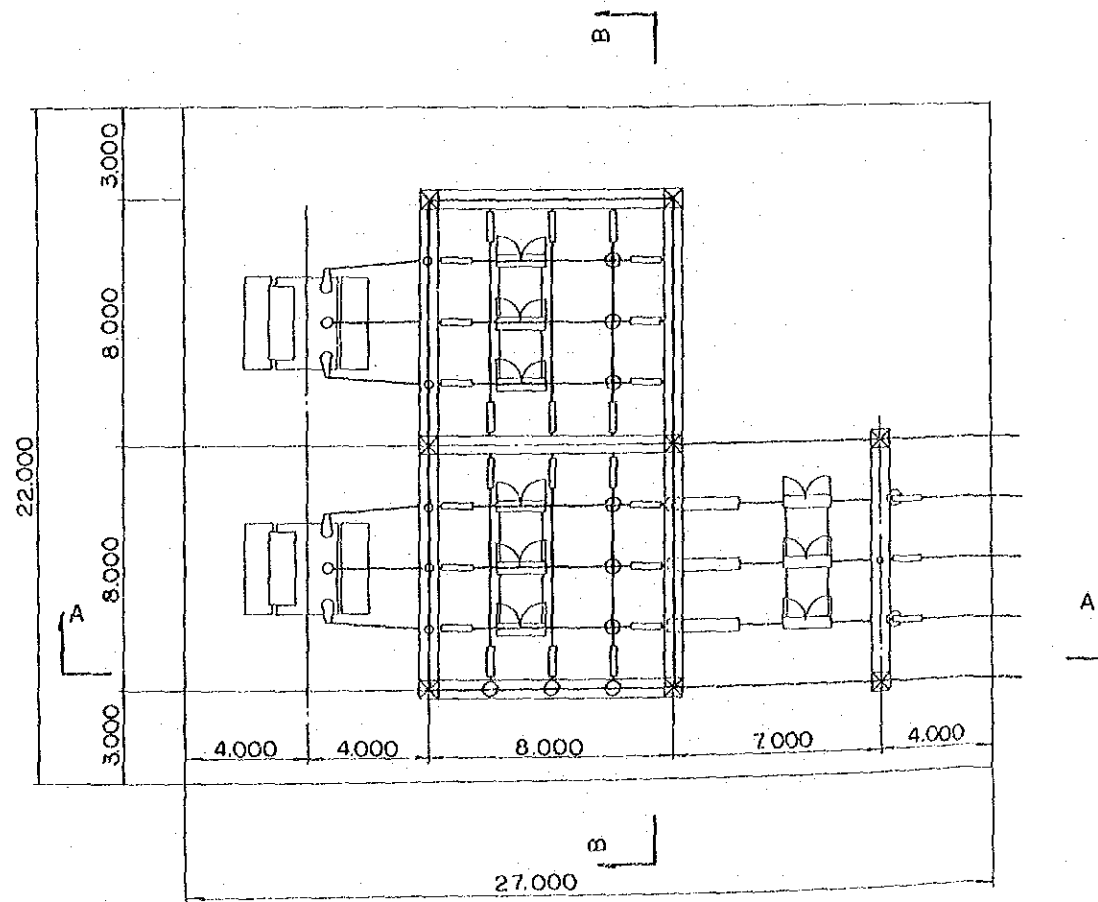
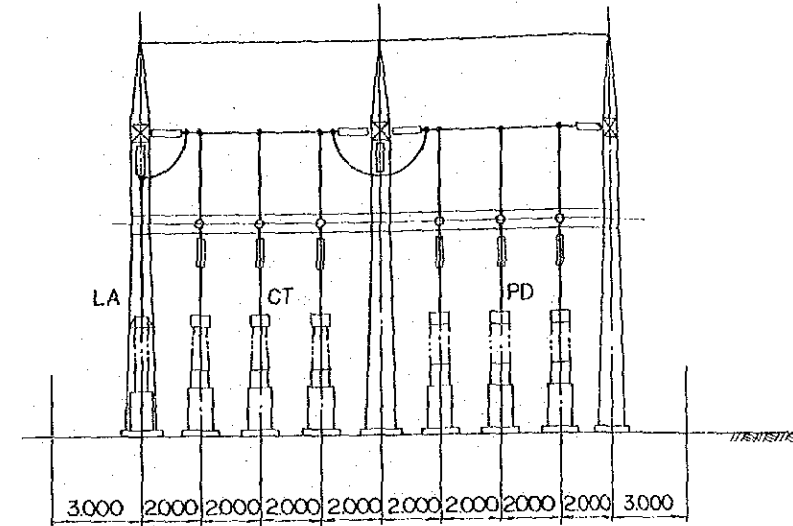
Item	Description	
Outdoor Switchyard	Transmission voltage	115 kV
	Area	27.0 x 22.0 m
Transmission Line	Distance	10 km
	Voltage	115 kV
	Number of circuits	1 cc
	Conductor	160 mm ² ACSR
	Insulator	250 mm Suspension Insulator Ball and Socket
	Overhead ground wire	45 mm ² GSC
	Support	Steel tower
<u>ADDITIONAL TRANSFORMER IN POPAYAN SUBSTATION</u>		
	Main transformer	1 unit
	Capacity	30 MVA
	Voltage	115 kV/13.2 kV with on load tap changer
	Circuit breaker	115 kV, 1,000 MVA
<u>TELECOMMUNICATION SYSTEM</u>		
	For communication system	1 ch.
	For Carrier relaying system	1 ch.

Fig. 8-3 Switchyard of Julumito Power Station

SECTION A - A



SECTION B - B



- MTR ; Main transformer
- LA ; Lightning arrester
- DS ; Disconnecting switch
- CT ; Current transformer
- CB ; Circuit breaker
- LT ; Line trap
- CCPD ; Coupling capacitor potential device
- PD ; Potential device

Fig. 8-4 Transmission Line Tower Configuration

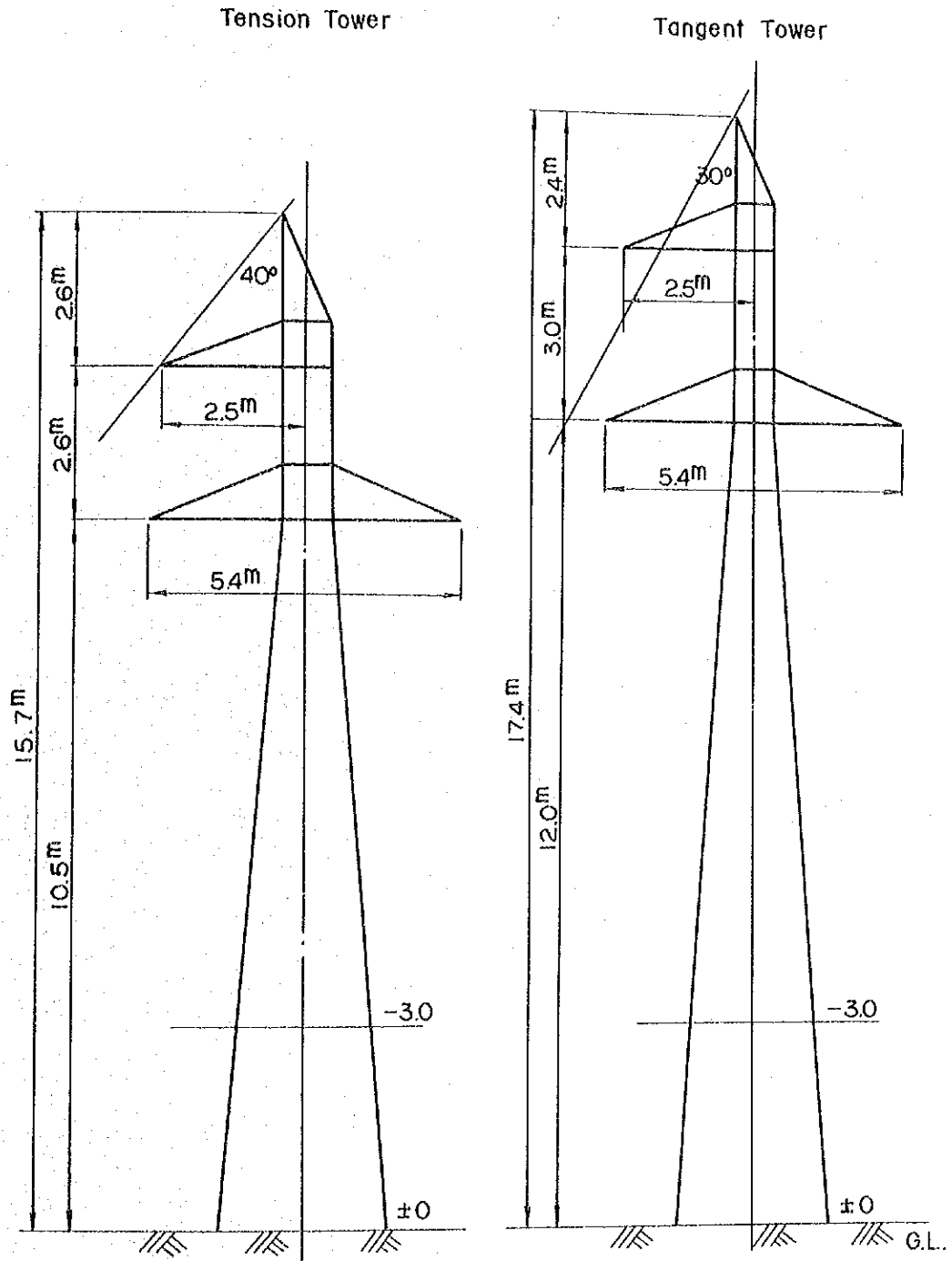


Fig. 8-5 Single Line Diagram of Popayan Substation

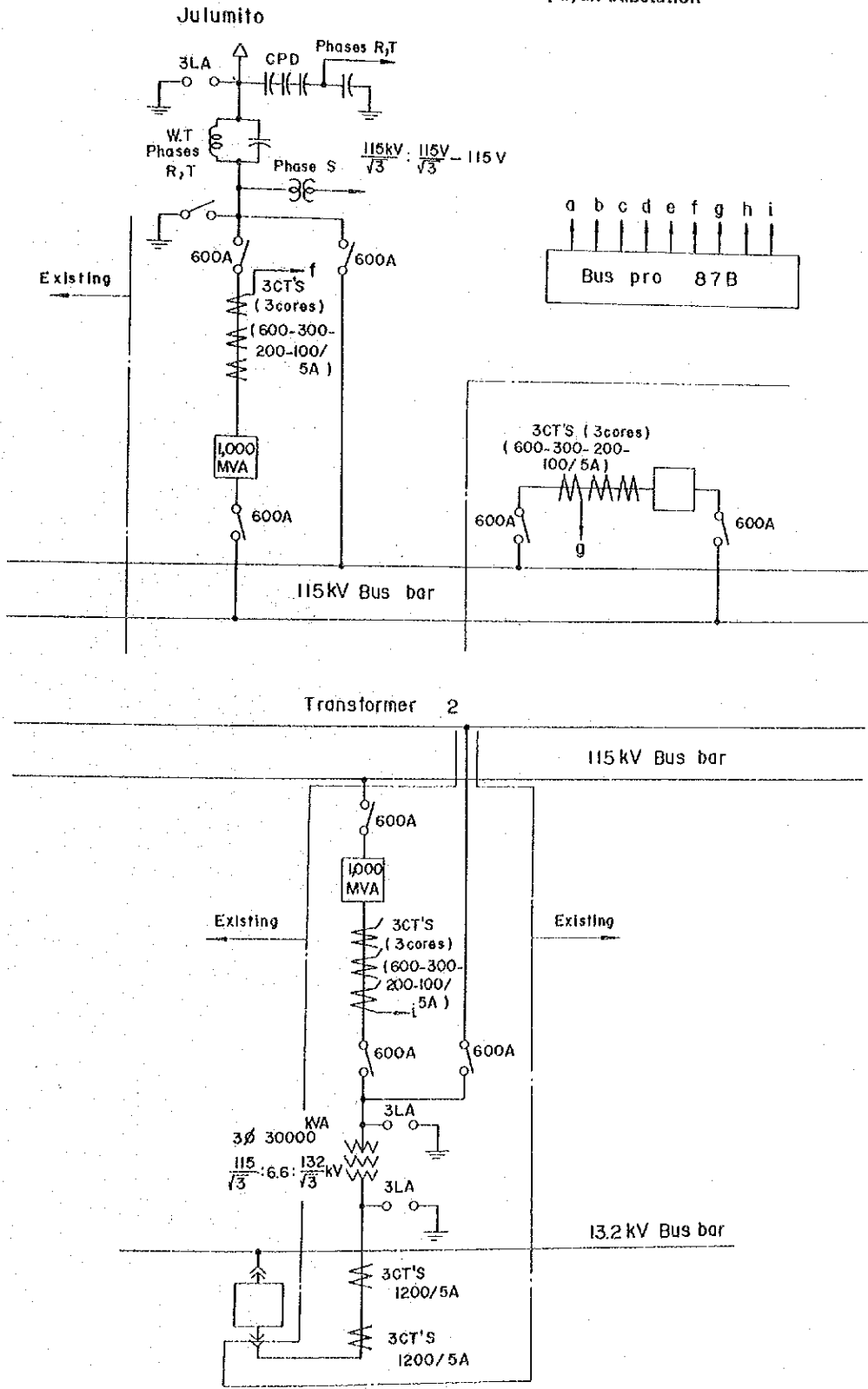
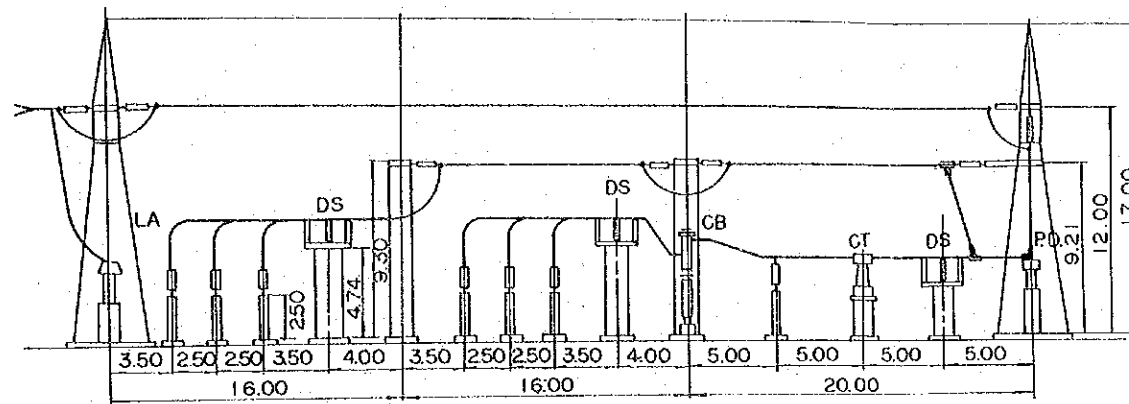
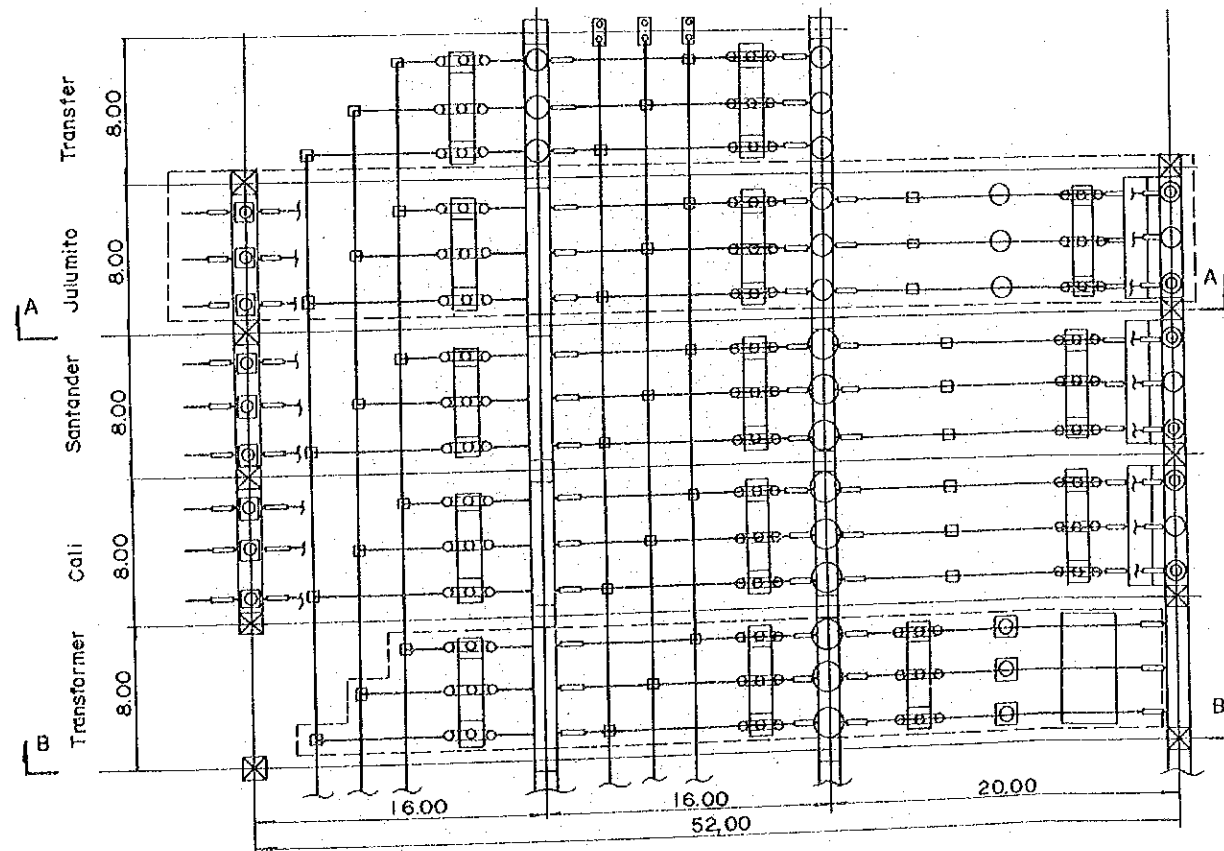
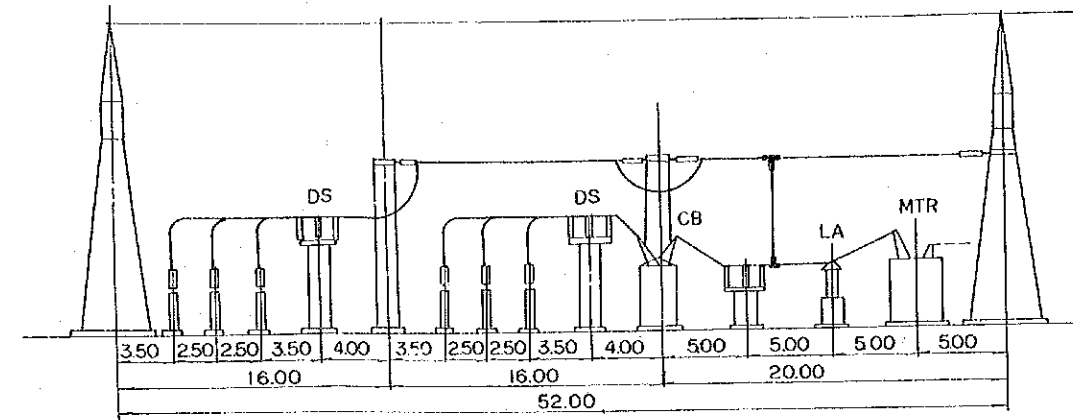


Fig. 8-6 Popayan Substation

SECTION A - A



SECTION B - B



Remerk

Addition

Legend

MTR ; Main transformer

LA ; Lightning arrester

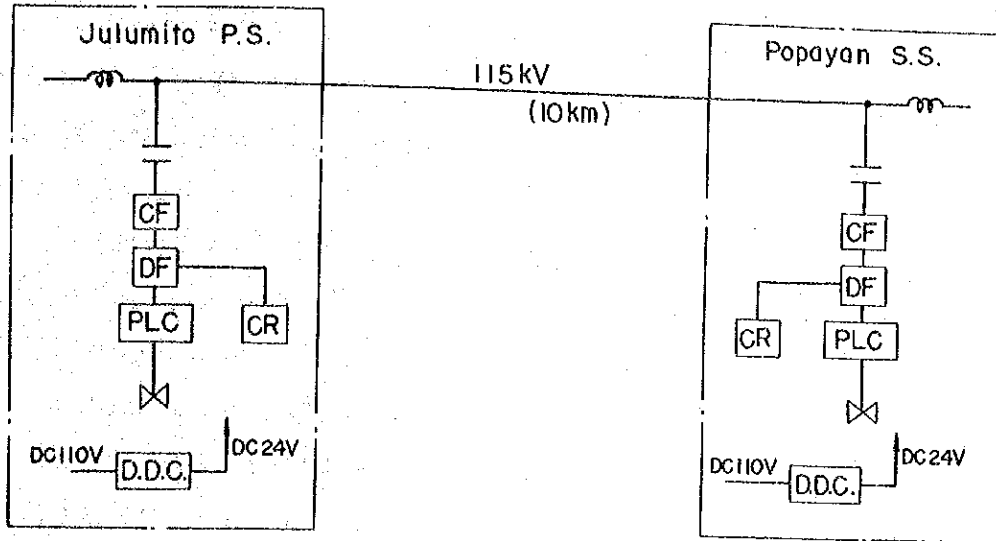
DS ; Disconnecting switch

CT ; Current transformer

CB ; Circuit breaker

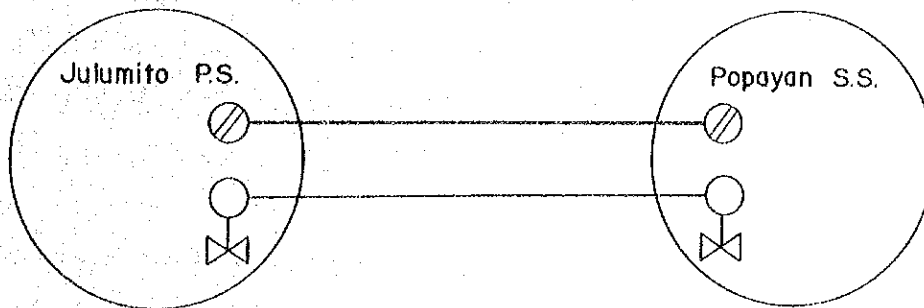
PD ; Potential device

Fig. 8-7 Telecommunication System Diagram



Legend

- Line Trap
- Coupling Capacitor
- Coupling Filter
- Power Line Carrier Telephone Terminal Equipment
- Divide Filter
- Carrier Protective Relaying Equipment
- Telephone Handset
- DC-DC Converter



Legend

- Load Dispatching Telephone Channel
- Carrier Protecting Relaying Channel

8.2 工事工程および施工計画

8.2.1 工事工程

Julumito 計画の工事期間は工事の規模、構造物の配置、請負業者に期待される施工能力、および地域条件等を考慮して検討した結果 32ヶ月程度を必要とする。

Julumito 発電所は電力需給上 1981年12月には運転を開始する必要がある。したがって運転開始前の貯水池湛水期間、試運転および上記の工事に必要な期間等をさかのぼれば1979年1月には遅くとも工事に着手しなければならない。

また工事着手までに必要な諸準備工事も1978年末までには全て終了していなければならない。以上の工事工程は Fig.8-8 に示す。

1978年中に完成させる諸準備工事はダム、発電所周辺、および材料採取地点等への access Road の新設または既設道路の改修および工事用動力設備等の諸設備を設けることである。工事開始第1年目(1979年)には、主ダムの仮排水トンネルを完成させた後ダム基礎の掘削を開始するとともに Rio Cauca 取水ダム Palace' 集水路、導水路トンネル調圧水槽、水圧鉄管路および発電所基礎等についても掘削を実施する。

また、発電所の主要機器、水圧鉄管等についても発注を行う。第2年目(1980年)には主ダムの盛立、発電所の基礎および建築工事、導水路トンネルのコンクリート巻立、調圧水槽、鉄管路のコンクリート工事、Rio Cauca Palace' 等の集水路工事を主体に実施するとともに、Rio Palace' 取水ダム、Cauca' 集水路の工事およびダイク No.1, No.2 の盛立をも開始する。また発電所内においては水車の据付を完了する。

第3年目(1981年)には主ダムおよびダイクの盛立、各構造物のコンクリート工事、水圧鉄管、発電機、変圧器等の据付工事、さらに送電線、通信設備等発電所の運転開始に必要な全ての工事を完成する。10月~11月には通水試験を行い、12月中旬発電所の営業運転を開始する。

上記の工事が円滑に実施されるためには、建設工事に必要な諸準備工事、その他の事前作業が Fig.8-8 に示される工程に従って順調に進んでいなければならない。

8.2.2 施工計画

(1) 地域条件およびその関連事項

(a) 輸送路

Julumito 計画地点は Popayan 市の北西約 10km の地点に位置し、建設工事上からも立地条件に恵まれている。即ち、建設資材の主要調達地である Cali 市からの距離は約 150km で良好なコンクリート舗装道路が通じている。また、Cali 市の西方、太平洋海岸の Buenaventura 港は輸入資材、機械機器等の荷揚港となるが重量物の積下可能な設備を有して居り、Cali 市との間の道路 140km も充分整備されている。

Popayan 市中心部よりダム地点まで約 10km 間には既設道路があるが、Julumito 部落内を

一部改修する程度で充分である。また主ダム地点と発電所の間約3kmは調査用道路が設けられているが、この道路はダム盛立用ロック材料の運搬、水車、発電機、変圧器等の重量物の運搬に使用されることとなるので道路巾の拡巾等の改良が必要である。

この他、ダム盛立用土質材料採取地点とダムの間約500m、Rio CaucaおよびRio Palace'取水ダム地点附近、またCaucaおよびPalace'集水路地点へのaccess road等若干の道路の新設を必要とするが、極めて容易に建設が可能であり問題はない。

(b) 工事用電力

Julumito 発電所建設に必要な電力は最大約3,000kWと想定される。この工事用電力はC-EDELCAのPopayan 変電所より約10kmの工事用送電線(34.5kV)を新設し、ダム地点附近に設ける工事用変電所(34.5kV/6.6kV)に送電する。ここより6.6kV配電線により各工事地点に供給する計画である。

(c) 給水設備

工事用水、飲料水の水源としてはRio Sateの主ダム地点の仮締切の上流に貯留される水を使用する。この水を揚水し、ダム、導水路トンネル各坑口、発電所、骨材プラントその他の設備に給水することとする。

また、取水ダム、導水路工事に対しては各取水ダム地点上流部の河水より取水して給水する。

(2) 工事用材料の調達

工事に用いる主材料はおよそセメント24,400ton、鉄筋1,500ton、鋼材1,000ton、火薬300ton、軽油、ガソリン、重油等の油脂類約3,000kℓに達すると思われる。これらの材料のうち大部分はコロンビア国内において生産されるのでコロンビア国産品を使用するが、鉄管、ゲート、屋外鉄構、鋳製型枠支保工、ロット、ビット等は輸入品を使用することとなる。コンクリートの骨材は主として発電所附近の原石山および水圧鉄管路の掘削岩を人工的に製造して使用する計画である。なおRio Timbio, Rio Ondoの河床堆積物を採取の上補助的に使用することも考えられる。

(3) 主要構造物の施工

(a) 主ダムの施工

まずRio Sate左岸に仮排水トンネルを設け河川の切換えを行う。ダム基礎の掘削は、地表処理を行った後、標高の高い部分から順次切り下げを行い、最後に河床掘削を実施してダム基礎を準備する。土質遮水壁の基礎となる岩盤に対しては透水を防ぐためカーテングラウティングを施工する。基礎の支持力向上、地盤改良の必要ある部分に対してはコンソリデーショングラウティングを実施する。

ダムの盛立量は中心部の不透水性土質材料120,000m³、この西側のフィルター材盛立80,000m³更にこの両外側に盛立るロック材料850,000m³、合計1,050,000m³である。

先に述べた如く、ロック材料、およびフィルター材料は Rio Cauca の発電所地点附近の兩岸から採取しダム地点まで運搬する計画である。また不透水性の土質材料は Rio Sate のダム地点下流約 500m の左岸地点から採取運搬の上盛立る。ダム盛立の工程は盛立量、使用重機類、運搬距離、天候等を考慮し約 23 ヶ月とする。

盛立に使用される主なる重機はディッパー容量 1.2~2.0 m³ 級のショベル、10~15 ton 積み級のダンプトラック、20 ton 程度のブルドーザー、10 m³ 級のモータースクレーパー等であろう。ロック採取地からダムまでの運搬道路はトラックが高速で往復出来るように巾員が十分広く勾配が緩やかな道路とする。

盛立のリフト高および締固めの方法は試験盛立を行って良好な結果が得られるように定めるべきであろう。仮排水トンネルの閉塞後 3 ヶ月は Rio Sate の自流のみによる湛水を行い、仮排水トンネルを放流路へ転用する工事を実施する。1981 年 8 月には全導水路を使用して貯水を行う計画である。

(b) 導水路トンネルの施工

延長約 1,800 m の導水路トンネルの施工は取水口側、調圧水槽側の両方から実施する。即ち両坑口側に作業坑を設け、各坑口から延長のほぼ半分 900 m づつを施工する。トンネル掘削は全面的に機械化して行う計画である。ほぼ全長にわたり全断面掘削工法が採用出来る見込みである。トンネル掘削が完了した後、コンクリート巻立を行う。コンクリートは鋼製移動型枠を用いて全断面に同時に打込む。コンクリート巻立後、モルタル注入および高圧グラウティングを順次施工する。

(c) その他の構造物の施工

調圧水槽立て坑部の掘削は、先ず断面が 6~8 m² の先進立て坑を掘削した後上部から順次所定断面に切抜けて仕上げ、掘削完了後コンクリート巻立を施工する。

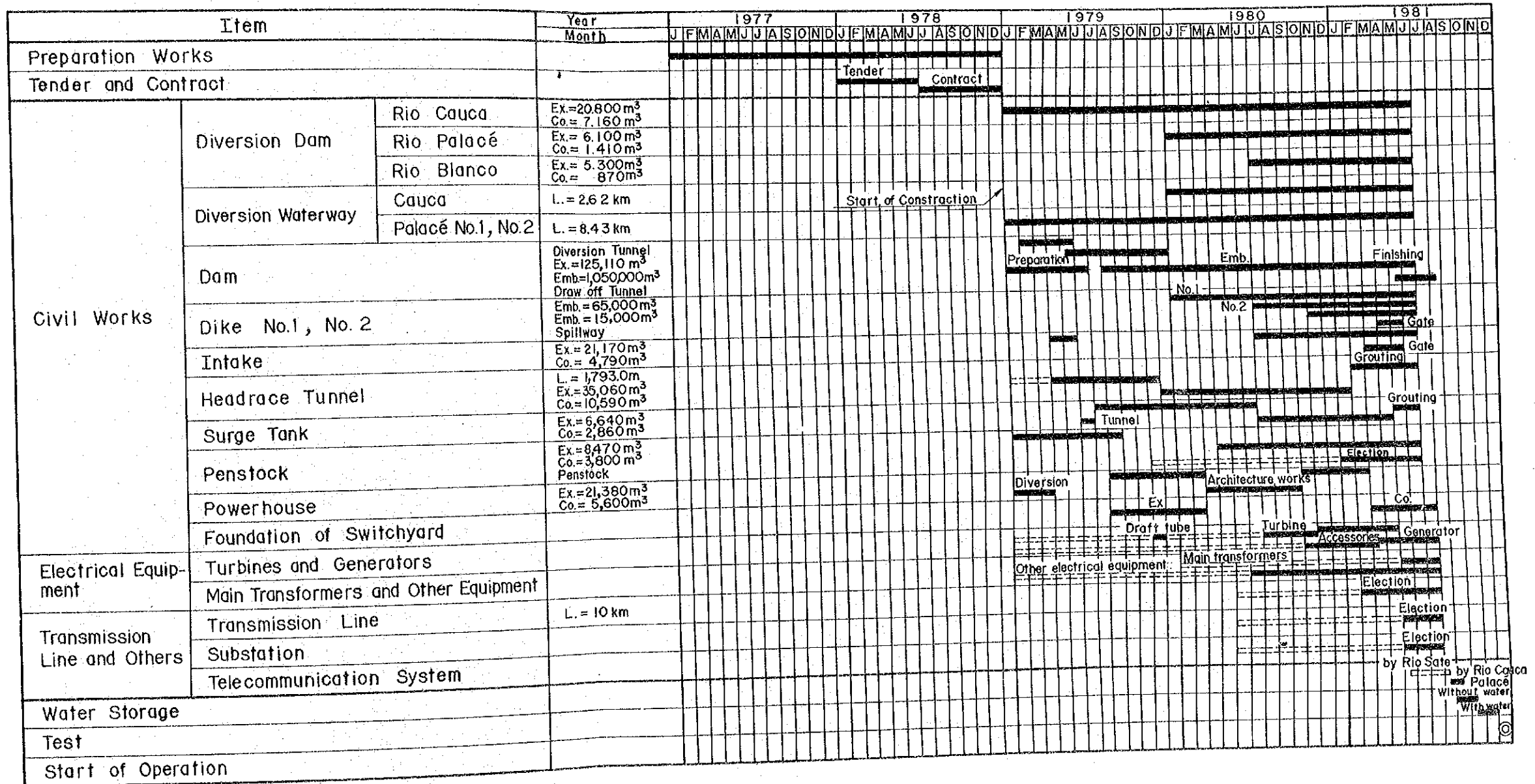
水圧管路はダム盛立用のロック材料を採取した後、鉄管路基礎としての掘削を行い、管路、アンカーブロック等のコンクリートを打設する。発電所は対岸 (Rio Cauca 左岸) に仮排水路を設けて河流の付替を行った後、基礎の掘削、コンクリートの打設を実施し水車据付時までには建屋外装および主機据付用クレーンを設置する。

Rio Cauca 取水ダムは半川締切工法により施工する。まず、ダム地点の左半川に仮排水路を設け右半川の上下流を締切り河流を左半川の仮排水路に切替える。しかる後、ダム基礎掘削、取水口部の掘削を実施しベースコンクリート打設後、透水を防ぐためのカーテングラウトを入念に施工する。

右半川のコンクリート施工が完成した後は左半川上下流を締切り河流を右半川に切替え同様に掘削カーテングラウティングコンクリート打設等の工事を実施する。

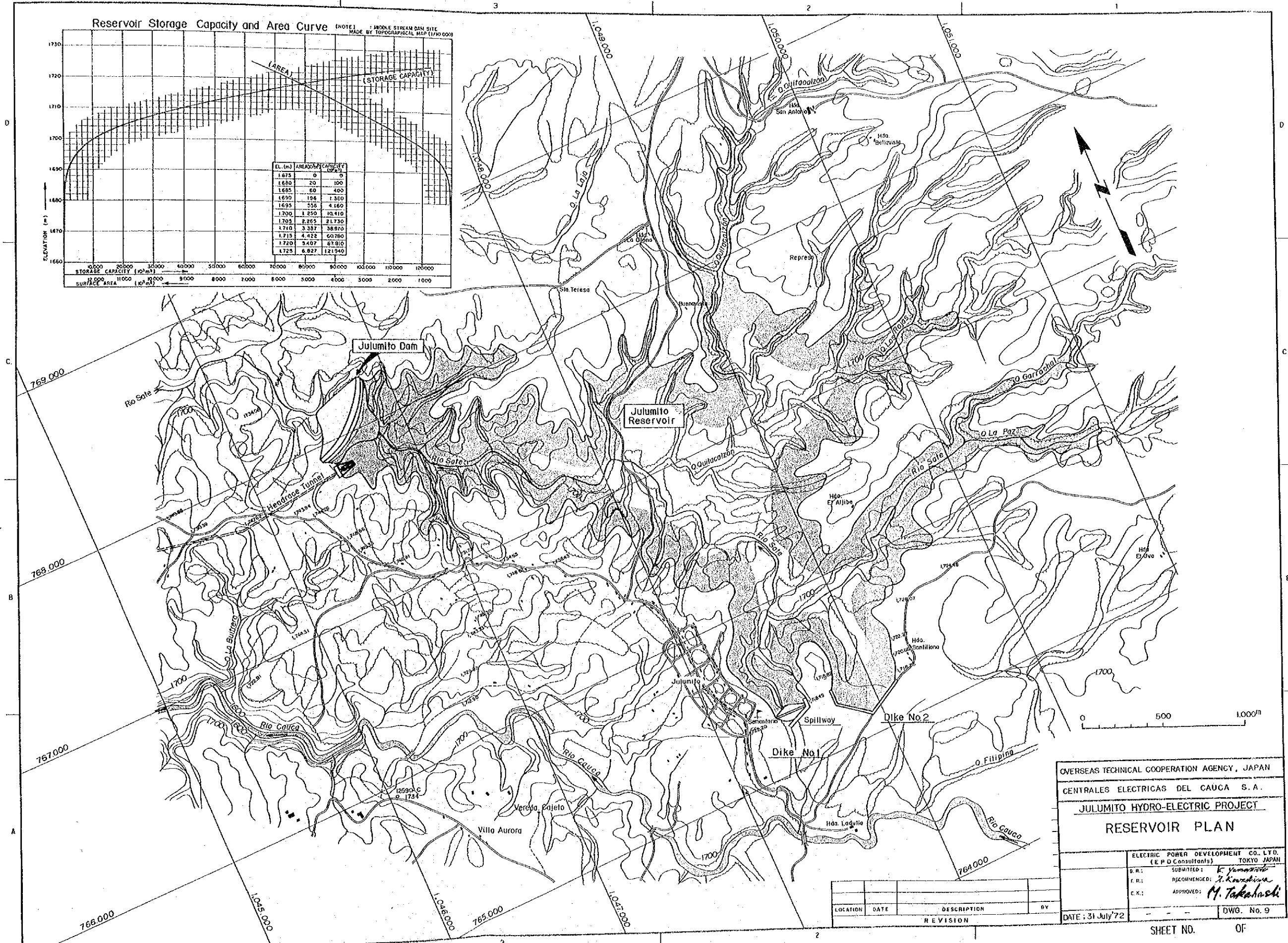
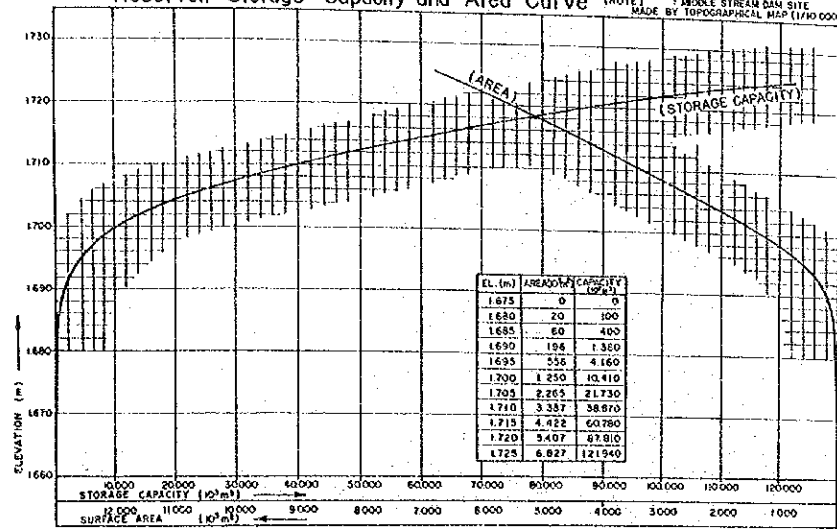
また、Rio Palace、Rio Blanco 等の取水ダムについても同様の施工法で実施する。Cauca Palace 等の集水路工事、№ 1、№ 2 のダイク等の施工については特別に記述することはない。

Fig. 8-8 Construction Schedule



LEGEND
 Manufacturing and Transportation
 Field Works

Reservoir Storage Capacity and Area Curve



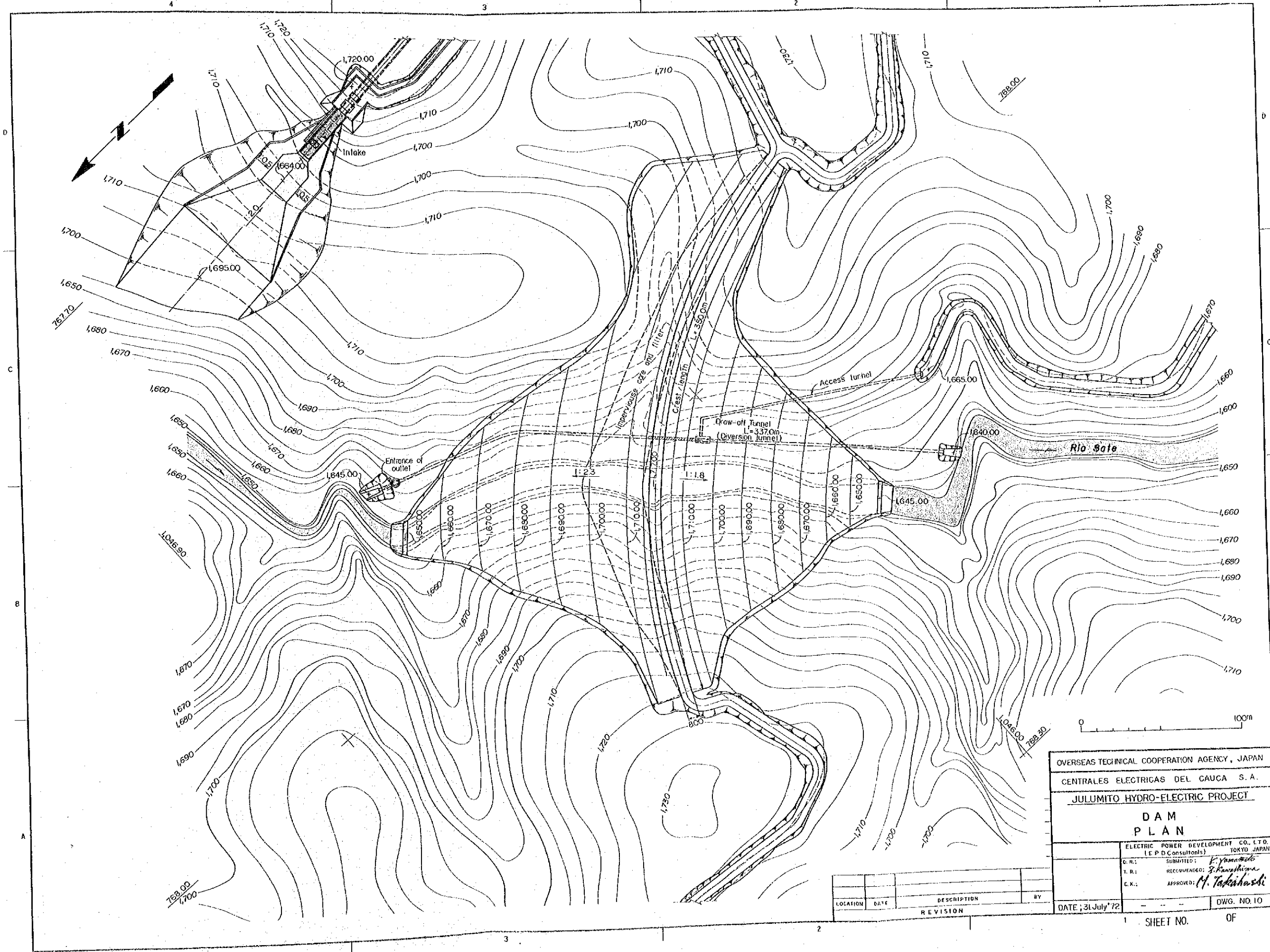
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT
RESERVOIR PLAN

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN

S.R.: SUBMITTED BY: *E. Yamashita*
 F.R.: RECOMMENDED BY: *S. Kawakami*
 C.K.: APPROVED BY: *M. Takahashi*

DATE: 31 July 72 DWG. No. 9

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

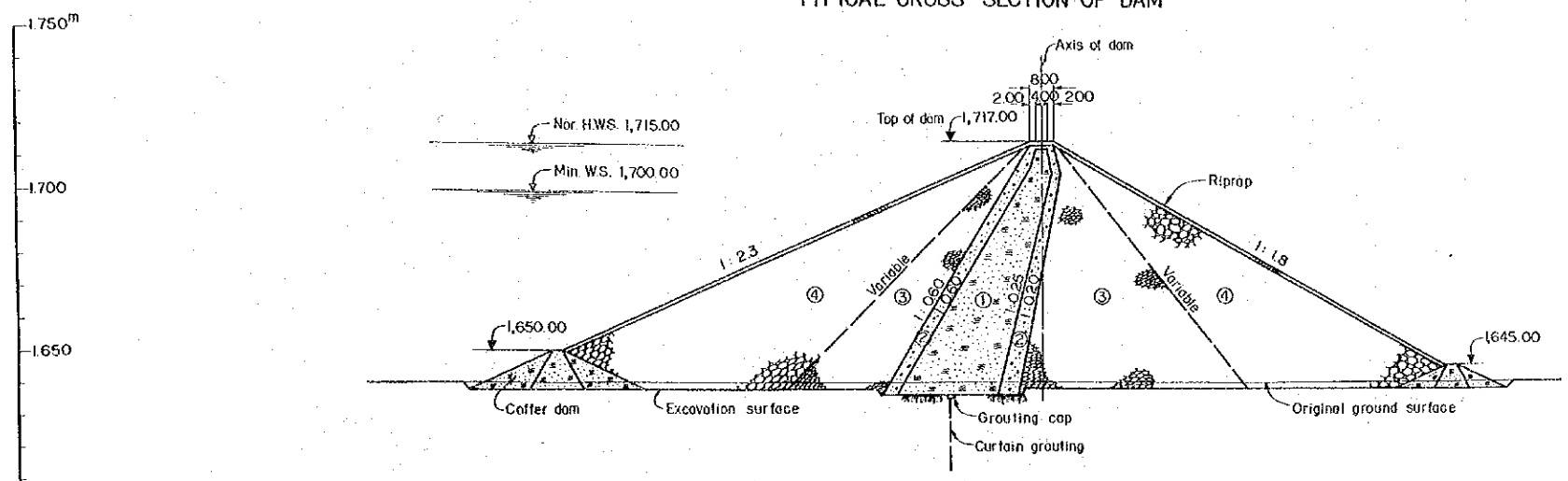


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.
 JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT
DAM PLAN
 ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN
 D.R.: SUBMITTED: *K. Yamamoto*
 T.R.: RECOMMENDED: *S. Kaneshima*
 C.K.: APPROVED: *M. Takahashi*

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

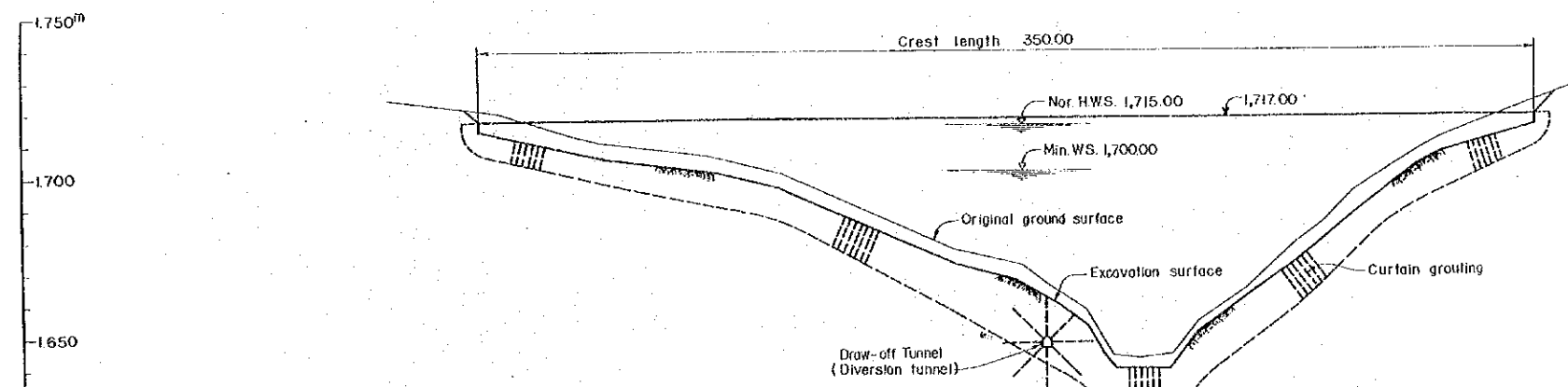
DATE: 31 July '72
 DWG. NO. 10

TYPICAL CROSS SECTION OF DAM



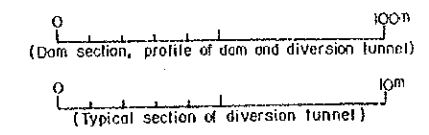
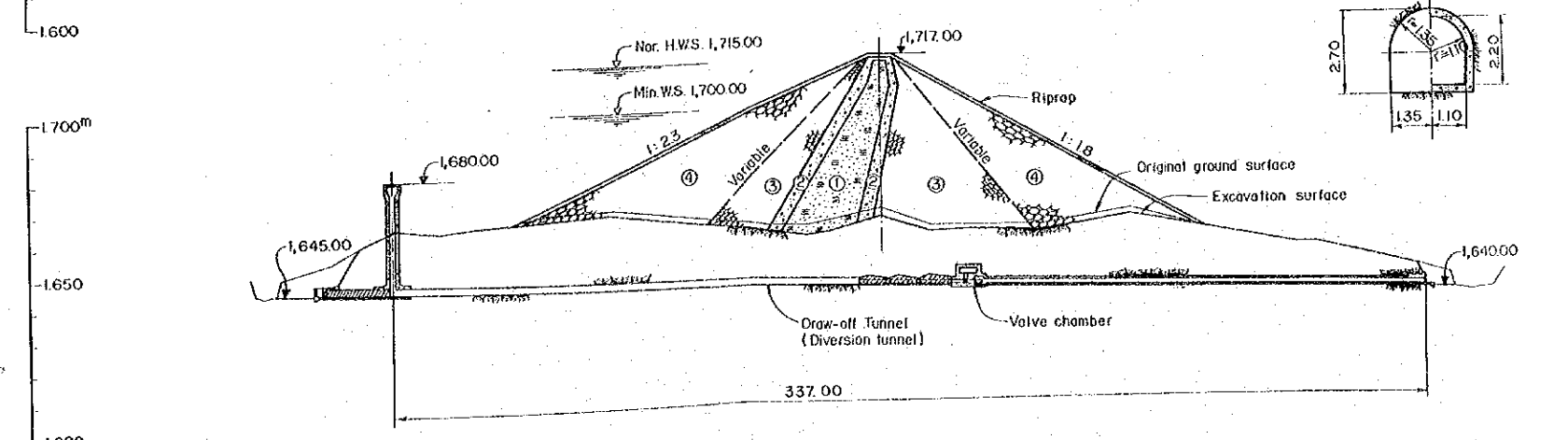
- Legend.
- ① Impervious core zone
 - ② Filter zone
 - ③ Rockfill zone (Fine materials)
 - ④ Rockfill zone (Coarse materials)

PROFILE OF DAM



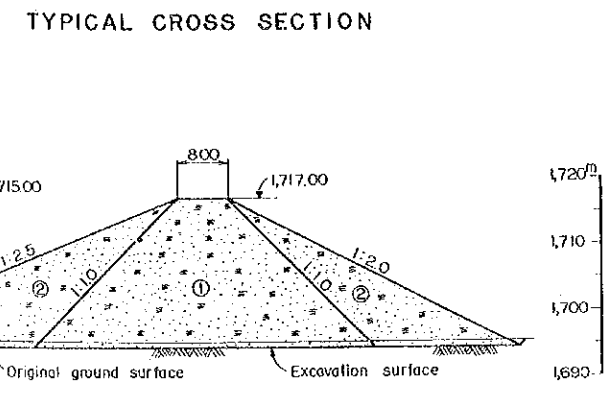
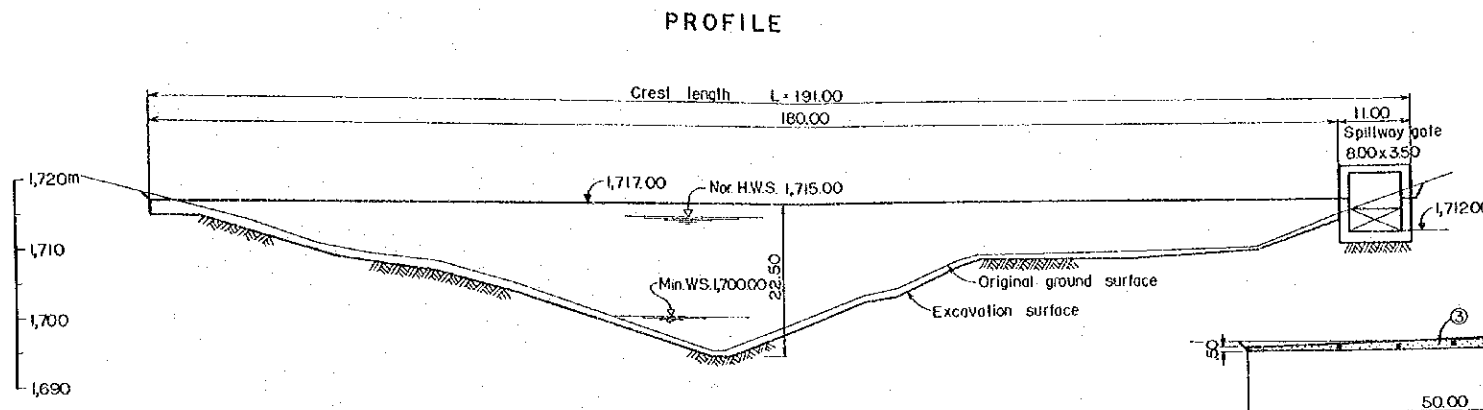
PROFILE OF OUTLET AND DRAW-OFF TUNNEL

TYPICAL CROSS SECTION OF DRAW-OFF TUNNEL

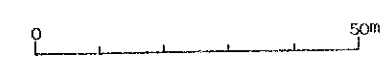
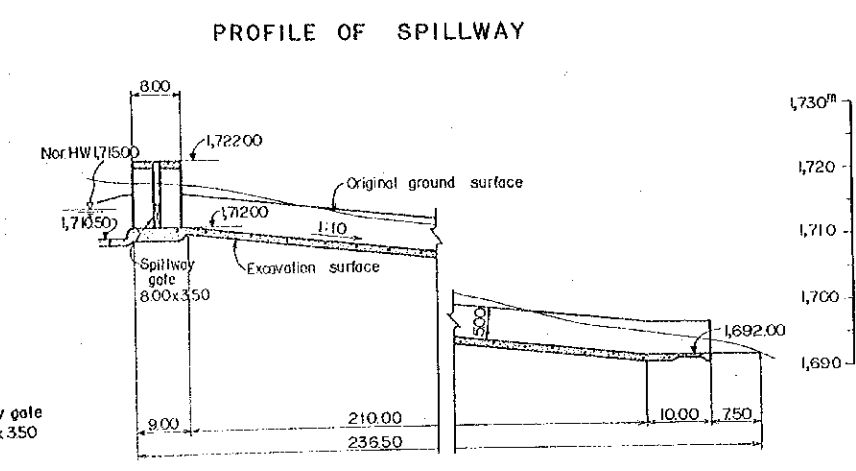
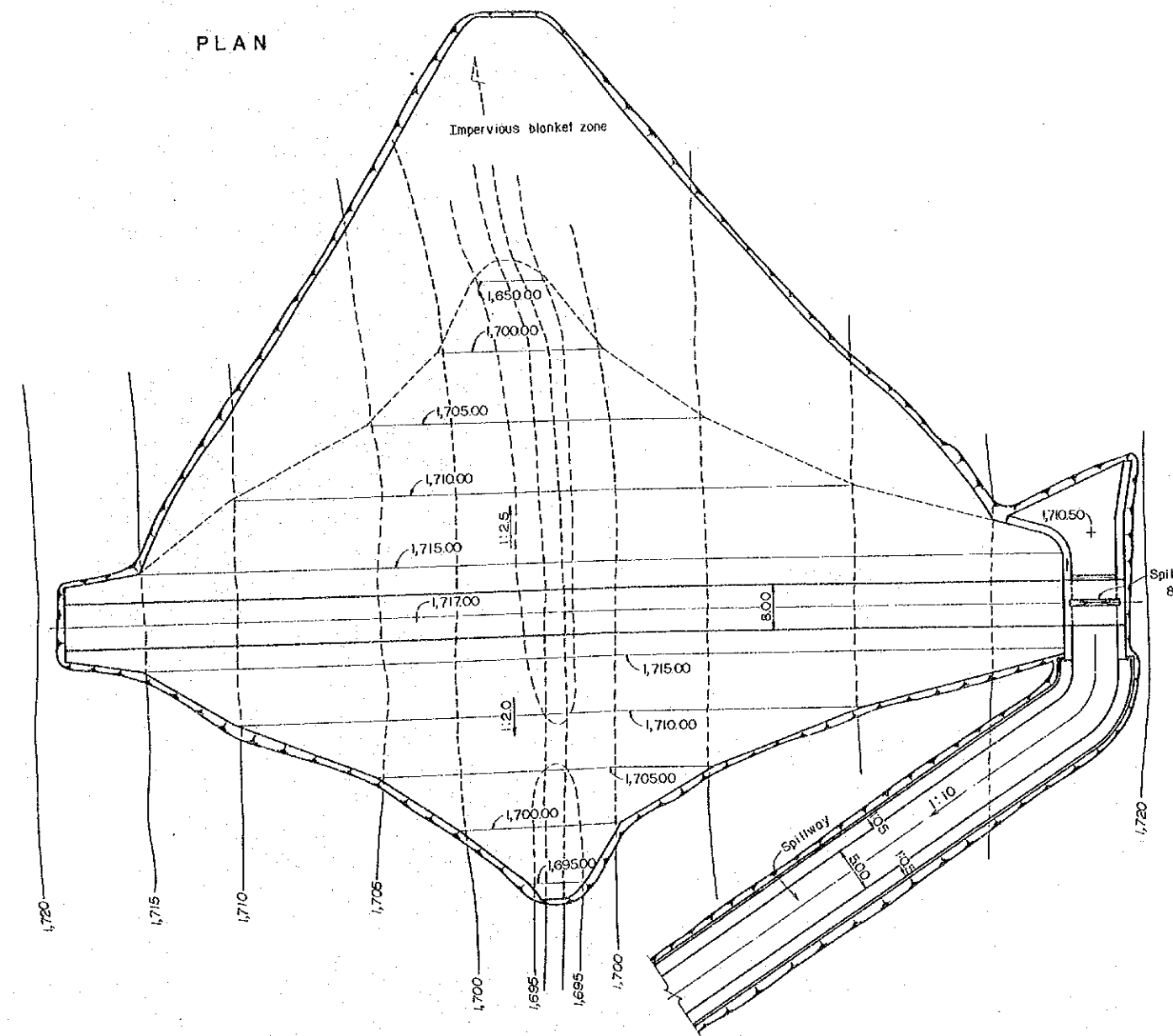


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
D A M	
PROFILE AND TYPICAL CROSS SECTION	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
D.N.:	SUBMITTED: K. Yamashita
F.R.:	RECOMMENDED: S. Kawashima
C.X.:	APPROVED: H. Takahashi
DATE: 31 July '72	DWG NO. 11

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

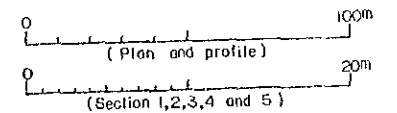
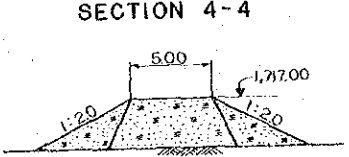
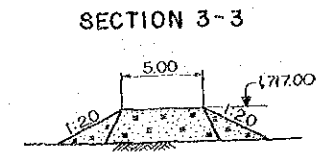
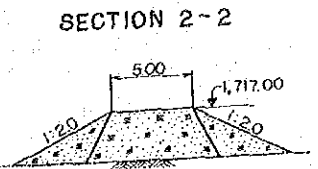
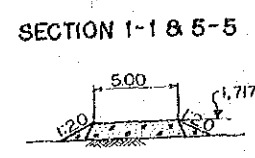
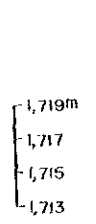
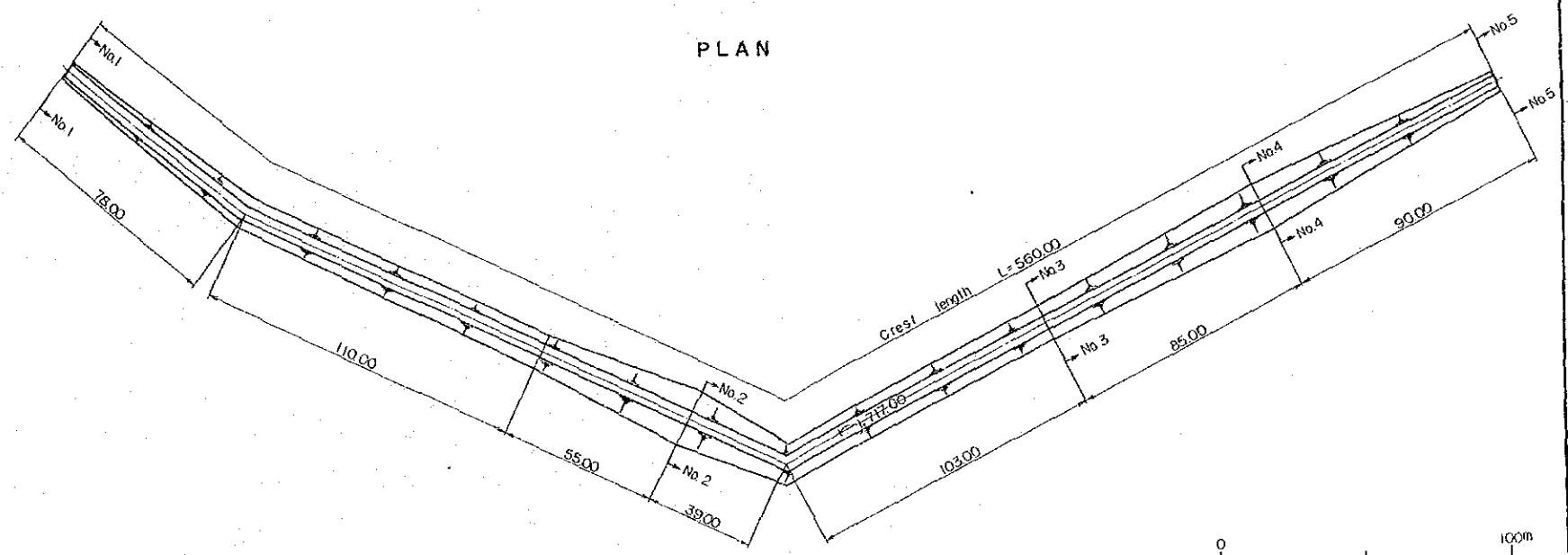
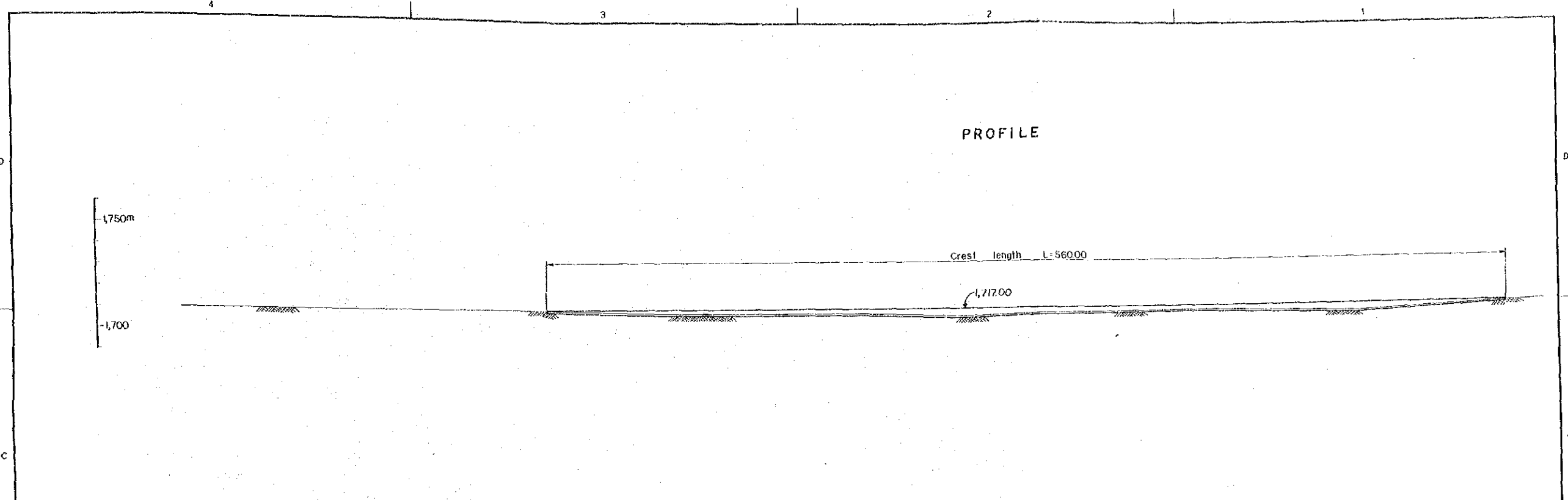


- Legend.
- ① : Compact tamping
 - ② : Regular tamping
 - ③ : Impervious blanket zone



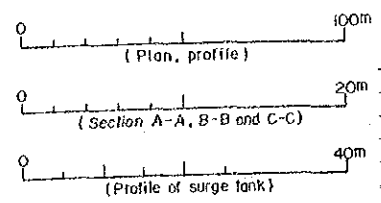
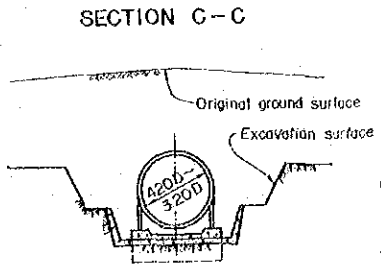
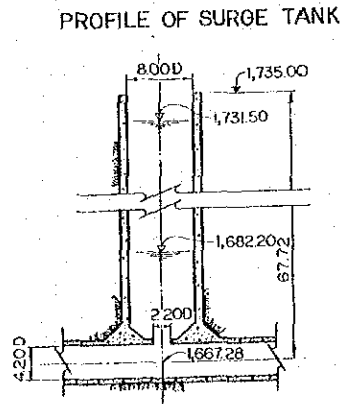
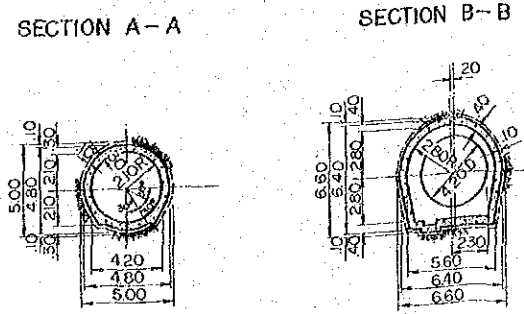
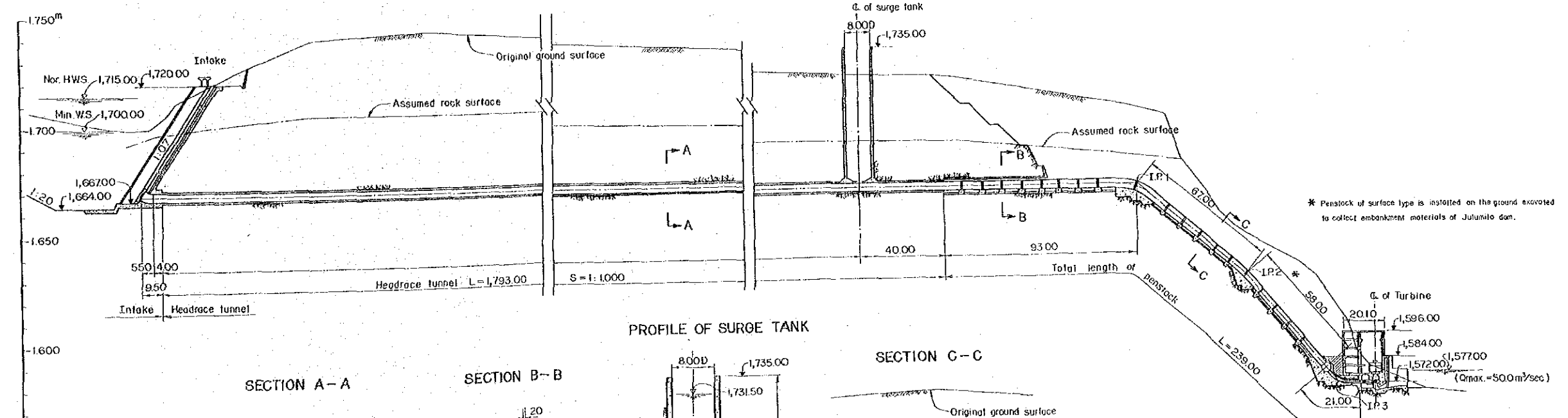
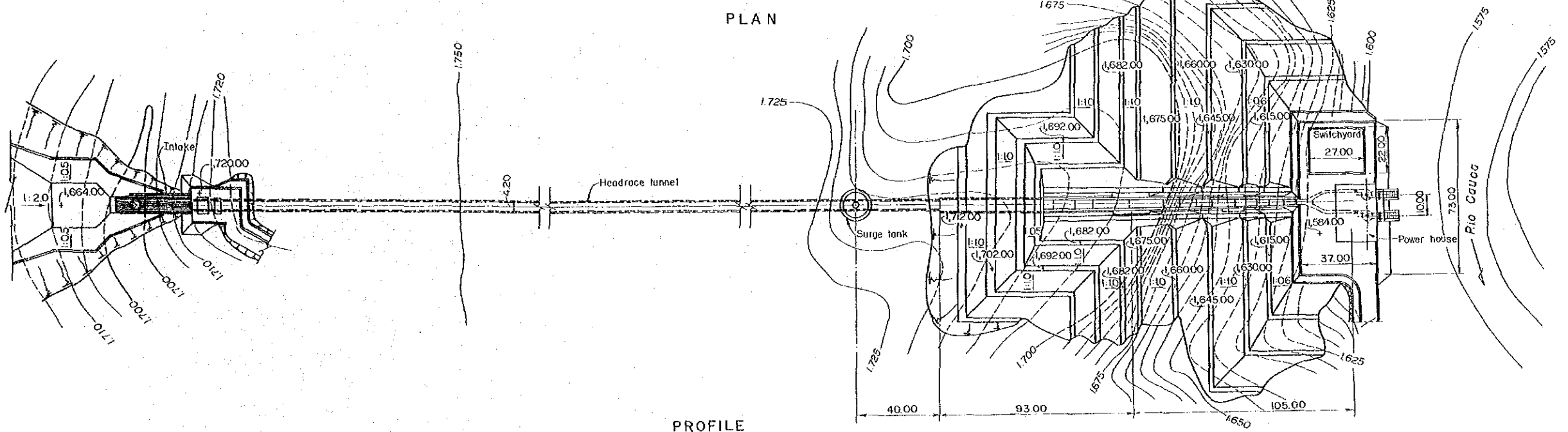
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
DIKE NO. 1	
PLAN, PROFILE AND SECTION	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTED: <i>K. Yamamoto</i>
F.R.:	RECOMMENDED: <i>S. Kawashima</i>
C.K.:	APPROVED: <i>M. Takahashi</i>
DATE: 31 July '72	DWG NO. 12

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



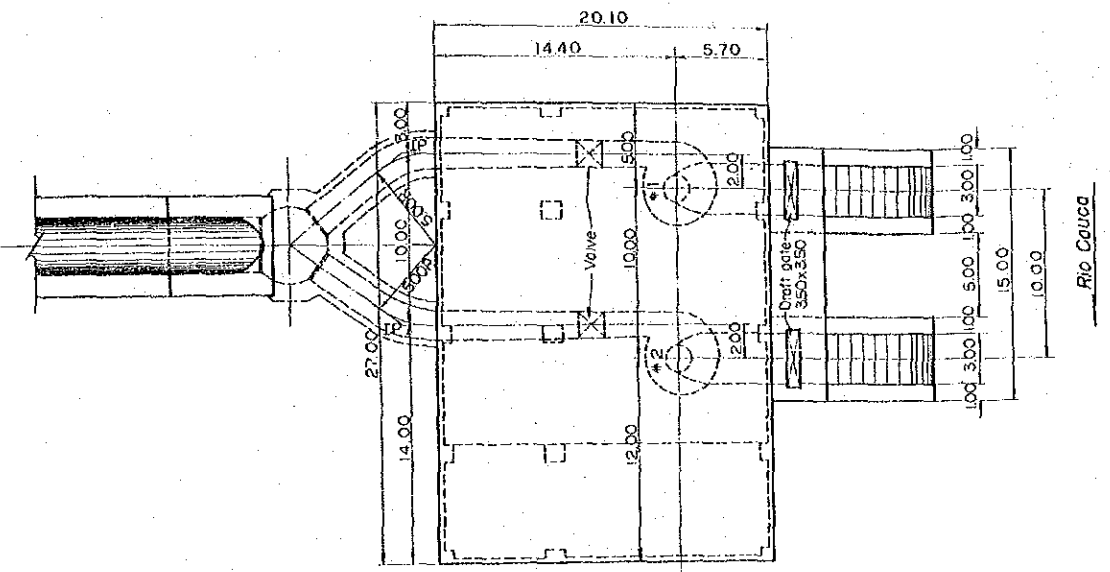
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
DIKE NO. 2	
PLAN, PROFILE AND SECTION	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
C.R.I.	SUBMITTED: <i>E. Yamamoto</i>
T.R.I.	RECOMMENDED: <i>J. Kawabata</i>
C.K.I.	APPROVED: <i>H. Takahashi</i>
DATE: 31 July 72	OWG. NO. 13

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

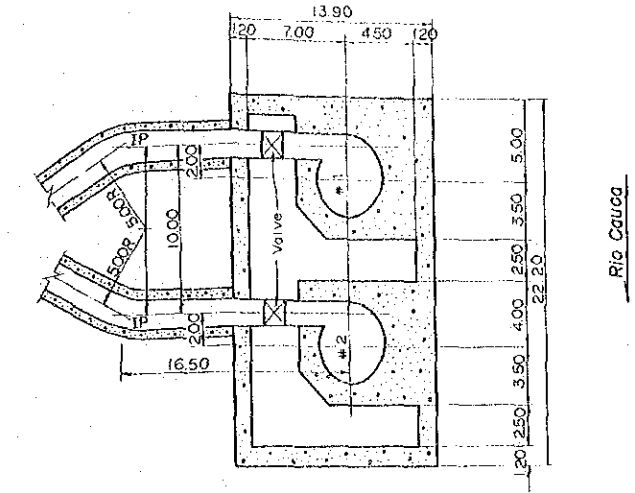


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN			
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.			
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT			
WATERWAY			
PLAN, PROFILE AND SECTION			
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D.C. Consultants) TOKYO, JAPAN			
D.R.:	SUBMITTED: K. Nishimura		
T.R.:	RECOMMENDED: N. Kawakami		
C.K.:	APPROVED: H. Takahashi		
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
DATE: 31 July '72		REVISION	DWG. NO. 14

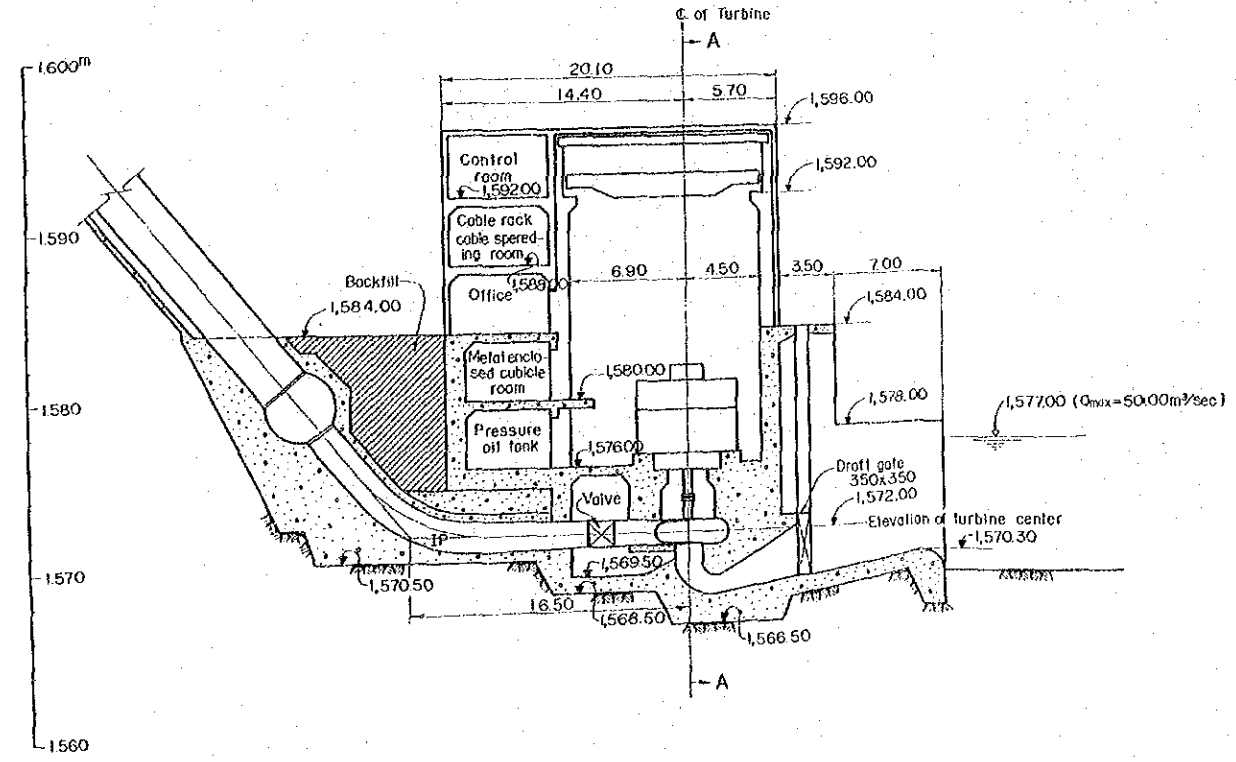
PLAN (EL. 1,584.00)



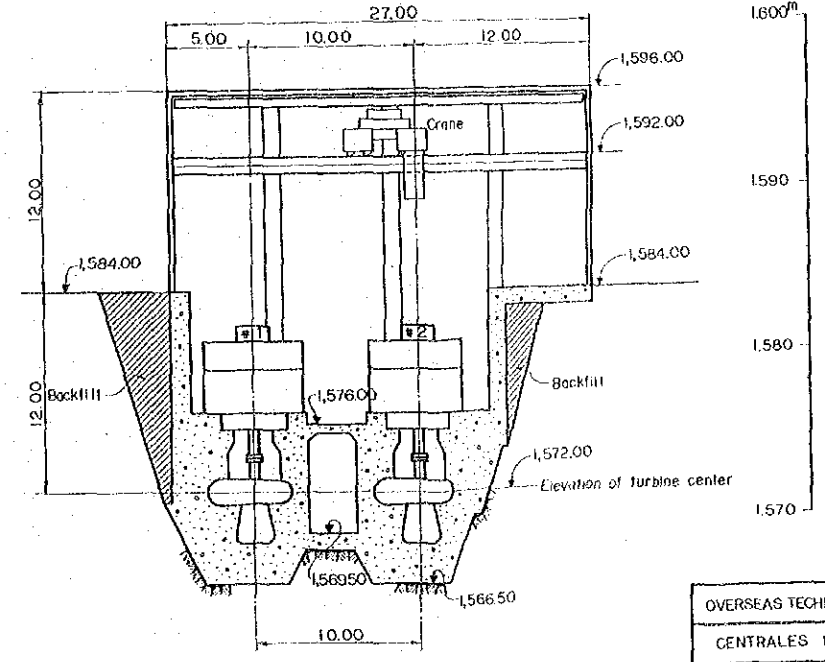
PLAN (EL. 1,572.00)



PROFILE

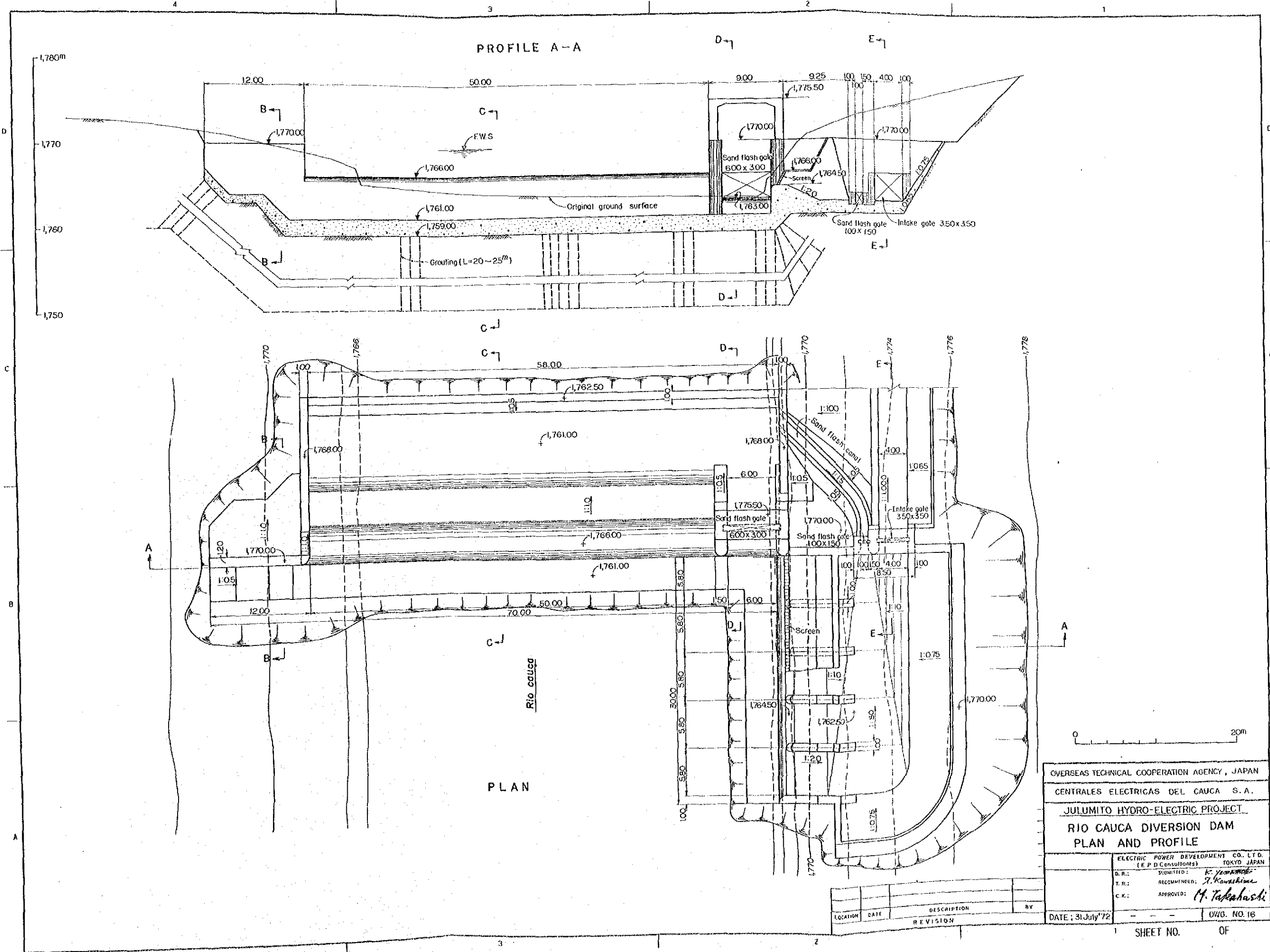


SECTION A-A



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
POWER HOUSE PLAN AND PROFILE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTED: <i>K. Yamamoto</i>
T.R.:	RECOMMENDED: <i>S. Kawahara</i>
C.K.:	APPROVED: <i>M. Takahashi</i>
DATE: 31 July 72	DWG. NO. 15

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



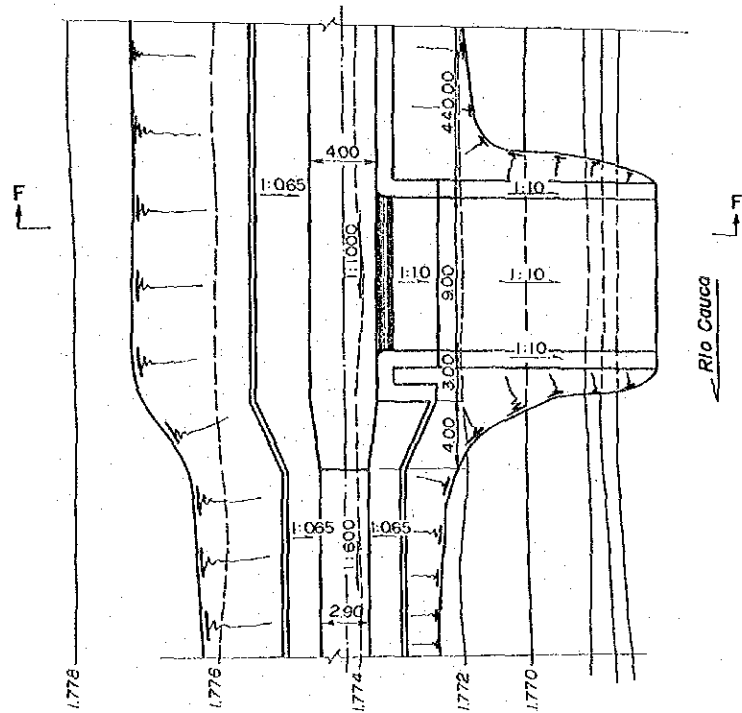
PROFILE A-A

PLAN

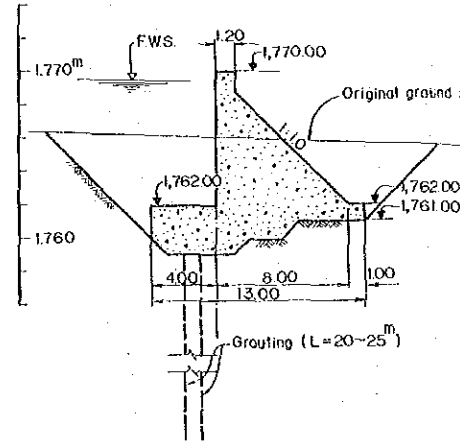
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
RIO CAUCA DIVERSION DAM	
PLAN AND PROFILE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. CONSULTANTS) TOKYO, JAPAN	
D.R.:	SIGNIFIED: <i>K. Yamamoto</i>
T.R.:	RECOMMENDED: <i>T. Kawashima</i>
C.K.:	APPROVED: <i>H. Takahashi</i>
DATE: 31 July '72	DWG. NO. 16

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

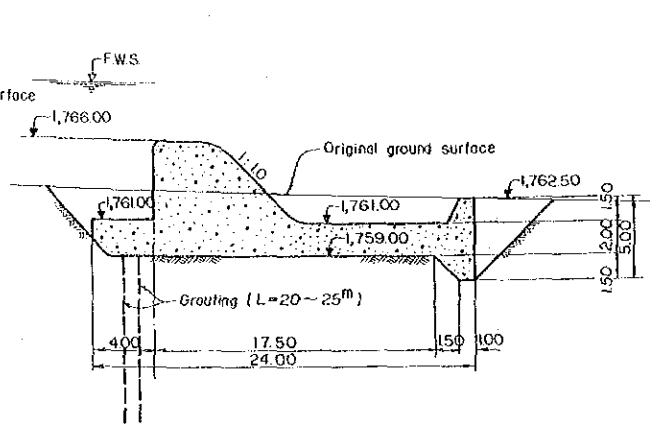
PLAN OF OVERFLOW WEIR



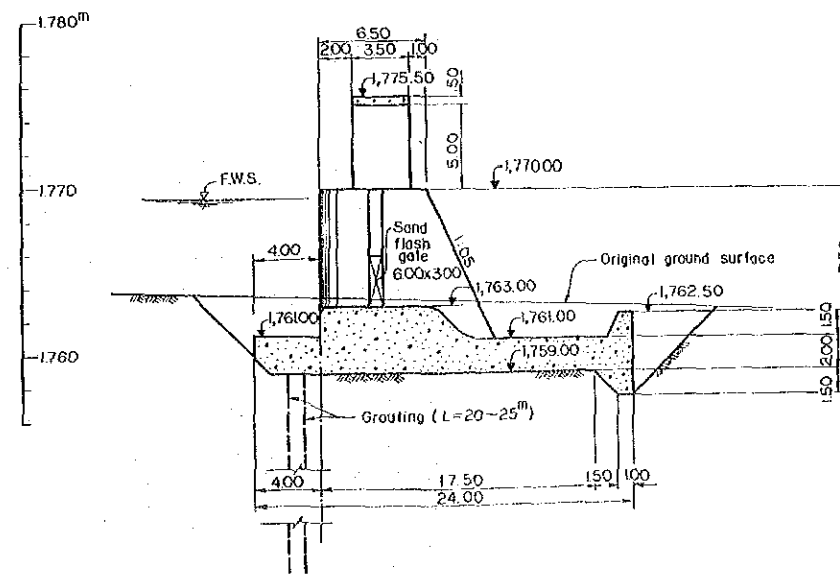
SECTION B - B



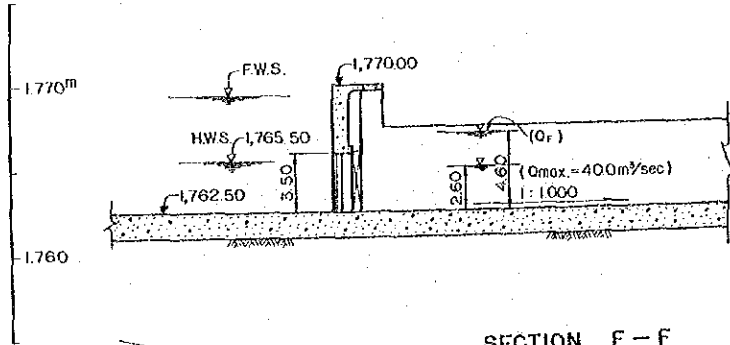
SECTION C - C



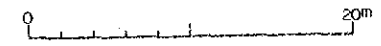
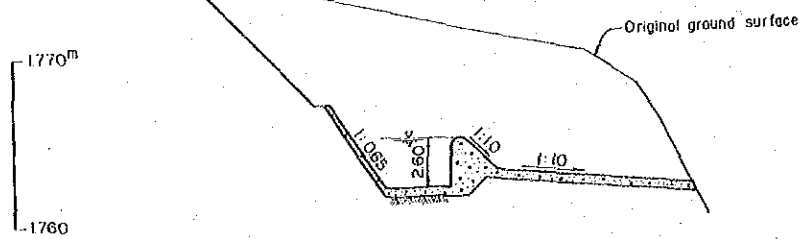
SECTION D - D



SECTION E - E



SECTION F - F



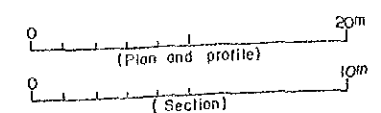
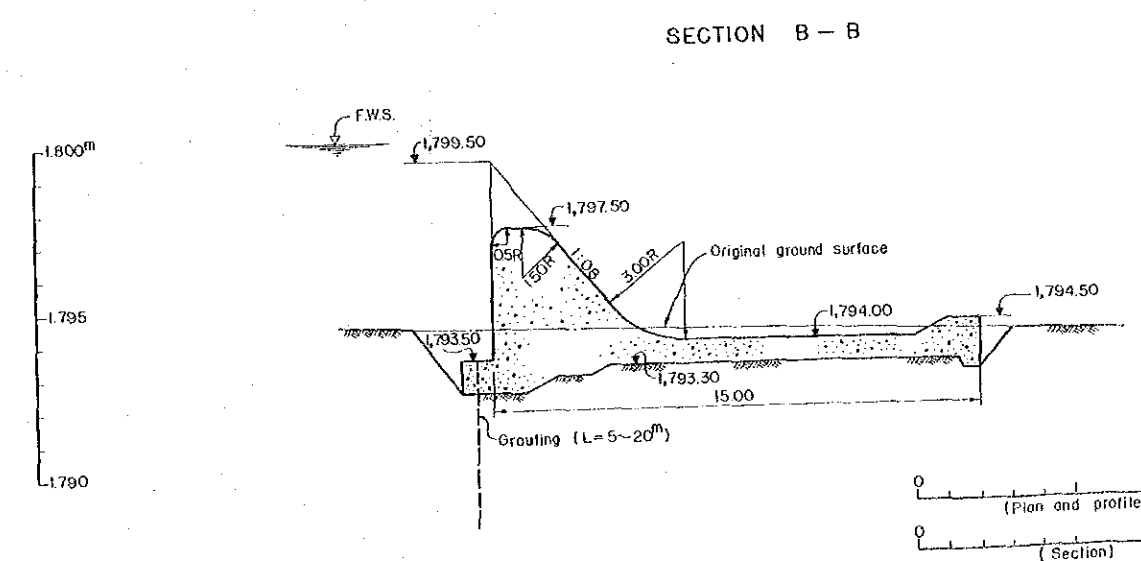
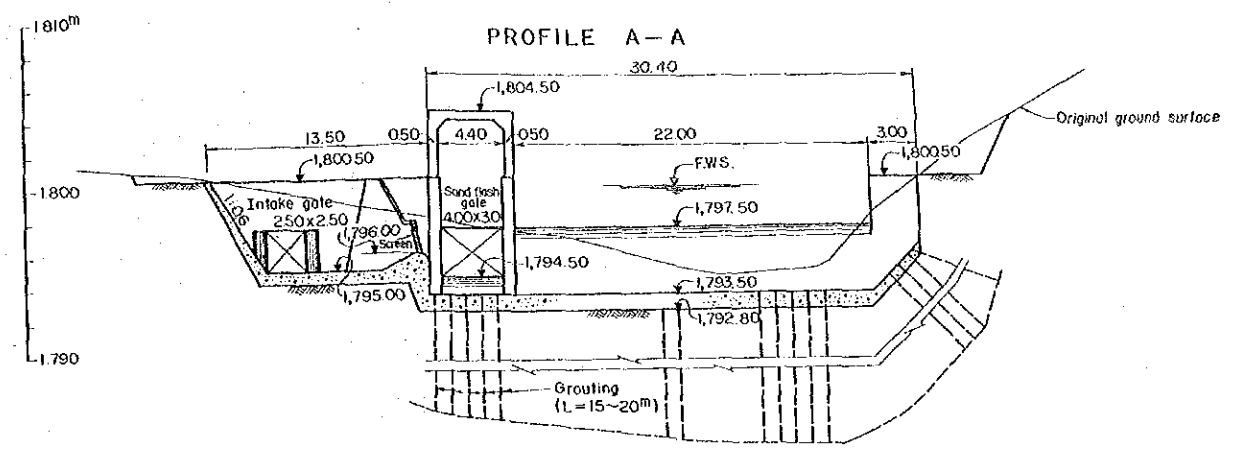
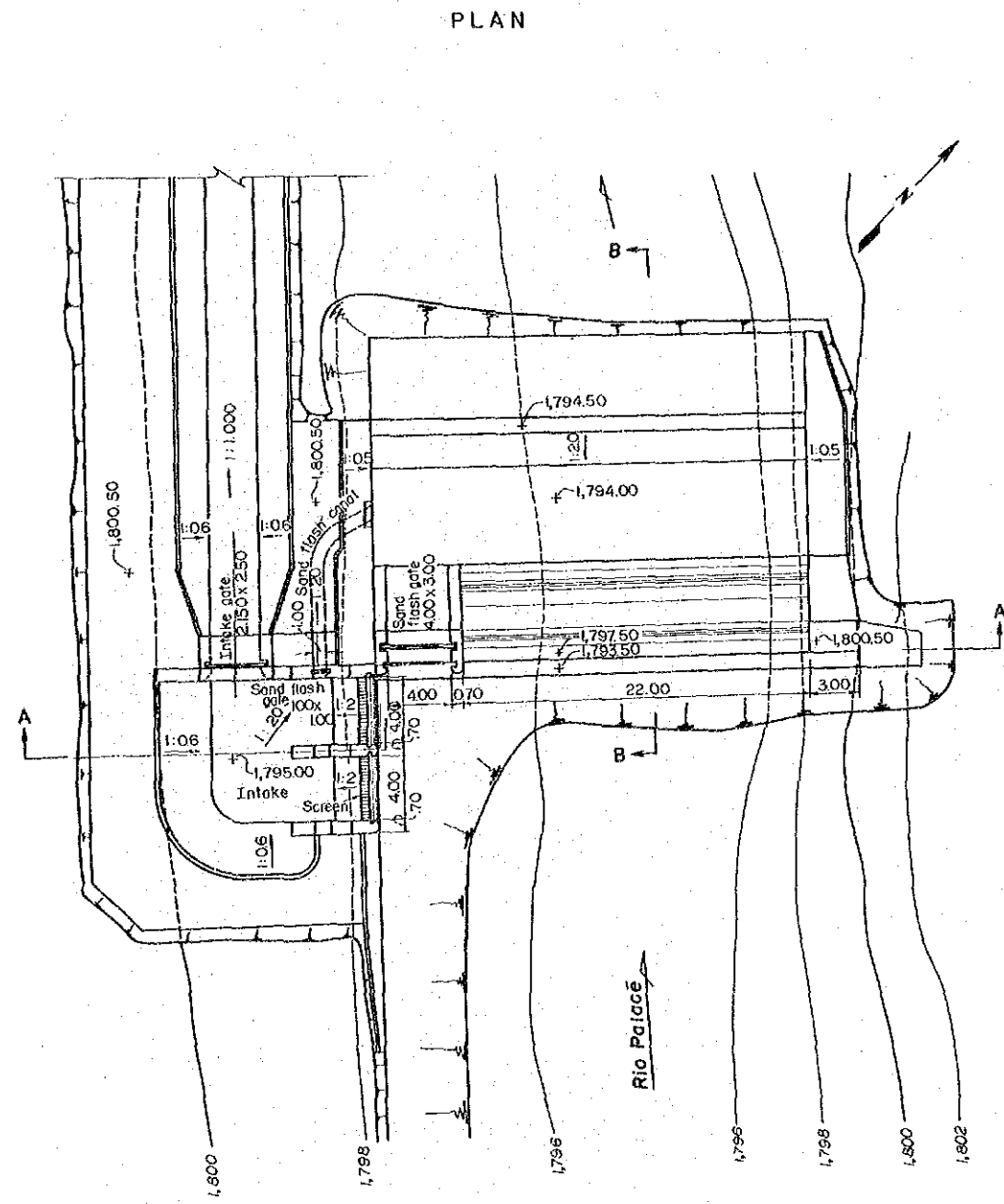
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.
 JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT
 RIO CAUCA DIVERSION DAM SECTION

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

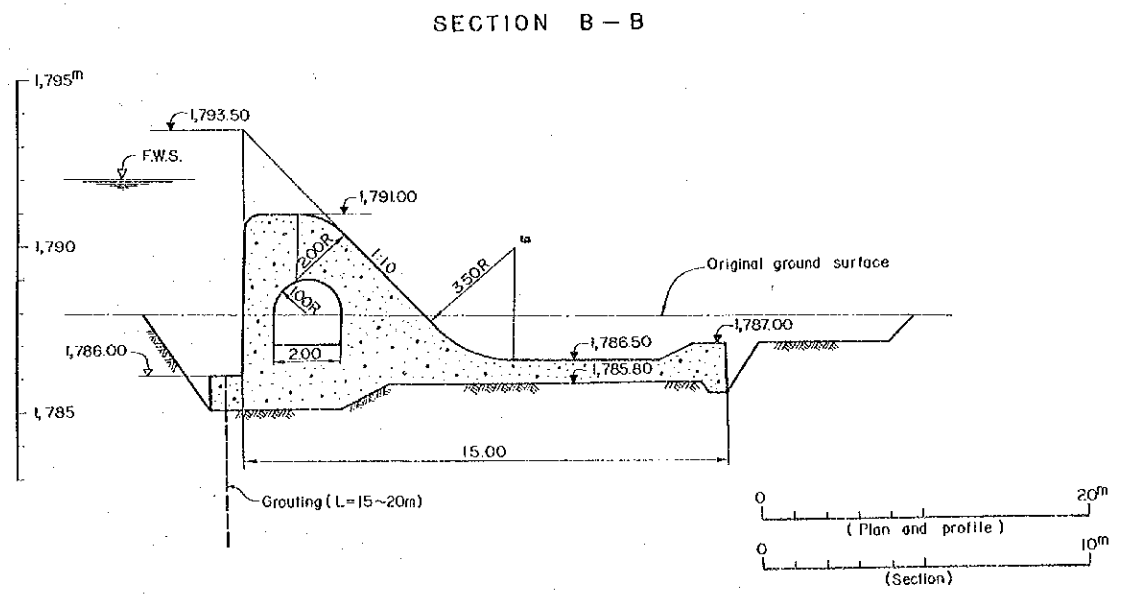
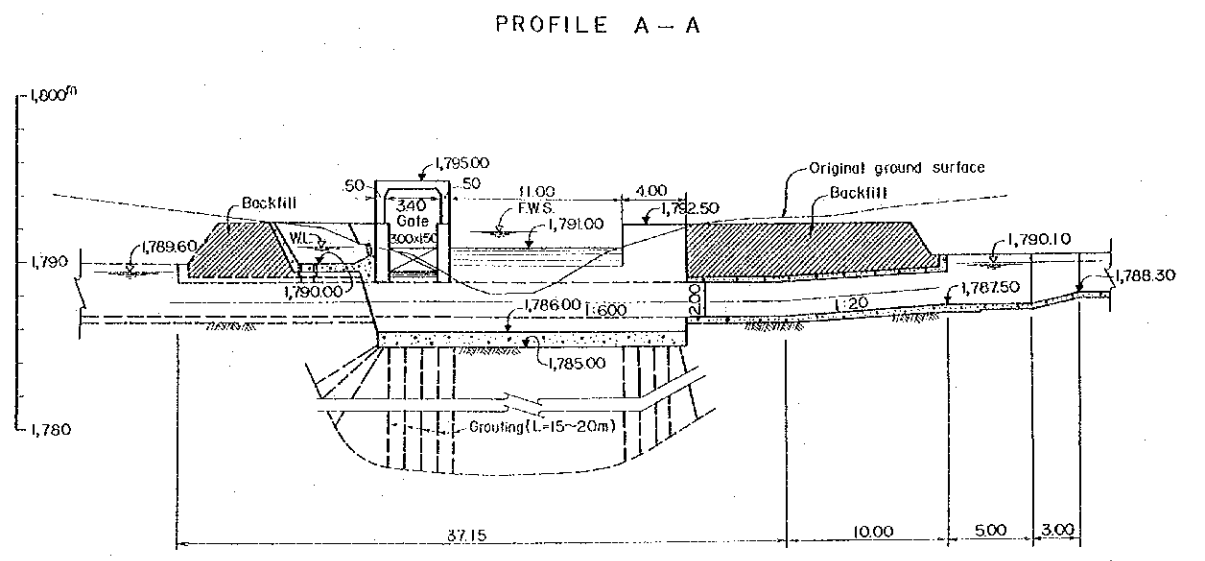
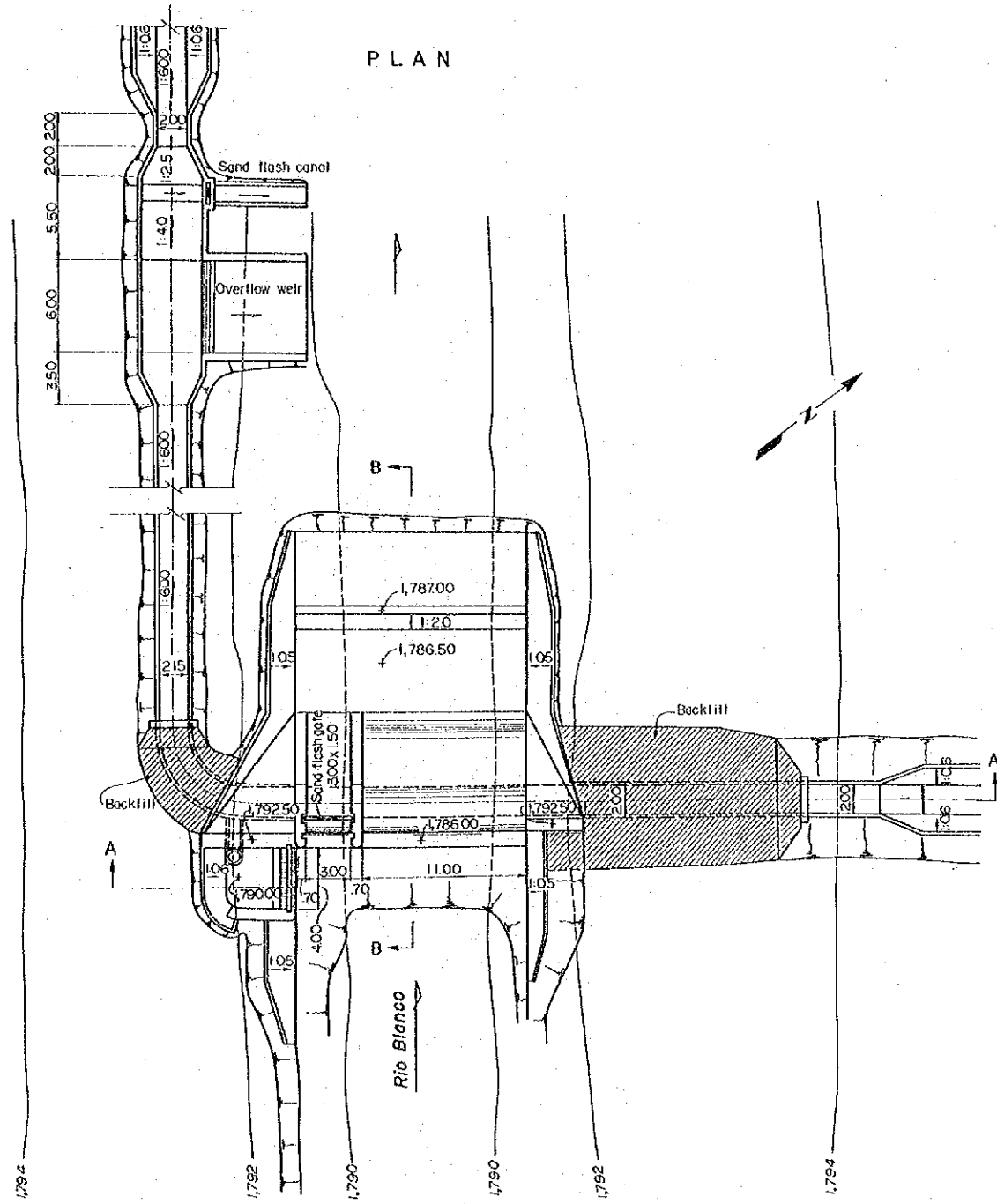
D.R.: SUBMITTED BY: *K. Yamamoto*
 F.R.: RECOMMENDED BY: *H. Kawasumi*
 C.K.: APPROVED BY: *M. Takahashi*

DATE: 31 July '72



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN			
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.			
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT			
RIO PALACÉ DIVERSION DAM			
PLAN, PROFILE AND SECTION			
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN			
D.R.:	SUBMITTED BY:	<i>K. Yamashita</i>	
T.P.:	RECOMMENDED BY:	<i>T. Kawashima</i>	
C.K.:	APPROVED BY:	<i>M. Takahashi</i>	
DATE:	31 July '72	DWG. NO. 18	

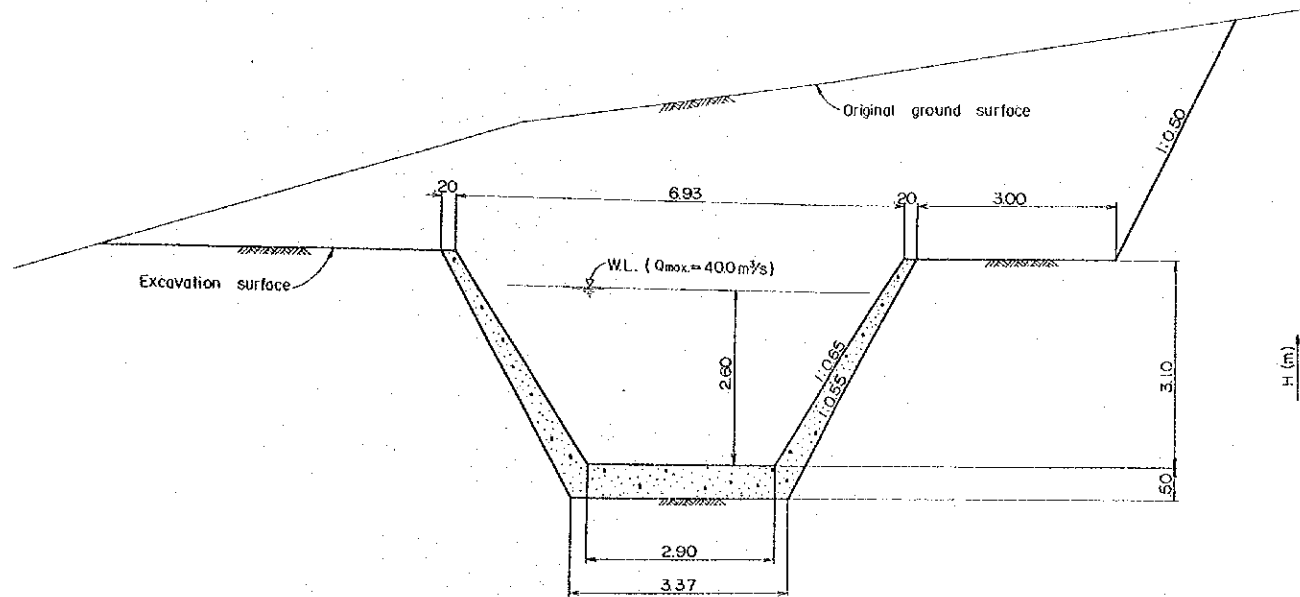
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY



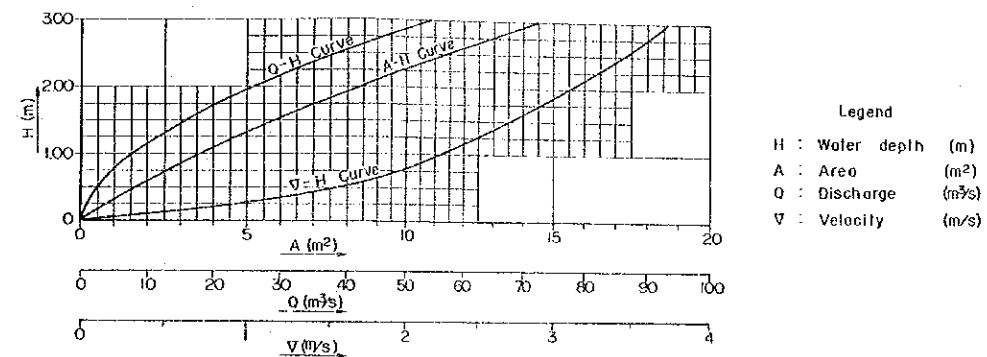
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
RIO BLANCO DIVERSION DAM	
PLAN, PROFILE AND SECTION	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D.C. consultants) TOKYO, JAPAN	
D.R.:	SUBMITTED: <i>K. Yamamoto</i>
E.R.:	RECOMMENDED: <i>J. Kawaguchi</i>
C.K.:	APPROVED: <i>M. Takahashi</i>
DATE: 31 July '72	DWG. NO. 19

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

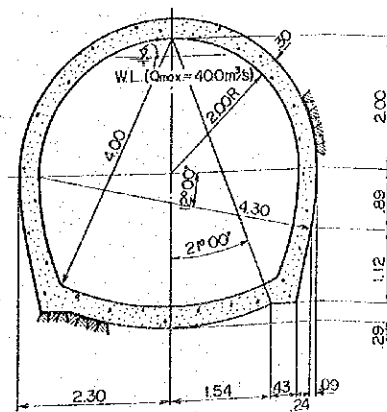
TYPICAL CROSS SECTION
OF OPEN CHANNEL



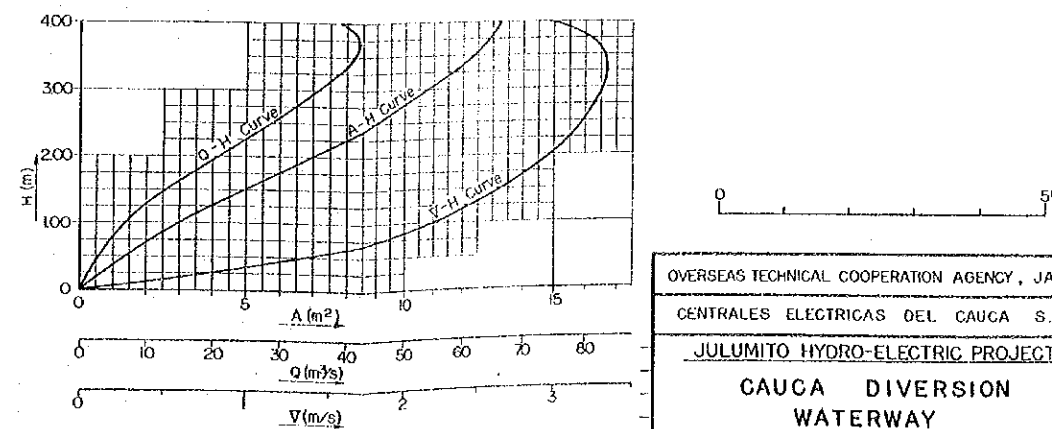
HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE



TYPICAL CROSS SECTION
OF TUNNEL



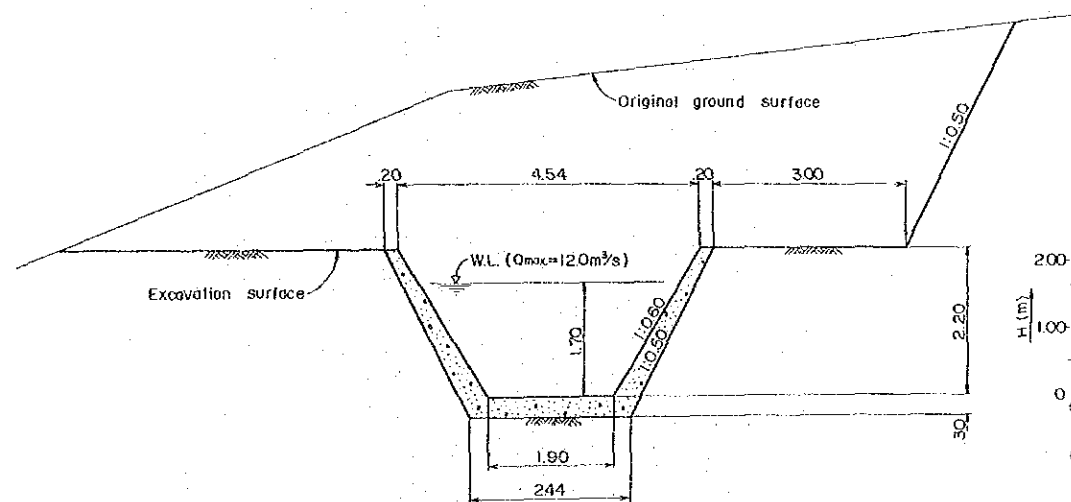
HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE



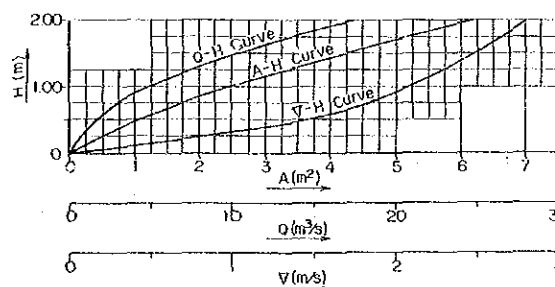
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
CAUCA DIVERSION WATERWAY	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
B.R.:	SUBMITTED: <i>K. Yamamoto</i>
T.R.:	RECOMMENDED: <i>A. Kawashima</i>
C.K.:	APPROVED: <i>M. Takahashi</i>
DATE: 31 July '72	DWG. NO. 20

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

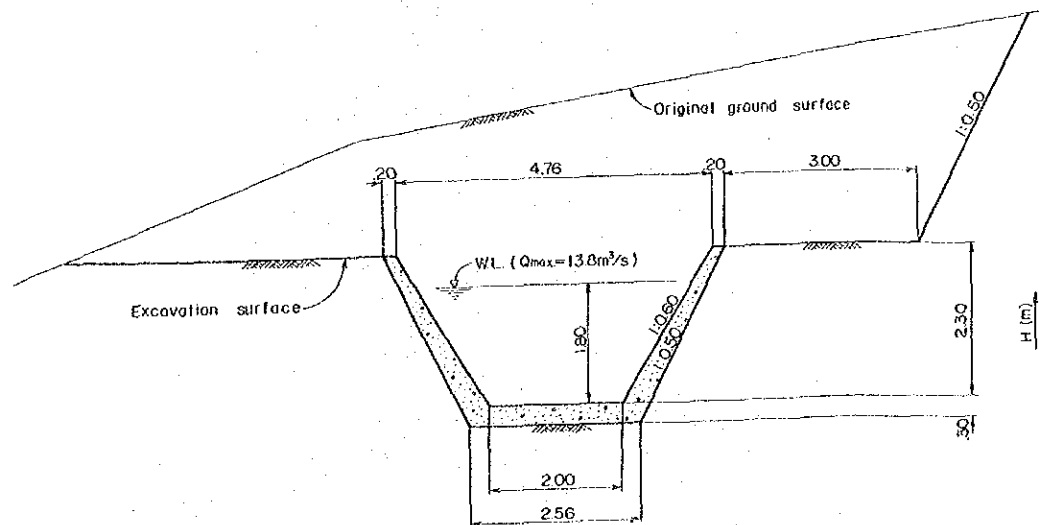
TYPICAL CROSS SECTION
OF NO.1 OPEN CHANNEL



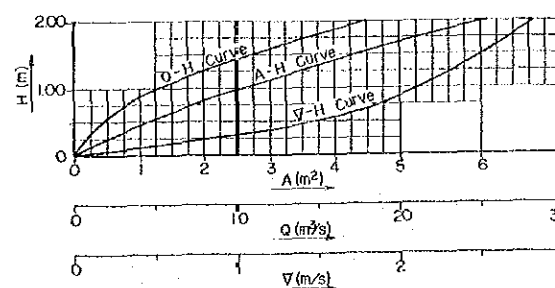
HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE



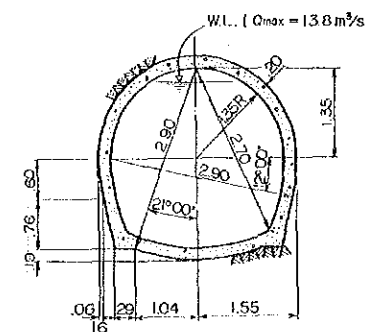
TYPICAL CROSS SECTION
OF NO.2 OPEN CHANNEL



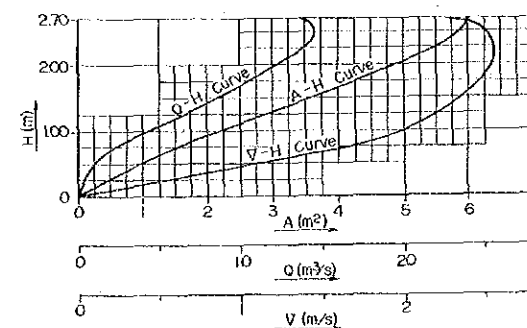
HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE



TYPICAL CROSS SECTION
OF TUNNEL



HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE

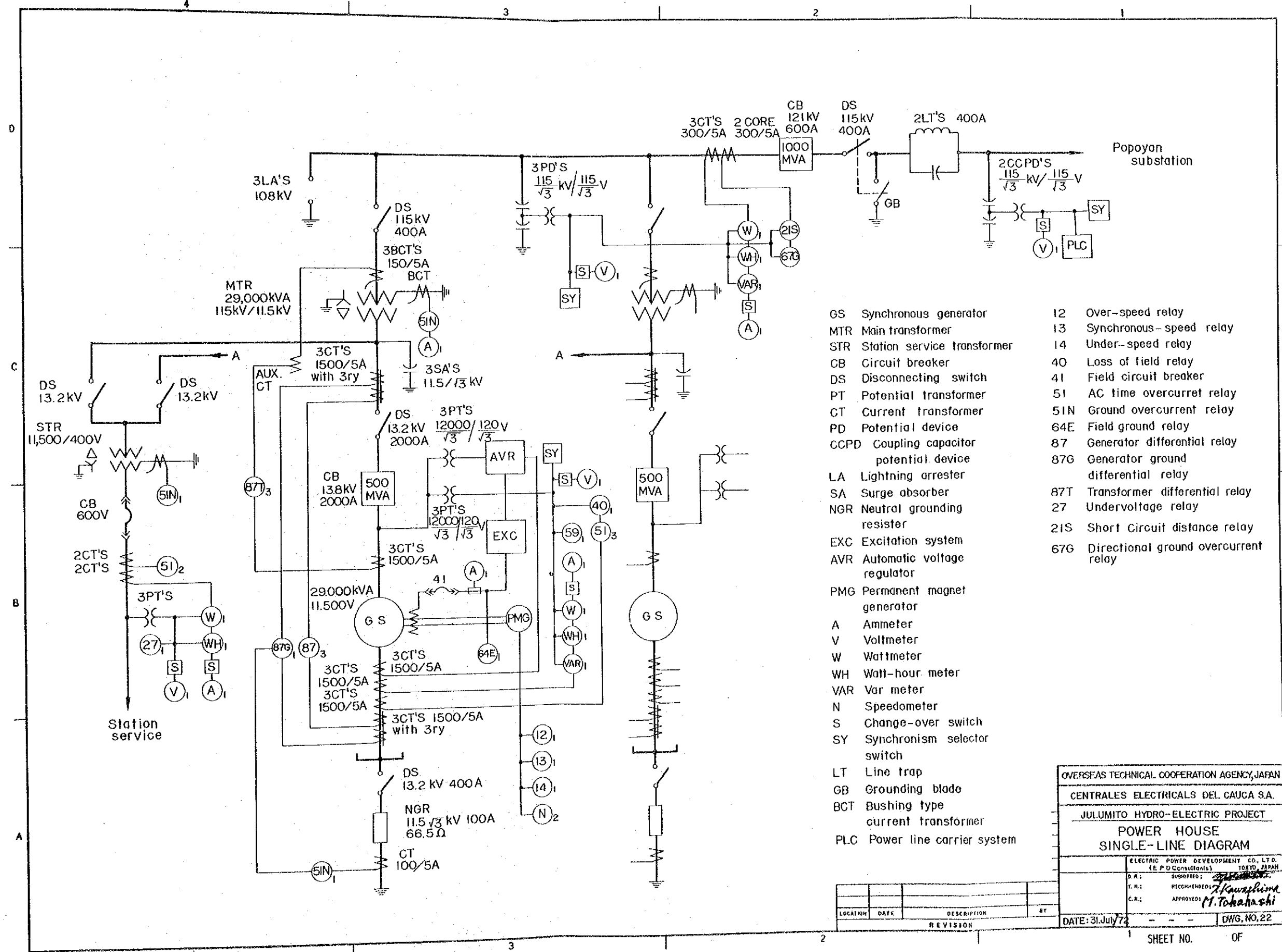


Legend

- H : Water depth (m)
- A : Area (m²)
- Q : Discharge (m³/s)
- V : Velocity (m/s)

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
PALACÉ DIVERSION WATERWAY	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
C.R.:	SUBMITTED: <i>K. Yamamoto</i>
T.R.:	RECOMMENDED: <i>S. Kurosaki</i>
C.K.:	APPROVED: <i>M. Takahashi</i>
DATE: 31 July 72	DWG NO 21



- GS Synchronous generator
- MTR Main transformer
- STR Station service transformer
- CB Circuit breaker
- DS Disconnecting switch
- PT Potential transformer
- CT Current transformer
- PD Potential device
- CCPD Coupling capacitor potential device
- LA Lightning arrester
- SA Surge absorber
- NGR Neutral grounding resistor
- EXC Excitation system
- AVR Automatic voltage regulator
- PMG Permanent magnet generator
- A Ammeter
- V Voltmeter
- W Wattmeter
- WH Watt-hour meter
- VAR Var meter
- N Speedometer
- S Change-over switch
- SY Synchronism selector switch
- LT Line trap
- GB Grounding blade
- BCT Bushing type current transformer
- PLC Power line carrier system
- 12 Over-speed relay
- 13 Synchronous-speed relay
- 14 Under-speed relay
- 40 Loss of field relay
- 41 Field circuit breaker
- 51 AC time overcurrent relay
- 51N Ground overcurrent relay
- 64E Field ground relay
- 87 Generator differential relay
- 87G Generator ground differential relay
- 87T Transformer differential relay
- 27 Undervoltage relay
- 21S Short Circuit distance relay
- 67G Directional ground overcurrent relay

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

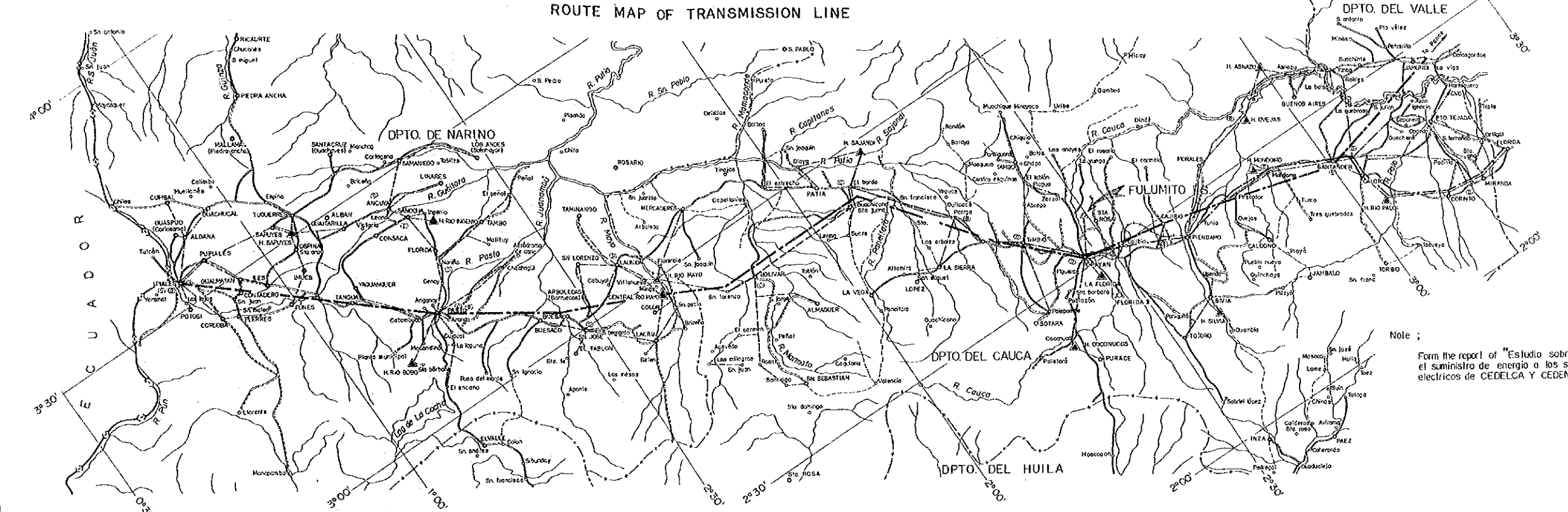
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT
POWER HOUSE
SINGLE-LINE DIAGRAM

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN

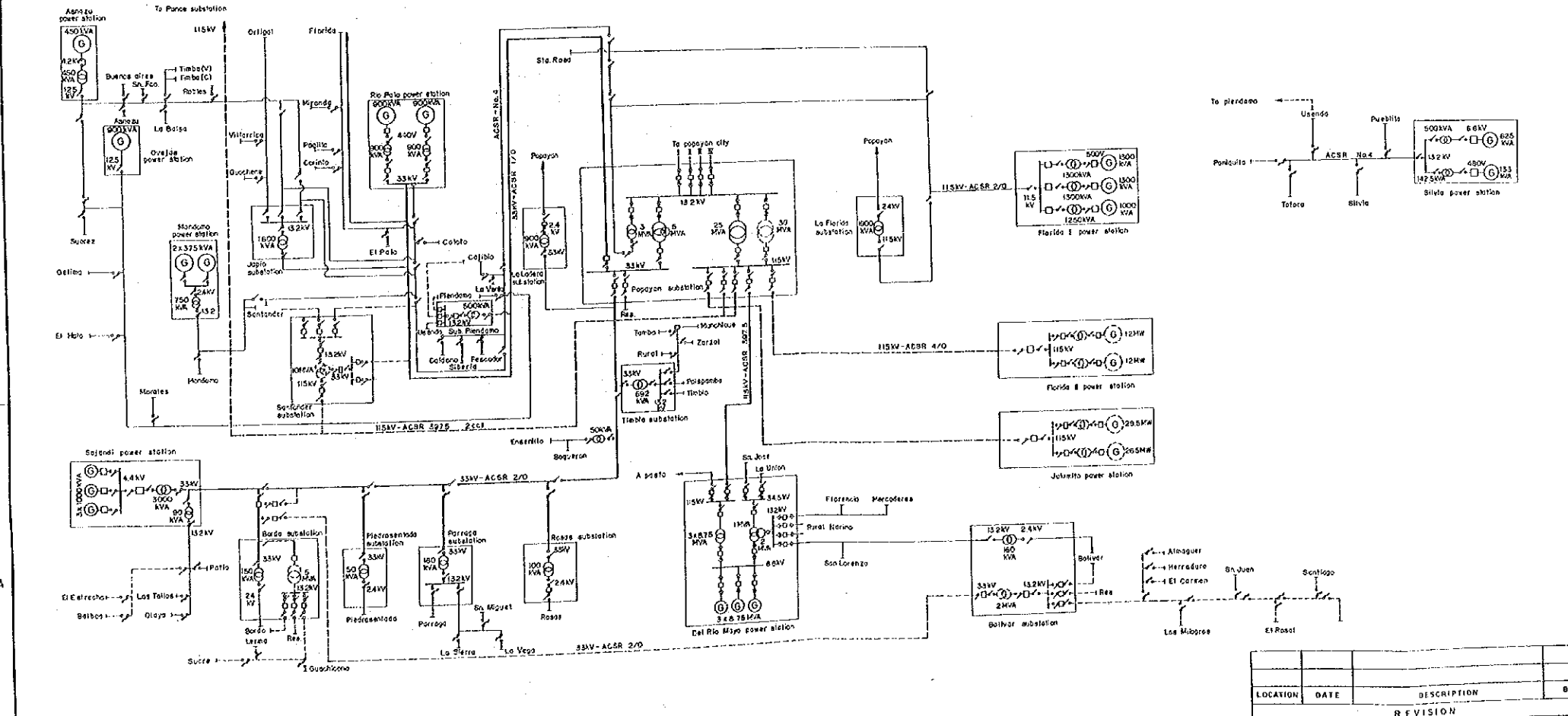
S.R.: SUBMITTED: *[Signature]*
R.R.: RECOMMENDED: *[Signature]*
C.R.: APPROVED: *[Signature]*

DATE: 31 July 74 UHG. NO. 22

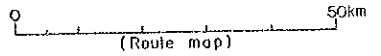
ROUTE MAP OF TRANSMISSION LINE



Note:
Form the report of "Estudio sobre el suministro de energía a los sistemas eléctricos de CEDELCA Y CEDENAR"



- LEGEND**
- ⊙ Generator
 - ⊖ Transformer
 - Circuit breaker
 - ⊗ Line switch
 - ⊕ Power fuse
 - Transmission line (Existing)
 - - - Transmission line (Future)
 - ⊕ Power station (Existing)
 - ⊕ Power station (Future)
 - ⊙ Substation
 - 115KV Transmission line (Existing)
 - - - 115KV Transmission line (Future)
 - 33KV Transmission line
 - - - 115KV Transmission line (Future)



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.	
JULUMITO HYDRO-ELECTRIC PROJECT	
TRANSMISSION SYSTEM	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D.C. CONSULTANTS) TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTED: <i>[Signature]</i>
T.R.:	RECOMMENDED: <i>[Signature]</i>
C.K.:	APPROVED: <i>[Signature]</i>
DATE: 31 July 72	DWG. NO. 23

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

第9章 工 事 費

9.1 基本条件	9- 1
9.2 工事費の総括	9- 2

TABLE LIST

Table 9-1 Summary of Estimated Construction Cost

Table 9-2 Fund Requirement in Each Year

第9章 工 事 費

9.1 基本条件

Julumito水力発電計画の工事費を積算するに当っては、計画地点の自然条件、地域条件、工事規模および現在期待し得る技術水準等を考慮し、コロンビア国における1972年3月現在の物価に基づいて積算を行う。

工事費積算のための基本条件は次に述べる通りである。

(1) 工事費積算の範囲

工事費積算の範囲は Julumito 発電所、同発電所から Popayan 変電所まで約 10km の送電線、および同変電所における送電線引込用の開閉設備および 30,000 kVA 変圧器 1 台の増設工事とする。なお、本工事費には Julumito 発電所と Popayan 変電所の間に設けられる通信設備、さらに本工事着工前の測量費、詳細設計費および準備工事費等請負付託までに必要とする費用を含むものとする。

(2) 土木工事費

(a) 工事数量は、第8章「予備設計」に添付した予備設計図面、および必要に応じて更に詳細な設計図面を作成の上積算する。

(b) 基準単価についてはコロンビア国内で調達される資材および労務者の費用は1972年3月現在物価にもとづいて、また、輸入資材および輸入工事用機械の価格は1972年の C. I. F 価格に基づいてそれぞれ積算する。

(c) 工事単価はコロンビア共和国内における最近の水力発電所建設工事実績 (Florida II, Chivor, Alto Anchikaya 等) および日本における近年の建設経験を考慮し、これに Julumito 地点の地域条件を加味して算定する。

(d) 土木工事費には、その 20 % に相当する予備費を計上する。

(3) 機器類の費用

(a) 水圧鉄管、主要ゲート類、電気機器、変電設備、通信設備等の機器類はすべて外国において製作され、供給されるものとし、海上輸送費、保険料、荷揚費用、コロンビア国内の陸上運賃、現場据付費を加算して算出する。

(b) 予備費は各機器の費用の 10 % を計上する。

(4) 技術料

技術料には詳細設計費および工事監督費を計上する。

(5) 管理費

管理費には、CEDELCA の建設事務所の技師、人件費、設備費、および管理に要する費用を

計上する。

(6) 補償費

貯水池土地，その他構造物設置ヶ所土地の買収費を計上する。

(7) 建設中利息

建設中利息は Table 9 - 2 に示された年別所要資金にもとづいて積算する。利子率は外貨分については年率 7.25 % ，現地通貨分については年率 12.0 % とする。

(8) 現地通貨と外貨の区分

工事費は現地通貨分と外貨分とに分けて積算する。現地通貨分には，現地労務者の賃金，外国人労務者の現地滞在費，コロンビアで調達される資材費，および輸入資材，輸入工事用機械のコロンビア国内の輸送費等が含まれる。その他の費用は外貨分に含まれる。為替レートは 1 US \$ 21.0 Colombia Pesos とする。

9.2 工事費の総括

Julumito 計画の実施に要する総工事費は 352,400,000 Colombian Pesos と算定される。そのうち外貨で支払われる額は 220,900,000 Pesos，現地で支払われる額は 131,500,000 Pesos である。総工事費のうち発電設備工事費は 341,600,000 Pesos，そのうち外貨分は 211,400,000 Pesos，現地通貨分は 130,200,000 Pesos である。また送電線および変電設備工事費は 10,800,000 Pesos，そのうち外貨分は 9,500,000 Pesos，現地通貨分は 1,300,000 Pesos である。

工事費の総括表は Table 9 - 1 に示されている。

また，工事工程に基づいて年度別所要資金を求めれば Table 9 - 2 の通りとなる。この場合支払条件は次のように考える。即ち，土木工事は年間出来高の中からその 10 % を保留し，運転開始時にその保留金を請負業者に支払うものとする。機器類は契約時に 10 %，船積時 50 %，運転開始時 40 % の割合で払うものとする。

また水圧鉄管，ゲート類およびその他の金物工については契約時 10 %，据付完了時 80 %，通水完了後 10 % の支払とする。

Table 9-1 Summary of Estimated Construction Cost

(Unit; 10³ Colombian Pesos)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
1. Generating Facility	292,000	184,800	107,200
1.1 Civil Works	209,400	111,500	97,900
(1) Diversion Dam	10,200	4,000	6,200
(2) Waterway	38,700	18,300	20,400
(3) Dam	54,900	37,800	17,100
(4) Dike	4,300	2,800	1,500
(5) Intake	7,600	2,700	4,900
(6) Headrace Tunnel	29,100	13,200	15,900
(7) Surge Tank	5,700	2,800	2,900
(8) Penstock Foundation	4,600	2,000	2,600
(9) Powerhouse Building	13,100	6,000	7,000
(10) Switch Yard	1,100	600	500
(11) Miscellaneous	5,300	2,800	2,500
(12) Contingency	34,800	18,500	16,400
1.2 Hydraulic Equipment	18,300	17,200	1,100
(1) Gate	3,600	3,600	0
(2) Penstock	7,800	7,800	0
(3) Miscellaneous	2,800	2,800	0
(4) Installation Cost	2,500	1,500	1,000
(5) Contingency	1,600	1,500	100
1.3 Electrical Equipment	64,300	56,500	7,800
(1) Turbine	20,600	20,600	0
(2) Generator	15,300	15,300	0
(3) Transformer	3,600	3,600	0
(4) Miscellaneous	11,800	11,800	0
(5) Installation Cost	7,200	0	7,200
(6) Contingency	5,800	5,200	600

(Unit: 10³ Colombian Pesos)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
2. Transmission Line	9,800	8,800	1,000
2.1 Transmission Line	1,500	1,100	400
2.2 Substation	6,300	5,700	600
2.3 Communication System	1,100	1,100	0
2.4 Contingency	900	900	0
3. Preparation Work	2,300	900	1,400
3.1 Access Road	600	200	400
3.2 Electrical Equipment for construction	800	600	200
3.3 Surveying	900	100	800
4. Engineering Fee	10,300	10,300	0
5. Administration Cost	4,800	0	4,800
6. Compensation	2,200	0	2,200
7. Interest during Construction	31,000	15,700	15,300
Grand Total	352,400	220,900	131,500

Table 9-2 Fund Requirement in Each Year

(Unit: 10⁶ Pesos)

	Total Fund Requirement		Sum of Fund Invested until end of 1977		1978		1979		1980		Remarks					
	L.C.	F.C.	Total	L.C.	F.C.	Total	L.C.	F.C.	Total	L.C.		F.C.				
[1] Generating Facilities																
Civil Works	209.4	111.5				47.6	23.3	24.3	88.8	39.9	48.9	73.0	34.7	38.3		
Hydraulic Equipment	18.3	1.1	17.2			1.1	0	1.1	2.2	0.1	2.1	15.0	1.0	14.0		
Electric Equipment	64.3	7.8	56.5			6.6	0.9	5.7	37.5	3.7	33.8	20.2	3.2	17.0		
Others	4.5	0.9	2.5	1.6	0.9	0.3	0.3	0	1.7	1.7	0				Preparation Works Compensation.	
Engineering Fee	9.8	0	9.8	3.3	0	2.0	0	2.0	2.7	0	2.7	1.8	0	1.8		
Administration Cost	4.6	4.6	0			1.3	1.3	0	1.6	1.6	0	1.7	1.7	0		
Sub Total	310.9	115.0	195.9	5.8	1.6	4.2	58.9	25.8	33.1	134.5	47.0	87.5	111.7	40.6	71.1	
Interest during Construction	30.7	15.2	15.5	1.3	0.4	0.9	2.7	1.4	1.3	10.8	5.6	5.2	15.9	7.8	8.1	
Total	341.6	130.2	211.4	7.1	2.0	5.1	61.6	27.2	34.4	145.3	52.6	92.7	127.6	48.4	79.2	
[2] Transmission Line																
Transmission Line, Communication System, Substation and Contingency	9.8	1.0	8.8													
Engineering Fee	0.5	0	0.5	0.3	0	0.3										
Administration Cost	0.2	0.2	0													
Sub Total	10.5	1.2	9.3	0.3	0	0.3										
Interest during Construction	0.3	0.1	0.2													
Total	10.8	1.3	9.5	0.3	0	0.3										
Grand Total	352.4	131.5	220.9	7.4	2.0	5.4	61.6	27.2	34.4	147.4	53.0	94.4	136.0	49.3	86.7	

Note: L.C.: Local Currency
F.C.: Foreign Currency

第10章 経済評価

10.1 販売可能電力量	10-1
10.2 年間費用と電力コスト	10-1
10.2.1 年間費用	10-1
10.2.2 電力コスト	10-1
10.3 経済評価	10-2
10.3.1 経済評価の方法	10-3
10.3.2 代替火力発電所との経済比較	10-3
10.3.3 連けい送電線との経済比較	10-5
10.3.4 経済評価の結果	10-7

TABLE LIST

Table 10-1	Salable Energy in Each Year
Table 10-2	Construction Cost and Serviceable Years of Facilities
Table 10-3	Annual Cost
Table 10-4	Energy Cost
Table 10-5	Alternative Thermal Power Plant
Table 10-6	Estimated Annual Cost of Alternative Thermal Power Plant
Table 10-7	Annual Benefit
Table 10-8	Annual Cost of Transmission Line
Table 10-9	Annual Purchased Cost of Energy from Transmission Line

第10章 経 済 評 価

10.1 販売可能電力量

第7章「発生電力」で述べた如く、Julumito 発電所の年間発生電力量は発電端において 285,400,000 kWhである。この電力量は Julumito 発電所の運転開始後、数年間は全部有効に使用されない。完全に販売可能となるのは1985年である。

今 Julumito 発電所から Popayan 変電所迄の送電損失率を想定すると1%となる。したがって Popayan 変電所における可能販売電力量は、1982年において 163,100,000 kWh, 1985年において 282,600,000 kWhとなる。

Table 10-1 に Popayan 変電所地点における経年の販売可能電力量を示す。

10.2 年間費用と電力コスト

10.2.1 年間費用

第9章「工事費」で述べた如く、Julumito 発電所計画の総工事費は 352,400,000 Colombian Pesos である。今各施設毎の工事費およびそれ等の耐用年数を示せば Table 10-2 の通りとなる。

本計画の耐用年数 50 年間にわたる均等化年間費用を求めると Table 10-3 の通りとなる。但し利率は外貨分に対し 7.25 % , 内貨分に対し 12.0 % を適用する。

この表からわかるように年間費用は 37,106,000 Pesos である。

年間費用計算基準は次の通りである。

1. Interest Rate;

7.25 % Per annum for Foreign Currency (F. C)

12.00 % Per annum for Local Currency (L. C)

2. Amortization ;

2.1 Civil Works (50years)

F. C ; $0.07476 \times (\text{Investment Cost of Civil Works})$

L. C ; $0.12042 \times (\text{Investment Cost of Civil Works})$

2.2 Electrical Equipment (25years)

F. C ; $0.08775 \times (\text{Investment Cost of Electrical Equipment})$

L. C ; $0.12750 \times (\text{Investment Cost of Electrical Equipment})$

2.3 Hydraulic Equipment (30years)

F. C ; $0.08262 \times (\text{Investment Cost of Hydraulic Equipment})$

Table 10-1 Salable Energy in Each Year

(At Popayan Substation)

Year	Effective kW (kW)	Salable Energy (MWh)
1982	39,700	163.100
1983	47,500	202.300
1984	53,000	240.200
1985	53,000	282.600
1986	53,000	282.600
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
2031	53,000	282.600

Table 10-2 Construction Cost and Serviceable Years of Facilities

(Unit: 10³ Colombian Pesos)

Item	Serviceable Years	Total Cost	Foreign Currency	Local Currency
1. Generating Facilities				
Civil Works	50	209,400	111,500	97,900
Hydraulic Equipment	30	18,300	17,200	1,100
Electric Equipment	25	64,300	56,500	7,800
Engineering Fee		9,800	9,800	0
Administration Cost		4,600	0	4,600
Others		4,500	900	3,600
Interest during Construction		30,700	15,500	15,200
Total		341,600	211,400	130,200
2. Transmission Line and Other Facilities				
Transmission Line and Others	50	9,800	8,800	1,000
Engineering Fee		500	500	0
Administration Cost		200	0	200
Interest during Construction		300	200	100
Total		10,800	9,500	1,300
3. Total Construction Cost		352,400	220,900	131,500

Table 10-3 Annual Cost

(Unit: 10³ Colombian Pesos)

Item		Invested Cost	Annual Cost
1.	Amortization	352,400	33,431
1.1	Civil Works	246,600	23,892
1.2	Electrical Equipment	74,000	6,875
1.3	Hydraulic Equipment	21,000	1,797
1.4	Transmission Line Substation and Communication System	10,800	867
2.	Maintenance and Operation	352,400	2,266
2.1	Generating Facilities	341,600	2,050
2.2	Transmission Line, Substation and Communication System	10,800	216
3.	Administration Expense	352,400	1,057
4.	Other Expense	352,400	352
Total Annual Cost (C)		--	37,106

- L. C ; 0.12414 × (Investment Cost of Hydraulic Equipment)
- 2.4 Transmission Line Substation and Communication System (50years)
 F. C ; 0.07476 × (Investment Cost of Above Facilities)
 L. C ; 0.12042 × (")
3. Maintenance and Operation
- 3.1 Generating Facilities
 0.006 × (Investment Cost of Generating Facilities)
- 3.2 Transmission Line, Substation and Communication System
 0.020 × (Investment Cost of Above Facilities)
4. Administration Expense
 0.003 × (Total Investment Cost)
5. Other Expenses
 0.001 × (Total Investment Cost)

10.2.2 電力コスト

10.2.1 で求めた Julumito 発電所の年間費用を 10-1 で求めた販売可能電力量で割れば、Julumito 発電所の Poparan 変電所渡しの kWh 当り電力コストが得られる。

販売可能電力量による電力コストは下記の如くとなる。

Table 10-4 Energy Cost

Year	Salable Annual Energy (MWh)	Annual Cost (10 ³ Pesos)	Energy Cost (Pesos/kWh)
1982	163,100	37,106	0.228
1983	202,300	37,106	0.183
1984	240,200	37,106	0.155
1985	282,600	37,106	0.131
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
2031	282,600	37,106	0.131

1 0.3 経済評価

1 0.3.1 経済評価の方法

第3章「需要想定」で述べた如く、CEDELCAおよびCEDENARの電力系統はPastoおよびPopayanの各変電所を結ぶ115kVの送電線1回線が既に完成し、連けいされている。更にこの系統と中央三角送電幹線(230kV)によって連けいされているCVC電力系統とを結ぶ連けい送電線(115kV2回線)が建設中である。これが完成するとCVC系統とCEDELCA, CEDENAR系統間の電力融通が可能となる。このような状況のもとにおいては、Julumito発電所の経済評価はこの連けい送電線を通しCVC系統より電力を購入する場合との比較によって行うことも考慮しなければならない。

したがって、1975年より生ずるCEDELCA CEDENAR系統の電力不足に対してJulumito計画に代って供給可能な方法は

- (1) 当該系統内において他の水力発電所を建設する。
- (2) " " 他 の 代 替 火 力 発 電 所 "
- (3) 連けい送電線によりCVC系統より購入する。

の3つの方法が考えられる。

この内(1)のJulumito発電所以外の水力発電所の建設については、今のところその具体的計画は存在せず、早急にJulumito計画の代替設備となる地点を選定することは不可能である。

したがって、(2)および(3)の方法が現実に実現可能な方法と考えられるので、経済評価はこの2つのケースについて行うこととする。

1 0.3.2 代替火力発電所との経済比較

(1) 代替火力発電所の選定

代替火力発電所を選ぶに当っては、次に述べる条件を基準とする。

- (i) 代替火力発電所の規模は、Julumito水力発電計画の規模にほぼ匹敵する大きさとし、かつ、現在コロンビア国内で建設が行われておる実現可能な規模とする。
- (ii) 設置場所はPopayan市周辺とする。
- (iii) 建設費はコロンビア国内における同規模火力発電所建設の最近の実績による。

以上の条件を考慮した結果、代替火力発電所はPopayan変電所近傍に建設されるユニット出力25MW、2ユニット、設備出力50MWのFuel-Oil火力発電所を想定することとする。Table10-5に代替火力発電所の諸元を示す。

Table 10-5 Alternative Thermal Power Plant

Installed Capacity	(MW)	50
Unit Capacity	(MW x Unit)	25 x 2
Annual Plant Factor	(%)	60
Thermal Efficiency at Sending End	(%)	28
Annual Energy Production	(10 ⁶ kWh)	263
Percent of Powerhouse Service Use	(%)	5
Annual Available Energy	(10 ⁶ kWh)	250
Annual Energy Consumption	(10 ³ kL)	80
Construction Cost	(10 ⁶ C. Pesos)	200

(2) 代替火力発電所の年間費用

代替火力発電所，すなわちユニット出力 25 MW 2 ユニット設備出力 50 MW の Fuel-oil 火力発電所の年間費用を固定費と可変費にわけて算出すれば，Table 10-6 の如くとなる。

なお算定にあたっては Discount Rate は 10 % とする。

kW 当り便益は，代替火力発電所の kW 当り年間固定費に kW 補正率をかけたものとする。kW 補正率をかける理由は次の通りである。即ち，火力発電所は水力発電所に比べて事故による停止率，および定期補修による停止率が大きい。それ故系統に水力発電所を投入した場合と同じ信頼度で電力を供給するためには，火力発電所は停止率に相当する分だけ大きな設備容量を必要とする。この所要増分設備は水力発電所の便益と見做すべきもので，これを算入するための係数が kW 補正率である。

しかし，kW 補正率は火力と水力との事故率の差，火力のユニット容量，系統内の水力，火力の割合，供給予備力等によって影響されるのでこれを厳密に算出することは困難である。こゝでは少なくともこれだけは期待し得る値として 1.10 をとることとする。

以上により代替発電所の kW 当り固定費を当該水力発電所の kW 便益，また kWh 当り可変費を kWh 便益とし，それぞれ次の通りとする。

kW 当り便益	620 Pesos
kWh 当り便益	0.12 Pesos

(3) 年間便益

Julumito 発電所の年間便益は前項の kW 当り便益および kWh 当り便益を用いて計算する。

代替火力発電所を経済評価の尺度としたので，Julumito 発電所の出力および発生電力量はすべて顕在化した時点とし，すべて有効に消費されるものとする。かくして求めた Julumito 発電所の年間便益は Table 10-7 に示される通りで，年間 66,760,000 Pesos となる。

Table 10-6 Estimated Annual Cost of Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	Fixed Cost	Variable Cost	Notes
Interest and Depreciation	(10 ³ \$)	21,216	—	Serviceable Year: 30 *1 D.R. 10.0% *2 C.R.F. 0.10608
Operation and Maintenance Cost	(10 ³ \$)	5,000	800	
Wage and Salary	(10 ³ \$)	1,600	—	40 x 40,000 \$
Repair Expense	(10 ³ \$)	2,800	1,200	Const. Cost x 0.02
Miscellaneous	(10 ³ \$)	600	—	Const. Cost x 0.003
Administration Cost	(10 ³ \$)	432	64	
				Op. and Maint. Cost x 0.08
Tax and Duties	(10 ³ \$)	0	0	
Fuel Cost	(10 ³ \$)	—	28,800	
				0.36 k/l x 80 x 10 ⁶ l
Total	(10³ \$)	26,648	30,064	
Annual Cost at Sending End				
Cost per kW	(\$)	620		$\frac{26,648,000}{50,000 (1-0.05) \times 1.1^{*3}}$
Cost per kWh	(\$)		0.120	$30,064,000^{\$} / 250 \times 10^6 \text{ kWh}$

Note: *1 D.R.: Discount Rate
*2 C.P.R.: Capital Recovery Factor
*3 kW adjustment factor

Table 10-7 Annual Benefit

	Unit	Annual Benefit
Dependable Capability	(kW)	53,000
Salable Energy	(10^6 kWh)	282.6
Value per kW	(Pesos)	620
Value per kWh	(Pesos)	0.12
Benefit of kW (B ₁)	(10^3 Pesos)	32,860
Benefit of kWh (B ₂)	(10^3 Pesos)	33,900
Total Annual Benefit (B) = (B ₁) + (B ₂)	(10^3 Pesos)	66,760

(4) 年間費用

10.2.1の年間費用算定基準に従い、Discount Rate 10.0%の場合の年間費用を求めると、40,017,000 Pesosとなる。

(5) 便益費用比

Julumito 発電所の年間費用は前項(4)で算定した如く、40,017,000 Pesosでありまた年間便益は Table 10-7 に示す如く 66,760,000 Pesosである。したがってその年間超過便益は26,743,000 Pesosとなり、便益(B)・費用(C)比は1.67となる。

10.3.3 連けい送電線との経済比較

1975年以降の不足電力を連けい送電線から供給する場合と本 Julumito 発電所を建設して供給するとした場合の経済比較を下記により行う。

即ち、CVC系統の Pance' 変電所 (Cali市)と CEDELCA の Popayan 変電所を結ぶ連けい送電線は現在建設中であり近く完成する予定であるが、この連けい送電線の概要は次の通りである。

区 間	CVC, Pance' 変電所 ~ CEDELCA Popayan 変電所
直 長	111 km
電 圧	115 kV
回 線 数	2 回線
導 体	397.5 MCM
支持物	鉄 塔 282基
総工事費	42,800,000 Pesos

この連けい送電線を通しCVC系統から購入する場合の年間費用および電力購入費を夫々Table 10-8 および Table 10-9 に示す。

Julumito 発電所を建設せず発電所の販売可能電力量と同量の電力量を送電線から購入する場合の送電線年間費用と、電力購入費用の合計と Julumito 発電所を建設した場合の年間費用を比較すると次のようになる。即ち、Julumito 発電所の年間費用は 40,017,000 Pesos であり送電線を通じ供給する場合の年間費用の合計は Table 10-8 および Table 10-9 から 5,601,000 + 46,315,000 = 51,916,000 Pesos である。

従って Julumito 発電所年間費用に対する送電線のそれとの比は

$$51,916,000 / 40,017,000 = 1.30$$

となる。即ち、電力供給の面からは Julumito 発電所を建設して電力を供給した方が連けい送電線により購入して供給するよりは有利である。

Table 10-8 Annual Cost of Transmission Line

Item	Construction Cost (x 10 ³ pesos)	Cost Factor	Annual Cost (x 10 ³ pesos)
Amortization	42,800	0.10086	4,317
Operation & Maintenance	42,800	0.025	1,070
Administration	42,800	0.005	214
Total			5,601

Note:

Construction cost	42,800 x 10 ³ Pesos
Discount Rate	10.0%
Capital Recovery Factor	0.10086

Table 10-9 Annual Purchased Cost of Energy from Transmission Line

Year	Purchased Energy (MWh)	Purchased Cost (10 ³ pesos)	Present Worth (10 ³ pesos)	Note
1982	163,100	31,152	28,318	
1983	202,400	38,658	31,931	
1984	240,200	45,878	34,454	
1985	282,600	53,977	} 364,495	
1986	282,600	53,977		
.	.	.		
.	.	.		
.	.	.		
.	.	.		
2031	282,600	53,977		
Total			459,198	
Annual Purchased Cost for 50 Year			46,315	

Note: assumed discount rate 10.0%

10.3.4 経済評価の結果

以上、代替火力発電所を建設する場合、または連けい送電線を通してCVC系統から購入する場合の2つの代替案について Julumito 発電所建設の場合との経済比較を行ったが、何れの場合も Julumito 発電所を建設して電力を供給の方が経済的に優れていることが明らかである。

第 11 章 資 金 計 画

11.1 所要資金および調達	11- 1
11.2 収入および費用	11- 1
11.2.1 電力料収入	11- 1
11.2.2 維持管理費	11- 1
11.2.3 減価償却費	11- 1
11.2.4 純 益	11- 2
11.3 返済計画	11- 2

TABLE LIST

Table 11-1 (1)	Income Statement (Julumito Project in Service 1982)
Table 11-1 (2)	Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1982)
Table 11-2	Amortization Schedule
Table 11-3 (1)	Income Statement (Julumito Project in Service 1977)
Table 11-3 (2)	Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1977)
Table 11-4 (1)	Income Statement (Julumito Project in Service 1987)
Table 11-4 (2)	Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1987)
Table 11-5	Internal Rate of Return (In Service 1982)
Table 11-6	Internal Rate of Return (In Service 1977)
Table 11-7	Internal Rate of Return (In Service 1987)

第 11 章 資 金 計 画

11.1 所要資金および調達

本計画の総工事費は第9章に述べた通り

総 額	352,400,000 Pesos
外 貨	200,900,000 Pesos
内 貨	131,500,000 Pesos

であり、年度別所要資金は Table 11-1 に示す通りである。資金の調達は外貨相当分は国際金融機関（現行世銀融資条件と同一と仮定）より、また内貨については国内金融機関より借入れるものとしその金利および償還期間は次の通り仮定した。

外 貨 利 率	7.25% (commitment charge 1%)
償還方法	4年据置 16年元利均等償還
内 貨 利 率	12%
償還方法	4年据置 11年元本均等償還

11.2 収入および費用

11.2.1 電力料収入

Julumito 発電所で発生される電力は自系統内および CEDENAR 系統に供給され、その販売可能電力量は第10章 Table 10-1 に述べた通りである。電力料金は CEDELCA から入手した data " Documentos Credito Exterior, Diciembre de 1971 " をベースに CEDENAR 向け (Popayan 変電所出口渡し) の売電単価として

1982年以降 26.1 CVS/kWh

とし、自系統内の販売分については需要家端平均売電単価を

1982年以降 34.8 CVS/kWh

とした。

以上の結果電力料金収入は Table 11-1 (1) に示す通りである。

11.2.2 維持管理費

各設備の維持管理費は次の通りとした。

ダム, 発電所	建設費の 1%
送変電および通信設備	建設費の 2%

11.2.3 減価償却費

減価償却費は残存価格を 0 とし定額法による各施設の耐用年数は Colombia 国 Decreto 46

2286(7.7.1948)によって次の通りとした

土木設備	50年
電気機器	25年
送電線	50年
ゲート, ペンストック	30年

1 1.2.4 純 益

上記の諸条件により計算された毎年の収入より維持管理費, 償却費および借入金の支払利息を控除すると Table 11-1 (1) および Table 11-1(2)に示す通りとなり当初5年間は赤字となるが1986年以降は Table 11-1 (2)の(D)項に示したような純益が得られる。

1 1.3 返済計画

借入金の返済に引当てられる返済源資は経常収支における純益と減価償却引当金である。11.1に述べた借入れ条件にもとづき内貨, 外貨の借入金の返済をするものとして cash balance を計算すると Table 11-1 (1)および Table 11-1(2)のとおりである。

なお投下資本の返済面から Julumito 発電所の運転開始を1976年末および1986年末として cash balance を計算したものが Table 11-3 および Table 11-4 である。これらの表ならびに Table 11-1 から判るように投下資金の回収という面からも Julumito 発電所の運転開始が1981年末ということは妥当と云えよう。以上からこの計画は資金的にも妥当性の充分高いものであるといえる。

参考として, 1981年末1976年末, 1986年末に Julumito 発電所が運転開始になる場合について夫々の内部収益率を計算したものが Table 11-5, 11-6, 11-7 である。また1972年2月25日付貴メモランダム of "Justificacion del Proyecto de Julumito" の項で要求のあった cash flow は

Primera Alternativa : Table 11-3

Segunda " : Table 11-1

がこれに相当し, Tercera Alternativa については連系送電線の増設が送電容量の面からは, 1985年以降(但し電圧の関係からそれ以前に static condenser を Popayan 変電所に設置の必要はあろう)でよいと思われるので, 今回の計算において連系送電線からだけ電力を購入するというケースの cash flow の計算は行なわなかった。

Julumito Project の CEDELCA 電力系統内の売電による収入は需要家端の平均売電単価を用いたので Julumito Project の売電収入としては2次送変電設備および配電線の経費を売電収入から差引く必要がある。

CEDELCAから入手した "Documentos Credito Externo, Diciembre de 1971" 資料よ

り CEDELCA の 1970 年の送配電設備の資産額および 1971 年から 1980 年までに建設が予定されている 2 次送変電設備および配電設備に対する投資額より CEDELCA 電力系統全体の需要家への売電電力量 1 kWh に対する配電経費を検討した結果 15.9 センタボスの値を得た。

したがって Julumito 発電所より需要家に売電される電力量に 15.9 センタボスを乗じたものを配電経費とした。なお、2 次送変電設備および配電線の経費算出には投資額は上述資料によるものとし、耐用年数は既設分については平均残存年数 25 年、新設分については平均耐用年数を 40 年、適用平均金利は 10 % と仮定し更に O & M 費を加えて求めた。

Table 11-1 (1) Case I. Income Statement (Julumito Project in Service 1982)

Unit: 10³ Pesos

	1 1978	2 1979	3 1980	4 1981	5 1982	6 1983	7 1984	8 1985	9 1986	10 1987	11 1988	12 1989	13 1990	14 1991	15 1992	16 1993	17 1994
(A) Gross Income					43,480	54,320	64,860	77,660	77,440	78,270	79,210	80,230	81,350	82,550	83,860	84,420	84,420
CEDENAR																	
Sales Energy (MWh)					139,100	162,360	182,660	209,980	185,230	162,560	137,900	110,980	81,580	49,600	14,750	14,750	14,750
Unit Price (\$/kWh)					0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261
Income					36,310	42,380	47,670	54,800	48,350	42,430	35,990	28,970	21,290	12,950	3,850	3,850	3,850
CEDELCA																	
Sales Energy (MWh)					20,600	34,300	49,400	65,700	83,600	103,000	124,200	147,300	172,600	200,000	229,900	242,600	242,600
Unit Price (\$/kWh)					0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348
Income					7,170	11,940	17,190	22,860	29,090	35,840	43,220	51,260	60,060	69,600	80,010	84,420	84,420
(B) Total Operation Costs					15,770	17,940	20,340	22,940	25,780	28,870	32,240	35,910	39,930	44,290	49,040	51,060	51,060
1. Julumito Project					12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490
Operation & Maintenance					2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
Administration & Others					1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
2. Transforming & Distribution					3,280	5,450	7,850	10,450	13,290	16,380	19,750	23,420	27,440	31,800	36,550	38,570	38,570
(C) Operating Income (A) - (B)					27,710	36,380	44,520	54,720	51,660	49,400	46,970	44,320	41,420	38,260	34,820	33,360	33,360
(D) Financial Expenditure (Interest)					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	12,081	9,590	7,024	5,810
1. Foreign Loan					16,015	15,453	14,850	14,204	13,510	12,766	11,969	11,113	10,196	9,212	8,156	7,024	5,810
2. Local Loan					15,780	14,345	12,911	11,476	10,042	8,607	7,172	5,738	4,303	2,869	1,434	---	---
(E) Net Income (C) - (D)					-4,085	6,582	16,759	29,040	28,108	28,027	27,829	27,469	26,921	26,179	25,230	26,336	27,550

Table 11-1 (2) Case I. Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1982)

Unit: 10³ Pesos

	1 1978	2 1979	3 1980	4 1981	5 1982	6 1983	7 1984	8 1985	9 1986	10 1987	11 1988	12 1989	13 1990	14 1991	15 1992	16 1993	17 1994
(A) Cash Receipt	7,400	61,600	147,400	136,000	36,520	45,190	53,330	63,530	60,470	58,210	55,780	53,130	50,230	47,070	43,630	42,170	42,170
1. Operation Income before Interest					27,710	36,380	44,520	54,720	51,660	49,400	46,970	44,320	41,420	38,260	34,820	33,360	33,360
2. Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
3. Exterior Borrowing	7,400	61,600	147,400	136,000													
Foreign Fund	5,400	34,400	94,400	86,700													
Local Fund	2,000	27,200	53,000	49,300													
(B) Cash Disbursement	9,609	63,755	149,211	136,867	51,504	50,069	48,635	47,200	45,766	44,331	42,896	41,462	40,027	38,593	37,153	23,769	23,769
1. Construction Expenditure	7,400	61,600	147,400	136,000													
2. Interest					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	12,081	9,590	7,024	5,810
3. Commitment Charge (Foreign Loan: 1% by year)	2,209	2,155	1,811	867													
4. Amortization of Debit (Principal)					19,709	20,271	20,874	21,520	22,214	22,958	23,755	24,611	25,528	26,512	27,563	16,745	17,959
Foreign Fund					7,754	8,316	8,919	9,565	10,259	11,003	11,800	12,656	13,573	14,557	15,613	16,745	17,959
Local Fund					11,955	11,955	11,950	11,950	11,950	11,950	11,950	11,950	11,950	11,950	11,950		
(C) Cash Balance (A) - (B)	-2,209	-2,155	-1,811	-867	-14,984	-4,879	4,695	16,330	14,704	13,879	12,884	11,668	10,203	8,477	6,477	18,401	18,401
(D) Accumulated Total	-2,209	-4,364	-6,175	-7,042	-22,026	-26,905	-22,210	-5,880	8,824	22,703	35,587	47,255	57,458	65,935	72,412	90,813	109,214

Table 11-2 Amortization Schedule

Unit: 10³ Pesos

Year	Borrowing		Total	Redemption		Total	Outstanding Balance	
	Hydro-Power Plant	Trans-mission Line		Principal	Interest			
1st	5,100	300	5,400					
2nd	34,400	0	34,400					
3rd	92,700	1,700	94,400					
4th	79,200	7,500	86,700				220,900	
5th				7,754	16,015	23,769	213,146	} Foreign Fund (i = 7.25%)
6th				8,316	15,453	23,769	204,830	
7th				8,919	14,850	23,769	195,911	
8th				9,565	14,204	23,769	186,346	
9th				10,259	13,510	23,769	176,087	
10th				11,003	12,766	23,769	165,084	
11th				11,800	11,969	23,769	153,284	
12th				12,656	11,113	23,769	140,628	
13th				13,573	10,196	23,769	127,055	
14th				14,557	9,212	23,769	112,498	
15th				15,613	8,156	23,769	96,885	
16th				16,745	7,024	23,769	80,140	
17th				17,959	5,810	23,769	62,181	
18th				19,261	4,508	23,769	42,920	
19th				20,657	3,112	23,769	22,263	
20th				22,155	1,614	23,769	0	
1st	2,000	0	2,000					
2nd	27,200	0	27,200					
3rd	52,600	400	53,000				131,500	} Local Fund (i = 12%)
4th	48,400	900	49,300				119,545	
5th				11,955	15,780	27,735	107,590	
6th				11,955	14,345	26,300	95,635	
7th				11,955	12,911	24,866	83,680	
8th				11,955	11,476	23,431	71,725	
9th				11,955	10,042	21,997	59,770	
10th				11,955	8,607	20,562	47,815	
11th				11,955	7,172	19,127	35,860	
12th				11,955	5,738	17,693	23,905	
13th				11,955	4,303	16,258	11,950	
14th				11,955	2,869	14,824	0	
15th				11,955	1,434	13,384		

Table 11-3 (1) Case II. Income Statement (Julumito Project in Service 1977)

Unit: 10³ Pesos

	1 1973	2 1974	3 1975	4 1976	5 1977	6 1978	7 1979	8 1980	9 1981	10 1982	11 1983	12 1984	13 1985	14 1986	15 1987	16 1988	17 1989
(A) Gross Income					6,460	10,810	15,680	22,310	31,290	43,480	54,320	64,860	77,660	77,440	78,270	79,210	80,230
CEDENAR																	
Sales Energy (MWh)					38,210	58,410	78,010	100,580	119,990	139,100	162,360	182,660	209,980	185,230	162,560	137,910	110,980
Unit Price (\$/kWh)					0.169	0.185	0.201	0.219	0.239	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261
Income					6,460	10,810	15,680	22,030	28,680	36,310	42,380	47,670	54,800	48,350	42,430	35,990	28,970
CEDELCA																	
Sales Energy (MWh)					0	0	0	900	7,900	20,600	34,300	49,400	65,700	83,600	103,000	124,200	147,300
Unit Price (\$/kWh)					0.272	0.286	0.300	0.315	0.331	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348
Income					0	0	0	280	2,610	7,170	11,940	17,190	22,860	29,090	35,840	43,220	51,260
(B) Total Operation Costs					12,490	12,490	12,490	12,540	13,750	15,770	17,940	20,340	22,940	25,780	28,870	32,240	35,910
1. Julumito Project					12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490
Operation & Maintenance					2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
Administration & Others					1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
2. Transforming & Distribution					0	0	0	50	1,260	3,280	5,450	7,850	10,450	13,290	16,380	19,750	23,420
(C) Operating Income (A) - (B)					-6,030	-1,680	3,190	9,770	17,540	27,710	36,380	44,520	54,720	51,660	49,400	46,970	44,320
(D) Financial Expenditure (Interest)					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	12,081	9,590	7,024	5,810
1. Foreign Loan					16,015	15,453	14,850	14,204	13,510	12,766	11,969	11,113	10,196	9,212	8,156	7,024	5,810
2. Local Loan					15,780	14,345	12,911	11,476	10,042	8,607	7,172	5,738	4,303	2,869	1,434	---	---
(E) Net Income (C) - (D)					-37,825	-31,478	-24,571	-15,910	-6,012	6,337	17,239	27,669	40,221	39,579	39,810	39,946	38,510

Table 11-3 (2) Case II. Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1977)

Unit: 10³ Pesos

	1 1973	2 1974	3 1975	4 1976	5 1977	6 1978	7 1979	8 1980	9 1981	10 1982	11 1983	12 1984	13 1985	14 1986	15 1987	16 1988	17 1989
(A) Cash Receipt	7,400	61,600	147,400	136,000	2,780	7,130	12,000	18,580	26,350	36,520	45,190	53,330	63,530	60,470	58,210	55,780	53,130
1. Operation Income before Interest					-6,030	-1,680	3,190	9,770	17,540	27,710	36,380	44,520	54,720	51,660	49,400	46,970	44,320
2. Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
3. Exterior Borrowing	7,400	61,600	147,400	136,000													
Foreign Fund	5,400	34,400	94,400	86,700													
Local Fund	2,000	27,200	53,000	49,300													
(B) Cash Disbursement	9,609	63,755	149,211	136,867	51,504	50,069	48,635	47,200	45,766	44,331	42,896	41,462	40,027	38,593	37,153	23,769	23,769
1. Construction Expenditure	7,400	61,600	147,400	136,000													
2. Interest					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	12,081	9,590	7,024	5,810
3. Commitment Charge (Foreign Loan: 1% by year)	2,209	2,155	1,811	867													
4. Amortization of Debit (Principal)					19,709	20,271	20,874	21,520	22,214	22,958	23,755	24,611	25,528	26,512	27,563	16,745	17,959
Foreign Fund					7,754	8,316	8,919	9,565	10,259	11,003	11,800	12,656	13,573	14,557	15,613	16,745	17,959
Local Fund					11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,950	---	---
(C) Cash Balance (A) - (B)	-2,209	-2,155	-1,811	-867	-48,724	-42,939	-36,635	-28,620	-19,416	-7,811	2,294	11,868	23,503	21,877	21,057	32,011	29,361
(D) Accumulated Total	-2,209	-4,364	-6,175	-7,042	-55,766	-98,705	-135,340	-163,960	-183,376	-191,187	-188,893	-177,025	-153,522	-131,645	-110,588	-78,577	-49,216

Table 11-4 (1) Case III. Income Statement (Julumito Project in Service 1987)

Unit: 10³ Pesos

	1 1983	2 1984	3 1985	4 1986	5 1987	6 1988	7 1989	8 1990	9 1991	10 1992	11 1993	12 1994	13 1995	14 1996	15 1997	16 1998	17 1999
(A) Gross Income					78,270	79,210	80,230	81,350	82,550	83,860	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420
CEDENAR																	
Sales Energy (MWh)					162,560	137,910	110,980	81,580	49,600	14,750	0	0	0	0	0	0	0
Unit Price (\$/kWh)					0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0.261	0	0	0	0	0	0	0
Income					42,430	35,990	28,970	21,290	12,950	3,850	0	0	0	0	0	0	0
CEDELCA																	
Sales Energy (MWh)					103,000	124,200	147,300	172,600	200,000	229,900	242,600	242,600	242,600	242,600	242,600	242,600	242,600
Unit Price (\$/kWh)					0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348	0.348
Income					35,840	43,220	51,260	60,060	69,600	80,010	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420	84,420
(B) Total Operation Costs					28,870	32,240	35,910	39,930	44,290	49,040	51,060	51,060	51,060	51,060	51,060	51,060	51,060
1. Julumito Project					12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490	12,490
Operation & Maintenance					2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270	2,270
Administration & Others					1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
2. Transforming & Distribution					16,380	19,750	23,420	27,440	31,800	36,550	38,570	38,570	38,570	38,570	38,570	38,570	38,570
(C) Operating Income (A) - (B)					49,400	46,970	44,320	41,420	38,260	34,820	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360
(D) Financial Expenditure (Interest)					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	12,081	9,590	7,024	5,810
1. Foreign Loan					16,015	15,453	14,850	14,204	13,510	12,766	11,969	11,113	10,196	9,212	8,156	7,024	5,810
2. Local Loan					15,780	14,345	12,911	11,476	10,042	8,607	7,172	5,738	4,303	2,869	1,434	---	---
(E) Net Income (C) - (D)					17,605	17,172	16,559	15,740	14,708	13,447	14,219	16,509	18,861	21,279	23,770	26,336	27,550

Table 11-4 (2) Case III. Cash Flow Statement (Julumito Project in Service 1987)

Unit: 10³ Pesos

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
(A) Cash Receipt	7,400	61,600	147,400	136,000	58,210	55,780	53,130	50,230	47,070	43,630	42,170	42,170	42,170	42,170	42,170	42,170	42,170
1. Operation Income before Interest					49,400	46,970	44,320	41,420	38,260	34,820	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360	33,360
2. Depreciation					8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810
3. Exterior Borrowing	7,400	61,600	147,400	136,000													
Foreign Fund	5,400	34,400	94,400	86,700													
Local Fund	2,000	27,200	53,000	49,300													
(B) Cash Disbursement	9,609	63,755	149,211	136,867	51,504	50,069	48,635	47,200	45,766	44,331	42,896	41,462	40,027	38,593	37,153	23,769	23,769
1. Construction Expenditure	7,400	61,600	147,400	136,000													
2. Interest					31,795	29,798	27,761	25,680	23,552	21,373	19,141	16,851	14,499	21,081	9,590	7,024	5,810
3. Commitment Charge (Foreign Loan: 1% by year)	2,209	2,155	1,811	867													
4. Amortization of Debit (Principal)					19,709	20,271	20,874	21,520	22,214	22,958	23,755	24,611	25,528	26,512	27,563	16,745	17,959
Foreign Fund					7,754	8,316	8,919	9,565	10,259	11,003	11,800	12,656	13,573	14,557	15,613	16,745	17,959
Local Fund					11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,955	11,950	---	---
(C) Cash Balance (A) - (B)	-2,209	-2,155	-1,811	-867	6,706	5,711	4,495	3,030	1,304	-701	-726	708	2,143	3,577	5,017	18,401	18,401
(D) Accumulated Total	-2,209	-4,364	-6,175	-7,042	-336	5,375	9,870	12,900	14,204	13,503	12,777	13,485	15,628	19,205	24,222	42,623	61,024

Table 11-5 Case I. Internal Rate of Return (In Service 1982)

Year	Construction Costs			Income by Energy Sales								Costs			Revenue	Internal Rate of Return		
	Generating Facilities	Transmission Line	Total	Generating Energy	1/ Sales Energy	CEDENAR		2/ Sales Energy	CEDELCA		Total (A)	3/ Generating & Transmission	Transforming & Distribution	Total (B)	(A) - (B)	Present Worth Factor	Construction Cost	Revenue
	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(MWh)	(MWh)	Unit Price (\$/kWh)	Income (10 ³ Pesos)	(MWh)	Unit Price (\$/kWh)	Income (10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)	(i = 13.2%)	(10 ³ Pesos)	(10 ³ Pesos)
1978	5,800	300	6,100												0.883	5,386		
1979	58,900	0	58,900												0.780	45,942		
1980	134,500	2,100	136,600												0.689	94,117		
1981	111,700	8,100	119,800												0.609	72,958		
1982	0	0	0	164,700	139,100	0.261	36,310	20,600	0.348	7,170	43,480	3,680	3,280	6,960	36,520	0.537		19,611
1983	0	0	0	204,400	162,360	0.261	42,380	34,300	0.348	11,940	54,320	3,680	5,450	9,130	45,190	0.475		21,465
1984	0	0	0	242,600	182,660	0.261	47,670	49,400	0.348	17,190	64,860	3,680	7,850	11,530	53,330	0.420		22,399
1985	0	0	0	285,400	209,980	0.261	54,800	65,700	0.348	22,860	77,660	3,680	10,450	14,130	63,530	0.371		23,570
1986	0	0	0	285,400	185,230	0.261	48,350	83,600	0.348	29,090	77,440	3,680	13,290	16,970	60,470	0.328		19,834
1987	0	0	0	285,400	162,560	0.261	42,430	103,000	0.348	35,840	78,270	3,680	16,380	20,060	58,210	0.289		16,823
1988	0	0	0	285,400	137,910	0.261	35,990	124,200	0.348	43,220	79,210	3,680	19,750	23,430	55,780	0.256		14,280
1989	0	0	0	285,400	110,980	0.261	28,970	147,300	0.348	51,260	80,230	3,680	23,420	27,100	53,130	0.226		12,007
1990	0	0	0	285,400	81,580	0.261	21,290	172,600	0.348	60,060	81,350	3,680	27,440	31,120	50,230	0.200		10,046
1991	0	0	0	285,400	49,600	0.261	12,950	200,000	0.348	69,600	82,550	3,680	31,800	35,480	47,070	0.176		8,284
1992	0	0	0	285,400	14,750	0.261	3,850	229,900	0.348	80,010	83,860	3,680	36,550	40,230	43,630	0.156		6,806
					0		0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			(175, 125)
					0		0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
					0		0											
					0		0											
					0		0											
					0		0											
1930	0	0	0	285,400	0	0.261	0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
1931	0	0	0	285,400	0	0.261	0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
Total	310,900	10,500	321,400	---													218,403	224,569

Note: 1/ : Sales energy at Popayan S.S.
 2/ : Sales Energy at Consumers end
 3/ : Operation and maintenance cost of Julumito Project

Table 11-7 Case III. Internal Rate of Return (In Service 1987)

Year	Construction Costs			Income by Energy Sales								Costs			Revenue	Internal Rate of Return		
	Generating Facilities (10 ³ Pesos)	Transmission Line (10 ³ Pesos)	Total (10 ³ Pesos)	Generating Energy (MWh)	CEDENAR			CEDELCA			Total (A) Income (10 ³ Pesos)	Generating & Transmission (10 ³ Pesos)	Transforming & Distribution (10 ³ Pesos)	Total (B) (10 ³ Pesos)	(A) - (B) (10 ³ Pesos)	Present Worth Factor (i = 13%)	Construction Cost (10 ³ Pesos)	Revenue (10 ³ Pesos)
					Sales Energy (MWh)	Unit Price (\$/kWh)	Income (10 ³ Pesos)	Sales Energy (MWh)	Unit Price (\$/kWh)	Income (10 ³ Pesos)								
1983	5,800	300	6,100												0.885	5,399		
1984	58,900	0	58,900												0.783	46,119		
1985	134,500	2,100	136,600												0.693	94,664		
1986	111,700	8,100	119,800												0.613	73,437		
1987	0	0	0	285,400	162,560	0.261	42,430	103,000	0.348	35,840	78,270	3,680	16,380	20,060	58,210	0.543	31,608	
1988	0	0	0	285,400	137,910	0.261	35,990	124,200	0.348	43,220	79,210	3,680	19,750	23,430	55,780	0.480	26,774	
1989	0	0	0	285,400	110,980	0.261	28,970	147,300	0.348	51,260	80,230	3,680	23,420	27,100	53,130	0.425	22,580	
1990	0	0	0	285,400	81,580	0.261	21,290	172,600	0.348	60,060	81,350	3,680	27,440	31,120	50,230	0.376	18,886	
1991	0	0	0	285,400	49,600	0.261	12,950	200,000	0.348	69,600	82,550	3,680	31,800	35,480	47,070	0.333	15,674	
1992	0	0	0	285,400	14,750	0.261	3,850	229,900	0.348	80,010	83,860	3,680	36,550	40,230	43,630	0.295	12,871	
1993	0	0	0	285,400	0		0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170		(128,393)	
1994	0	0	0	285,400	0		0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
1995	0	0	0	285,400	0		0											
1935	0	0	0	285,400	0	0.261	0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
1936	0	0	0	285,400	0	0.261	0	242,600	0.348	84,420	84,420	3,680	38,570	42,250	42,170			
Total	310,900	10,500	321,400													219,619	220,647	

$$42,170 \times 0.295 \times 7.657 = 92,254$$

