

## 7.7 電 気 設 備

### 7.7.1 主 機 の 決 定

Chespi発電所は、基準有効落差 278m、最大使用水量70m<sup>3</sup>/s のダム水路式で計画される。この開発規模における最適な水車形式と台数について検討した結果、立軸フランシス水車2台案の採用が最も有利であるとの結論を得た。ドラフトヘッド( $\sigma_p$ )の値は日本の立軸フランシス型水車の実績から求められたので、小水量時の放水位を考慮して更に詳細な検討が必要であろう。

なお、Guayllabamba川の河川水には、土砂の混流が多いため、土砂による摩耗に比較的強いペルトン水車代案も検討した。ペルトン型水車を採用する場合はAppendix-4で示すように、4台案が最適と考えられるが、検討の結果、ペルトン型式は工事費の面で不利である事が判明した。

Cumbaya, Nayon 発電所の例の如く、0.04mm以下の粒径の堆砂が取水口で除去されるにで水車には問題は無いと考えられるが、水車、ガイドベーンには13-Cr鋼の採用が望まれる。水車摩削の原因であるシリカ質物質が極端に多いとは分析の結果からはいかがえない。

主機の諸元を下記に示す。

#### —— Chespi水力発電気設備概略諸元 ——

発電所出力	:	167MW
水 車	:	
形 式		立軸フランシス水車
台 数		2 台
基準有効落差		278 m
使用水量		35m <sup>3</sup> /sec
基準出力		85.4 MW
回転速度		360 r. p. m
発 電 機	:	
形 式		三相交流同期発電機
台 数		2 台
出 力		93 MVA (力率の 0.9遅れ)

電 圧 13.8 kV

周 波 数 60 Hz

主要変圧器 :

形 式 屋外形三相送油風冷式

台 数 2 台

容 量 93 MVA

電 圧 13.8 / 138 ± 10% kV

屋外開閉所 :

形 式 二重母線式 G I S 形

電 圧 138 kV

送 電 線 2 回線 ( 将来 3 回線 )

#### 7. 7. 2 主回路および屋外変電所

主回路はユニット方式で、発電機と屋外に設置される主要変圧器の間の主回路は15 kVの架橋ポリエチレンケーブル (XLPE Cable) で接続される。

主要変圧器の 138kV側は直接 G I S 形開閉設備に接続される。なお、Fig. 7-23に単線結線図を、Fig. 7-24に屋外変電所機器配置を示す。

#### 7. 7. 3 発電所建家

発電所建家は川側にのみ窓を有する半地下式で、地上部に搬入クレーン、エレベータなどを収める建家を設ける。なお、建家のスペースを有効に利用するために、配電盤室、事務所、倉庫などを地下1階に設け、屋上部は G I S 形 138kV開閉設備を置くこととした。

#### 7. 7. 4 変電所 (開閉所)

Chespi送電線を全国連系系統に連系するため、San Antonio 地点に 138kVの変電所 (開閉所) を新設する。この変電所はIbarraの送電線を冗引き込みし、Chespi発電所の発生電力を、全国連系系統に供給すると共に、Quito 電力会社 (E. E. Q) の138kV 首都外輪線に電力を供給する目的も持っている。

San Antonio 変電所の母線方式は INECBL の標準方式である点検母線方式 (Transfer





Fig. 7-23 One Line Diagram of Chespi Power Plant

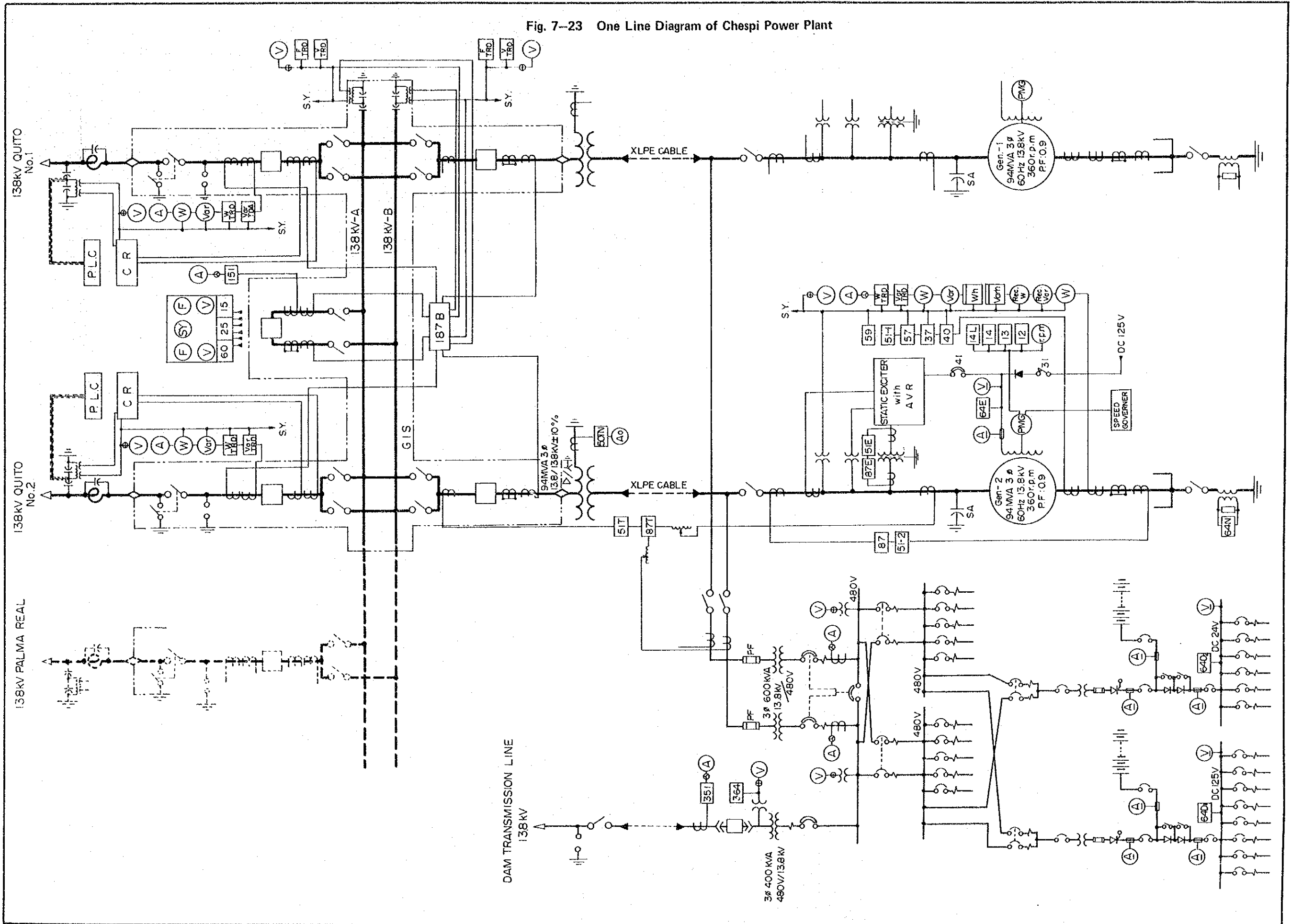
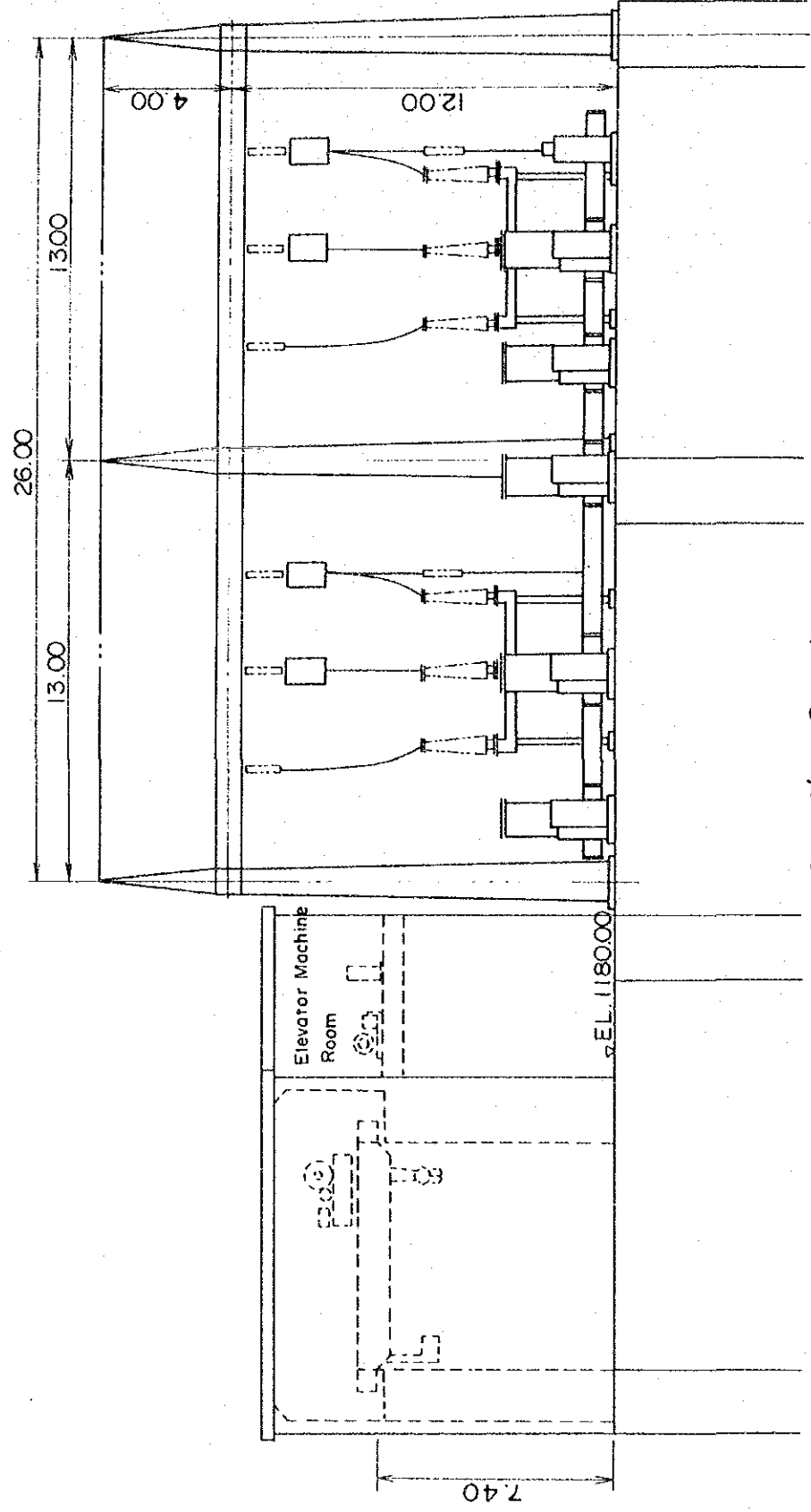
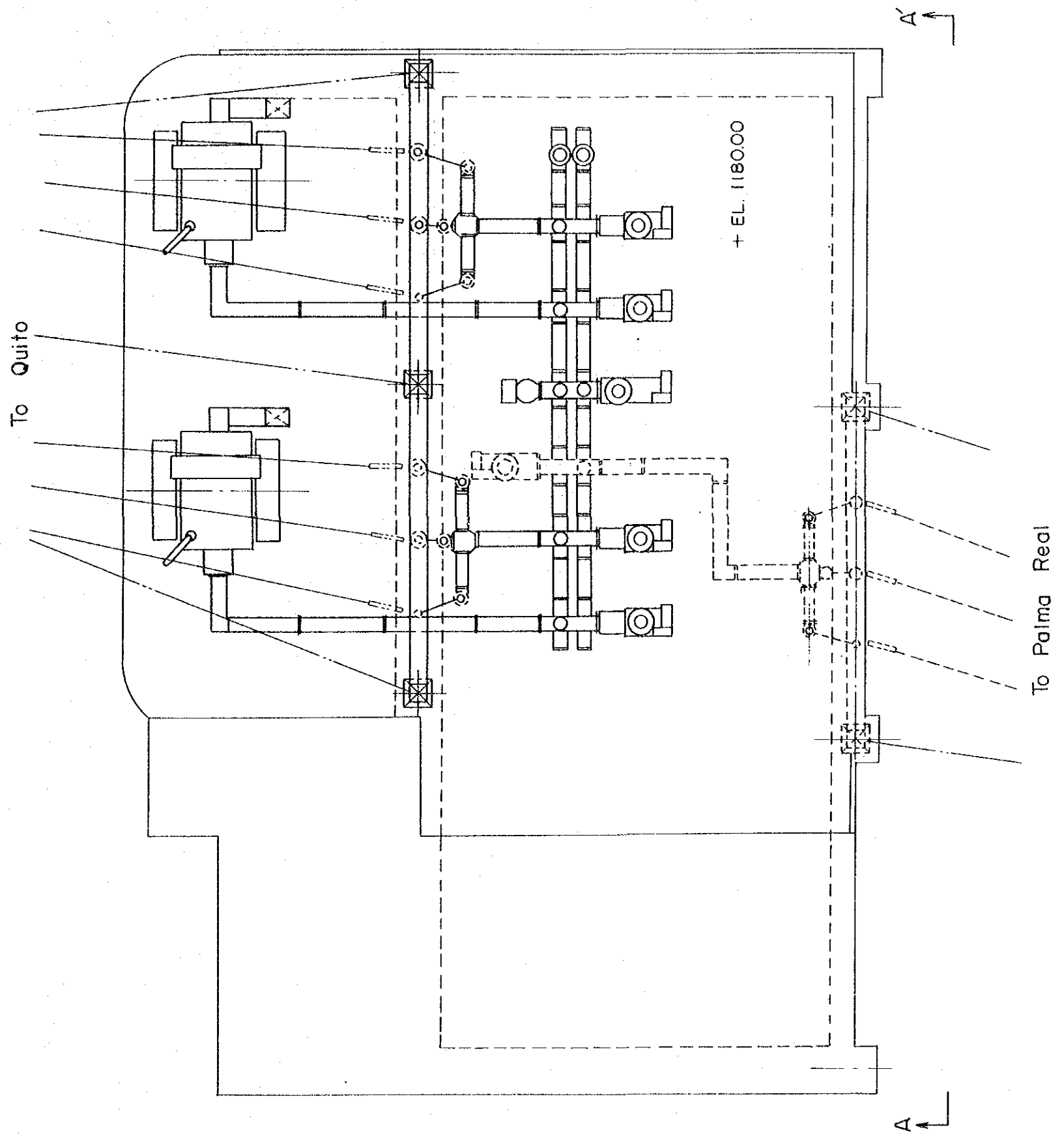




Fig. 7-24 138 kV Switchyard Layout

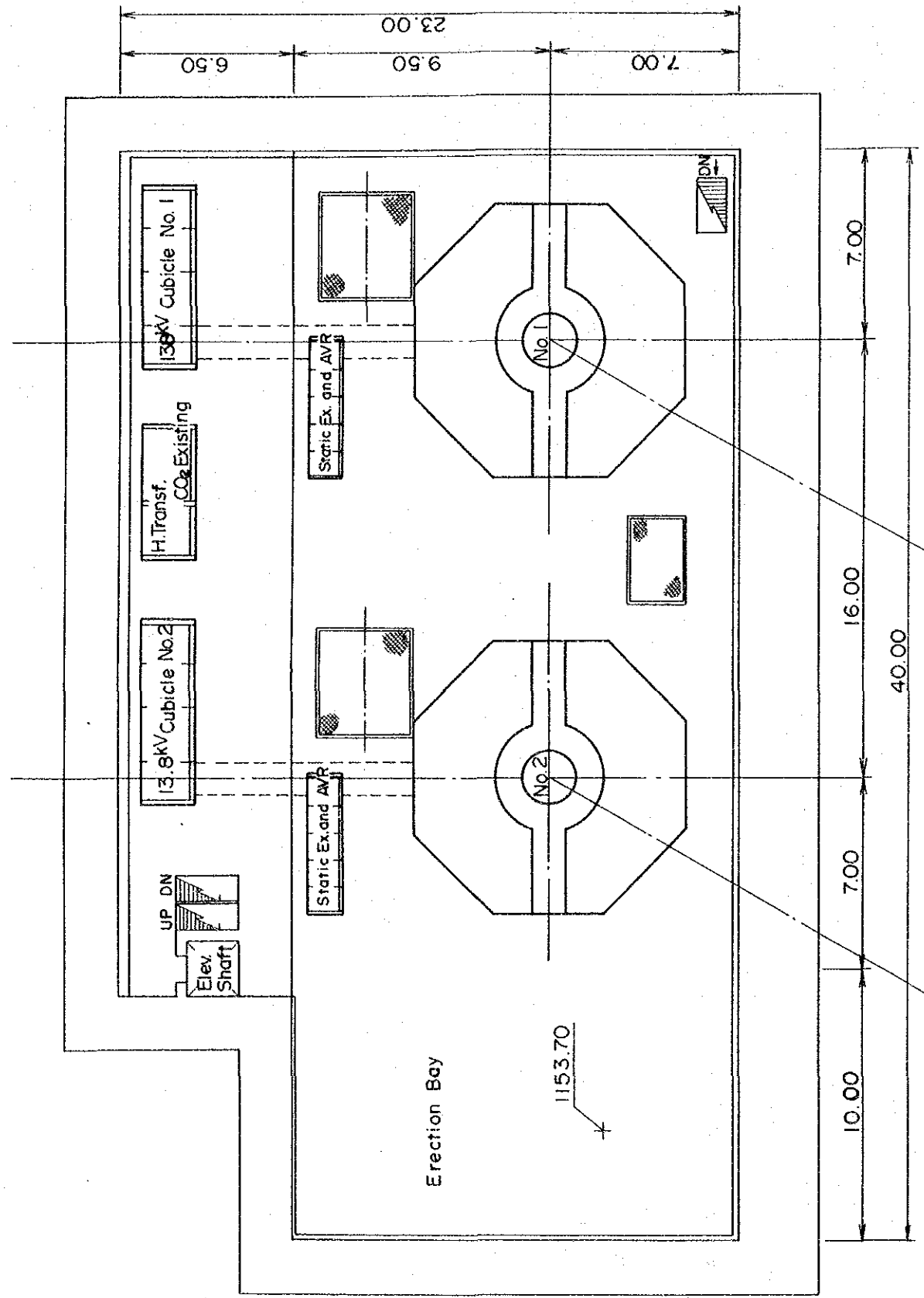


A - A' Section

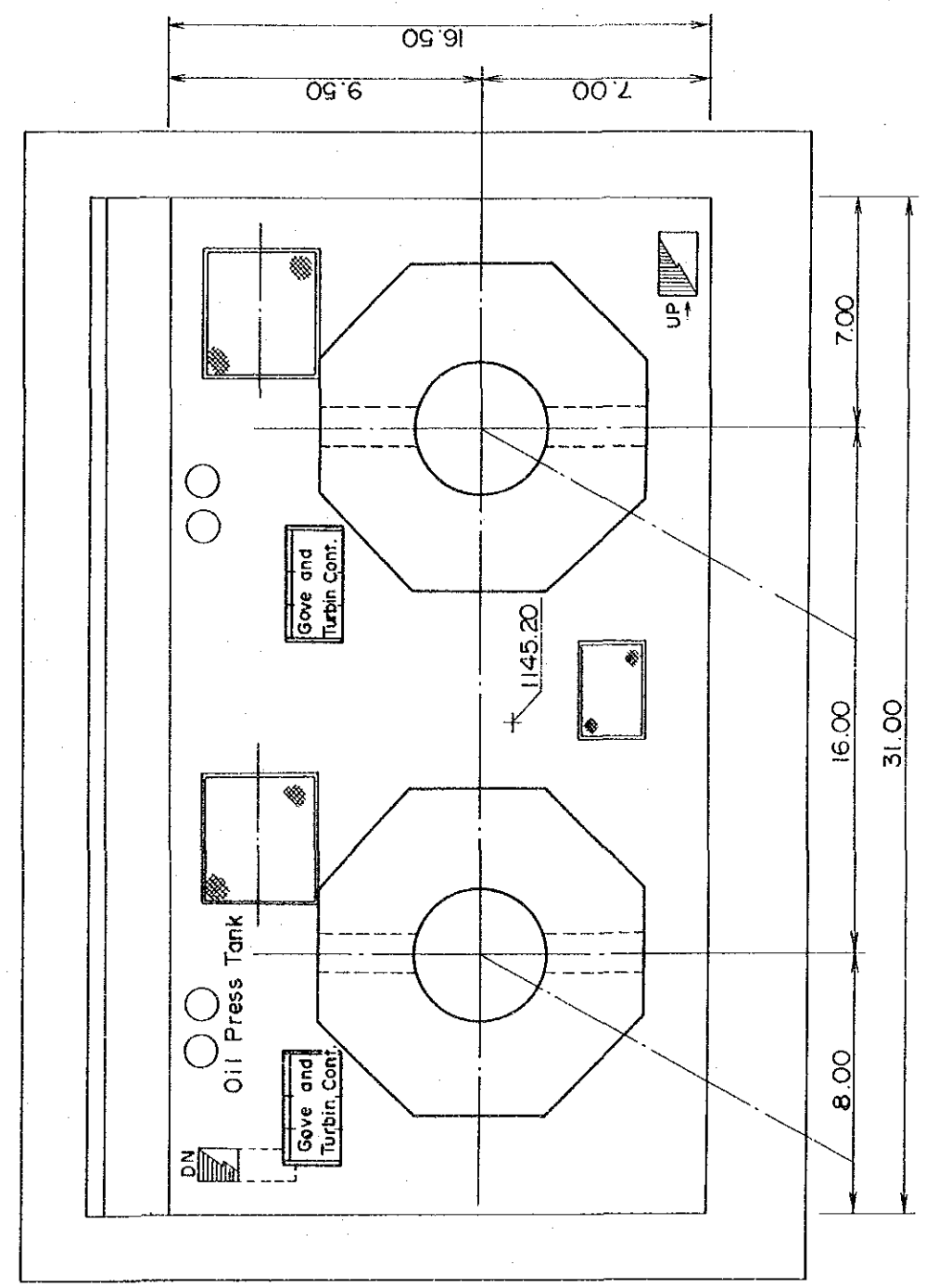








Gen. Room



Turbin Room







Fig. 7-25 One Line Diagram of San Antonio Substation

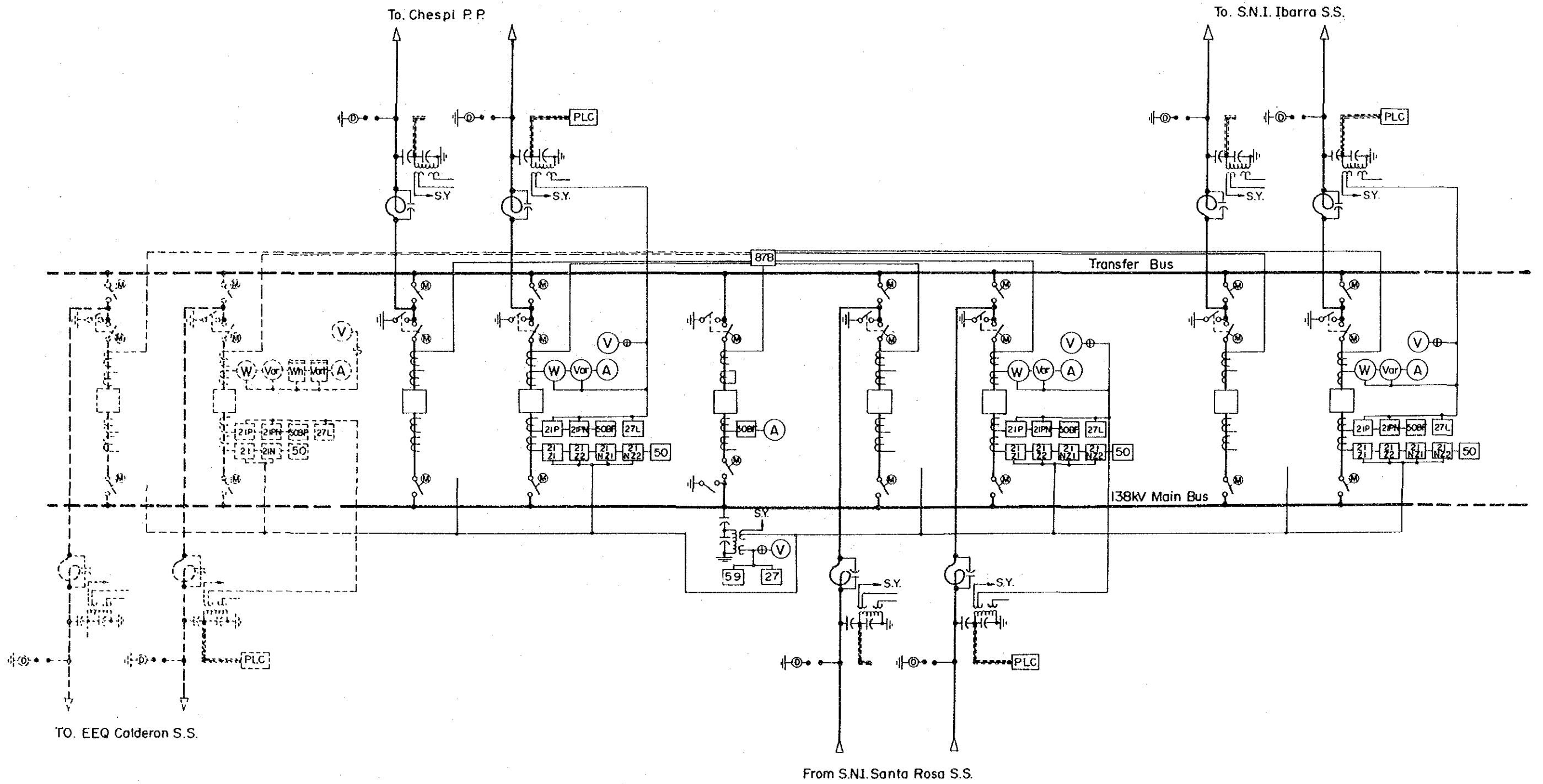
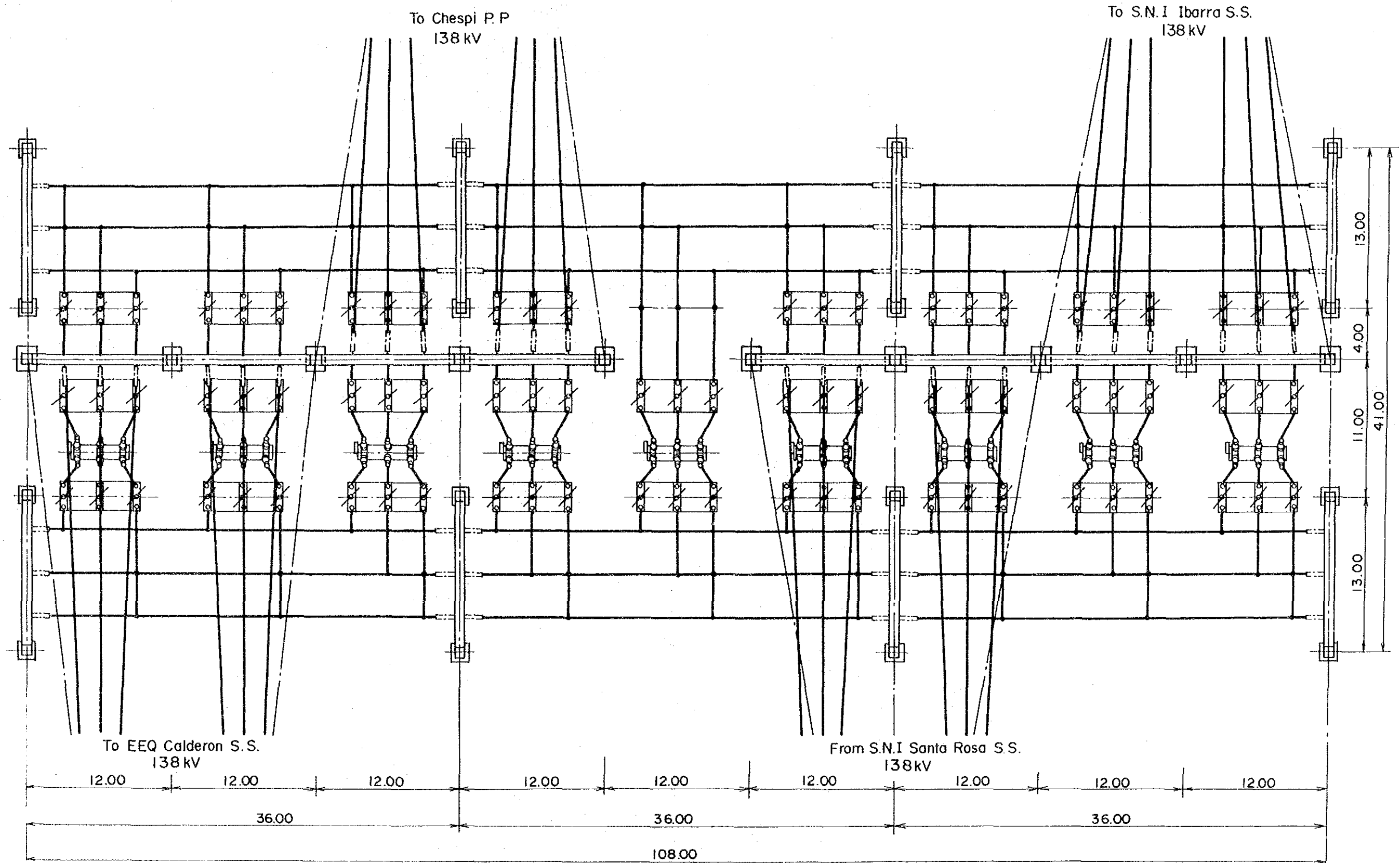




Fig. 7-26 Plan of 138 kV Switchyard of the San Antonio Substation









Bus System, Fig.7-25 One Line Diagram 参照) を採用する。

又、機器配置図をFig.7-26に示す。

なお、この変電所は将来東部地方の大規模水力開発が進めば、全国連系系統の主要変電所として拡張されることが予測されるが、同地区は広大、平坦な荒地であり、用地取得は可能と考えられる。

#### 7.7.5 通信設備

Chespi発電所と赤道付近に設けられるSan Antonio 変電所の間は約22kmの送電線で連系される。送電線の保護装置は電力線搬送継伝装置を使用する。また、Quito 市内に設けられるINCEELの中央給電指令所との通話および管理部門との通話のため電力線搬送電話を設備する。

Chespiダムと発電所の間(約10km)は無線電話(VHF)によりダム水位テレメータを設備するとともに、通話チャンネルも設け業務連絡に使用する。このVHF無線は地形上中継局を1局設ける必要がある。

#### 7.7.6 送電設備

##### a) 主要諸元

送電設備の主要諸元は次の通りである。

Item	Outline of Design
Section	Chespi P/S ~ San Antonio S/S
Distance	22km
Nominal Voltage	138 kv
Conductor	ACSR 636 MCM
Number of Circuit	2 cct
Ground Wire	2 × 3/8 GSW
Insulator Size	254 × 146
Number of Insulator	13

##### b) 送電線ルート

Chespi発電所からSan Antonio 変電所迄の送電線ルートは、亘長約22kmである。



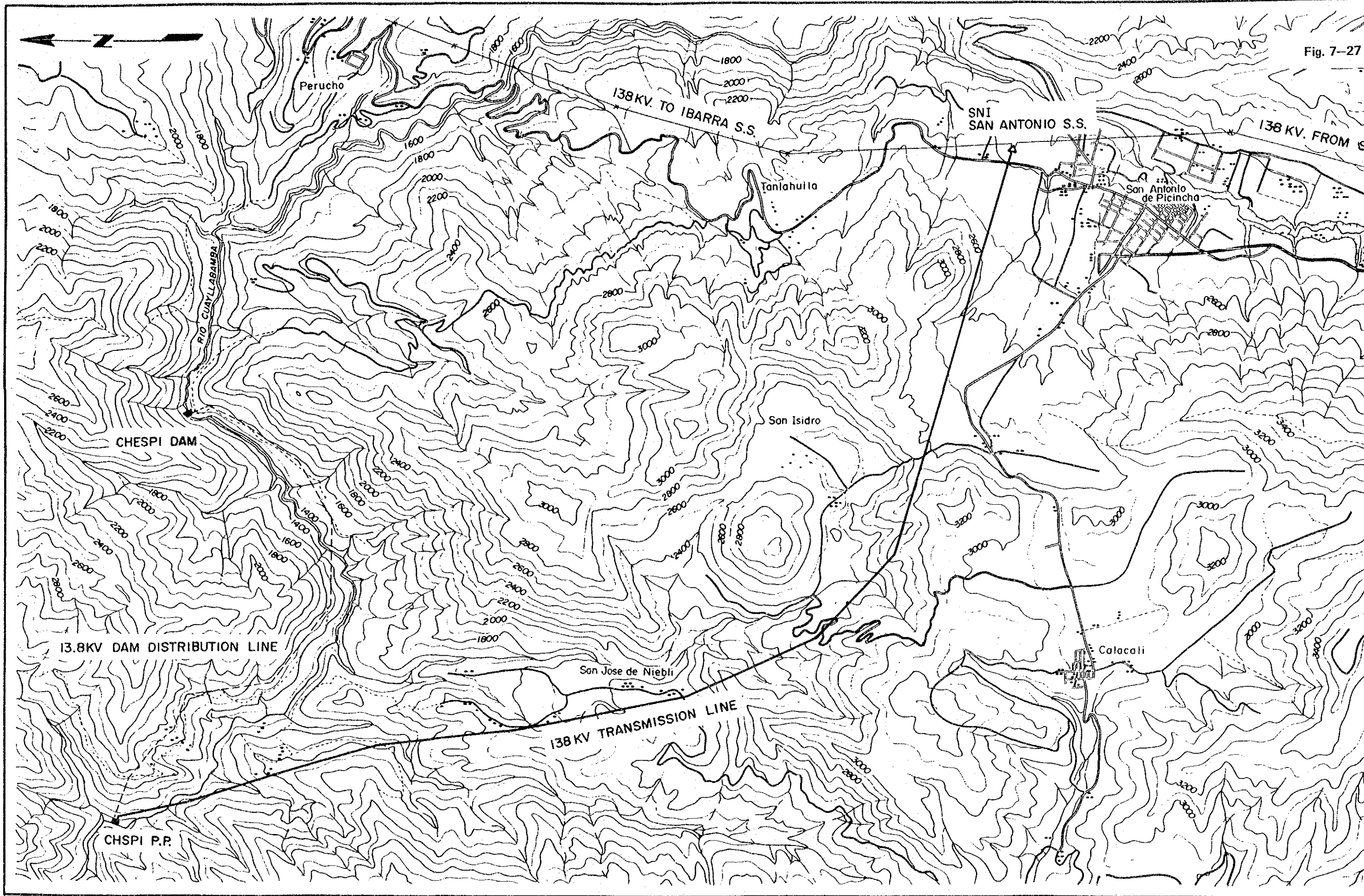
**Table 7-18 Properties of ACSR and GSW**

Description	" Rook"	GSW
	636 MCM	3/8 "
Stranded Al	24/4.14	—
st	7/2.76	7/3.05
Overall diameter (mm)	24.81	9.15
Weight (kg / m)	1.129	0.406
Approx Thermal Capacity	160 MVA	—





Fig. 7-27



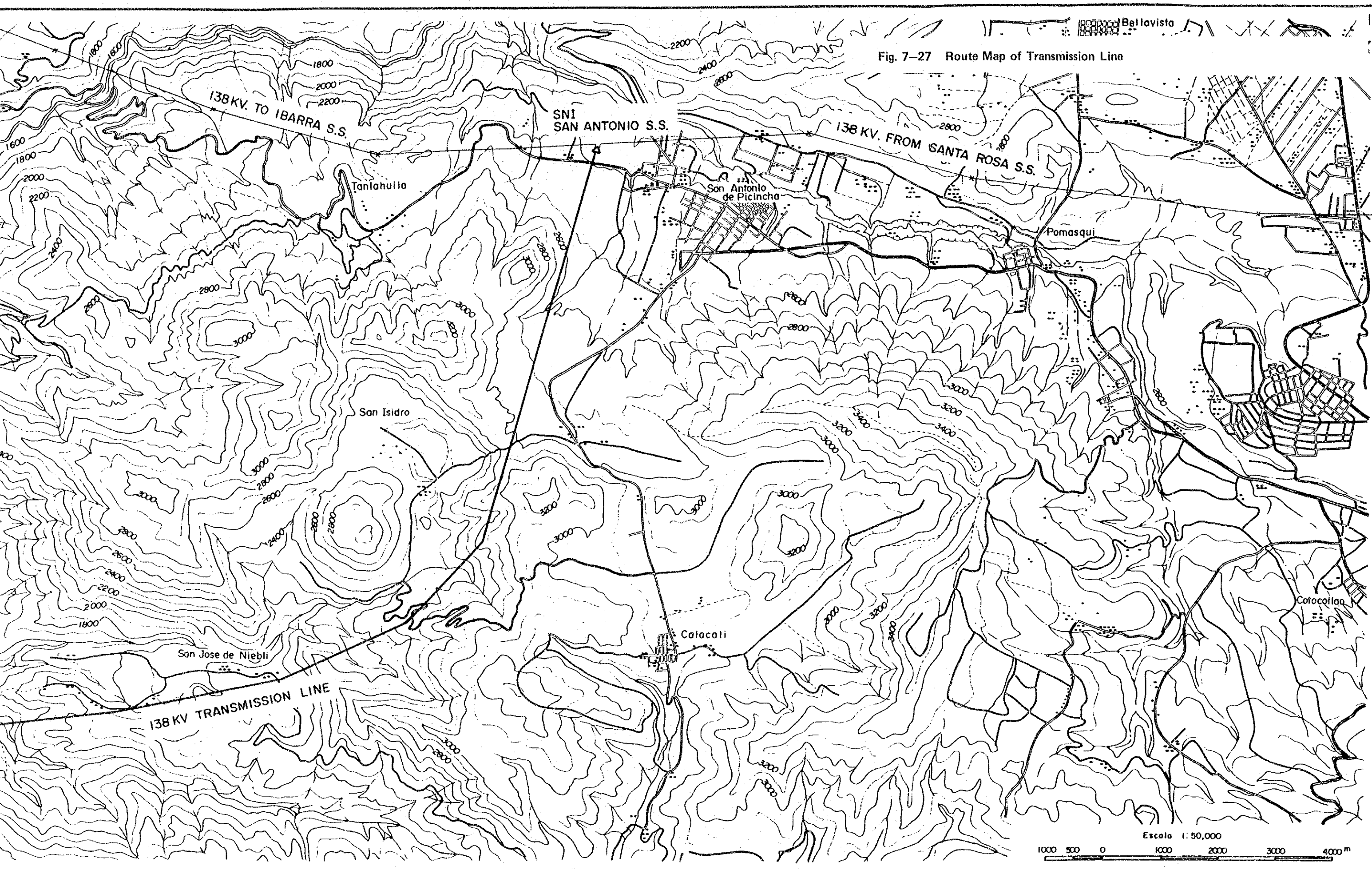


Fig. 7-27 Route Map of Transmission Line

Escala 1:50,000  
1000 2000 3000 4000 m





Fig. 7-28 Steel Tower Configuration

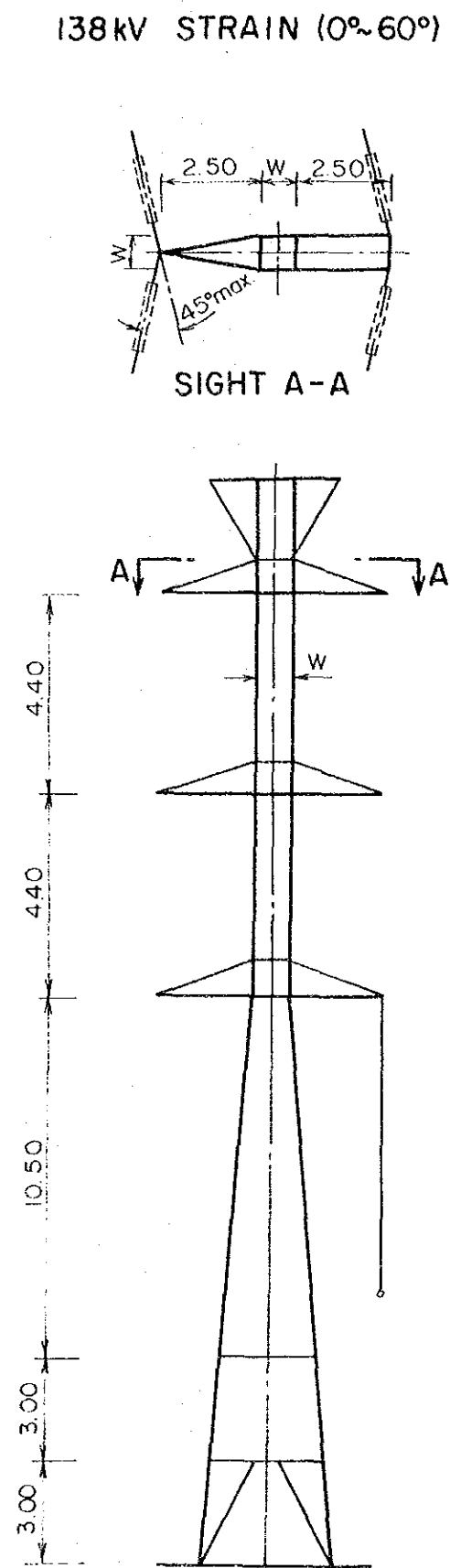
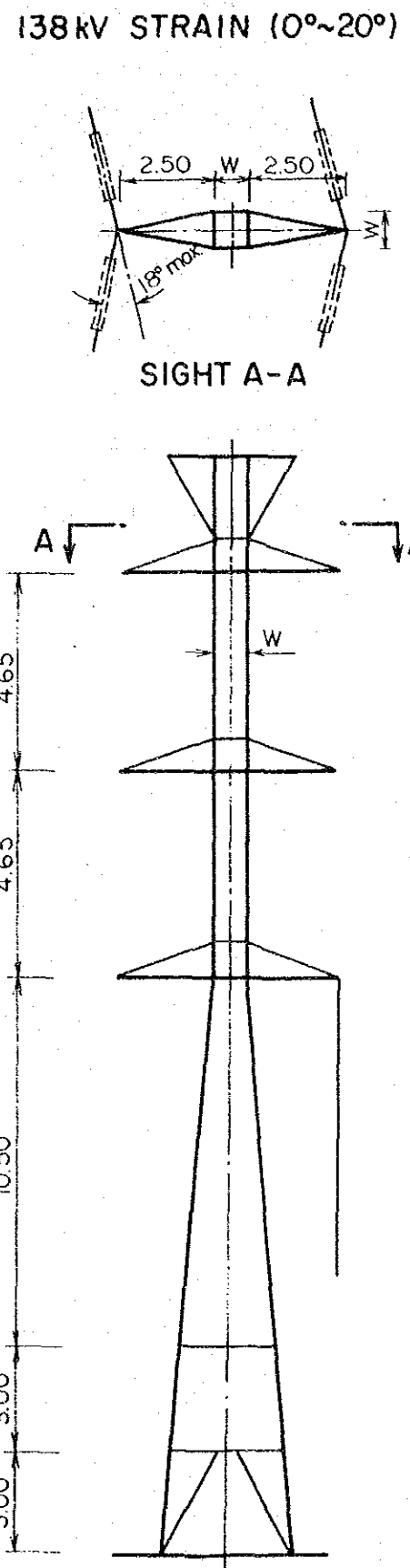
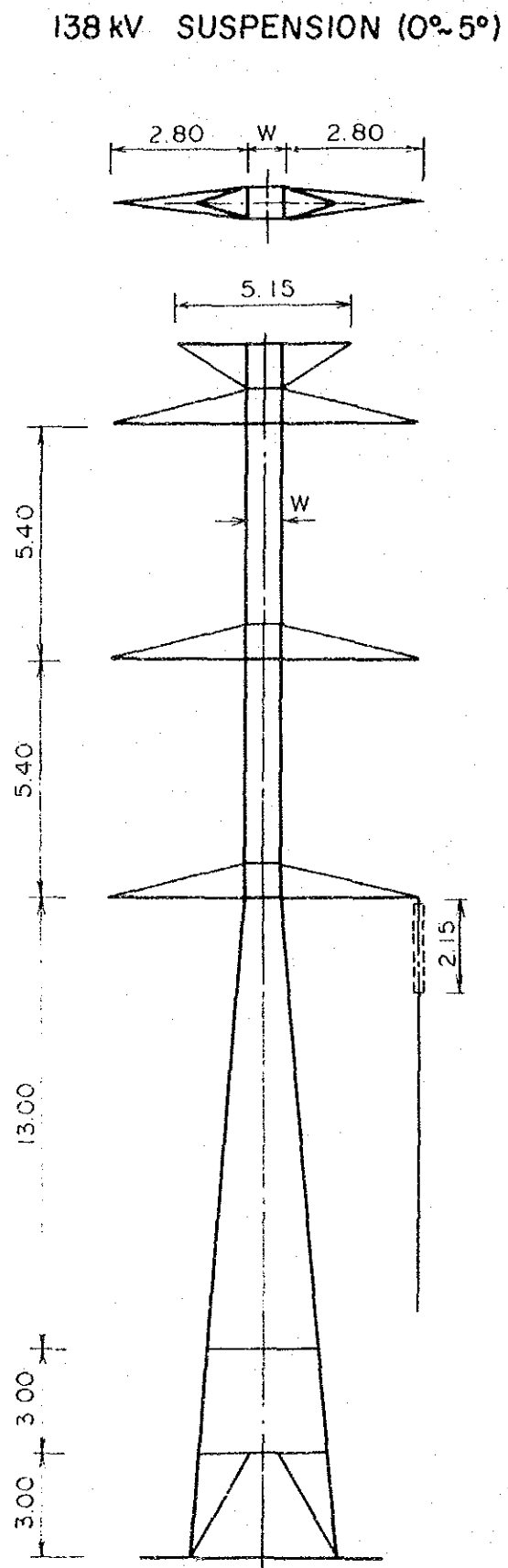
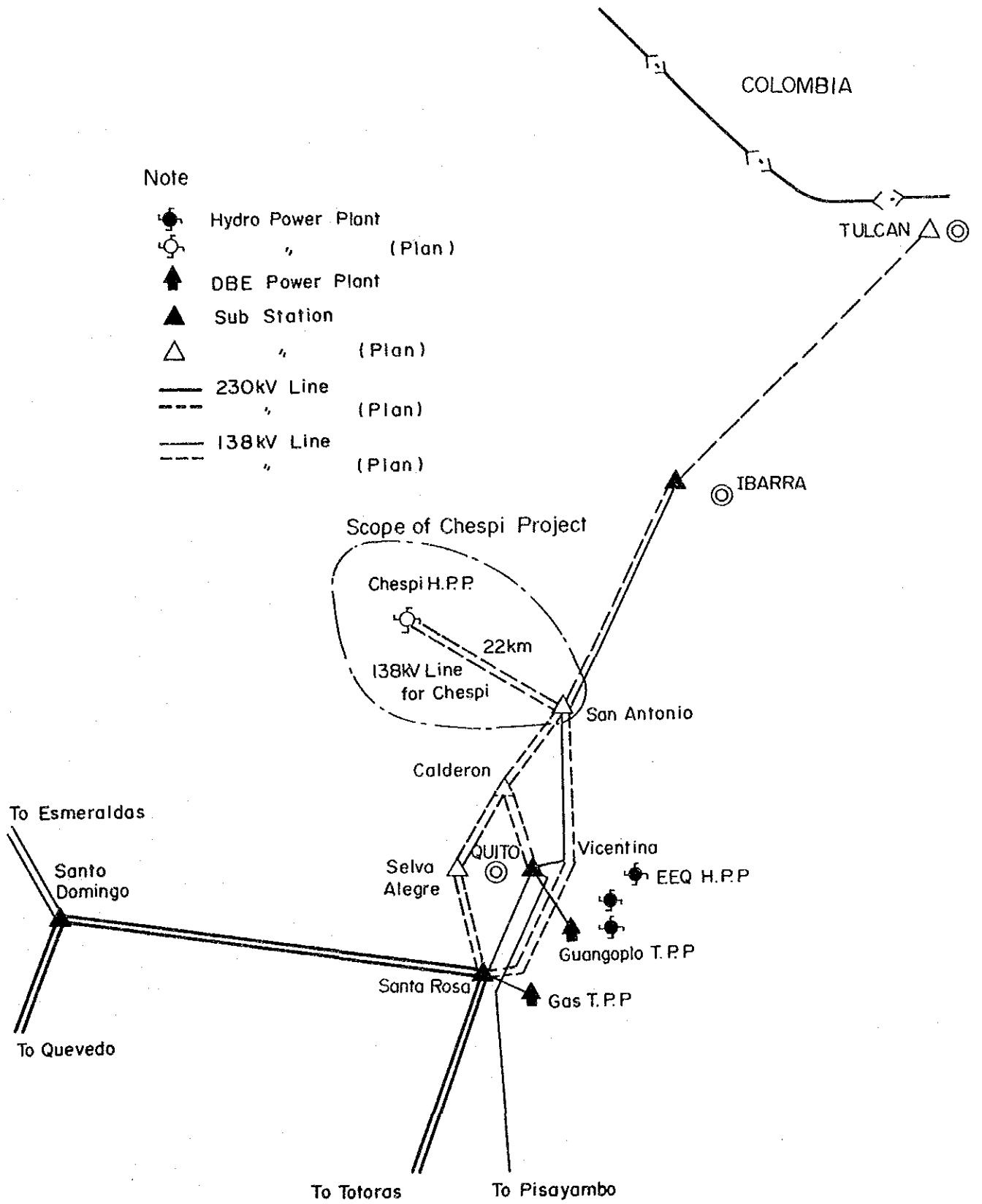




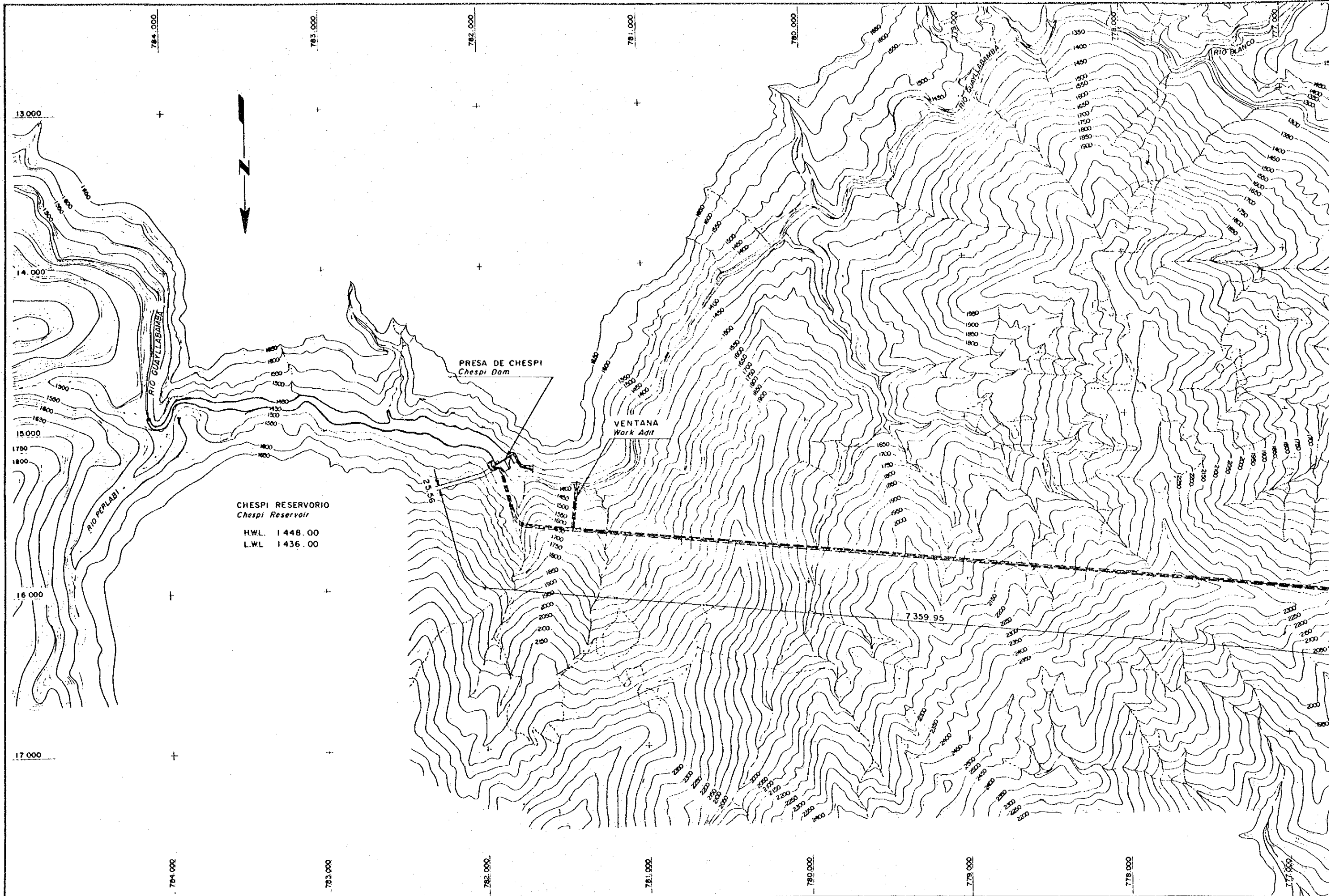


Fig. 7-29 Transmission Plan of Quito Region (in 1985)









13 000

14 000

15 000

16 000

17 000

784 000

783 000

782 000

781 000

780 000

779 000

778 000

784 000

783 000

782 000

781 000

780 000

779 000

778 000

PRESA DE CHESPI  
Chespi Dam

VENTANA  
Work Adit

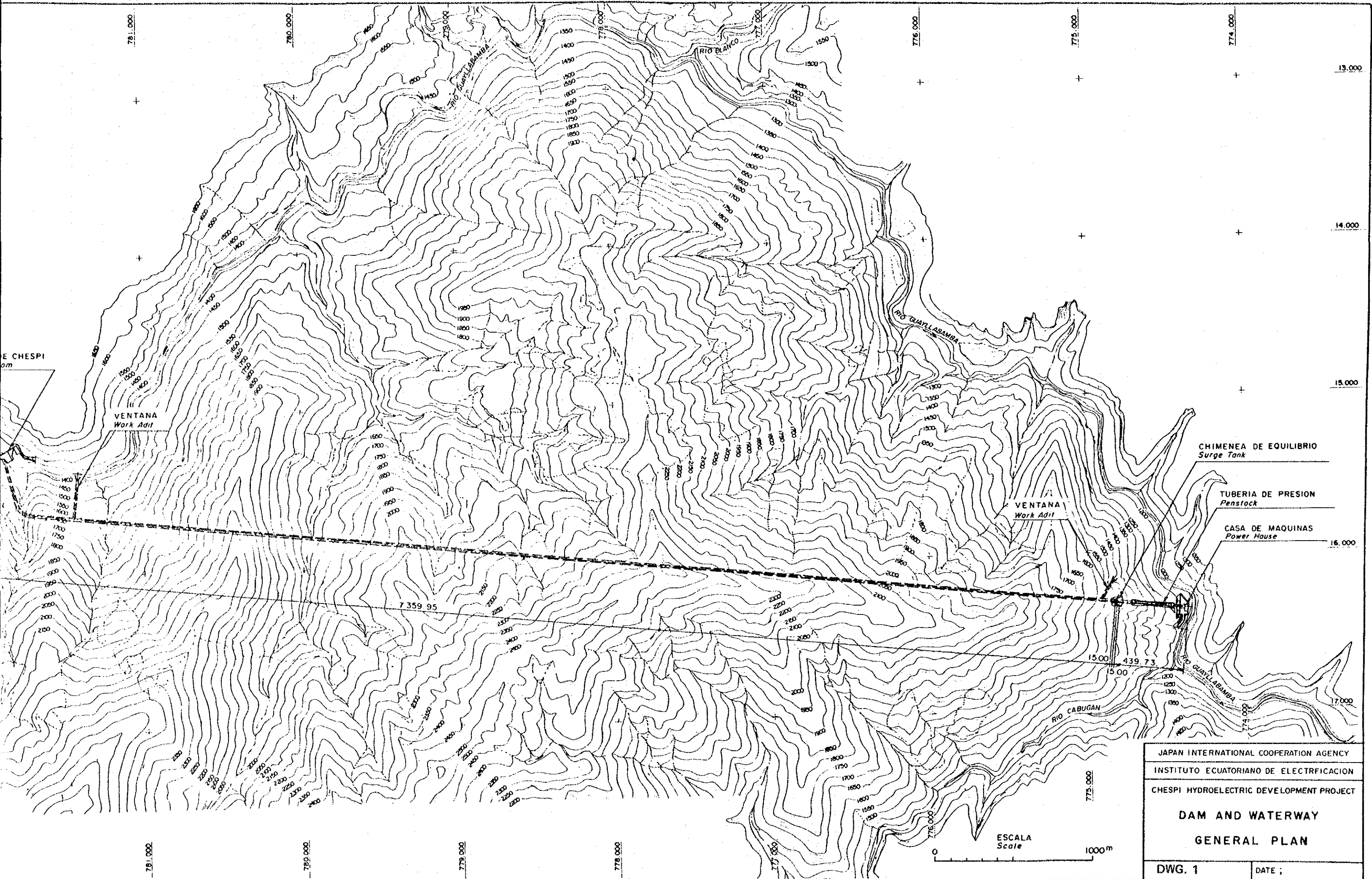
CHESPI RESERVORIO  
Chespi Reservoir  
H.W.L. 1 448.00  
L.W.L. 1 436.00

7 359.95

95.52

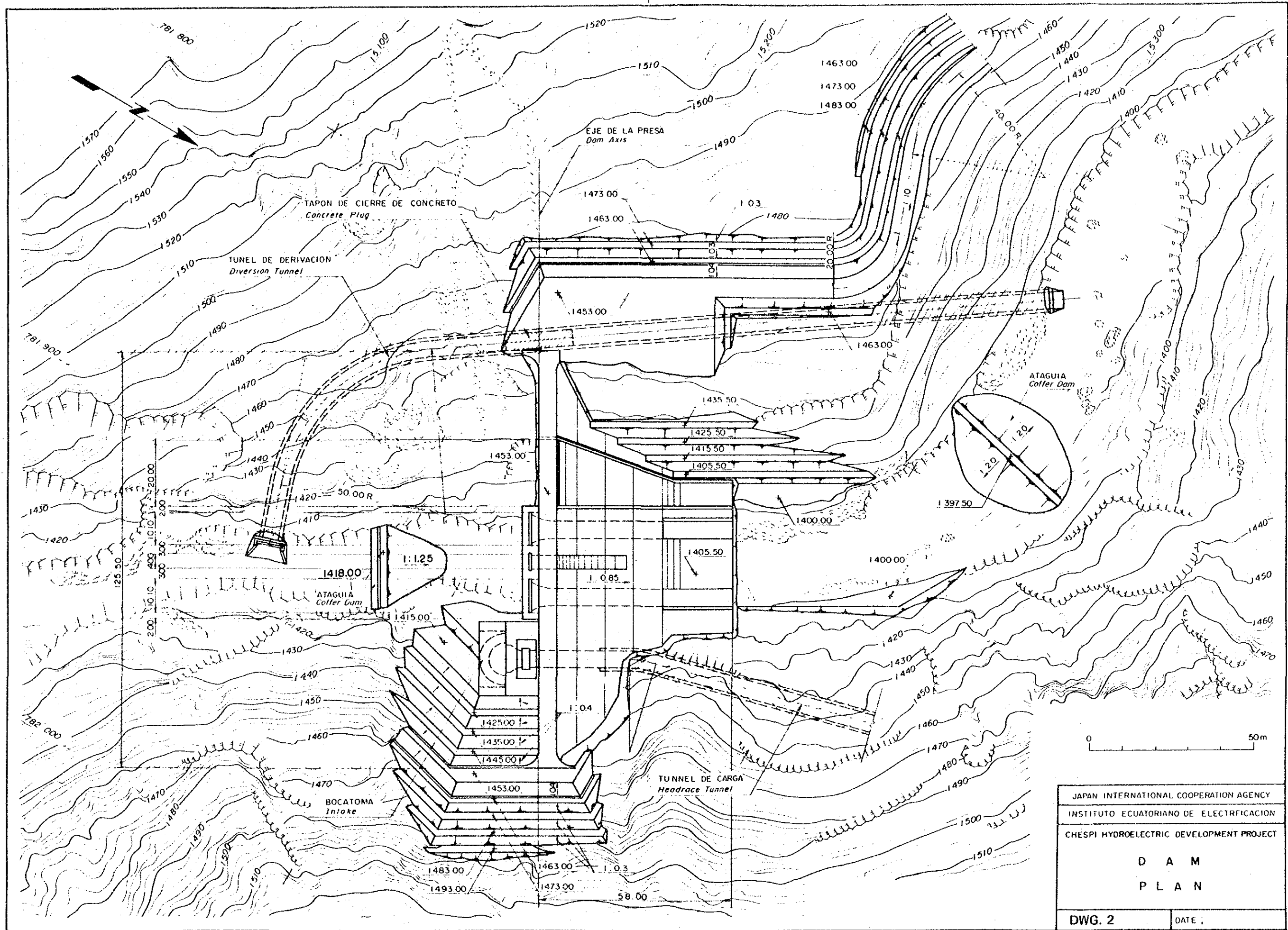






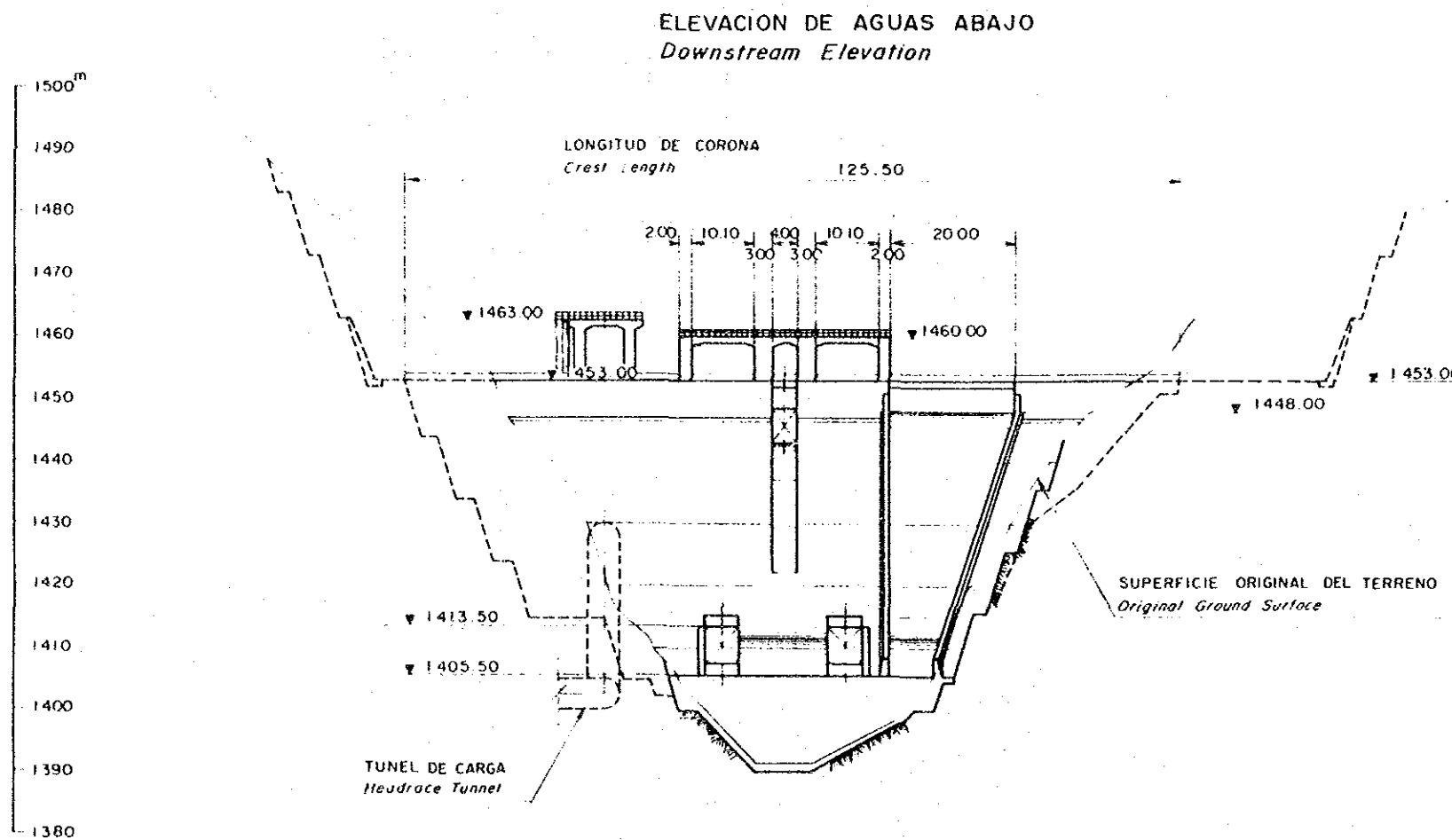
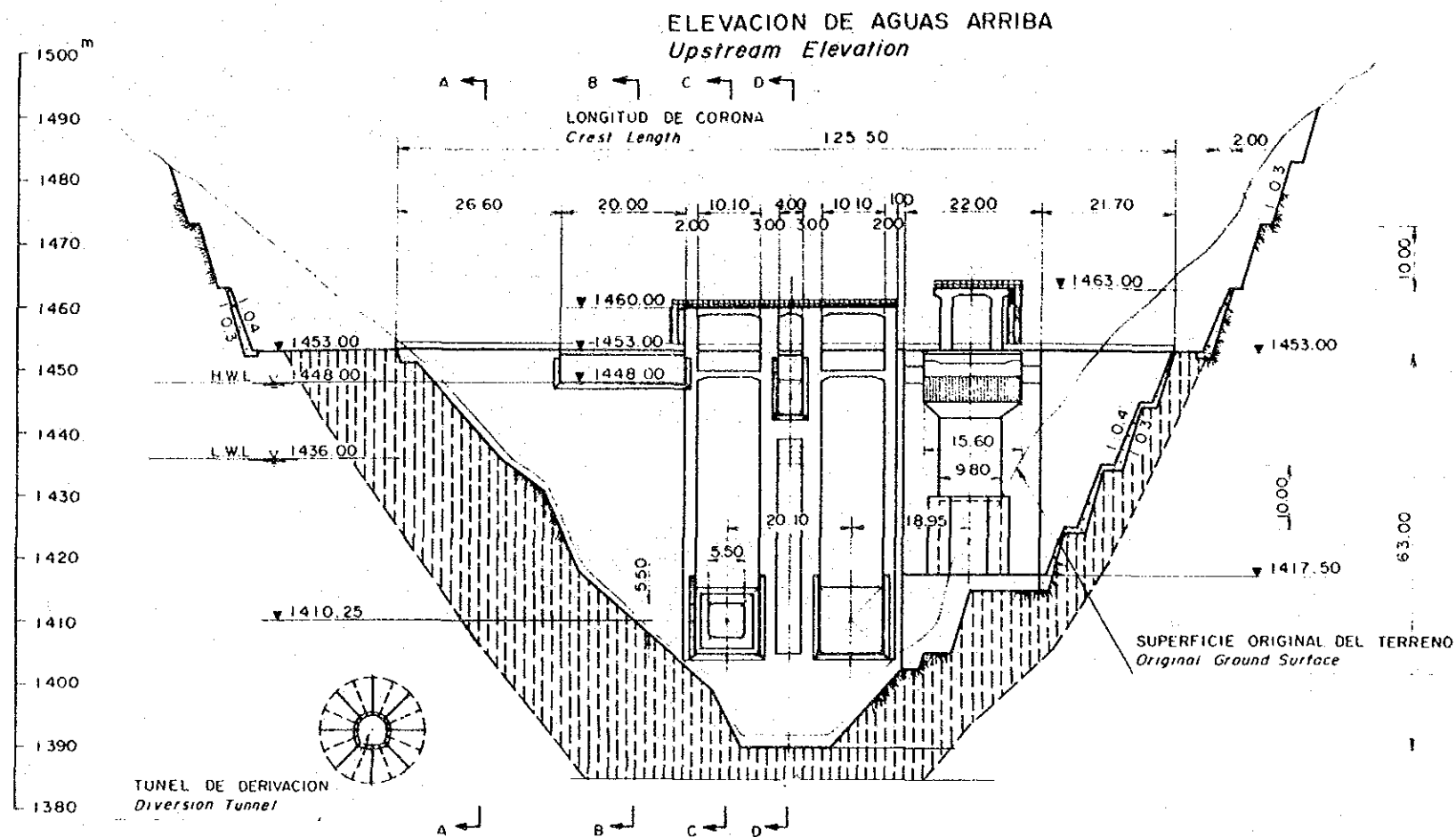
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>DAM AND WATERWAY</b>	
<b>GENERAL PLAN</b>	
DWG. 1	DATE ;





JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
D A M P L A N	
DWG. 2	DATE :

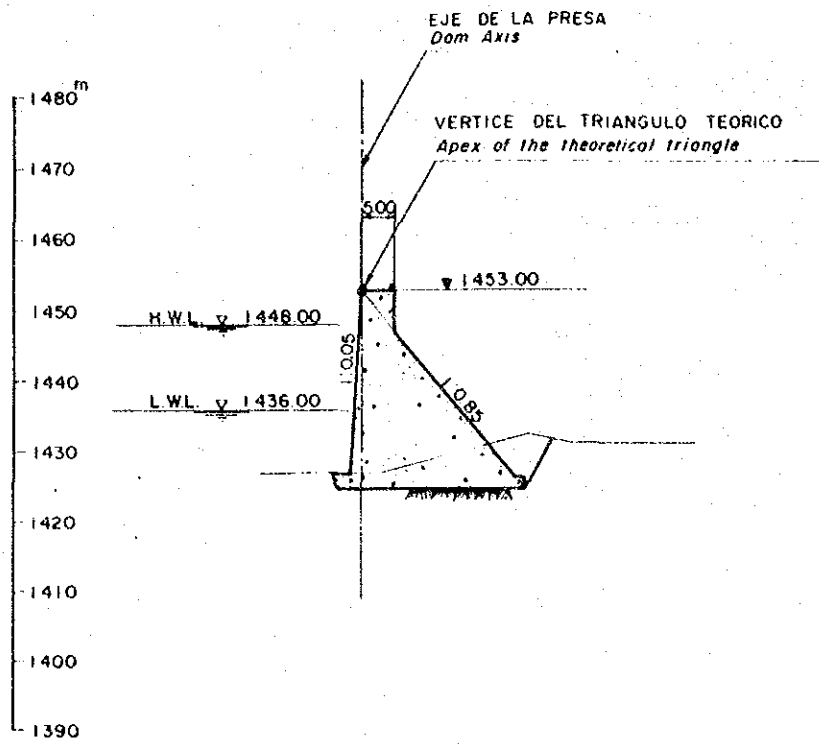




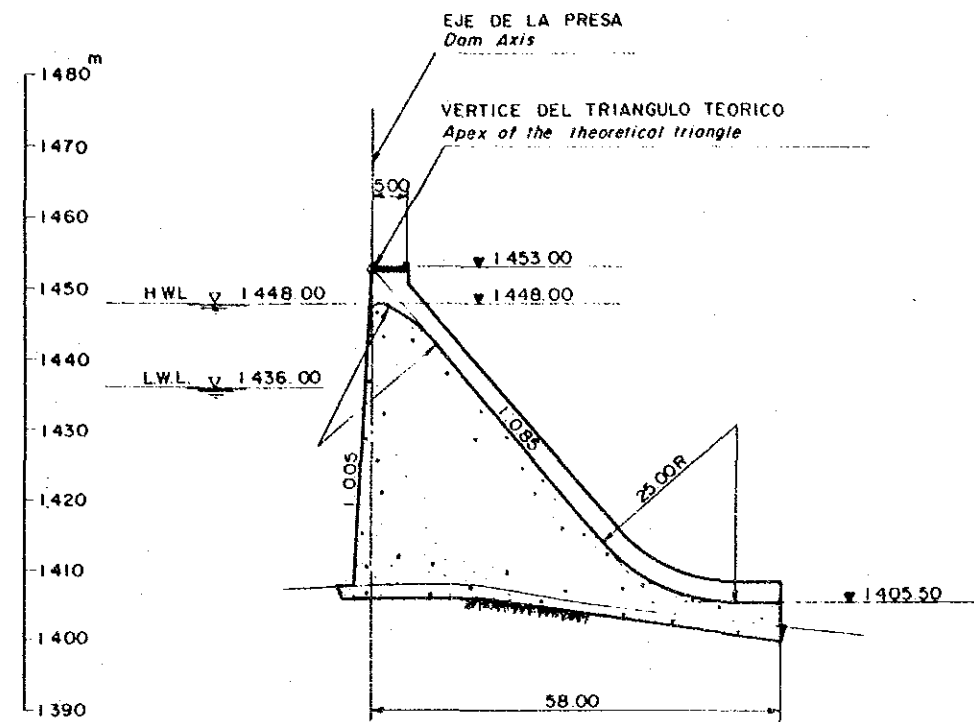
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>D A M</b>	
<b>P R O F I L E</b>	
DWG. 3	DATE ;



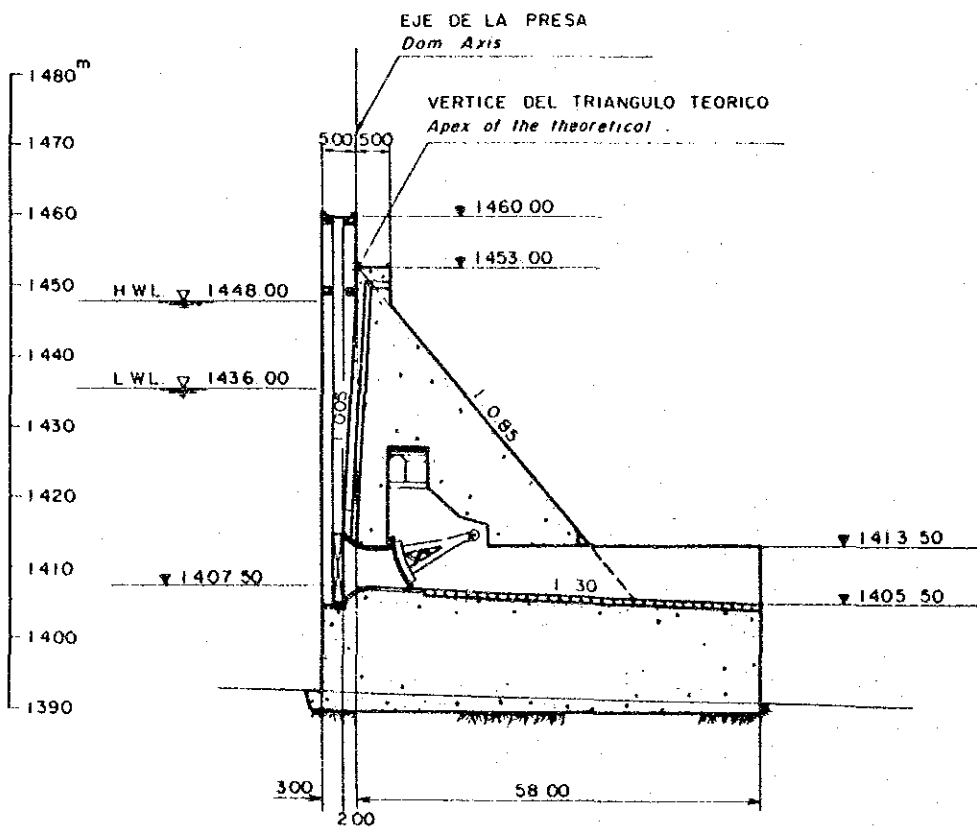
SECCION A - A  
Section A - A



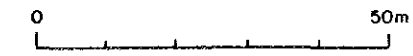
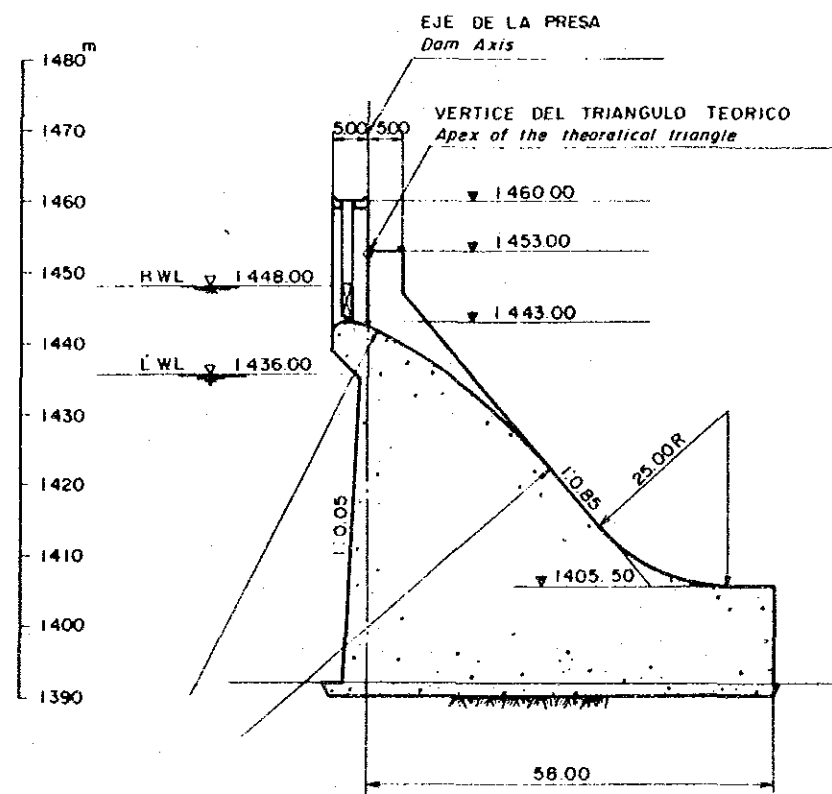
SECCION B - B  
Section B - B



SECCION C - C  
Section C - C



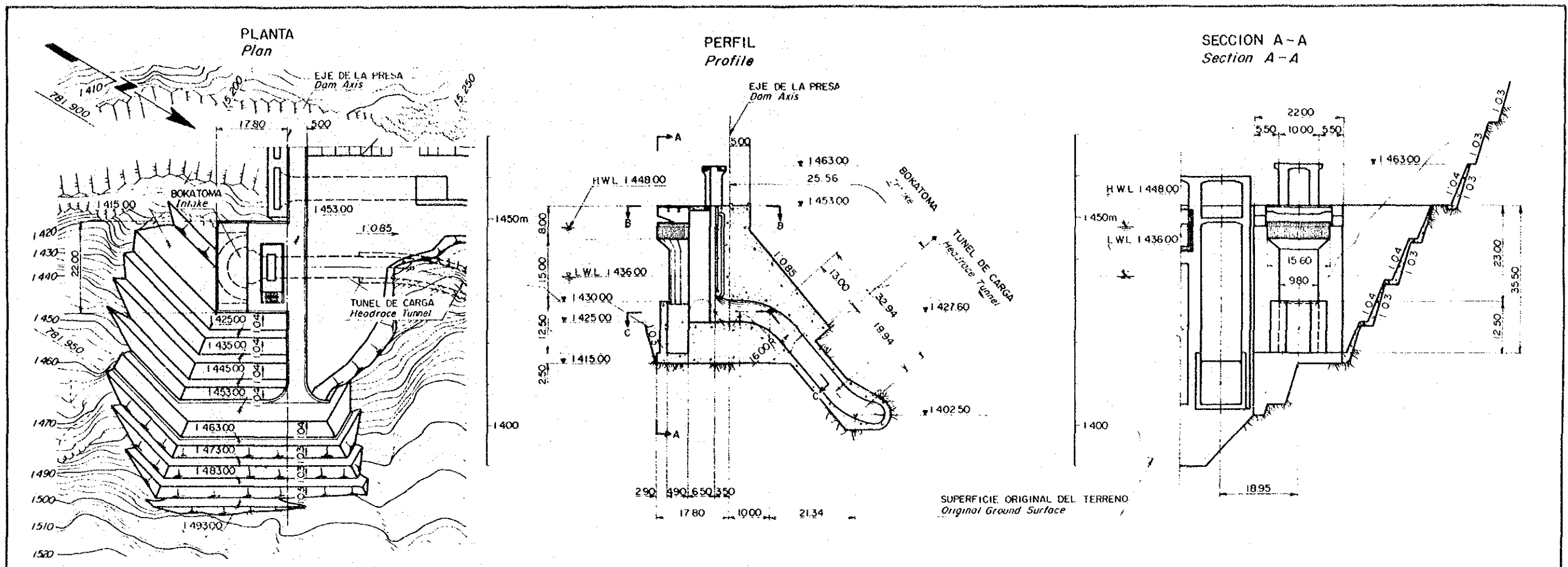
SECCION D - D  
Section D - D



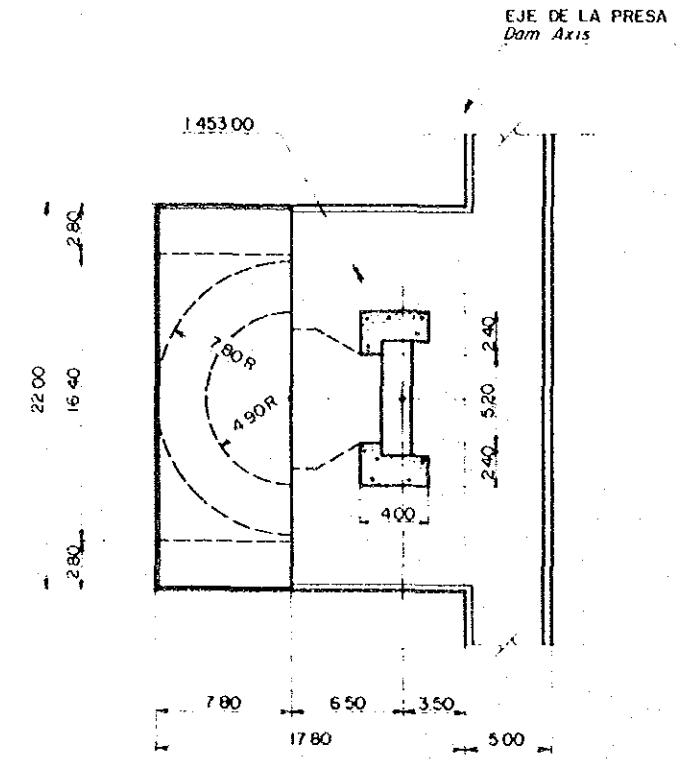
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
D A M	
TYPICAL CROSS SECTION	
DWG. 4	DATE :



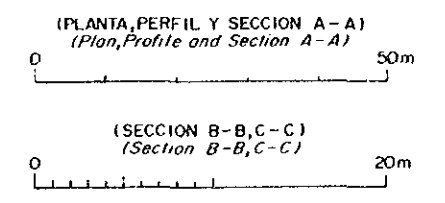
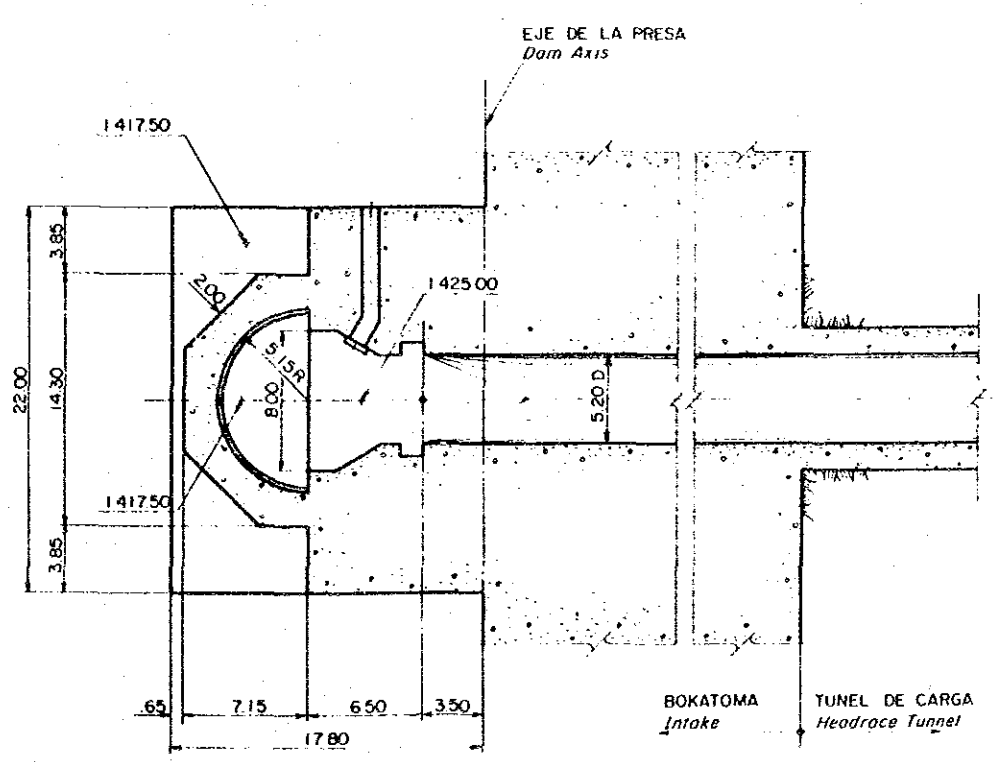




SECCION B-B  
Section B-B

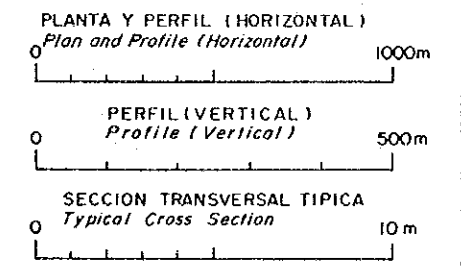
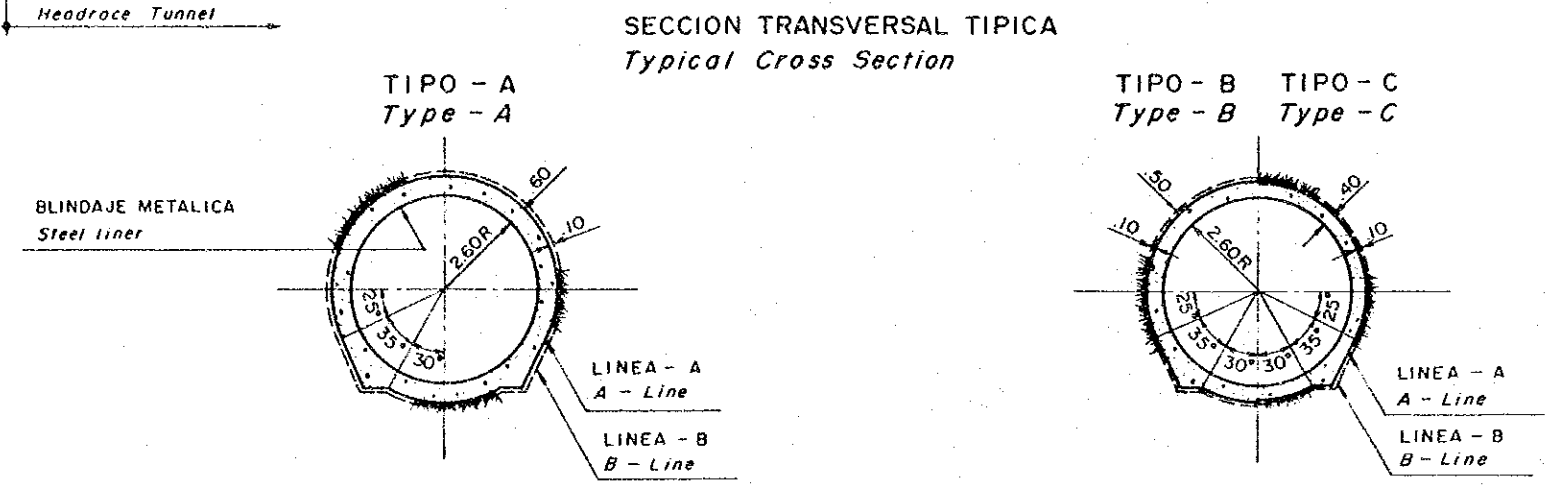
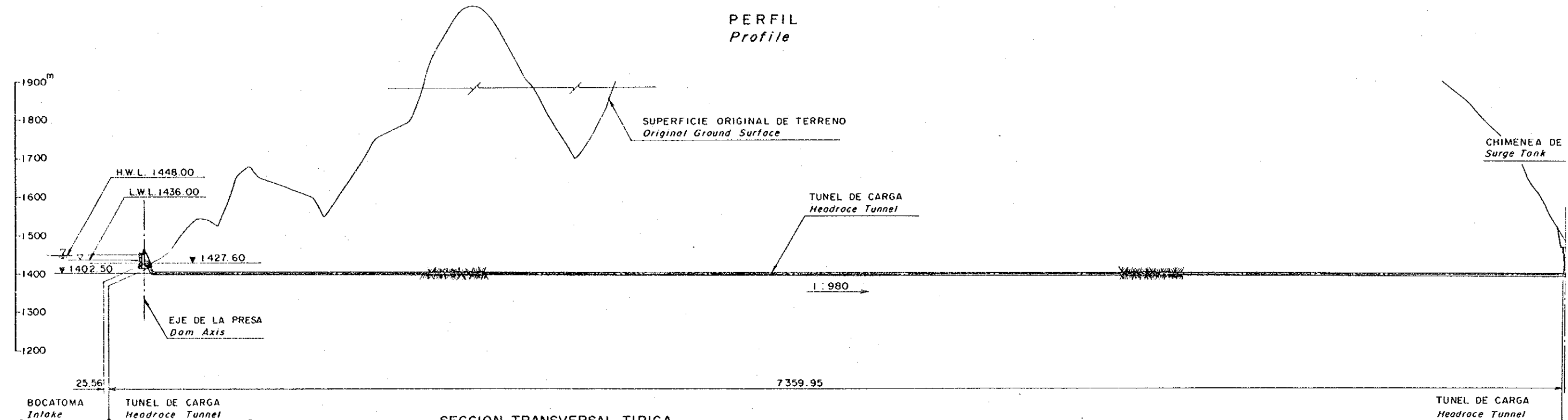
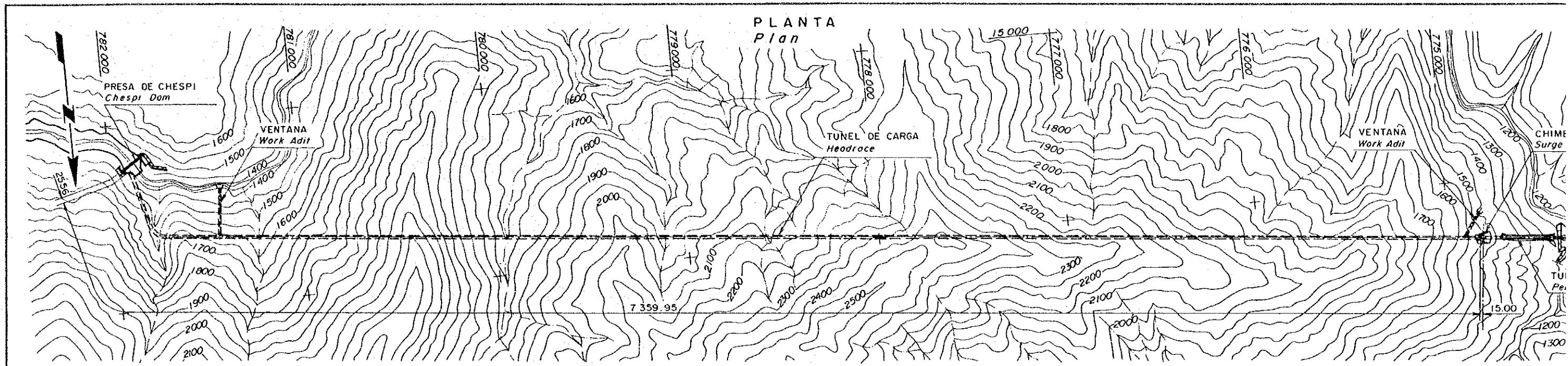


SECCION C-C  
Section C-C

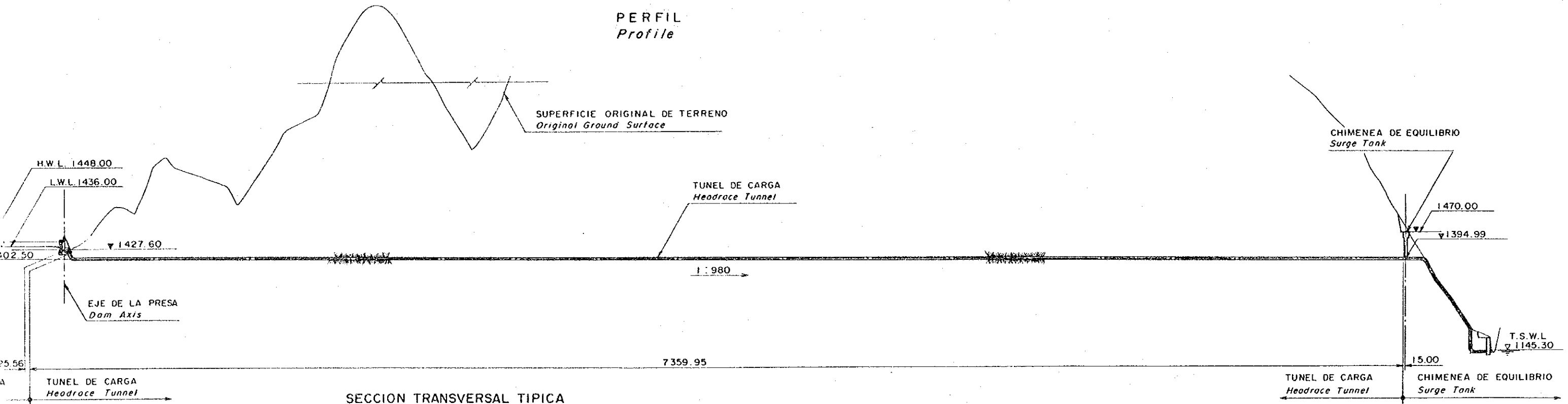
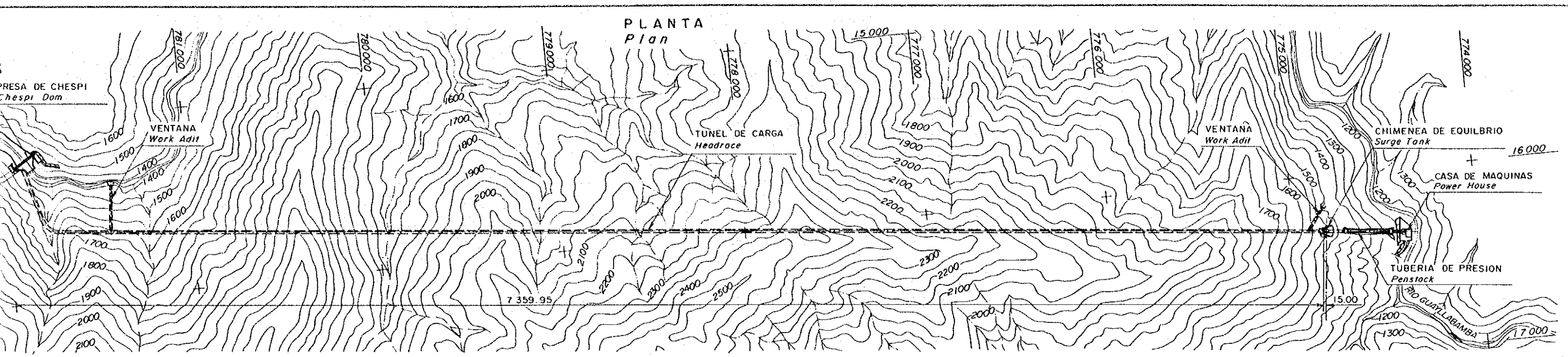


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY</b>	
INTAKE PLAN, PROFILE AND SECTION	
DWG. 5	DATE :



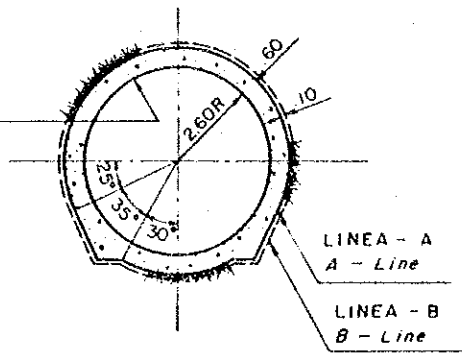


JAPAN INTERN.  
INSTITUTO ECU  
CHESPI HYDROE  
HEADRACE T  
DWG. 6

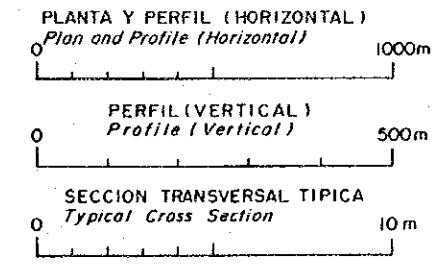
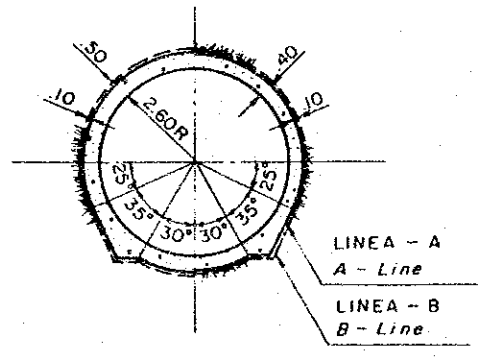


SECCION TRANSVERSAL TIPICA  
Typical Cross Section

TIPO - A  
Type - A

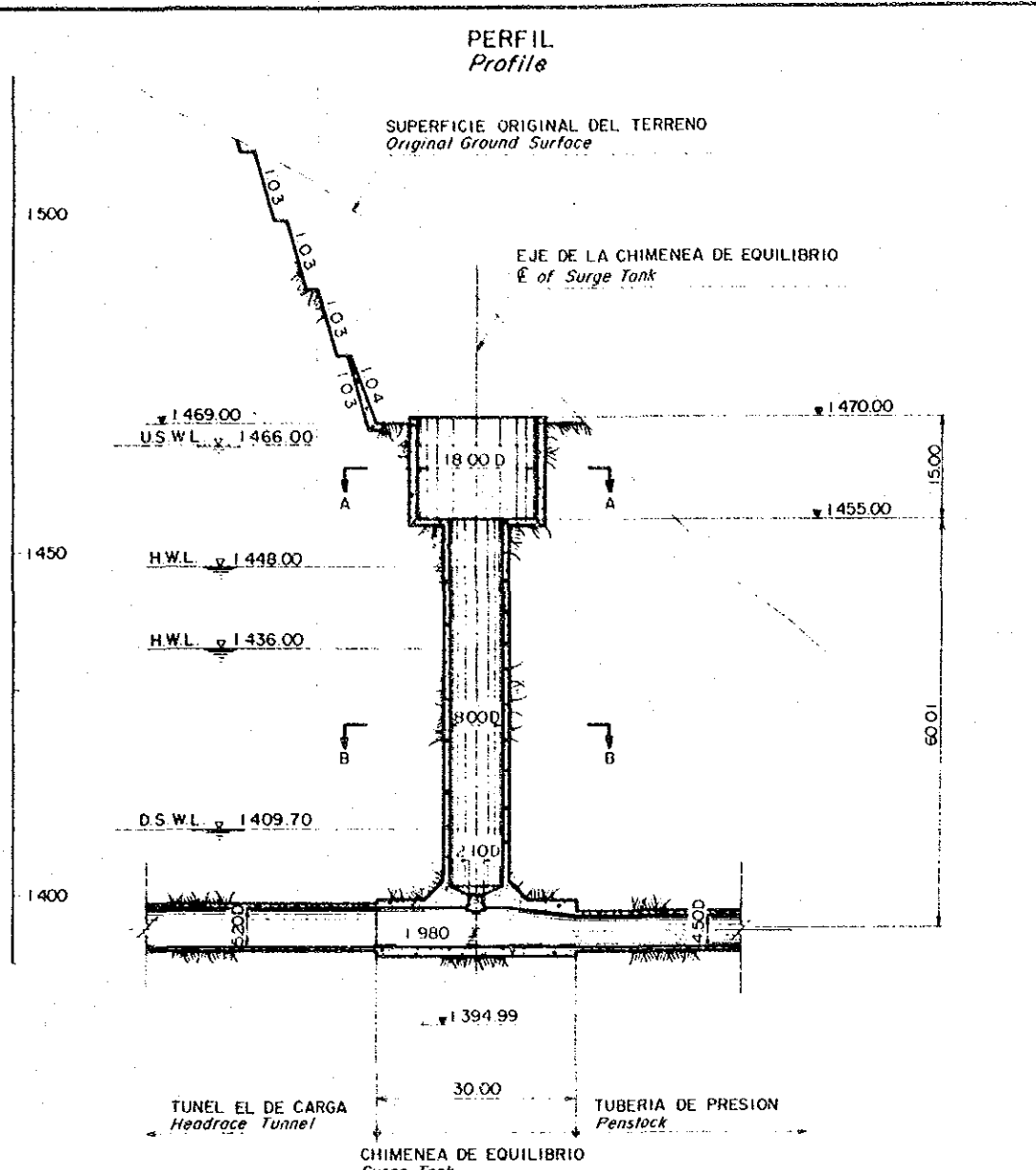
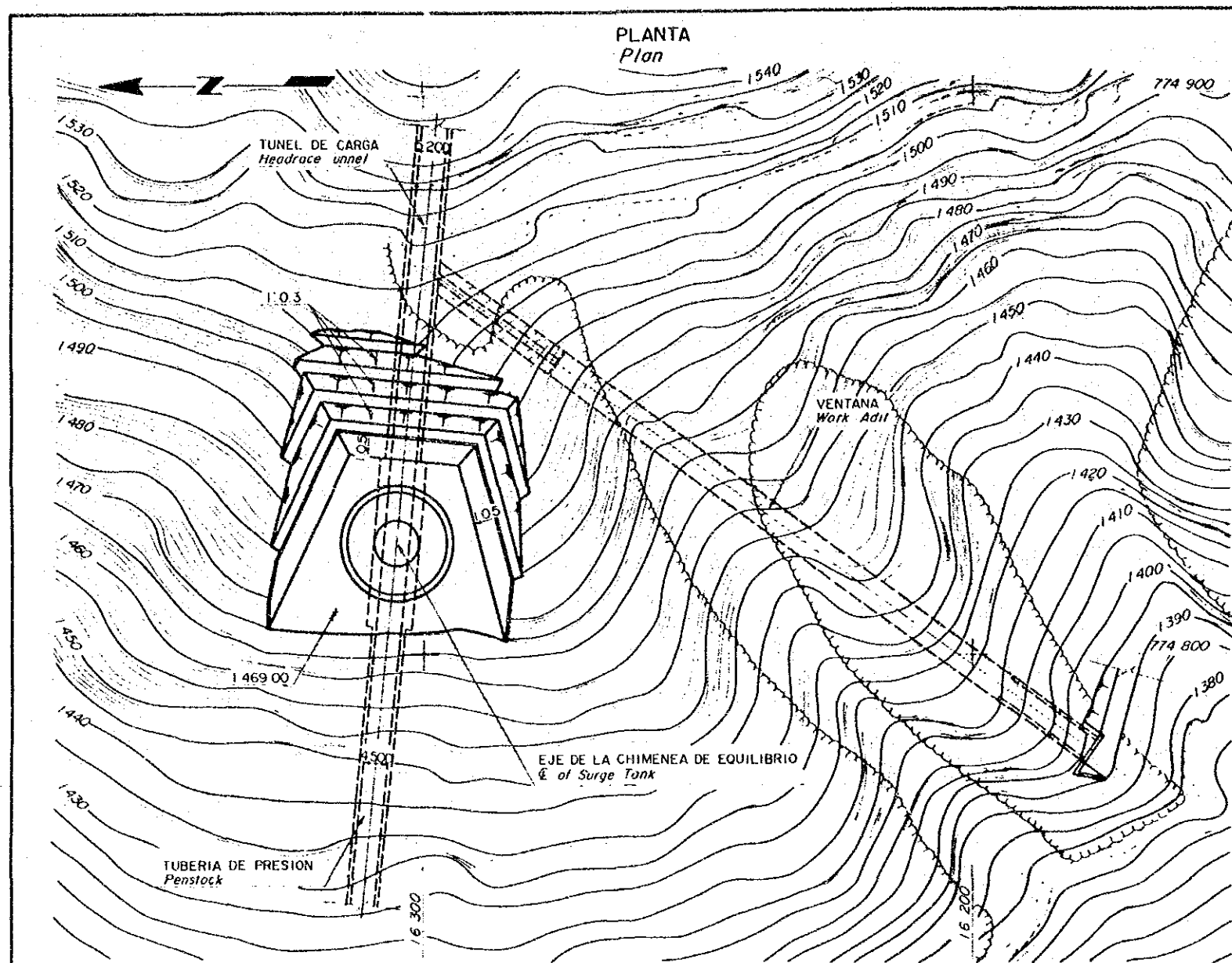


TIPO - B TIPO - C  
Type - B Type - C



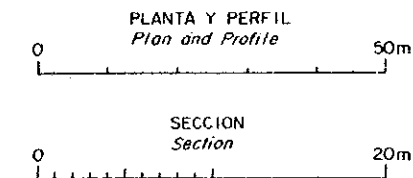
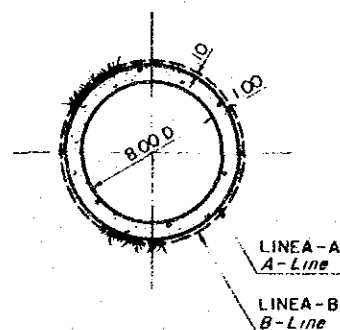
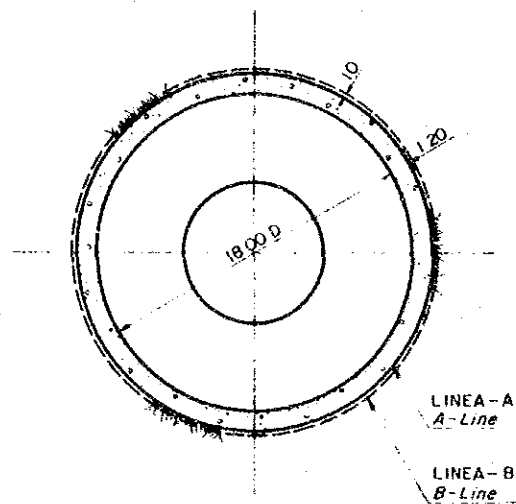
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY</b>	
<b>HEADRACE TUNNEL PLAN, PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 6	DATE ;





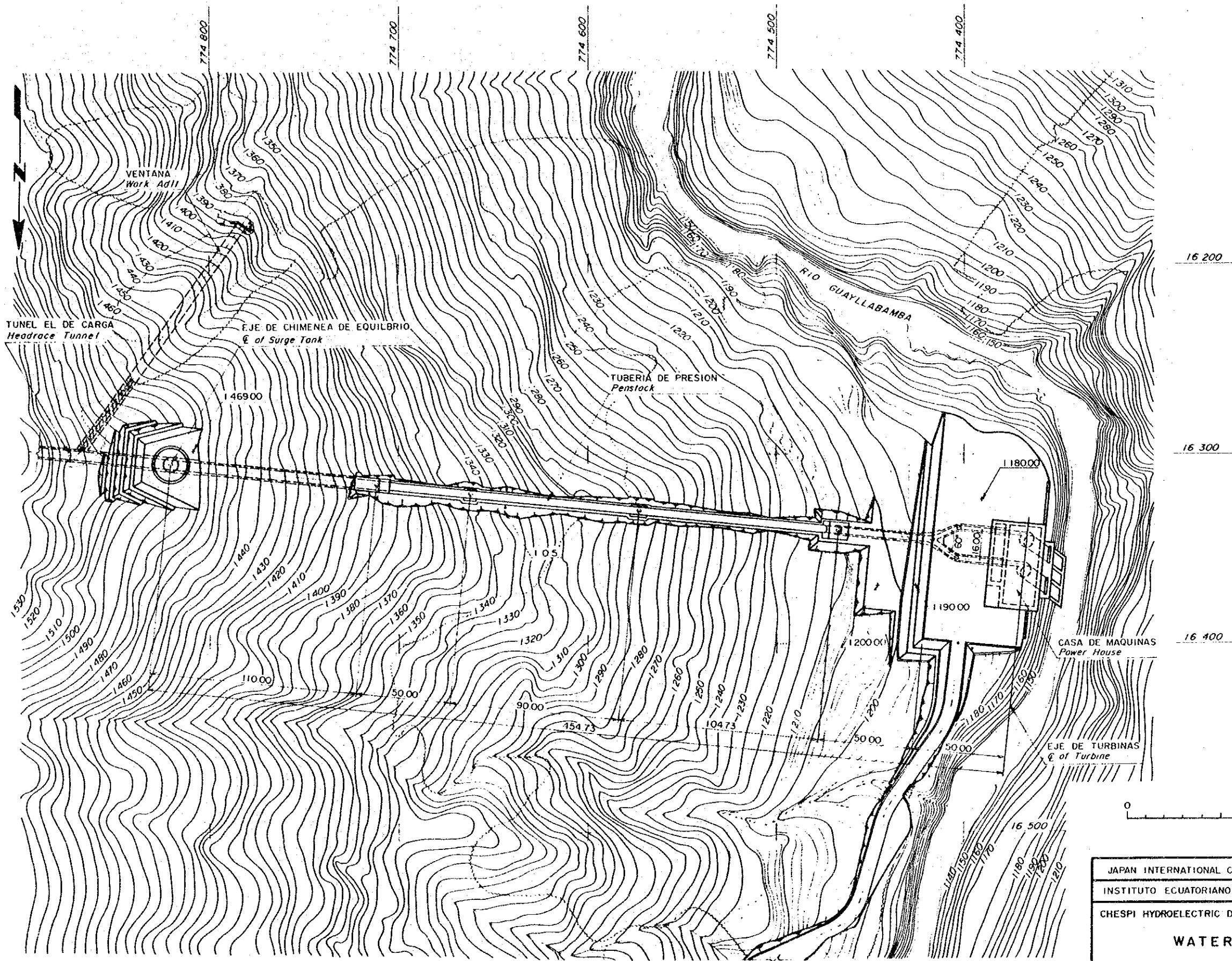
SECCION A-A  
Section A-A

SECCION B-B  
Section B-B



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY</b>	
<b>SURGE TANK PLAN, PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 7	DATE :

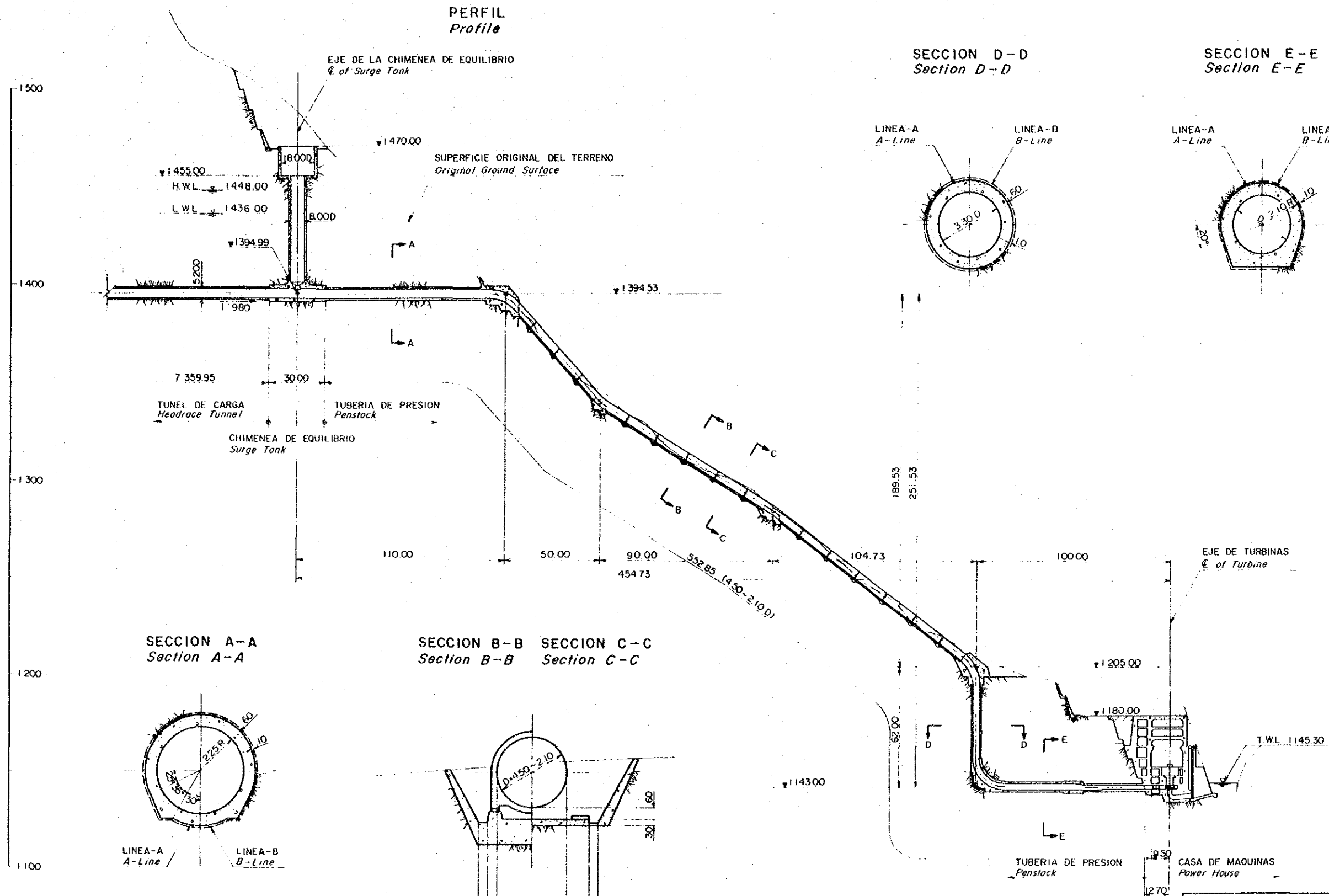




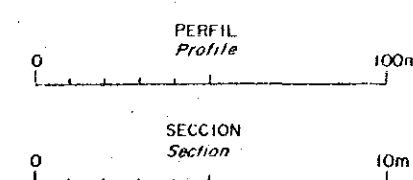
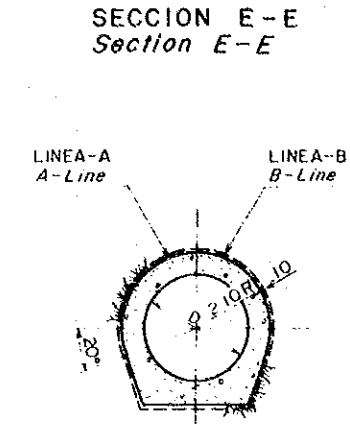
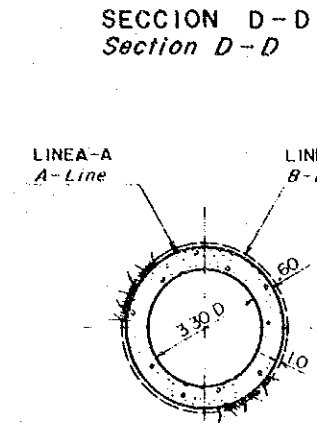
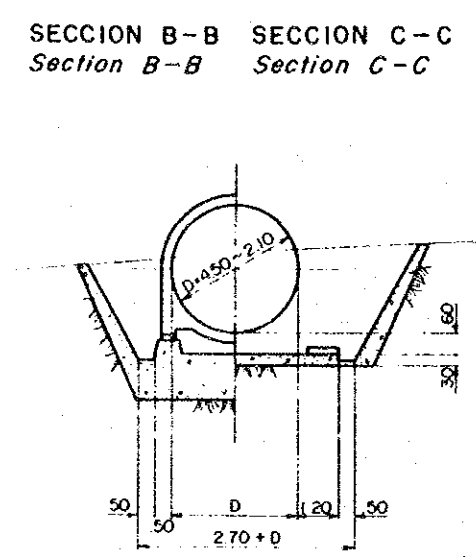
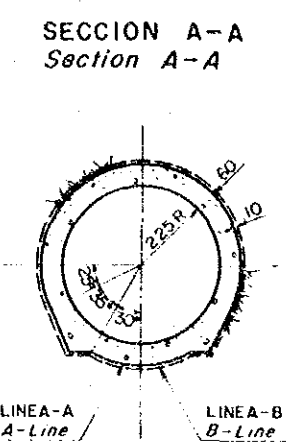
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY</b>	
<b>PENSTOCK PLAN</b>	
DWG. 8	DATE ;





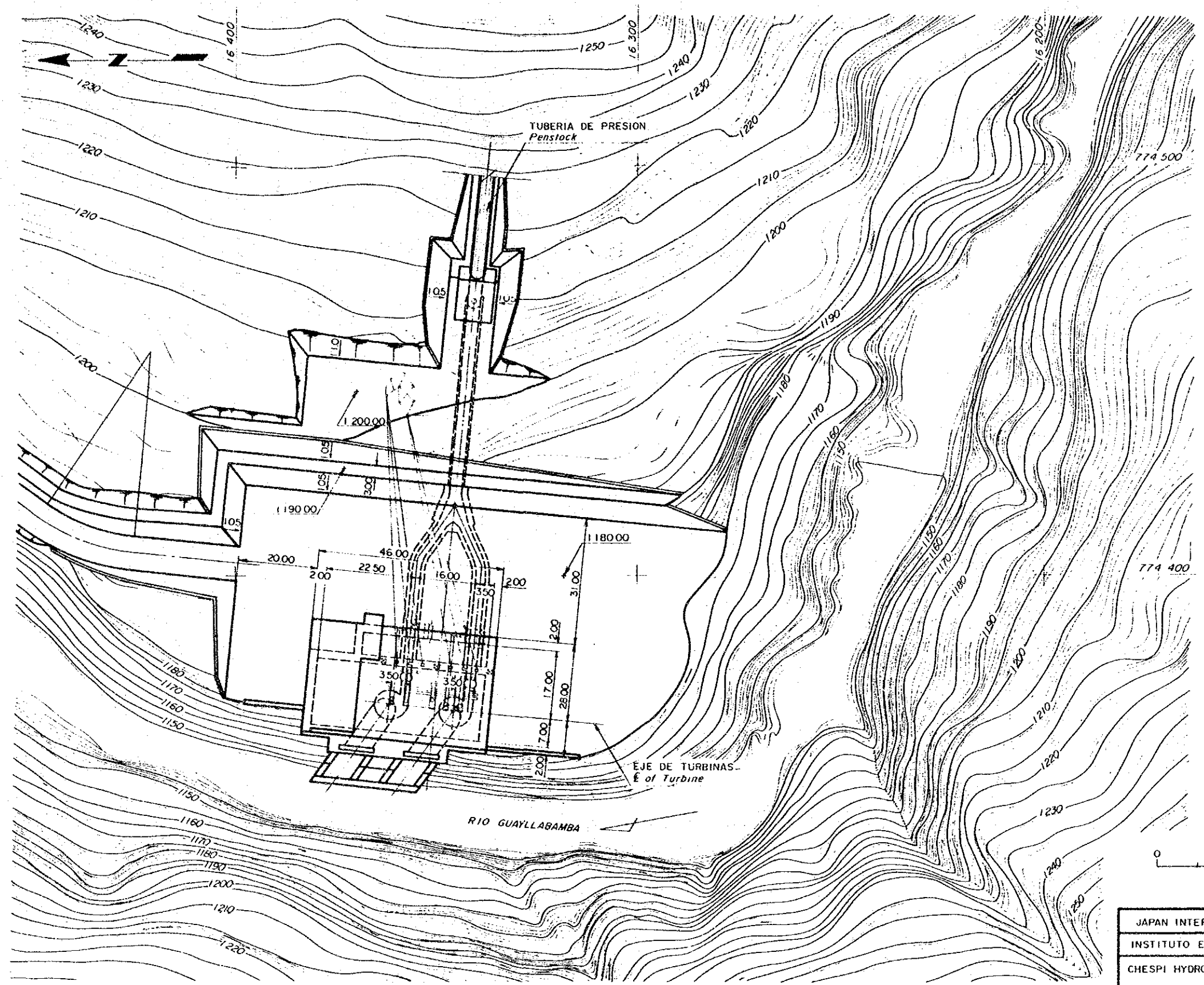


1500  
1400  
1300  
1200  
1100



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY</b>	
<b>PENSTOCK PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 9	DATE :



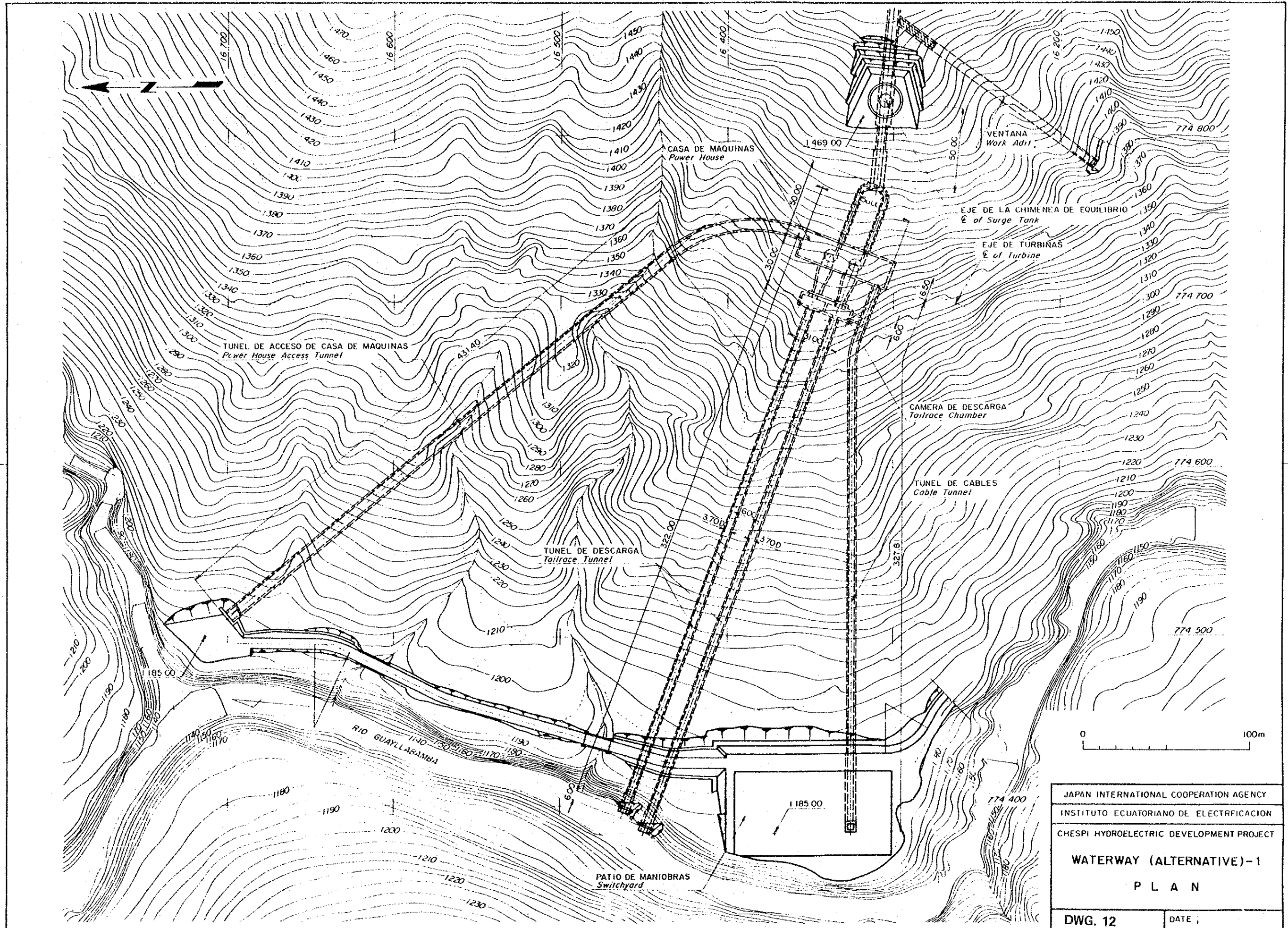


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>POWER HOUSE</b>	
<b>P L A N</b>	
DWG. 10	DATE :









JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-1</b>	
<b>P L A N</b>	
DWG. 12	DATE :



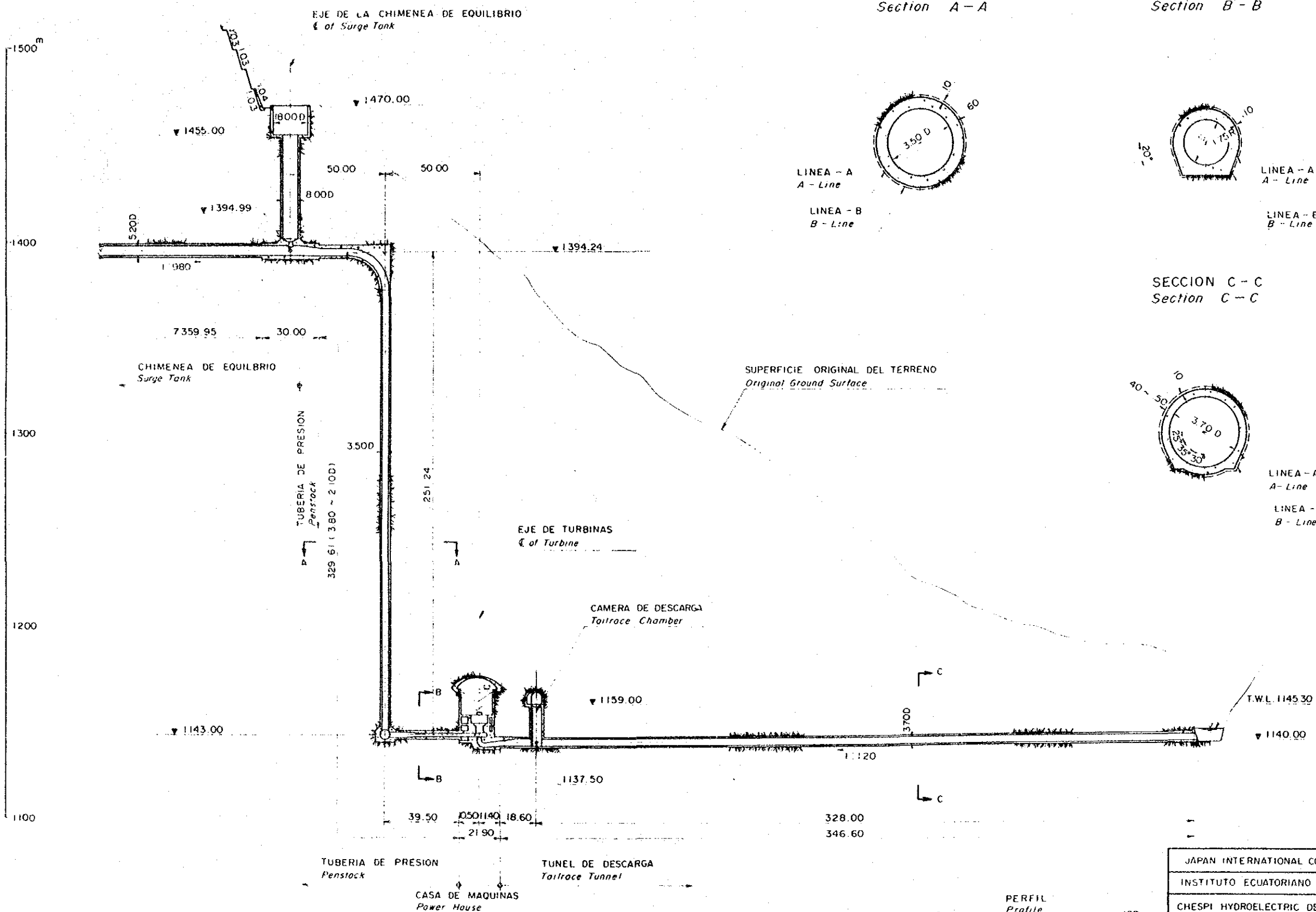


PERFIL  
Profile

SECCION A - A  
Section A - A

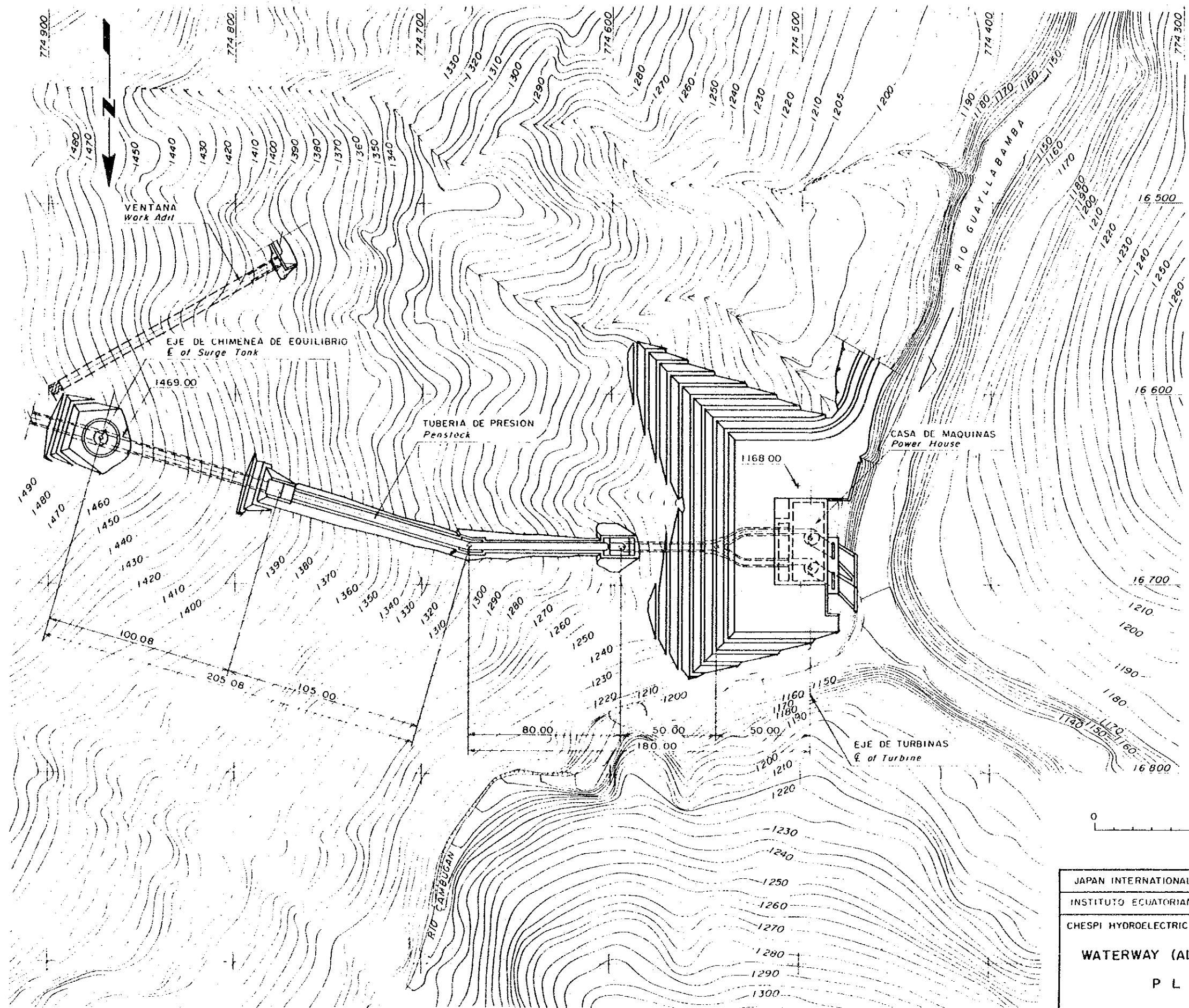
SECCION B - B  
Section B - B

SECCION C - C  
Section C - C



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-1</b>	
<b>PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 13	DATE :



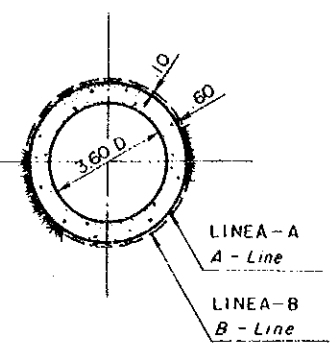


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-2</b>	
<b>P L A N</b>	
DWG. 14	DATE :

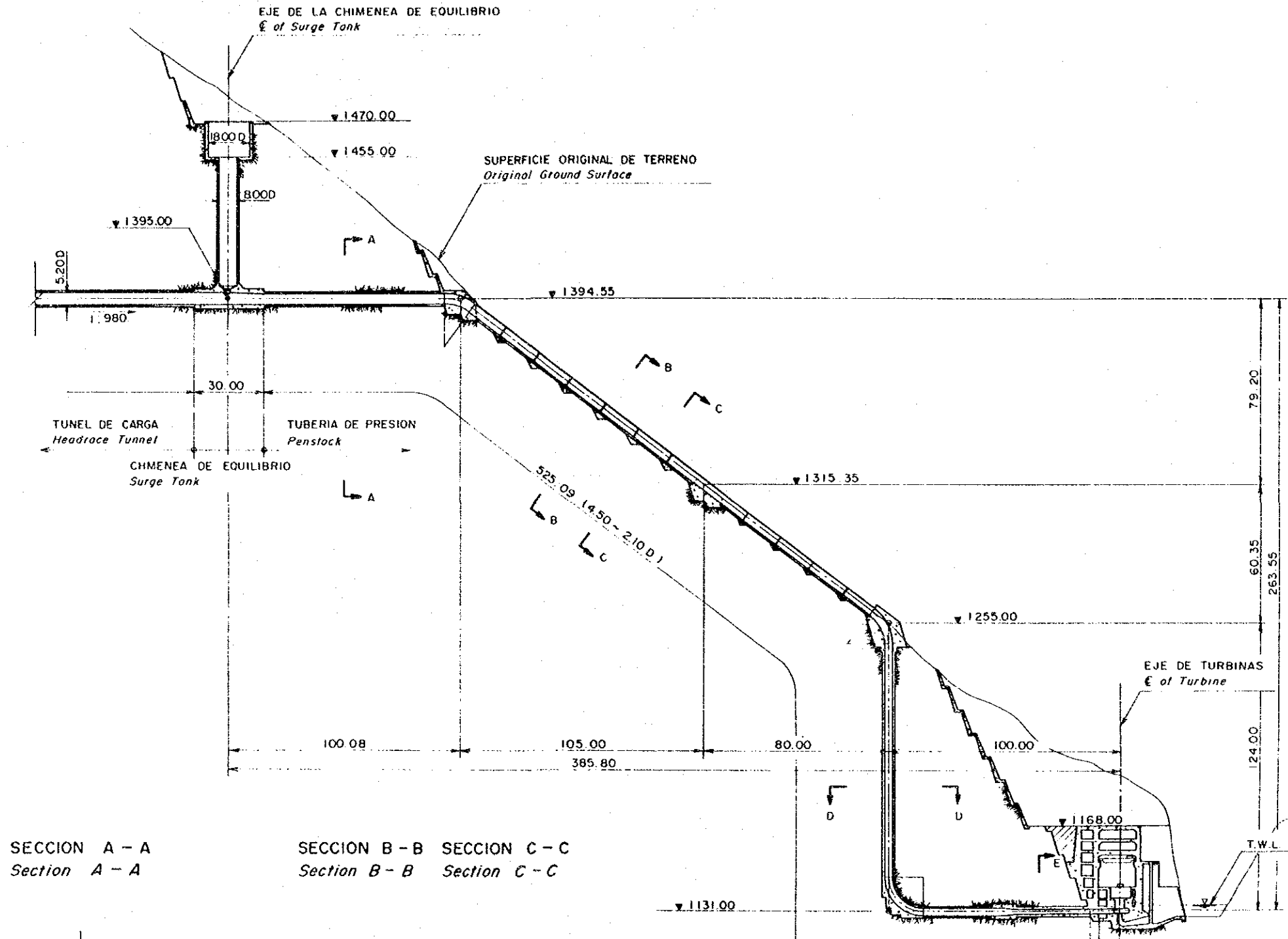
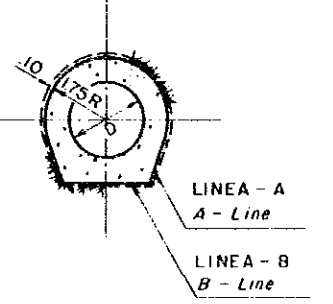


PERFIL  
Profile

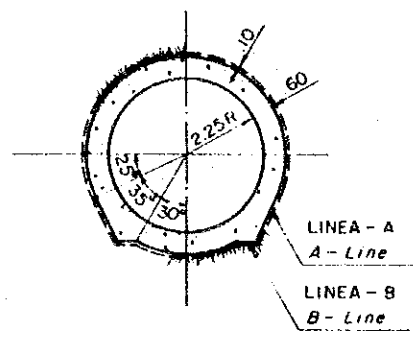
SECCION D - D  
Section D - D



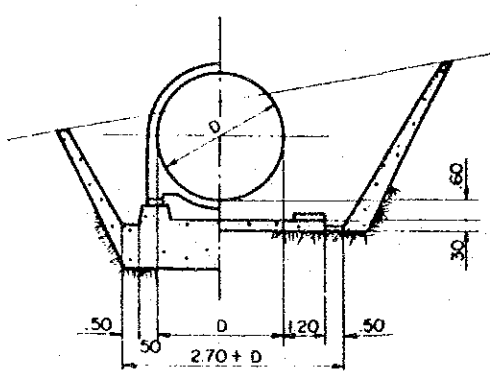
SECCION E - E  
Section E - E



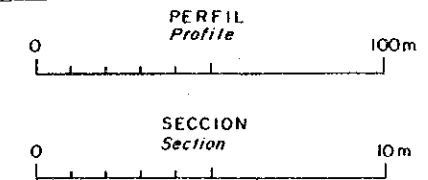
SECCION A - A  
Section A - A



SECCION B - B  
Section B - B

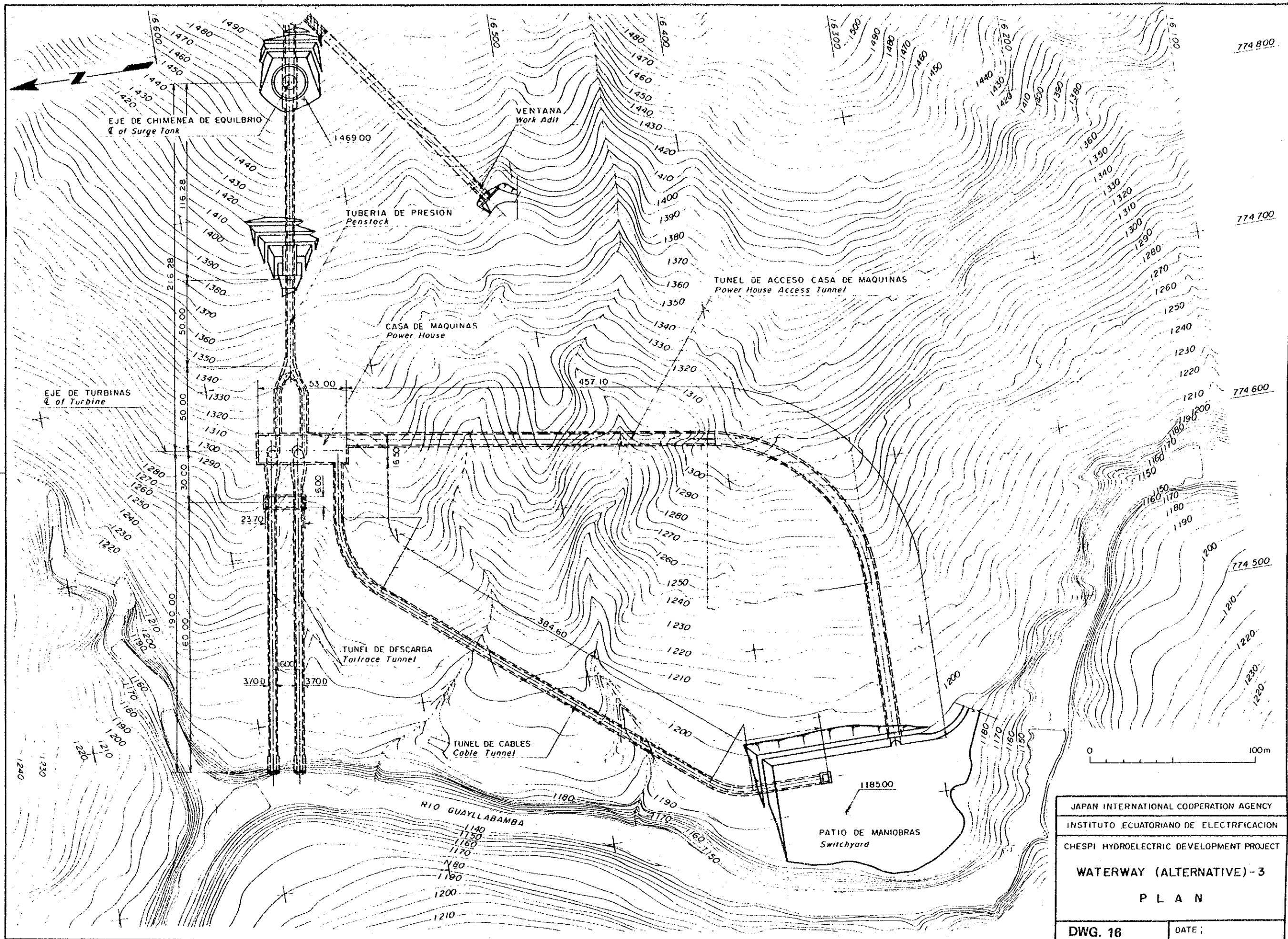


SECCION C - C  
Section C - C



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-2</b>	
<b>PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 15	DATE:

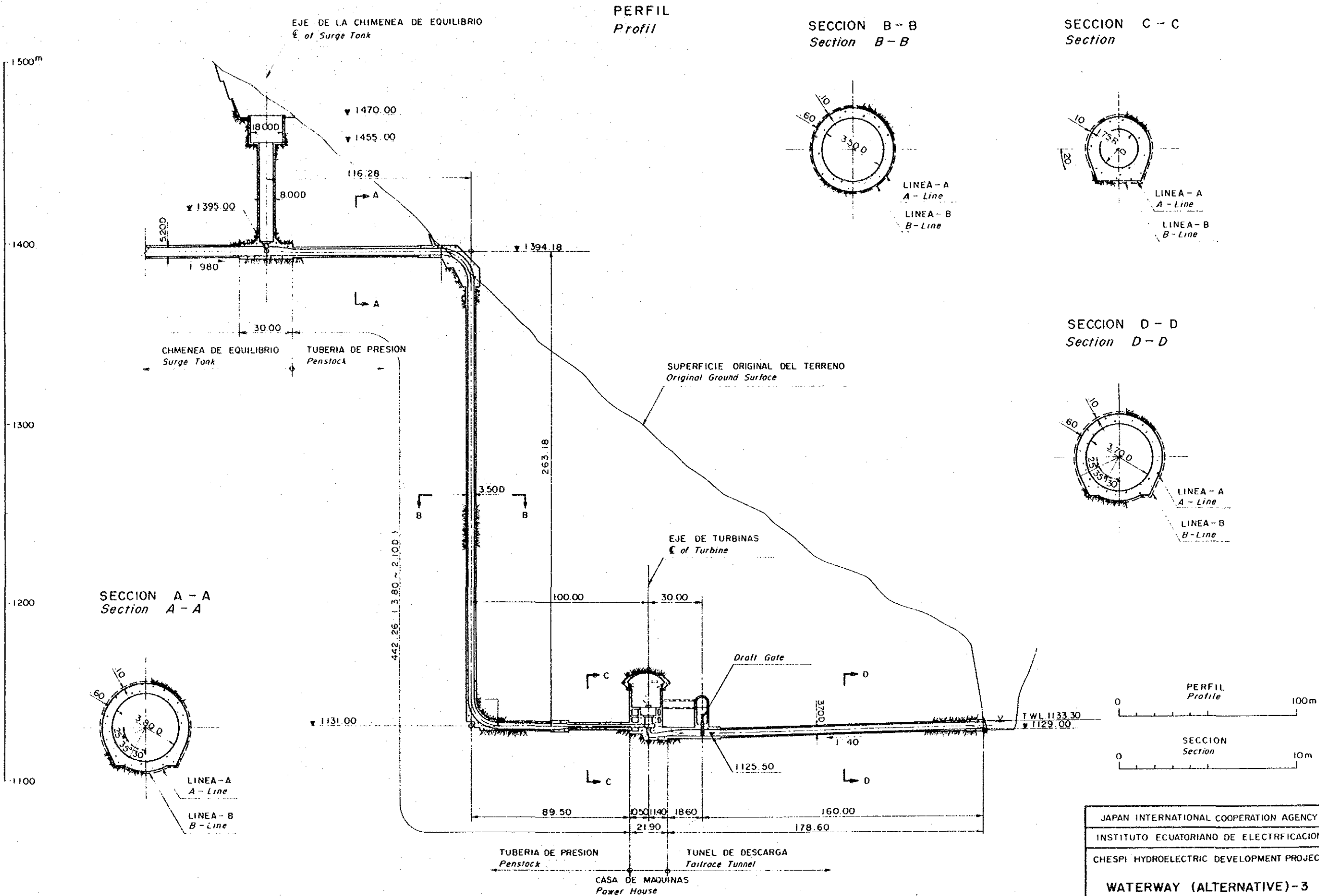




JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-3</b>	
<b>P L A N</b>	
DWG. 16	DATE:







JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
CHESPI HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT	
<b>WATERWAY (ALTERNATIVE)-3</b>	
<b>PROFILE AND SECTION</b>	
DWG. 17	DATE :

## 第 8 章 送電線計画および系統解析

## 第8章 送電線計画および系統解析

8.1	電力系統の概要	8 - 1
8.2	C h e s p i 計画の送電計画	8 - 5
8.2.1	送電計画策定の背景	8 - 5
8.2.2	送電計画の検討	8 - 5
8.2.3	最適送電計画の選択	8 - 8
8.3	系統解析	8 - 13
8.3.1	目的	8 - 13
8.3.2	系統計算	8 - 13
8.3.3	送電パターン間の計算結果	8 - 16
8.3.4	C h e s p i 送電系統の解析	8 - 25
8.4	結論と提言	8 - 41

## TABLE LIST

	Page
Table 8-1 Example of Transmission Plan .....	8-6
Table 8-2 Comparison of 138kV Transmission Cost .....	8-7
Table 8-3 Economic Comparison of Transmission Patterns .....	8-11
Table 8-4 Load Forecast for Each Substation of S.N.I .....	8-14

## FIGURE LIST

Fig. 8-1 230/138kV Transmission System in 1987 .....	8-3
Fig. 8-2 Power Flow Diagrams of Chespi Transmission Patterns .....	8-17
Fig. 8-3 Transient Stability of Pattern - 1 .....	8-19
Fig. 8-4 Transient Stability of Pattern - 2 .....	8-20
Fig. 8-5 Transient Stability of Pattern - 3 .....	8-21
Fig. 8-6 Transient Stability of Pattern - 4 .....	8-22
Fig. 8-7 Transient Stability of Pattern - 5 .....	8-23
Fig. 8-8 Transient Stability of Pattern - 6 .....	8-24
Fig. 8-9 Power Flow of S.N.I (230kV, 138kV) in 1995 .....	8-27
Fig. 8-10 Power Flow of S.N.I (230kV, 138kV) in 1985 .....	8-29
Fig. 8-11 Transient Stability in 1985 (Case-1) .....	8-31
Fig. 8-12 Transient Stability in 1995 (Case-2) .....	8-32
Fig. 8-13 Transient Stability in 1995 (Case-3) .....	8-33
Fig. 8-14 Short Circuit Capacity in 1995 .....	8-35
Fig. 8-15 Short Circuit Capacity in 1985 .....	8-37
Fig. 8-16 Impedance Map in 1995 .....	8-39

## 第 8 章 送電線計画および系統解析

### 8.1 電力系統の概要

エクアドルの電力系統は、INECELによって全国一貫の運営を行うことを目的に、全国連系々統として逐次整備されつつある。全国連系々統の構築に当りINECELでは、230kV送電線を主要送電線に、138kV送電線を地域との連系送電線として採用している。

現在、北部と南部の主要需要地間が230kV、送電線約330km、で連系されているが、東部地区の開発に伴い1987年には230kVのループ系統が構成される予定である。これにより一方的に北流している送電線の潮流が改善され、安定度の向上が図れる見込みである。

Fig 8-1 に1987年の全国連系々統を示す。

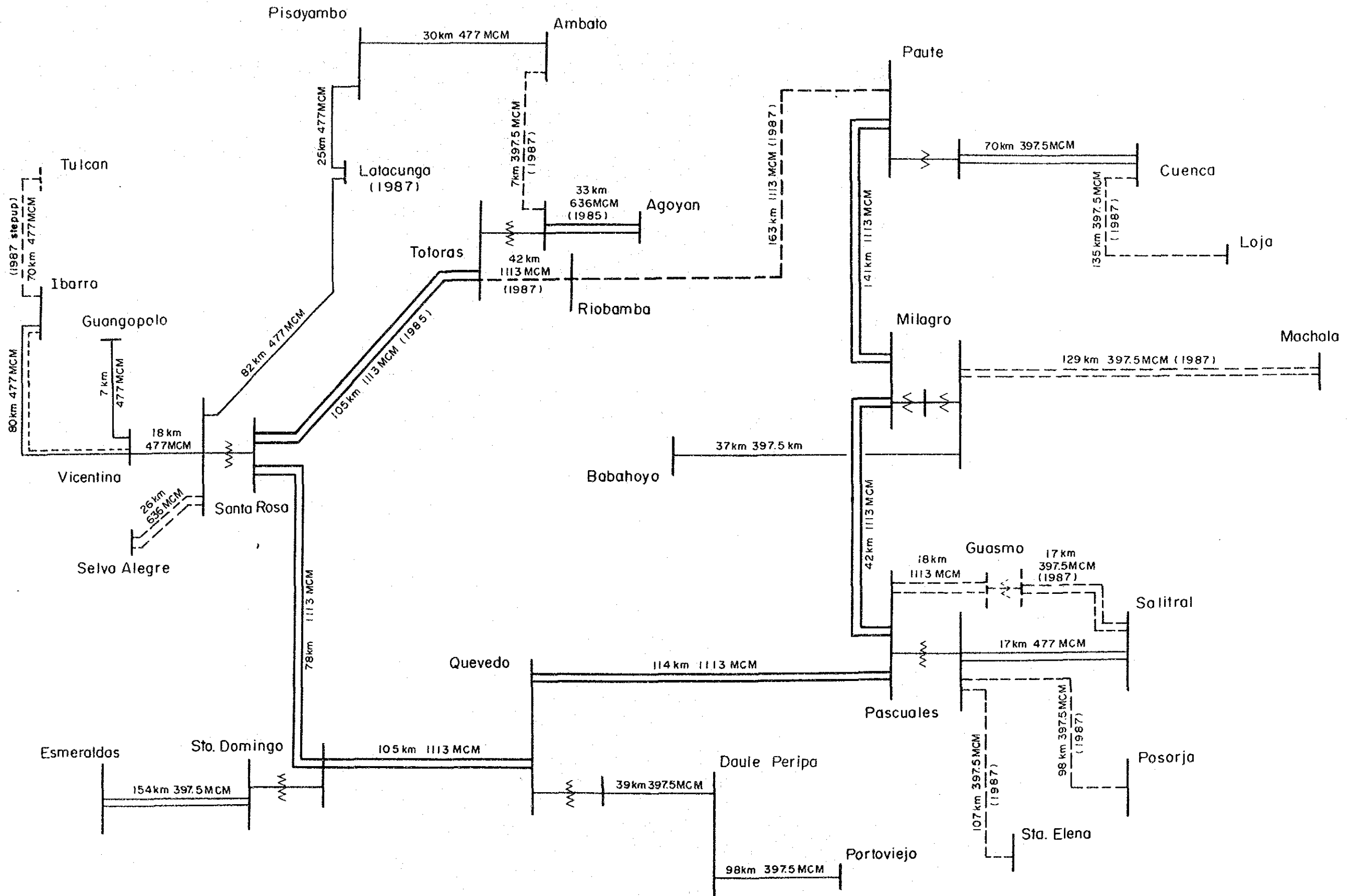






Fig. 8-1 230/138 kV Transmission System in 1987

Note 230kV 138kV  
 — : in Operation  
 - - - : Under construction or Programmed







## 8.2 Chespi計画の送電計画

### 8.2.1 送電計画策定の背景

Chespi水力発電所は地理的にエクアドル国の北部地方南端にあり、しかも首都圏の北端近くに位置している。

首都 Quito市およびその周辺を供給区域とする Quito電力会社 (Empresa Electrica Quito S.A.) 管内の需要は、1985年に於いて 215MW、1995年の予測で 386MWに達する見込みであり、これは、それぞれ全国最大電力の26%に相当する。また、同社の発電設備出力は現在187.5MW(うち水力85.7MW)である。

一方北部地方を供給区域とする北部地方電力会社 (Empresa Electrica Regional del Norte) 管内の需要は1985年で31MW、1995年の予測で60MW、これに対し同社保有発電設備は25MW(うち水力15.2MW)である。

上記2社の保有する発電設備のうち火力はその大部分が中小形のディーゼル火力発電所で、将来逐次廃止される機運にある。又、水力開発計画も目下のところ無く、需要増、ならびに発電設備減少に見合う電力は INECCELの全国連系々統変電所において買電することになる。

以上の状況において、Chespi水力発電所 167MWの出力は、1995年には上記需要の37.4%を賄うことに成る。

送電計画の策定に当たっては、これらを考慮すると共に、INECELの送電線設計基準に従い、送電々圧、電線サイズ、回線数、等を検討した。

### 8.2.2 送電計画の検討

下記により、検討を行った。なお、系統解析の検討は8.3項で行った。

#### a) 送電パターンの選定

INECELは、現在全国連系々統の拡充計画を検討中であり、Chespi送電線もこれと整合したものにする必要がある。INECELの将来計画が確定していない現状ではあるが、Chespi送電線の引込先としては、地理的位置及び他送電計画などから下記6ヶ所が考えられるため、これをもとに下記の6パターンを選定した。

- ① Santa Rosa変電所
- ② Selva Alegre変電所
- ③ Caldron 変電所

- ④ San Antonio 変電所
- ⑤ Ibarra変電所
- ⑥ Santa Rosa(230kv)変電所

③～⑤は、INECELで受電変電所を新設し、連絡線により Quito電力と連系する計画とした。

なお、Chespi発電所運開前に首都 Quito市とその周辺並びに北部地方へ安定した電力供給を行なうため、INECELおよび Quito電力会社によって新設される送電線は5区間に達する見込である。

Table 8-1 Example of Transmission Plan

Section	Distance (km)	Voltage (kv)	Number of Unit	Conductor (MCM)
Santa Rosa ～ San Antonio	42	138	2	477
Santa Rosa ～ Selva Alegre	26	138	2	636
Selva Alegre ～ Calderon	20	138	2	636
Calderon ～ San Antonio	8	138	2	636
Vicentina ～ Calderon	18	138	1	477

b) 電圧及び電線サイズの選定

現在INECELが採用し、Chespiの発生電力を送電できる電圧階級の電線サイズは、

138kv : 266 MCM , 397.5 MCM , 477 MCM , 636 MCM

230kv : 477 MCM , 556 MCM , 636 MCM , 1113 MCM

である。今般の検討では、経済性及び需要のローカル性等を考慮し 138kv送電線を採用することとした。

i) 回線数

INECELの基準では、複導体は用いないことになっている。従って送電線熱容量上、138kv、2回線および230kv、1回線送電線とした。

ii) 導体の経済性検討

Chespi送電線に適用すべき導体を建設費と送電損失の年経費を比較し、選定した。(Table 8-2)

尚、導体はINECELの使用基準によるものを採用した。

- ① 検討線種及び定数 (100MVA Base)
- ・ 397.5 MCM (201mm<sup>2</sup>)      0.084 % Ω / Km · cct
  - ・ 477 " (242" )      0.070 "
  - ・ 636 " (322" )      0.050 "
- ② 送電線建設費及び年経費率
- ・ 397.5 MCM      76.94 × 10<sup>3</sup> US\$/km
  - ・ 477 "      86.85 × 10<sup>3</sup> "
  - ・ 636 "      106.6 × 10<sup>3</sup> "
- 年経費率は全て10%と仮定した。
- ③ 送電損失評価単価
- INECELで使用されている1985年3月の単価を用いた。
- ・ kW損失単価      125.80 US\$/kw/year
  - ・ kWh 損失単価      64.97 US\$/mwh
- ④ 送電損失係数と負荷係数
- ・ 損失係数      Ld=0.95
  - ・ 負荷係数      Ls=0.3Ld+0.7Ld<sup>2</sup>

Table 8-2 Comparison of 138kV Transmission Cost  
(10<sup>3</sup> U S \$)

Item	Transmission Length	MCM 397.5	MCM 477	MCM 636
Transmission losses	22.0km	1095	912	653
Transmission Annual Cost	22.0km	169	191	235
Total Annual Cost	22.0km	1264	1103	888

注) 送電線年経費はINECELの使用建設単価を用い、年経費率を10%とし、計算した。  
以上の検討より送電線導体は、経済的に有利な 636MCM とした。

### 8.2.3 最適送電計画の選択

Table 8-3 に基づき各送電パターンの検討結果を示す。尚、系統安定度の比較は次項に示すが、各パターンにおいて、Chespi発電所が運転されることによる安定度上の問題はない。

#### (Pattern-1)

Quito 市郊外の Santa Rosa 変電所に 138kV 2 回線を引き込む計画である。このパターンは送電亘長が最も長いことから経済性で最も劣り、又、事故時 230kV 系統に与える影響が大きくなる。

#### (Pattern-2 Pattern-3)

両ケース共 EEQ の変電所の近隣に INECEL の変電所を設け 138kV 2 回線で電力を供給する計画である。この場合 Pattern-4 も含め、電力系統上次の利点を有する。

すなわち、INECEL の全国連系々統は Paute Molino 発電所を中心に、国の南部、中央の水力発電所および海岸地方の大規模火力発電所を主体に構成されており、首都圏ならびに北部地方への電力供給は Quito 市南端の Santa Rosa 変電所を通じて行われる。このような状況下で、Santa Rosa 変電所又は 230kV 系統に大事故が発生すれば、首都圏および北部地方は全面的な停電におち入り首都機能を麻痺させるおそれがある。

これに対し、Chespi 水力発電所を首都近辺の 138kV 送電線に接続しておけば、前記のような系統事故が発生した際にも、首都圏の重要な負荷に対し、単独又は Quito 電力会社の水力発電所と共に電力を供給しつづけることが可能である。

但し、Pattern-2 及び Pattern-3 の系統は、INECEL の全国連系系統 (S. N. I.) から分離されるため、S. N. I. の一貫運用上支障があり、好ましくない。

Chespi と Calderon 間の送電線長は赤道碑、石切り場、集落をさけるようルートを選定したため、少し長くなっている。

#### (Pattern-4)

首都北部の San Antonio 地点に変電所を設け、138kV、全国連系送電線と Chespi 発電所からの 138kV 2 回線を引き込む計画である。この場合、系統運用上、上記の利点と Ibarra 以北の負荷にも有効に対応できる利点を有する。又 5 パターン中で最も年経費が少ない。

(Patter-5) 首都北部にある既設Ibarra変電所に 138kV、2回線を引き込む計画である。この場合、Ibarra以北の負荷に対しては、最も有効に対応できる利点があるが、送電距離が長くなるため、年経費は5パターンの中で2番目に多くなる。

(Pattern-6)

キトー市郊外のサンタロサ地点に変電所を設け、230KV、1回線を引き込む計画である。このパターンは送電線延長が最も長く、経済的に劣っている。また、事故時における系統への影響が多岐である。

以上の検討結果より、系統運用上好ましく、更に年経費が最も少ないPattern-4をChespi送電線として推奨する。







Table 8-3 Economic Comparison of Transmission Patterns

Transmission pattern	(Pattern-1) 138 kV Chespi - Santa Rosa	(Pattern-2) 138 kV Chespi - Selva Alegre	(Pattern-3) 138 kV Chespi - Calderon	(Pattern-4) 138 kV Chespi - San Antonio	(Pattern-5) 138 kV Chespi - Ibarra	(Pattern-6) 138 kV Chespi - Ibarra
Power System Diagram						
Item						
Transmission line						
Voltage	138 kV	138 kV	138 kV	138 kV	138 kV	138 kV
Length to be constructed	67.5 km	43.5 km	33.5 km	22 km	56.5 km	56.5 km
Number of circuits	2 cct	2 cct	2 cct	2 cct	2 cct	2 cct
Size of conductor	636 MCM	636 MCM	636 MCM	636 MCM	636 MCM	636 MCM
Construction cost	$7195 \times 10^3$	$4637 \times 10^3$	$3571 \times 10^3$	$2345 \times 10^3$	$6023 \times 10^3$	$6023 \times 10^3$
Annual cost	$720 \times 10^3$	$464 \times 10^3$	$357 \times 10^3$	$235 \times 10^3$	$602 \times 10^3$	$602 \times 10^3$
Station equipments						
Step-up Transf.	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$
138kV outline feeder	$1650 \times 10^3$	$2270 \times 10^3$	$2270 \times 10^3$	$2740 \times 10^3$	$1650 \times 10^3$	$1650 \times 10^3$
Construction cost	$2700 \times 10^3$	$3320 \times 10^3$	$3320 \times 10^3$	$3790 \times 10^3$	$2700 \times 10^3$	$2700 \times 10^3$
Annual cost	$324 \times 10^3$	$398 \times 10^3$	$398 \times 10^3$	$455 \times 10^3$	$324 \times 10^3$	$324 \times 10^3$
Transmission losses						
Peak power loss	4.71 MW	3.03 MW	2.34 MW	1.53 MW	3.94 MW	2.07 MW
Annual energy loss	593 $\times 10^3$ MWh 21 785 MWh	381 $\times 10^3$ MWh 14 028 MWh	294 $\times 10^3$ MWh 10 823 MWh	193 $\times 10^3$ MWh 7 080 MWh	496 $\times 10^3$ MWh 18 220 MWh	207 $\times 10^3$ MWh 9 574 MWh
Annual cost	$2008 \times 10^3$ ( $1712 \times 10^3$ )	$1292 \times 10^3$ ( $1102 \times 10^3$ )	$997 \times 10^3$ ( $851 \times 10^3$ )	$653 \times 10^3$ ( $556 \times 10^3$ )	$1680 \times 10^3$ ( $1433 \times 10^3$ )	$1680 \times 10^3$ ( $1433 \times 10^3$ )
Total Construction Cost	$9895 \times 10^3$	$7957 \times 10^3$	$6891 \times 10^3$	$6135 \times 10^3$	$8723 \times 10^3$	$8723 \times 10^3$
Total Annual Cost	$3052 \times 10^3$ ( $2756 \times 10^3$ )	$2154 \times 10^3$ ( $1964 \times 10^3$ )	$1752 \times 10^3$ ( $1606 \times 10^3$ )	$1343 \times 10^3$ ( $1246 \times 10^3$ )	$2606 \times 10^3$ ( $2359 \times 10^3$ )	$2606 \times 10^3$ ( $2359 \times 10^3$ )

Note : (1) Scope of construction cost for economical comparison.

(2) Annual factor  
transmission line 10%  
station equipment 12%

(3) Cost of power loss and energy loss  
125.80 US\$/kW/year (120.45 US\$/kW/year)  
64.97 US\$/MWh (52.56 US\$/MWh)

- \* ① Vicentina S.S (INECEL)  
② Selva Alegre S.S (EEQ)  
③ Calderon S.S (EEQ)

Table 8-3 Economic Comparison of Transmission Patterns

(US\$)

Transmission pattern	(Pattern-1) 138 kV Chespi - Santa Rosa	(Pattern-2) 138 kV Chespi - Selva Alegre	(Pattern-3) 138 kV Chespi - Calderon	(Pattern-4) 138 kV Chespi - San Antonio	(Pattern-5) 138 kV Chespi - Ibarra	(Pattern-6) 230 kV Chespi - Santa Rosa
Power System Diagram						
Line						
Constructed Circuits	138 kV 67.5 km 2 cct 636 MCM	138 kV 43.5 km 2 cct 636 MCM	138 kV 33.5 km 2 cct 636 MCM	138 kV 22 km 2 cct 636 MCM	138 kV 56.5 km 2 cct 636 MCM	230 kV 67.5 km 1 cct 1,113 MCM
Cost	$7195 \times 10^3$ $720 \times 10^3$	$4637 \times 10^3$ $464 \times 10^3$	$3571 \times 10^3$ $357 \times 10^3$	$2345 \times 10^3$ $235 \times 10^3$	$6023 \times 10^3$ $602 \times 10^3$	$6466 \times 10^3$ $647 \times 10^3$
Components						
Transformer	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1050 \times 10^3$	$1350 \times 10^3$
Feeder	$1650 \times 10^3$	$2270 \times 10^3$	$2270 \times 10^3$	$2740 \times 10^3$	$1650 \times 10^3$	$1440 \times 10^3$
Cost	$2700 \times 10^3$ $324 \times 10^3$	$3320 \times 10^3$ $398 \times 10^3$	$3320 \times 10^3$ $398 \times 10^3$	$3790 \times 10^3$ $455 \times 10^3$	$2700 \times 10^3$ $324 \times 10^3$	$2790 \times 10^3$ $335 \times 10^3$
Losses						
Power loss	4.71 MW $593 \times 10^3$	3.03 MW $381 \times 10^3$	2.34 MW $294 \times 10^3$	1.53 MW $193 \times 10^3$	3.94 MW $496 \times 10^3$	2.07 MW $260 \times 10^3$
Energy loss	21785 MWh $1415 \times 10^3$	14028 MWh $911 \times 10^3$	10823 MWh $703 \times 10^3$	7080 MWh $460 \times 10^3$	18220 MWh $1184 \times 10^3$	9574 MWh $622 \times 10^3$
Cost	$2008 \times 10^3$ ( $1712 \times 10^3$ )	$1292 \times 10^3$ ( $1102 \times 10^3$ )	$997 \times 10^3$ ( $851 \times 10^3$ )	$653 \times 10^3$ ( $556 \times 10^3$ )	$1680 \times 10^3$ ( $1433 \times 10^3$ )	$822 \times 10^3$ ( $752 \times 10^3$ )
Construction Cost	$9895 \times 10^3$	$7957 \times 10^3$	$6891 \times 10^3$	$6135 \times 10^3$	$8723 \times 10^3$	$9256 \times 10^3$
Operating Cost	$3052 \times 10^3$ ( $2756 \times 10^3$ )	$2154 \times 10^3$ ( $1964 \times 10^3$ )	$1752 \times 10^3$ ( $1606 \times 10^3$ )	$1343 \times 10^3$ ( $1246 \times 10^3$ )	$2606 \times 10^3$ ( $2359 \times 10^3$ )	$1864 \times 10^3$ ( $1734 \times 10^3$ )

(1) Scope of construction cost for economical comparison.

(2) Annual factor  
transmission line 10%  
station equipment 12%

(3) Cost of power loss and energy loss  
125.80 US\$/kW/year (120.45 US\$/kW/year)  
64.97 US\$/MWh (52.56 US\$/MWh)

- \* ① Vicentina S.S (INECEL)  
② Selva Alegre S.S (EEQ)  
③ Calderon S.S (EEQ)





## 8.3 系統解析

### 8.3.1 目的

Chespi水力発電所で発生する最大 167MWの電力の送電について、最適送電方法を選定するための計算と、選定された最適送電方法に関する詳細計算を行なう。

### 8.3.2 系統計算条件

系統計算を実施するに当たっての計算条件を次のように設定した。

#### a) 潮流・電圧計算

系統電圧 ; 95 ~ 105%

発電機の運転電圧 ;  $100 \pm 5\%$

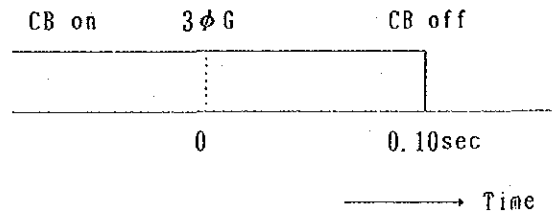
変圧器のタップ比 ;  $100 \pm 10\%$

負荷力率 ; 0.95

#### b) 安定度計算

安定度の計算はINBCELの基準に従い、3相地絡事故(3 $\phi$ G)、再開路なしの条件を適用した。

・事故シーケンス



#### c) 短絡電流計算

発電機リアクタンス ; 過渡リアクタンス( $X_d$ )

変圧器のタップ比 ; 100%

発電機並列状況 ; Table 8-4 に示す発電機全台を並列した場合

#### d) 系統構成

系統構成は、INBCELが計画している1995年時点の送電網とした。Fig 8-16にインピーダンスマップを示す。

#### e) 需要

尚、発電機定数は、INBCELより入手できなかったが結果に与える影響が少ないため日本における一般的な値を用いた。主要変電所における電力需要は力率0.95とし、INBCELの想定値をもとにTable 8-4 の通り想定した。

Table 8-4 Load Forecast for Each Substation of S.N.I.  
(Peak Power Demand)

Substation	Voltage (kV)	1985		1995	
		MW	MVav	MW	MVav
T U L C A N	138/69	31.5	10.4	13.3	4.4
I B A R R A	138/34.5			21.4	7.0
I B A R R A	138/69	-	-	25.7	8.4
S T A R O S A	138/46	214.8	55.6	196.3	64.5
V I C E N T I N A	138/46				
S E L V A A L B G	138/46	-	-	63.3	20.8
C A L D E R O N	138/46	-	-	126.2	41.5
L A T A C U N G A	138/69	-	-	30.2	9.9
A M B A T O	138/69	69.3	22.8	15.9	5.2
T O T O R A S	138/69	-	-	27.0	8.9
R I O B A M B A	23.4 230/69	-	-	61.6	20.2
S T O D O M I N G O	13.3 138/69	13.0	4.3	23.9	7.9
E S M E R A L D A S	138/69	25.0	8.2	45.3	14.9
Q U E V E D O	138/69	8.8	2.9	15.6	5.1
P O R T O V I E J O	138/69	40.1	13.2	66.5	21.9
P A S C U A L E S	138/69	68.0	22.4	151.3	49.7
S A L I T R A L	138/69	274.8	90.3	240.0	8.0
G U A S M O	138/69	-	-	248.1	81.5
S T A E L E N A	138/69	-	-	40.0	3.1
P O S O R J A	138/69	-	-	7.8	2.6
M I L A G R O	230/69	26.4	8.7	34.4	11.3
B A B A H O Y O	138/69			16.9	5.6
M A C H A L A	138/69	-	-	47.4	15.6



Substation	Voltage (kV)	1985		1995	
		MW	MVav	MW	MVav
C U E N C A	138/69	47.0	15.4	70.7	23.2
L O J A	138/69	-	-	22.0	7.2
L I M O N	138/69	-	-	6.2	2.0
Total	-	818.7	254.2	1617.0	531.3

### 8.3.3 送電パターン間の計算結果

最適送電計画を選定するために8.2項で示した各送電パターンの系統計算を行った。

#### a) 潮流・電圧計算

各送電パターンの潮流・電圧計算結果をFig.8-2に示す。

- ・ Pattern-1の場合、Chespiの発生電力は全てQuito市に送電され、230kV系統に送り出されることはない。この場合、Ibarra(変)における電圧が各パターン中で最も低い93.9%となり、電圧維持対策が必要となる。
- ・ Pattern-2,3の場合は、電圧・潮流とも問題無いが、Pattern-4に比べ送電距離が長いため、Quito以北系統の電圧維持能力が低下する。
- ・ Pattern-5の場合はIbarra(変)の電圧対策上有利であるが、Ibarra(変)以北の需要が増大するまでは、Chespiの送電損失が最も多くなる。

#### b) 安定度計算

各送電パターンの過度安定度計算に適用した3相地絡事故の発生箇所は、全パターン共Chespi発電所の出口端とした。又、基準発電機は全パターン共Paute A, B(Molino)とした。

Fig.8-3～Fig.8-8に各パターンの事故点と発電機の動揺曲線を示す。

過度安定度計算によると、Chespi発電所の動揺は、送電線のインピーダンスの影響を受け、Pattern-5が一番大きい。初期位相角 $-4.8$ で最大振幅44.5、 $-24.1$ の範囲にあり、安定している。又、Pattern-4の動揺が一番小さく好ましい結果を与えている。他のパターンにおける各発電機においても、動揺の振幅は小さく、同期が保たれていることから、比較した送電パターンにおける安定度上の問題は無いといえる。



Fig. 8-2 Power Flow Diagrams of Chespi Transmission Patterns

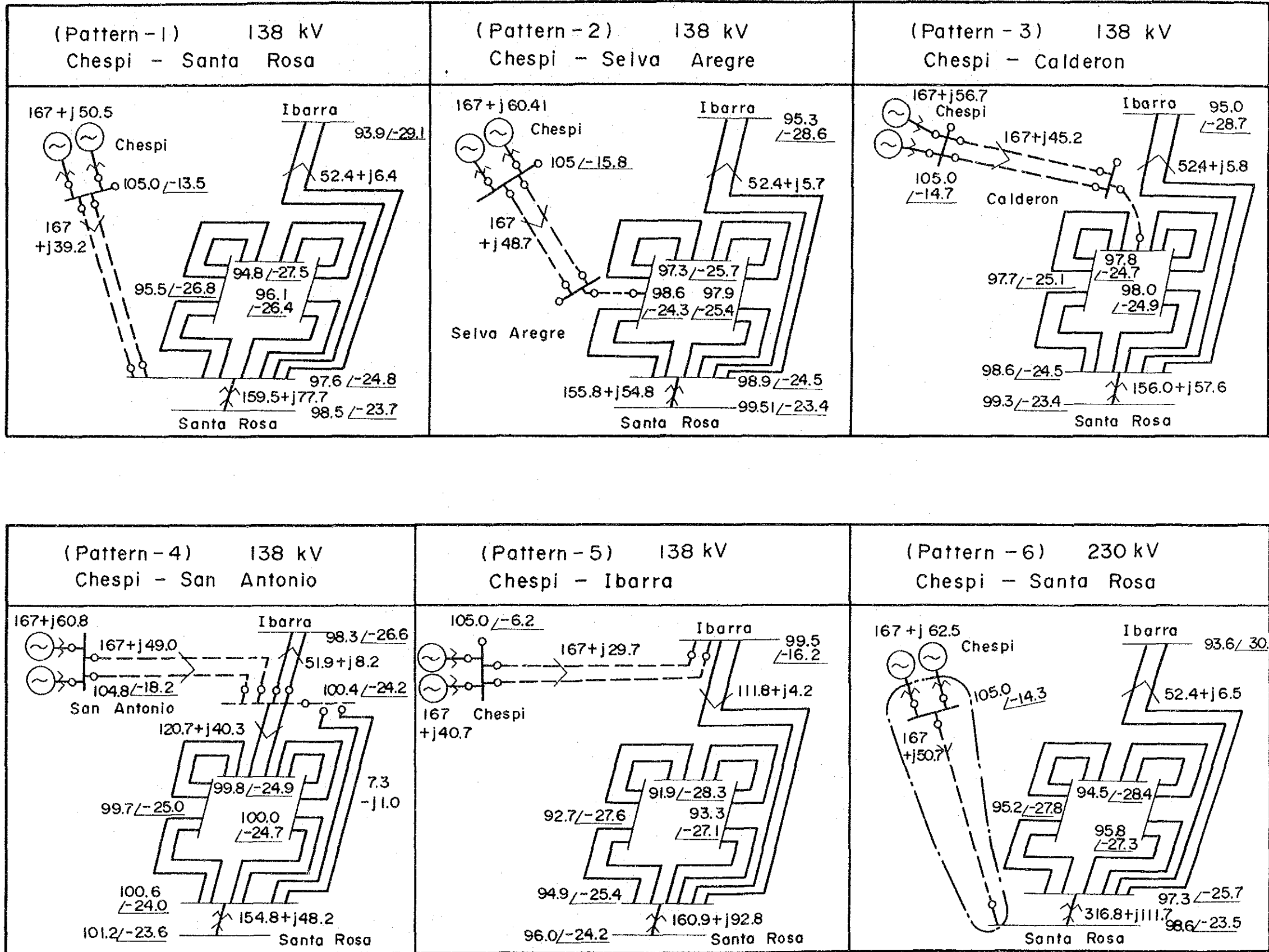
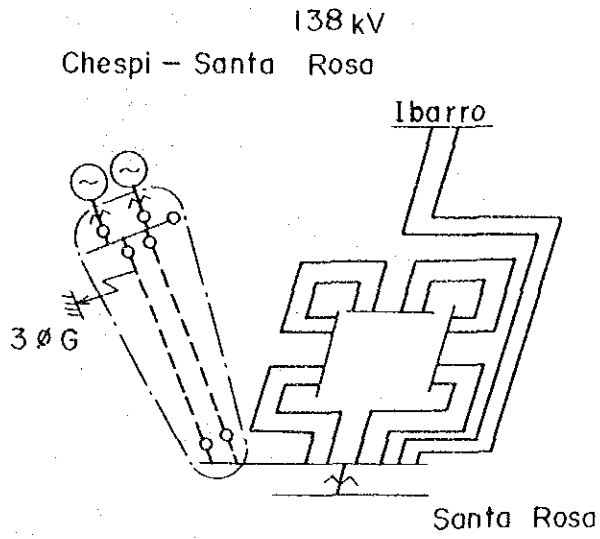






Fig. 8-3 Transient Stability of Pattern - 1



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-1

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	26.2	-25.9
○	INECEL	113	ANG	-5.2	-9.5
△	IBARRA	100	ANG	-19.8	-37.5
x	DAULE.PE	106	ANG	-10.8	-21.7
◇	AGOYAN	104	ANG	3.1	-15.4

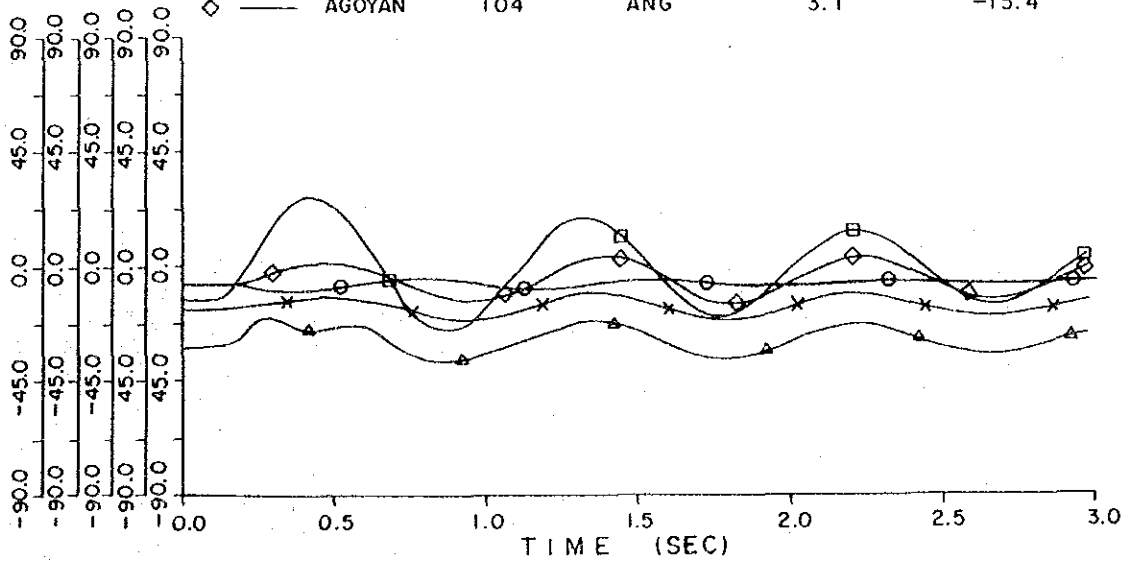
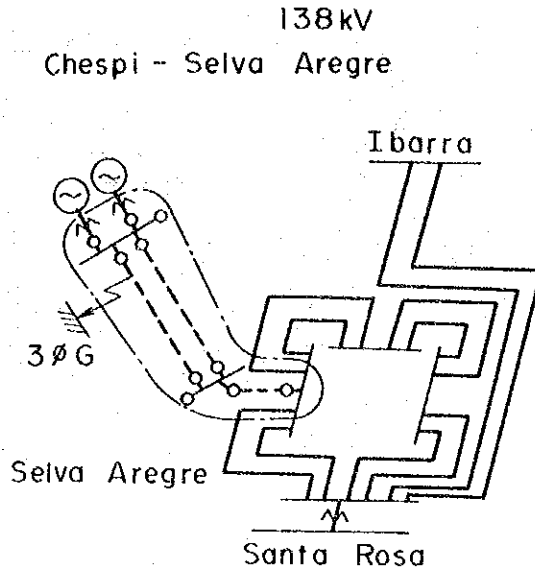


Fig. 8-4 Transient Stability of Pattern - 2



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-2

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	18.9	-29.9
○	INECEL	113	ANG	-4.8	-9.5
△	IBARRA	100	ANG	-16.8	-38.5
x	DAULE. PE	106	ANG	-9.7	-21.5
◇	AGOYAN	104	ANG	4.4	-15.4

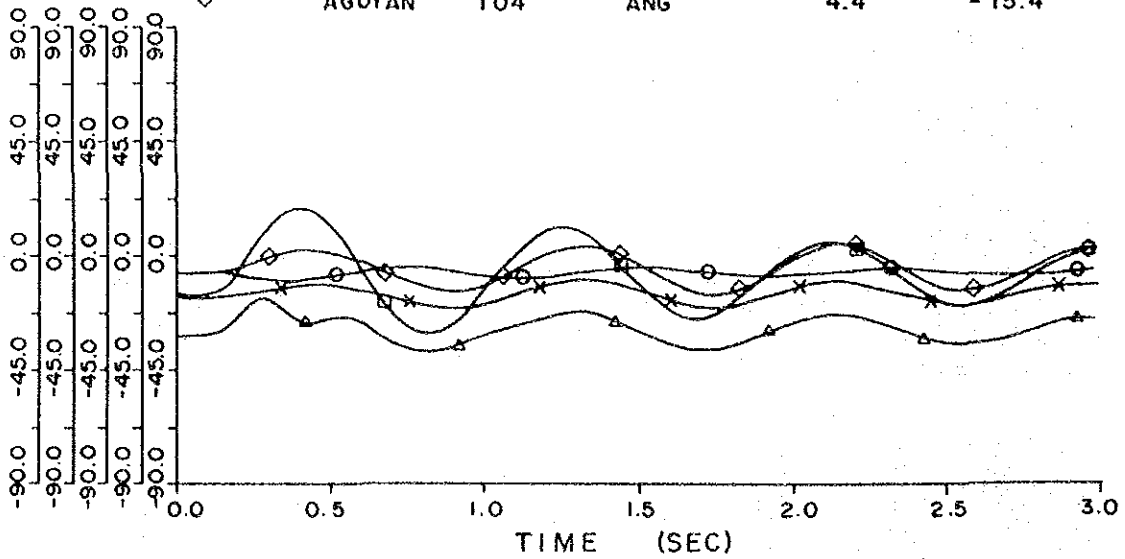
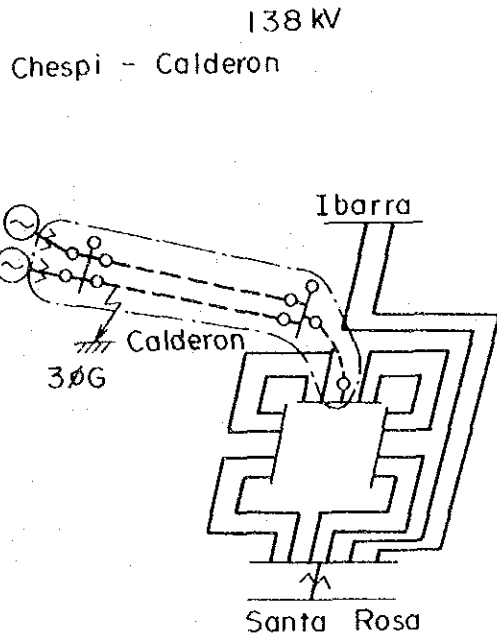




Fig. 8-5 Transient Stability of Pattern - 3



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-3

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	15.2	-31.7
○	INECEL	113	ANG	-4.6	-9.7
△	IBARRA	100	ANG	-14.6	-39.1
x	DAULE, PE	106	ANG	-9.1	-21.4
◇	AGOYAN	104	ANG	5.3	-15.6

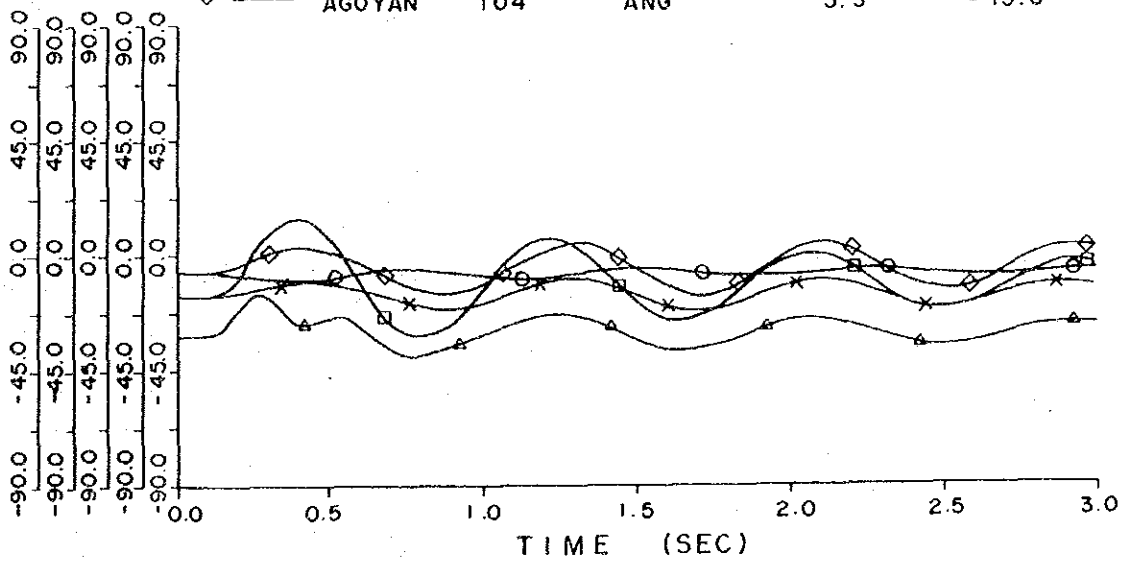
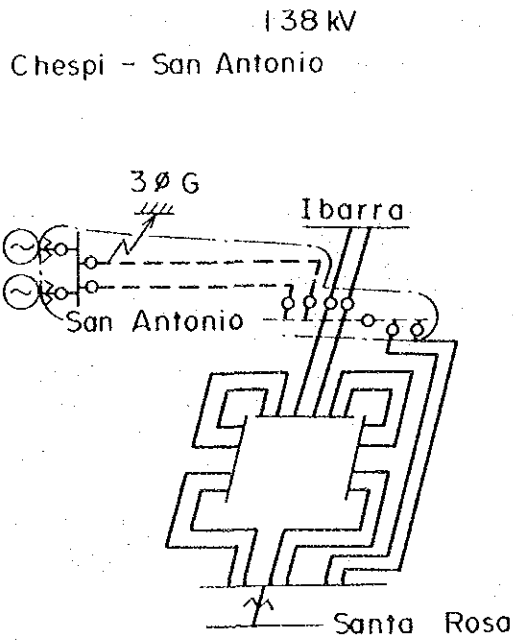


Fig. 8-6 Transient Stability of Pattern - 4



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-4

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	9.7	-29.9
○	INECEL	113	ANG	-4.5	-10.0
△	IBARRA	100	ANG	-4.3	-37.6
x	DAULE .PE	106	ANG	-10.2	-20.0
◇	AGOYAN	104	ANG	4.2	-14.0

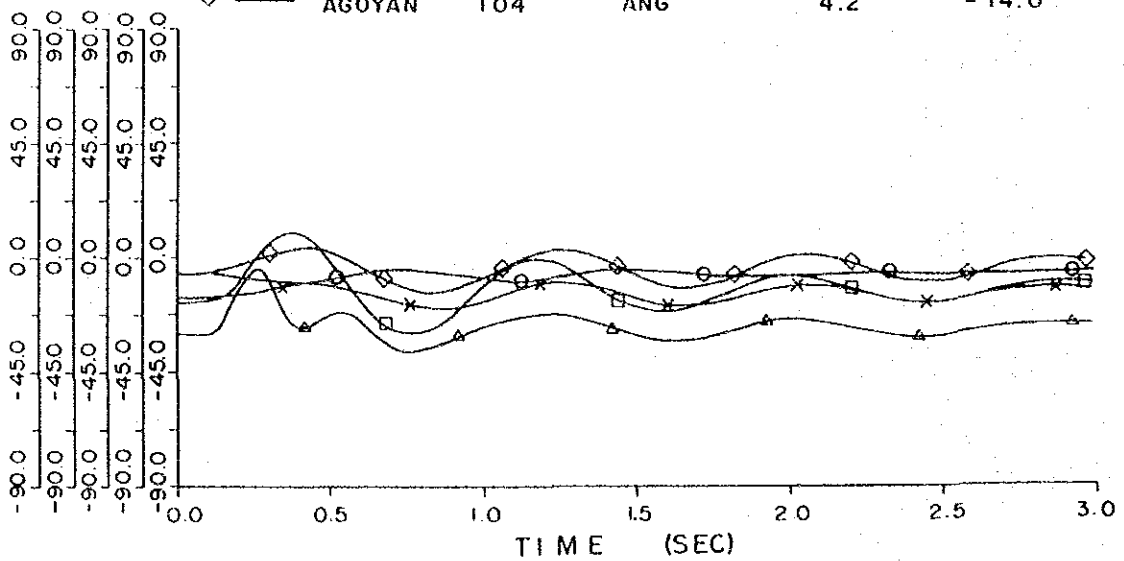
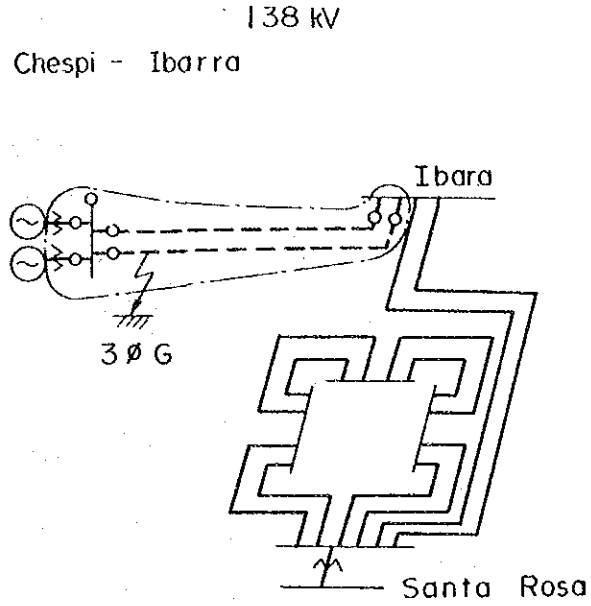


Fig. 8-7 Transient Stability of Pattern - 5



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-5

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	44.5	-24.1
○	INECEL	113	ANG	-6.4	-8.3
△	IBARRA	100	ANG	4.3	-31.9
x	DAULE.PE	106	ANG	-12.1	-22.3
◇	AGOYAN	104	ANG	2.1	-15.3

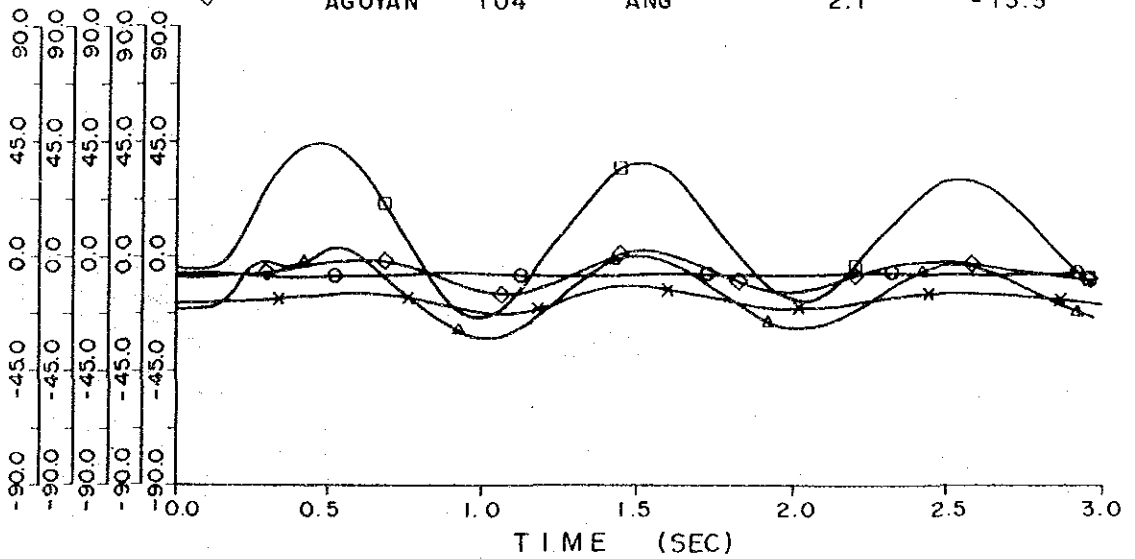
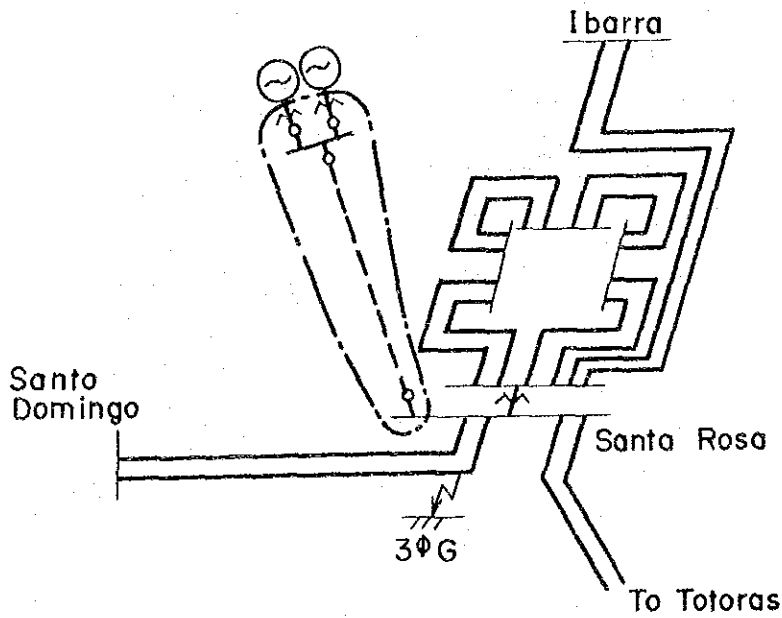


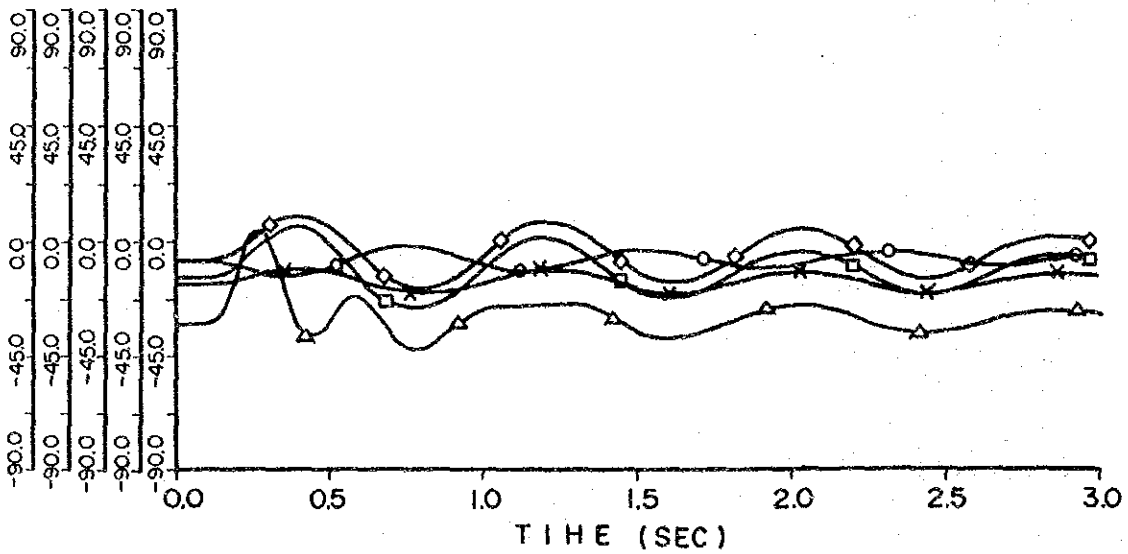
Fig. 8-8 Transient Stability of Pattern-6

230 kV  
Chespi - Santa Rosa



CHESPI PROJECT 1995 PATTERN-6

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	6.4	-27.5
○	INECEL	113	ANG	-1.6	-13.5
△	IBARRA	100	ANG	5.1	-42.9
x	DAULE, PE	106	ANG	-10.0	-21.0
◇	AGOYAN	104	ANG	10.6	-19.8



#### 8.3.4 Chespi送電系統の解析

Chispi送電線を138kV、2回線でSan Antonio(変)に引き込んだ場合の電力系統について計算を行い、各発電機の過渡安定度の検証を行なった。

尚、参考に1985年の送電系統についても計算を行なった。

##### a) 汐流計算

エクアドル国の全国連系系統(S. N. I)は現在、主要需要地であるQuito地区を連系する形で南北にのびているが、1987年には国の東側にできる230kV送電線によってループが構成される予定である。このため1995年には、需要が増加するにもかかわらず、送電線汐流は軽減され、設備容量を超過することは無い(Fig 8-9、8-10)

##### b) 電圧計算

1985年の全国連系系統(S. N. I)では、ほぼ全変電所で約95%~105%の電圧維持が可能であるが1995年には、Guayaquil系統及び1987年に完成する138kV長距離送電線の末端で電圧降下が大きくなる。Guayaquil系統においては、既設汽力発電所の活用により対処可能であるが、Sta. Elena、及びMachalaの等の末端変電所においては、電力用コンデンサーにより、無効電力を供給することが望ましい。本スタディでは両変電所に各々10MVAの電力用コンデンサーを付加し、約90%の電圧を確保した。

##### c) 安定度計算

Fig 8-11に1985年のFig 8-6、8-12、8-13に1995年の過渡安定度計算結果を示す。いずれの場合においても各発電機の動揺の振幅は小さく、同期が保たれておりChespi発電所が運転されることによる、安定度上の問題は無い。

##### d) 短絡容量(電流)計算

エクアドル国の電力系統は、長距離送電線で構成されており、系統規模も小さい。従って短絡容量は、ほぼ全域にわたって小さく138kV系統で20kA、230kV系統で20kAと40kAのしゃ断能力のあるしゃ断器を使用していることから特に問題になるところはない。









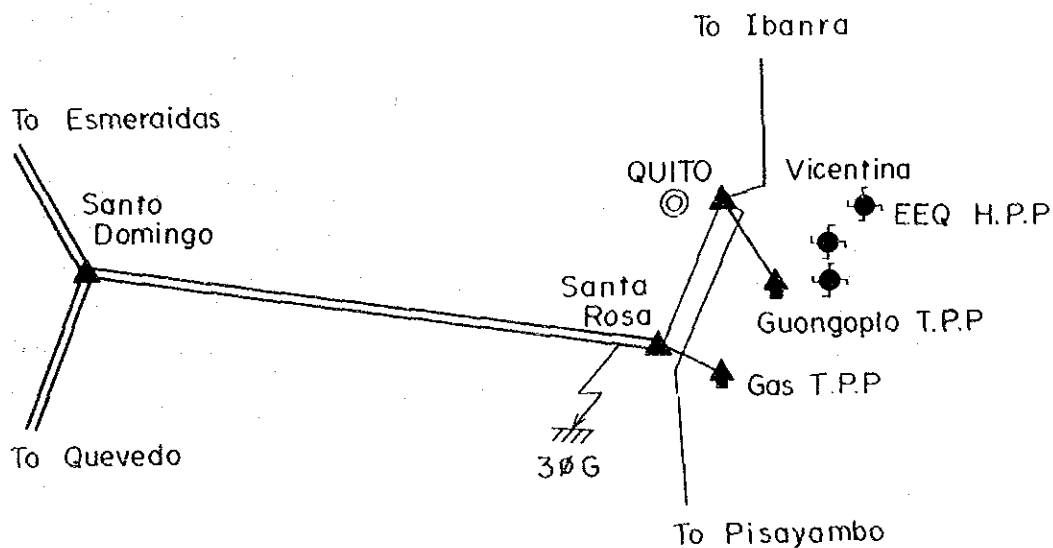








Fig. 8-11 Transient Stability in 1985 (Case-1)



CHESPI PROJECT 1985 CASE - I

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	IBARRA	100	ANG	- 5.6	-57.2
○	PUCARA	102	ANG	- 12.5	-45.5
△	AMBATO	103	ANG	- 27.4	-51.4
x	INECEL	113	ANG	- 8.7	-16.7
◇	GUANGOPL	114	ANG	- 25.3	-74.1

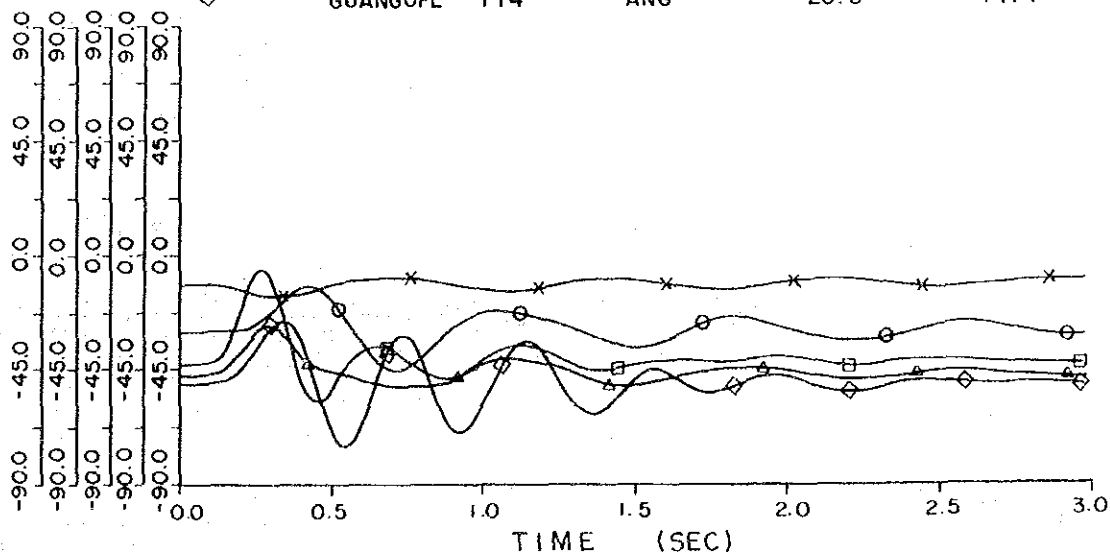
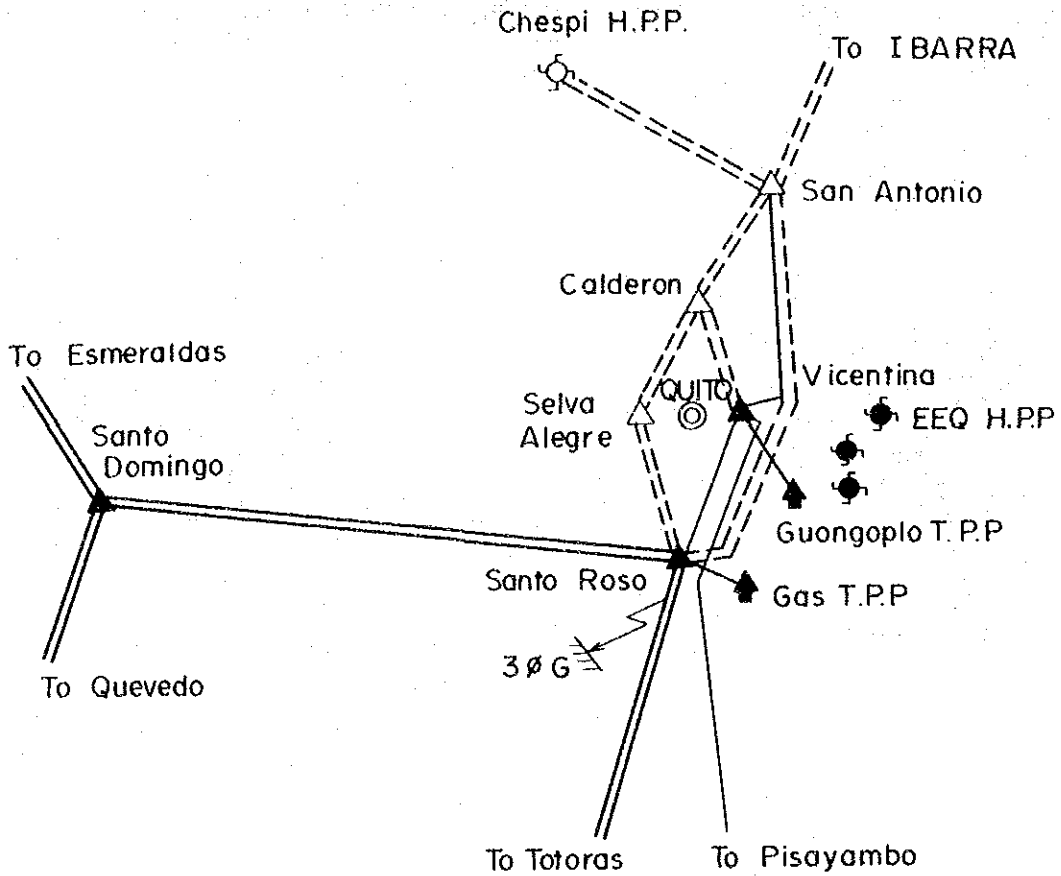


Fig. 8-12 Transient Stability in 1995 (Case-2)



CHESPI PROJECT 1995 CASE-3

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	- 2.2	-28.5
○	INECEL	113	ANG	- 2.9	-13.2
△	IBARRA	100	ANG	1.5	-39.1
x	PAULE.PE	106	ANG	- 9.9	-20.1
◇	AGOYAN	104	ANG	10.2	-14.6

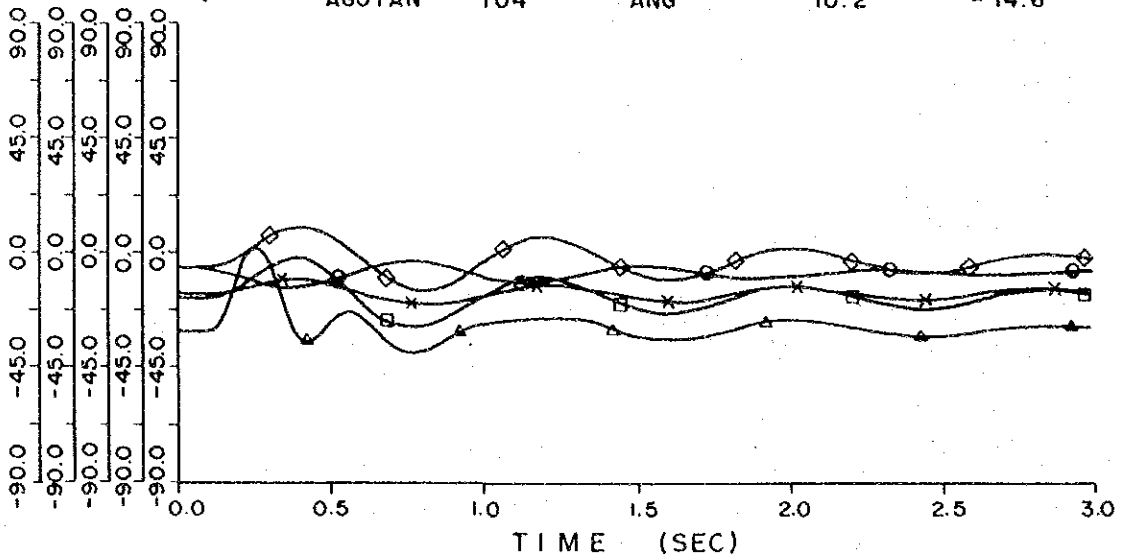
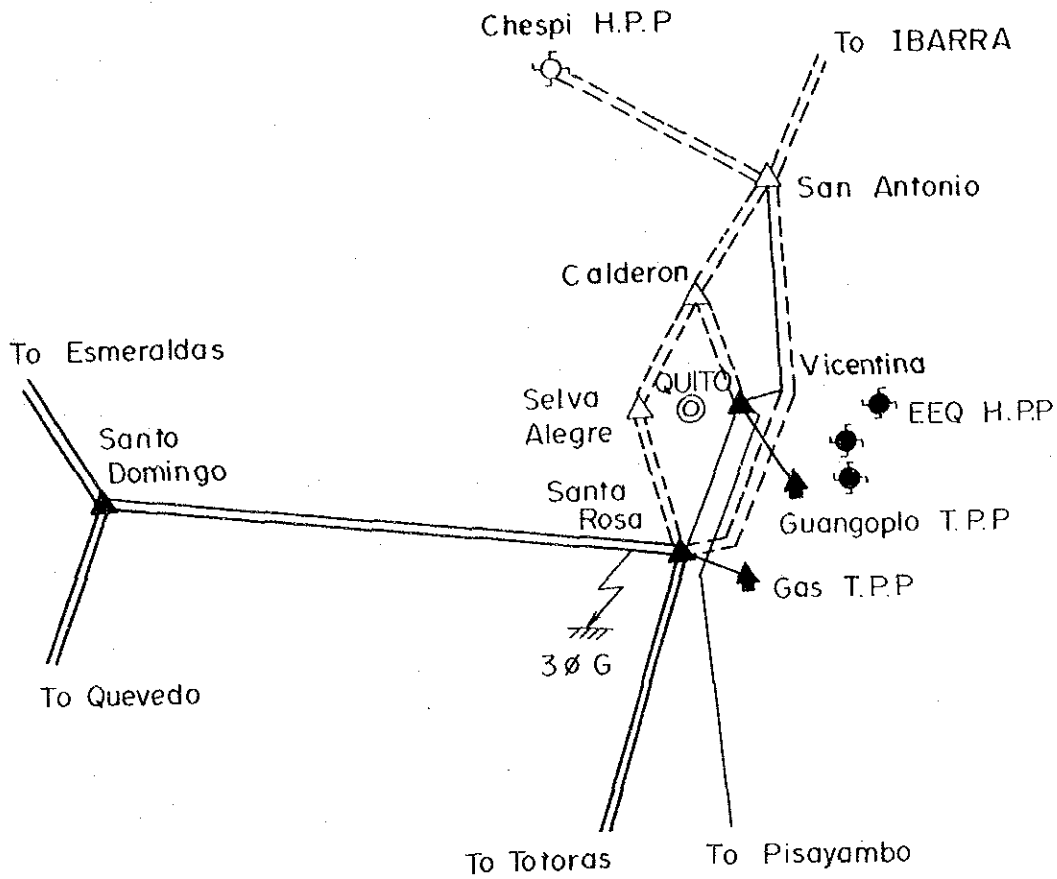


Fig. 8-13 Transient Stability in 1995 (Case-3)



CHESPI PROJECT 1995 CASE -2

	CASE	NAME	ITEM	MAX	MIN
□	CHESPI	111	ANG	- 0.3	-27.5
○	INECEL	113	ANG	- 2.3	-13.1
△	IBARRA	100	ANG	2.3	-37.8
x	PAULE. PE	106	ANG	-10.0	-19.0
◇	AGOYAN	104	ANG	9.6	-15.8

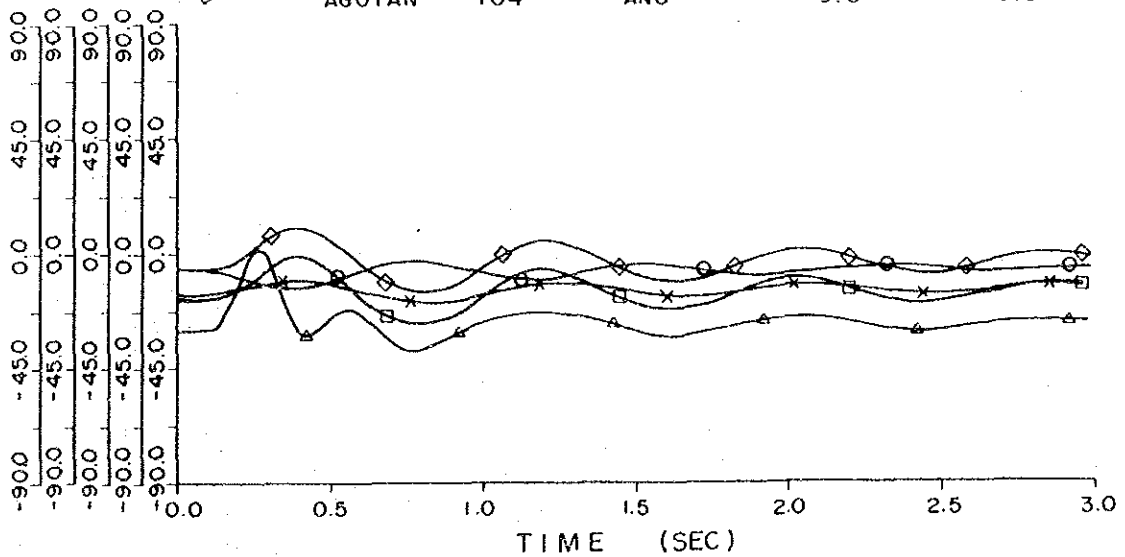








Fig. 8-14 Short Circuit Capacity in 1995

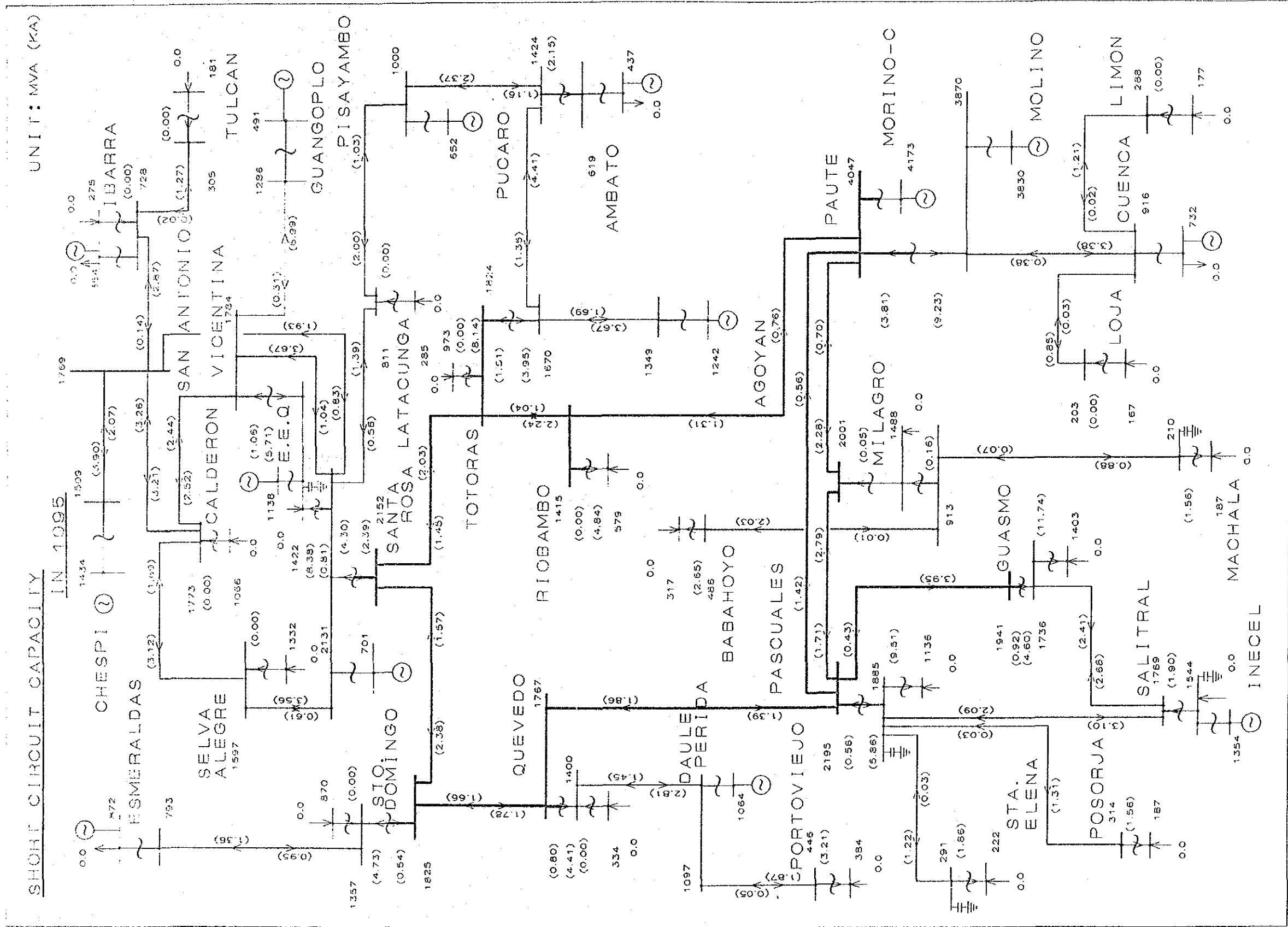
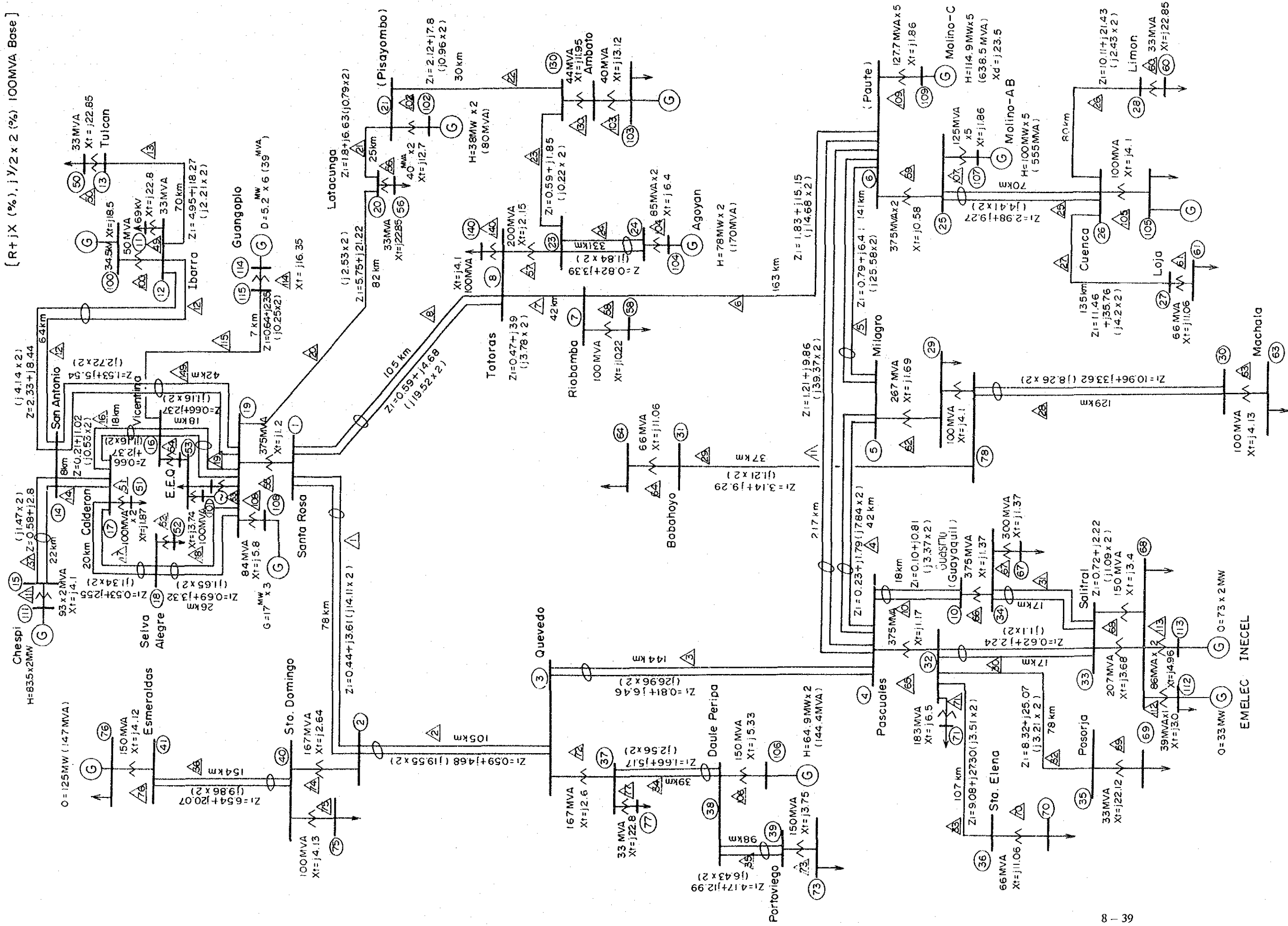








Fig. 8-16 Impedance Map in 1995





#### 8.4 結論と提言

Chespi計画が投入される1995年の全国連系系統は、230kVのループが構成されているため、系統運用上好ましい状態にある。この系統とChespi発電所を連系する送電ルートは、数ヶ所考えられるが、下記の点において優るPattern-4 (Chespi(発)～San Antonio(変))を推奨する。

- ・他のパターンに比較して、最も経済的である。
- ・首都 Quito市と北部地方の双方に対し、安定した供給力を確保できる。
- ・系統安定度上最も好ましい系統構成となる。

本計画の具体化に当たっては、将来における他計画と十分な整合をとることが望ましい。