

主保護の信号伝送方式は、電力線搬送方式で信号は常時送出故障時異周波数送出方式が採用されている。

また、再閉路装置は、高速度再閉路方式（無電圧時間1秒以下）で単相、三相再閉路機能を有している。

(b) 138kV送電系統では、主に距離継電方式が採用され一部には方向比較継電方式や過電流継電器方式が採用されている。

(3) 保護継電器の整定

保護継電器の整定については、INCECLより提供された保護継電器の整定表から主保護、後備保護継電器の整定関係および時間協調図を作成し、

- (1) 負荷インピーダンスで動作しないこと
- (2) 隣接区間の時間協調が取れていること

の確認を行った。

なお、負荷インピーダンスは送電線容量から次表の通りとした。

電線仕様	容量 (P)	電圧 (V)	負荷インピーダンス (ZL)	備考
1113 MCM	448MVA	230KV	106 Ω ∠ ± 30	$ZL = \frac{(V [KV])^2 \times 0.9}{P [MVA]}$
477 MCM	158MVA	138KV	108 Ω ∠ ± 30	
397.5MCM	141MVA	138KV	122 Ω ∠ ± 30	

検討の結果は、次のとおりであった。

(a) 230kV送電系統

230kV送電線系統の保護継電器整定関係を Fig. 7-3, Fig. 7-4 に示す。

また、後備保護の時間協調図を Fig. 7-5 に示す。

- 1) 主保護継電器および後備保護継電器の整定で負荷インピーダンスで誤動作する可能性のある区間はない。
- 2) 後備保護継電器の自区間、隣接区間との時間協調について検討した結果、第三段の時限整定が、隣接区間の第二段リーチと重複する区間が見受けられる。

(b) 138kV送電系統

138kV送電線系統の保護継電器整定関係及び時間協調図を Fig. 7-6 (1~9) に示す。

保護継電器の整定検討にあたっては、前項7.3.1(2)で指摘した、保護継電設備のない若しくは、不明の区間は、対向端子の整定のみ検討した。

検討結果、次の整定見直しを推奨する。

- 1) CUENCA-ROJA間のCUENCA端は、短絡・地絡の第一段及び第二段のリーチが同整定となっているので保護範囲をLOJA端の母線保護若しくは、変圧器の後備保護を兼ねる範囲として第二段の整定を短絡・地絡とも120%~15%程度とすること。
- 2) PASCUALES-STA. ELBNA間のPASCUALBS端は、短絡・地絡の第一段及び第二段の整定に差が少ないので保護範囲を STA. ELBNAA端の母線保護若しくは、変圧器の後備保護を兼ねる範囲として第二段の整定を短絡・地絡とも120%~150%程度とすること。

(4) 保護継電方式の考察

SNIでは、電力系統の形態、送電線の電圧階級および適用系統により保護継電方式を選定している。即ち、230kV送電線系統では、方向比較継電方式、138kV送電線系統では、距離継電方式や過電流継電方式である。

各種保護継電方式の一般的な特徴を Table 7-3 に示す。

各種保護継電方式には長所・短所があり、方向比較継電方式では、多重事故時に事故相選別が出来ないため多相再開路の適用が困難であることや、微地絡の検出が困難となる。また、過電流継電方式は、方向性がないため両端電源の場合は時間協調が取れないなどの問題がある。

今後、保護継電設備の老朽化や電力系統のニーズにより設備を更新する場合には上記の対策を図った保護継電方式の採用が望まれる。

また、保護継電方式の例として、最近275kV、500kV系統において各相位相比較継電方式や電流差動方式等採用されているが、これらの方式を採用するには、現行の電力線搬送方式では伝送できる情報量が足りないため、伝送速度が早く、また、容量が大きいマイクロ波通信設備等の新設が必要となって来る。



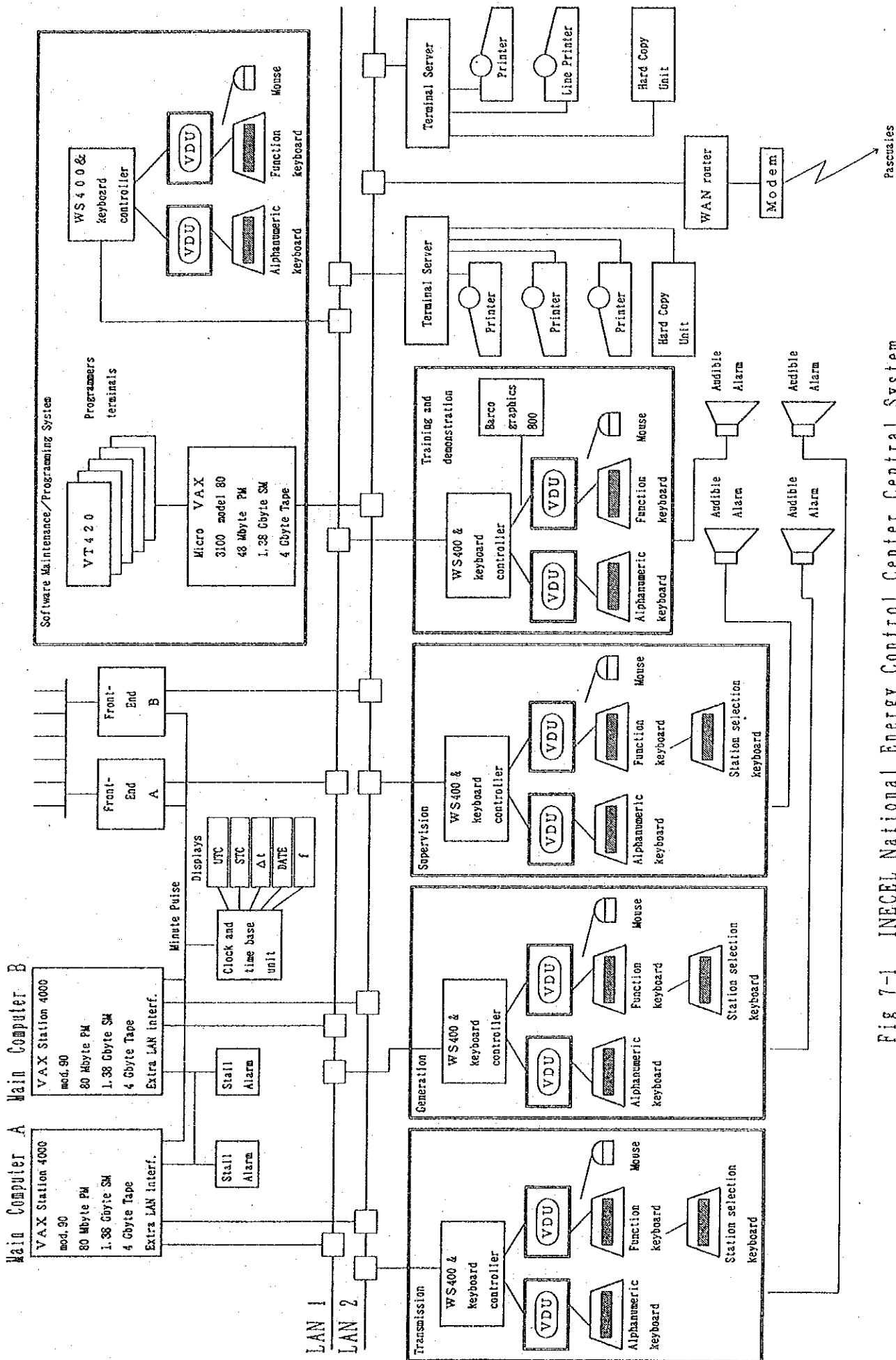
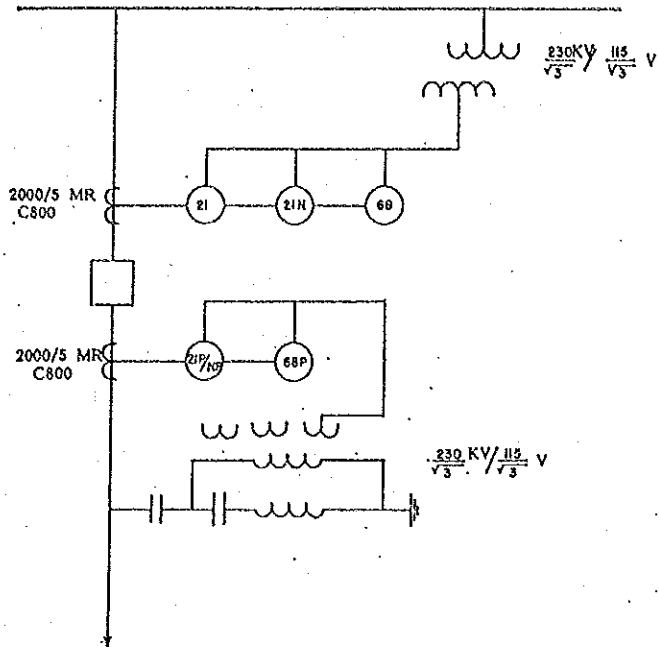


Fig 7-1 INECEL National Energy Control Center Central System



230 KV LINE PROTECTION



138 KV LINE PROTECTION

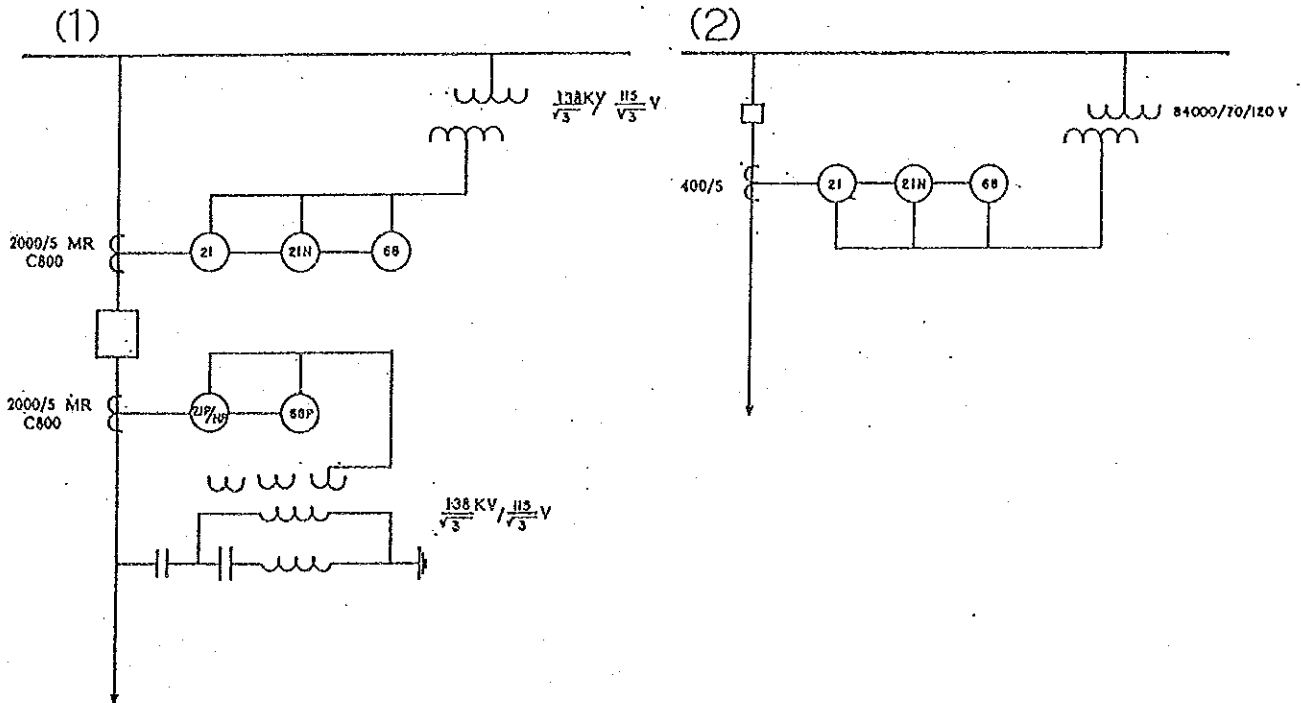


Fig. 7-2 Protective Relay System







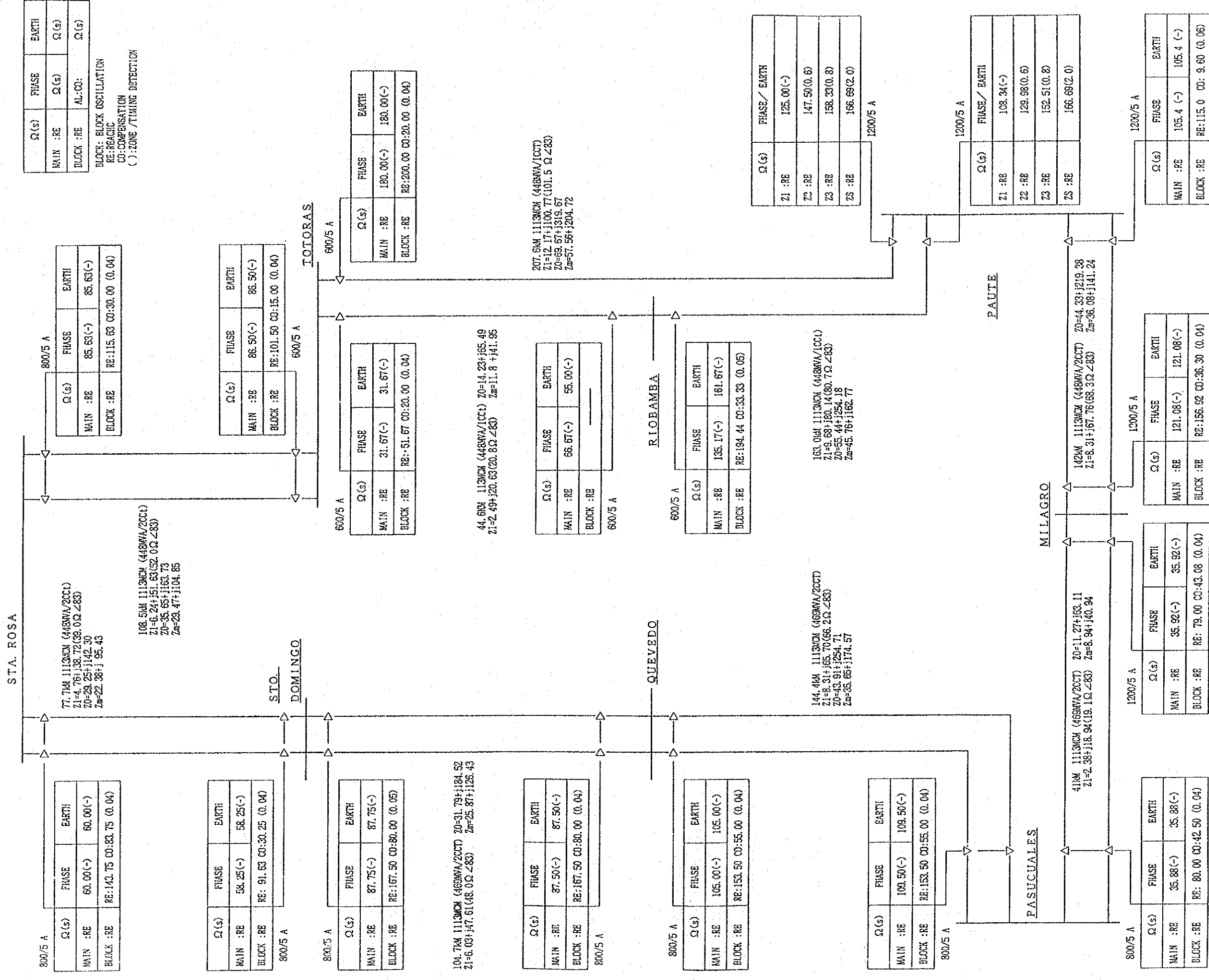


Fig. 7-3 230kV SNI Primary Protection



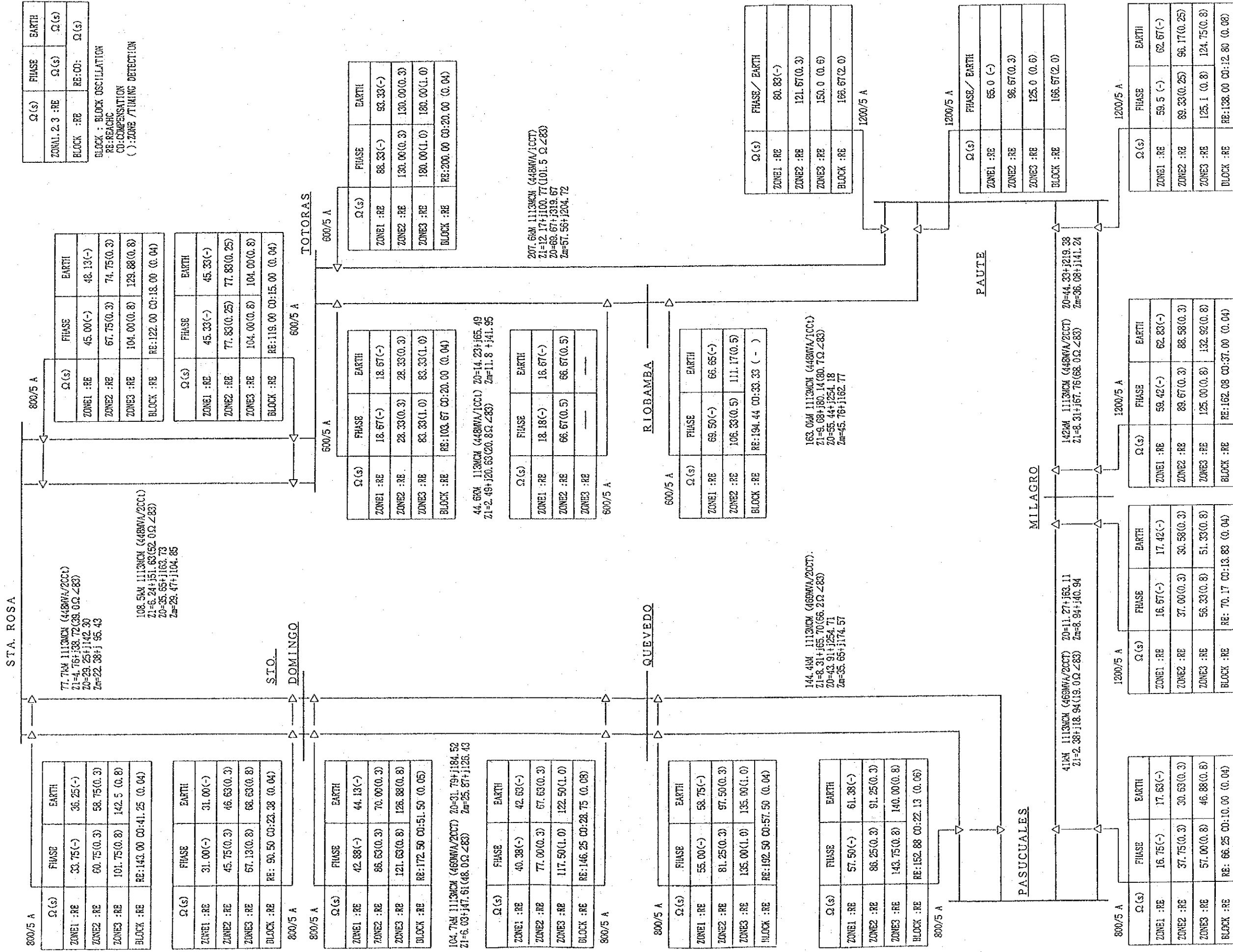


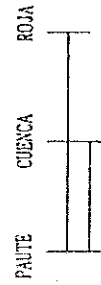
Fig. 7-4 230kV SNI Secondary Protection







# 138 kV SNI PROTECTION



MAIN		SECONDARY		BLOCK	
PHASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATIONS  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 (-): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	54.50 (-)	30.00 (-)	51.00 (0.5)	---	---
EARTH	54.92 (-)	29.70 (-)	52.00 (0.5)	---	---

70.000MVA 397.5MVA (141MW/20CT) Zm=20.78+j74.44  
 Z1=11.35+j35.29 (37  $\Omega$  < 72) Z0=32.09+j144.02

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	81.84 (-)	31.44 (-)	60.48 (0.2)	---	---
EARTH	55.68 (-)	33.84 (-)	60.48 (0.2)	---	---

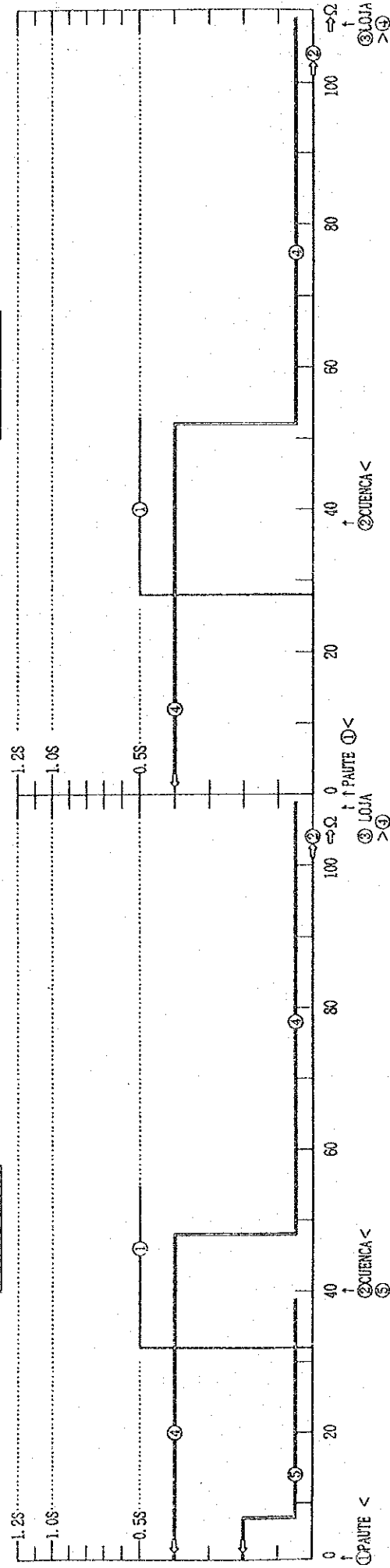
132.70MVA 397.5MVA (141MW/10CT)  
 Z1=21.82+j68.10 (72  $\Omega$  < 72) Z0=54.33+j227.98

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	73.47 (-)	73.47 (0.3)	---	---
EARTH	---	72.00 (-)	72.00 (0.3)	---	---

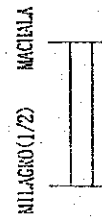
PHASE

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	59.21 (-)	115.98 (0.4)	---	---
EARTH	---	58.50 (-)	115.98 (0.4)	---	---

EARTH



# 138 kV SNI PROTECTION



MAIN		SECONDARY		BLOCK	
PHASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATIONS  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 (-): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	54.50 (-)	91.00 (0.3)	---	---
EARTH	---	59.00 (-)	107.10 (0.3)	---	---

133.70MVA 397.5MVA (141MW/20CT) Zm=40.05+j143.57  
 Z1=21.82+j62.85 (67  $\Omega$  < 71) Z0=58.08+j227.75

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	54.50 (-)	158.00 (0.3)	---	---
EARTH	---	59.00 (-)	125.00 (0.3)	---	---

PHASE

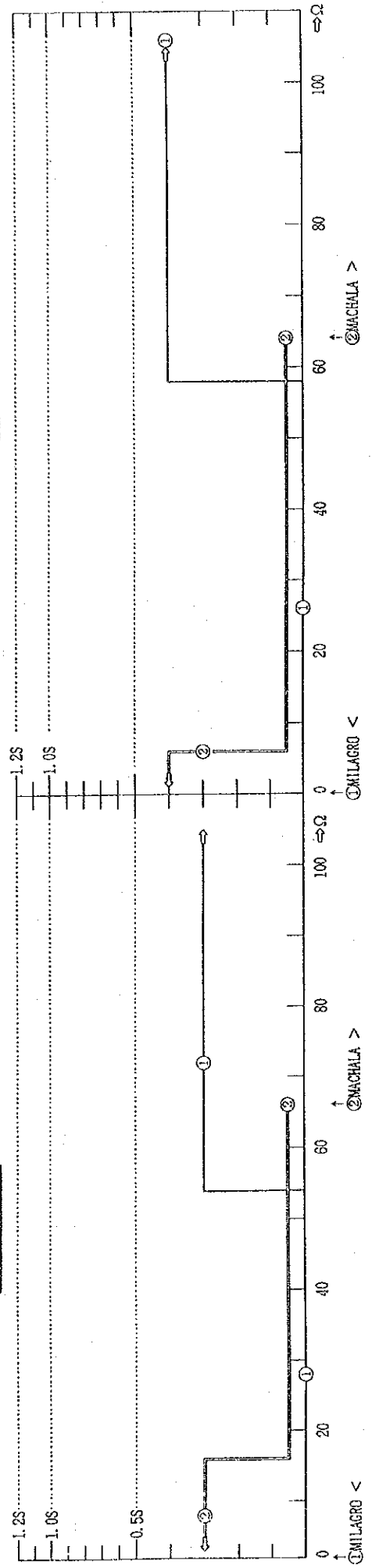


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (1/9)





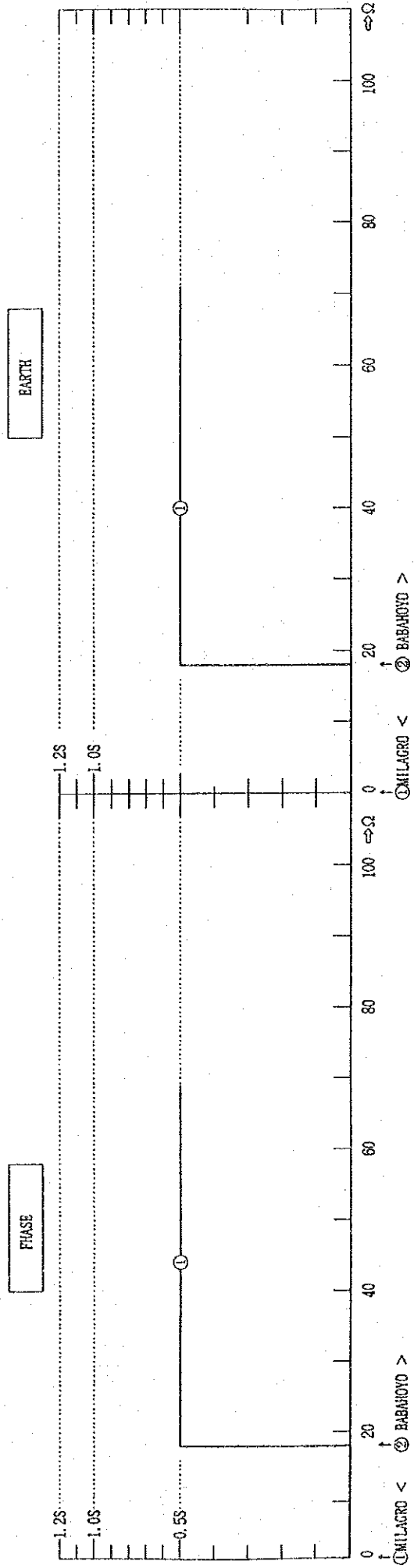
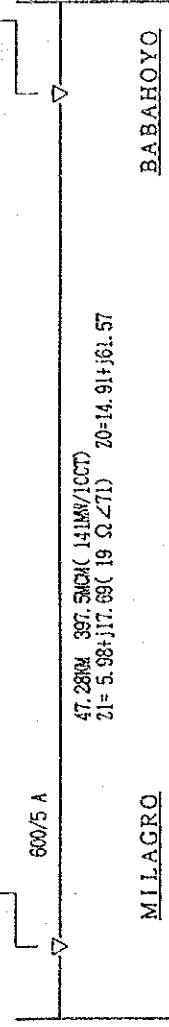
138KV SNI PROTECTION

MILAGRO(2/2) BABAHYO

BLOCK: BLOCK OSCILLATIONS		BLOCK	
RE: REACH		RE: / CO:	
CO: COMPENSATION		Ω (s)	
CT: ZONE/TIMING DETECTION		Ω (s)	
CT: PRIMARY / SECONDARY		Ω (s)	

Ω (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	13.80(-)	68.10(0.5)	—
EARTH	—	18.80(-)	68.10(0.5)	— / —

Ω (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	—	—	—
EARTH	—	—	—	— / —



138KV SNI PROTECTION

PASCUALES(1/4) SALITRAL

BLOCK: BLOCK OSCILLATION		BLOCK	
RE: REACH		RE: / CO:	
CO: COMPENSATION		Ω (s)	
CT: ZONE/TIMING DETECTION		Ω (s)	
CT: PRIMARY / SECONDARY		Ω (s)	

Ω (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2	
PHASE	13.05(-)	7.15(-)	18.05(0.3)	30.00(0.8)
EARTH	13.05(-)	7.70(-)	12.65(0.3)	24.75(0.8)

Ω (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2	
PHASE	15.15(-)	7.20(-)	20.10(0.3)	—
EARTH	16.20(-)	7.35(-)	15.30(0.3)	— / —

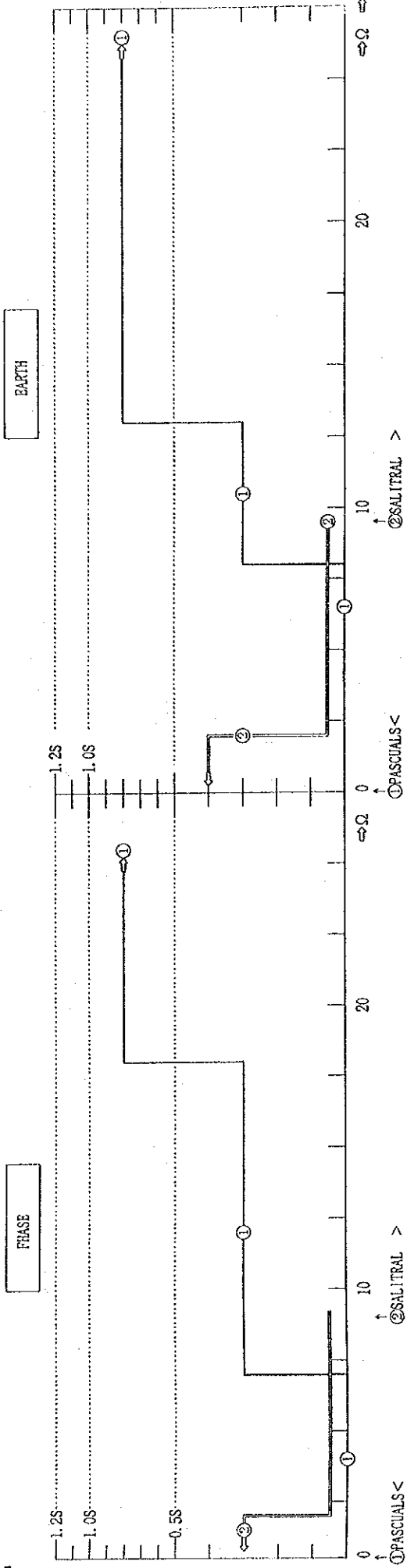
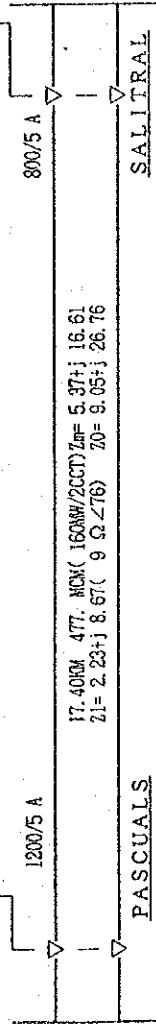


Fig. 7-6 138KV SNI Protection (2/9)



# 138 kV SNI PROTECTION

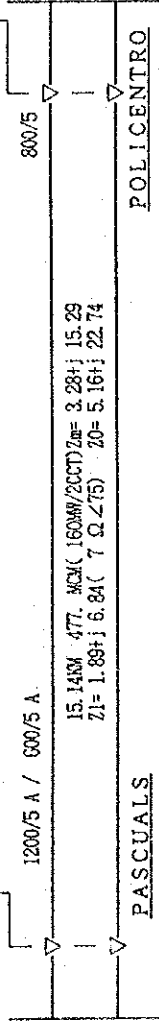
PASCUALES(2/4) POLICENTRO

MAIN		SECONDARY		BLOCK	
FASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)

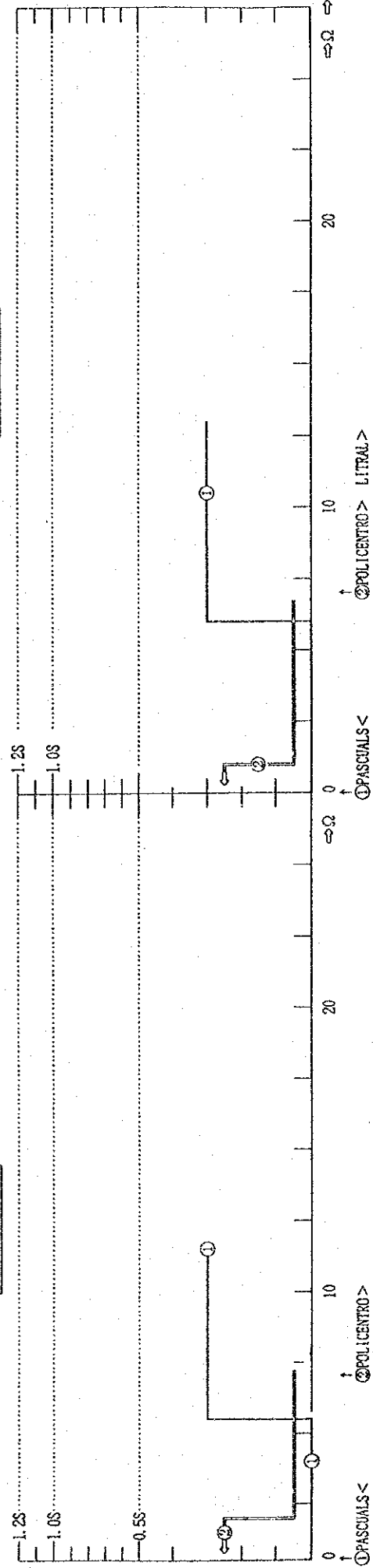
BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 (-): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:	
	ZONE1	ZONE2		ZONE3
FASE	14.20(-)	5.80(-)	11.50(0.3)	— / —
EARTH	14.15(-)	5.65(-)	12.90(0.3)	— / —

$\Omega$ (s)	MAIN			SECONDARY	
	ZONE1	ZONE2	ZONE3	ZONE1	ZONE2
FASE	5.70(-)	10.80(0.25)	14.03(0.6)	5.70(-)	8.63(0.25)
EARTH	5.70(-)	10.80(0.25)	14.03(0.6)	5.70(-)	8.63(0.25)



PHASE



# 138 kV SNI PROTECTION

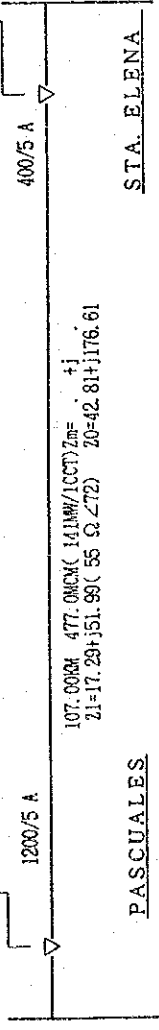
PASCUALES(3/4) STA. ELENA

MAIN		SECONDARY		BLOCK	
FASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO:	$\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 (-): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
FASE	54.70(-)	59.80(0.25)	— / —
EARTH	53.50(-)	59.00(0.25)	— / —

$\Omega$ (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
FASE	43.65(-)	82.05(0.25)	— / —
TIERRA	43.65(-)	83.10(0.25)	— / —



PHASE

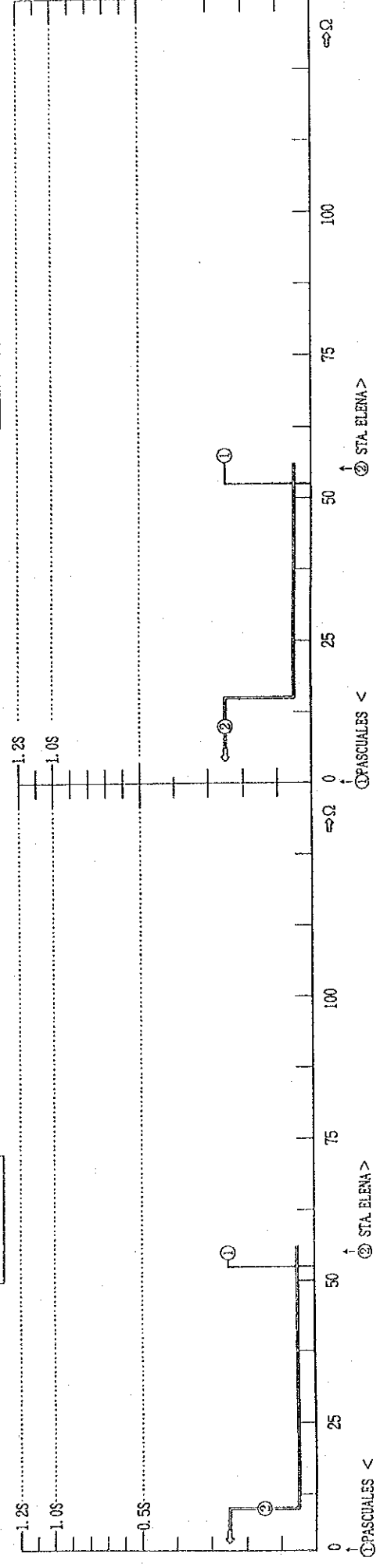


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (3/9)



# 138KV SNI PROTECTION

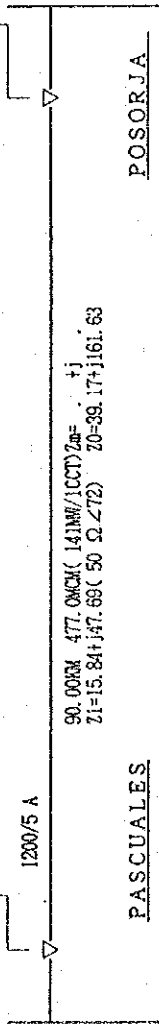
PASCUALES(4/4) POSORJA

PHASE	Ω (s)	MAIN	SECONDARY	BLOCK
EARTH	Ω (s)	Ω (s)	Ω (s)	RE: / CO: Ω (s)

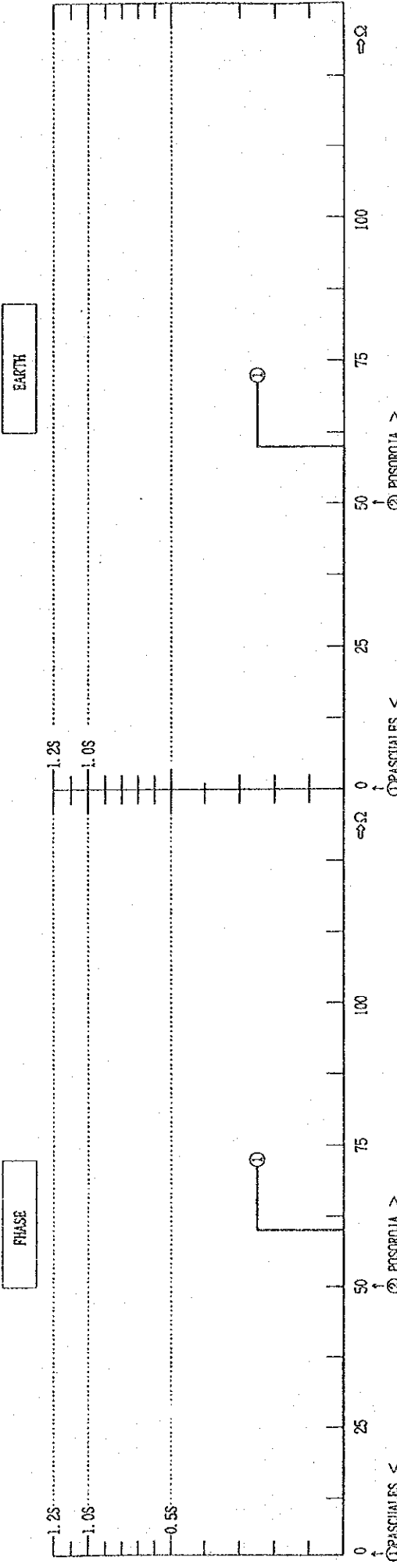
BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
RE: REACH  
CO: COMPENSATION  
( ): ZONE/TIMING DETECTION  
CT: PRIMARY / SECONDARY

Ω (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
PHASE	61.70(-)	74.10(0.25)	
EARTH	61.00(-)	74.50(0.25)	

Ω (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
PHASE			
EARTH			



90.00VM 477.0MCM( 141MM/1CCT)Zm= +j  
Z1=15.84+j47.69( 50 Ω Z72) Z0=39.17+j161.63



# 138KV SNI PROTECTION

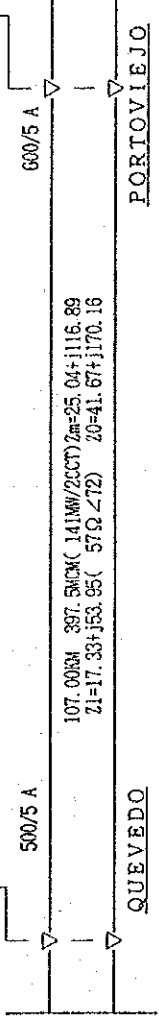
QUEVEDO PORTOVIEJO

PHASE	Ω (s)	MAIN	SECONDARY	BLOCK
EARTH	Ω (s)	Ω (s)	Ω (s)	RE: / CO: Ω (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
RE: REACH  
CO: COMPENSATION  
( ): ZONE/TIMING DETECTION  
CT: PRIMARY / SECONDARY

Ω (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
PHASE	84.72(-)	43.80(0.4)	
EARTH	87.00(-)	47.52(0.4)	

Ω (s)	SECONDARY		BLOCK RE: / CO:
	ZONE1	ZONE2	
PHASE	54.80(-)	34.20(0.3)	
EARTH	54.80(-)	47.20(0.3)	



107.00VM 397.5MCM( 141MM/2CCT)Zm=25.04+j116.89  
Z1=17.33+j53.95( 57Ω Z72) Z0=41.67+j170.19

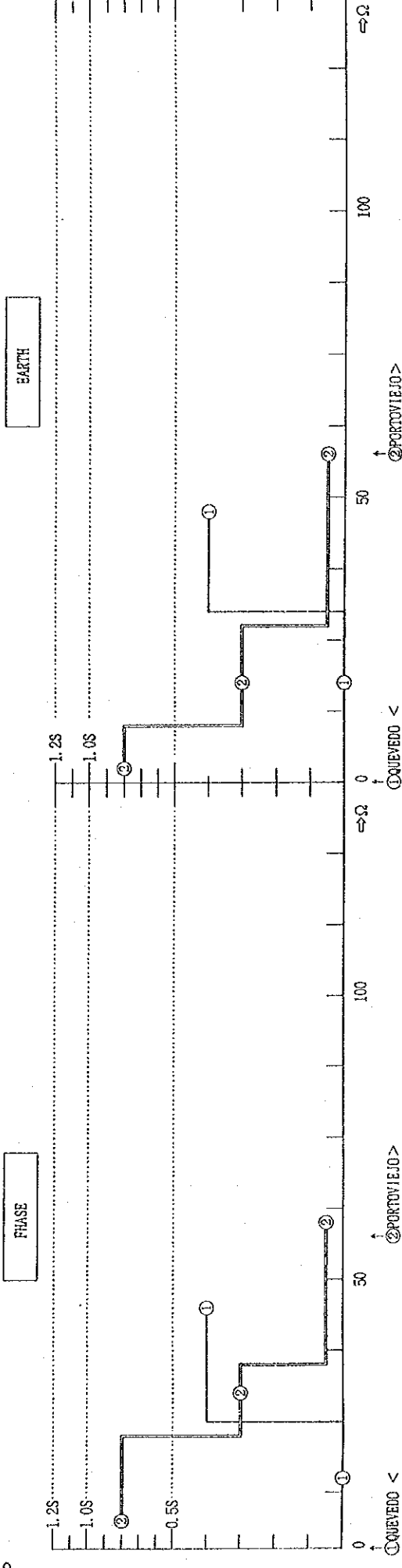


Fig. 7-6 138KV SNI Protection (4/9)



138KV SNI PROTECTION

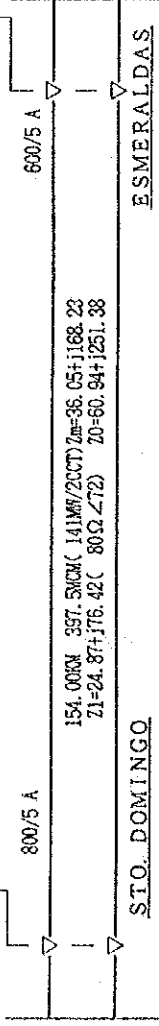
STO. DOMINGO ESMERALDAS

	MAIN	SECONDARY	BLOCK
PHASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 ( ): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

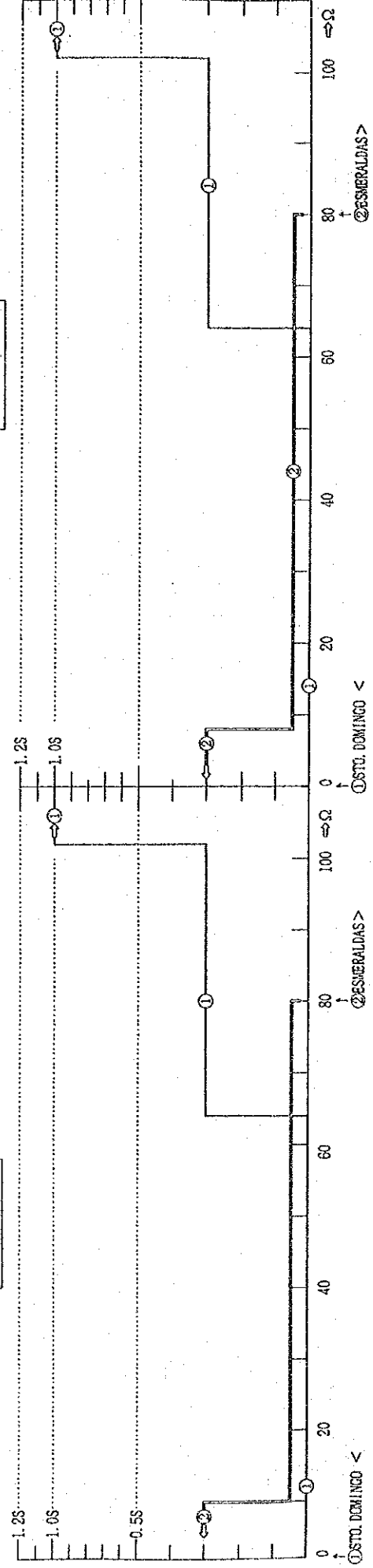
$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	120.00(-)	64.20(-)	102.00(0.3)	168.00(1.0)	- / -
EARTH	120.00(-)	64.20(-)	102.00(0.3)	168.00(1.0)	- / -

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	119.60(-)	70.20(-)	105.00(0.3)	145.30(0.8)	- / -
EARTH	119.60(-)	71.50(-)	125.30(0.3)	162.70(0.8)	- / -



PHASE

EARTH



138KV SNI PROTECTION

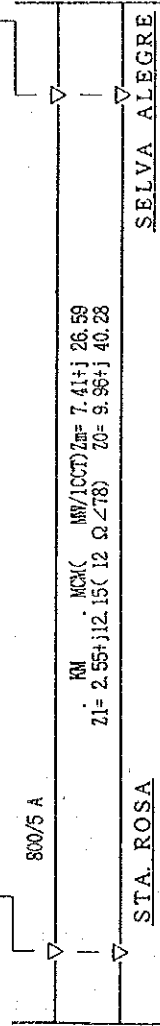
STA. ROSA(1/3) SELVA ALEGRE

	MAIN	SECONDARY	BLOCK
PHASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 ( ): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	9.90(-)	20.63(0.4)	---	- / -
EARTH	---	10.65(-)	22.50(0.4)	---	- / -

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
PHASE	---	---	---	---	- / -
EARTH	---	---	---	---	- / -



PHASE

EARTH

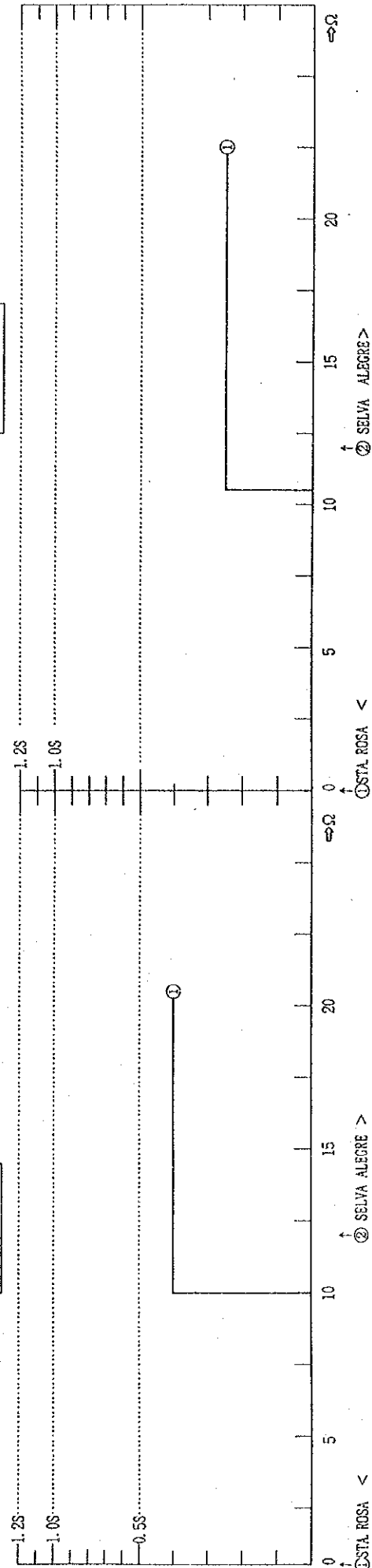


Fig. 7-6 138KV SNI Protection (5/9)





# 138KV SNI PROTECTION

STA. ROSA (2/3)

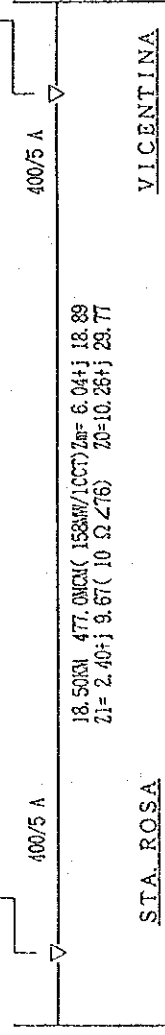
PHASE	MAIN	SECONDARY	BLOCK
EARTH	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO: $\Omega(s)$

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
RE: REACH  
CO: COMPENSATION  
( ): ZONE/TIMING DETECTION  
CT: PRIMARY / SECONDARY

IBARRA  
GUANGPOLO  
PISAYANBO

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK
	RE	ZONE1	ZONE3	
PHASE	33.00(-)	7.95(-)	33.53(0.5)	RE: / CO: ---
EARTH	57.20(-)	8.48(-)	33.75(0.5)	RE: / CO: ---

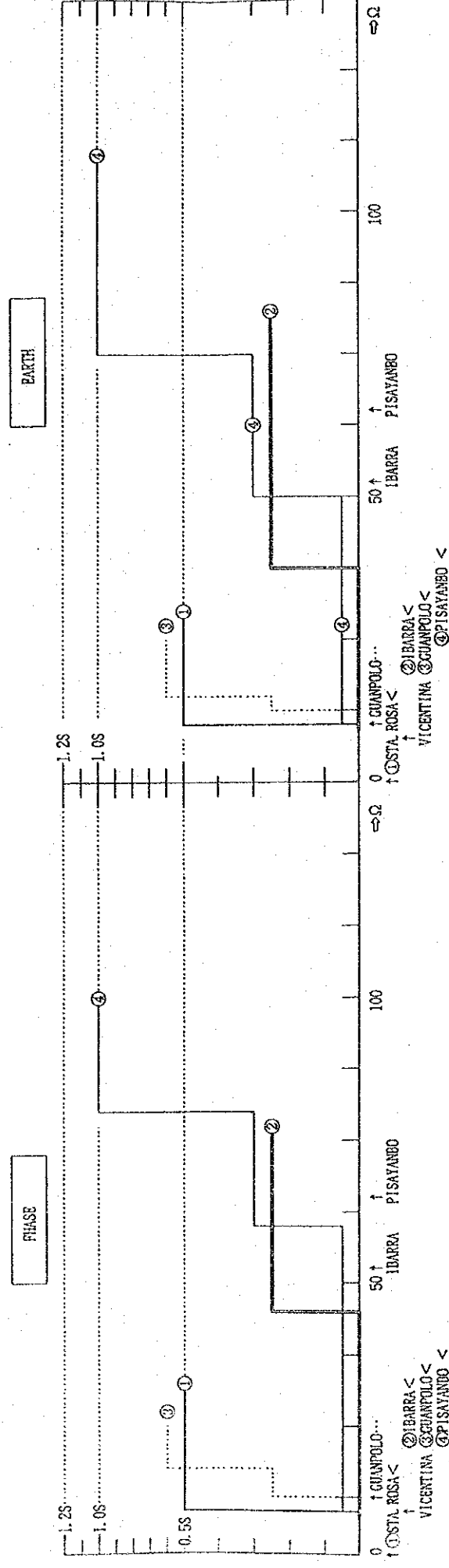
$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK
	RE	ZONE1	ZONE3	
PHASE	20.40(-)	7.65(-)	12.75(0.3)	RE: / CO: 45.45(0.8)
EARTH	20.70(-)	7.65(-)	12.75(0.3)	RE: / CO: 45.45(0.8)



18.50MVA 477.0MVA (158MW/10CT)  $Z_{0p} = 6.04 + j 18.89$   
 $Z_1 = 2.40 + j 9.67$  (10  $\Omega$  < 76)  $Z_0 = 10.28 + j 29.77$

STA. ROSA

VICENTINA



50 ↑ IBARRA PISAYANBO  
 50 ↑ IBARRA PISAYANBO  
 50 ↑ IBARRA PISAYANBO

↑ GUANGPOLO...  
 ↑ STA. ROSA <  
 VICENTINA < GUANGPOLO <  
 PISAYANBO <

# 138KV SNI PROTECTION

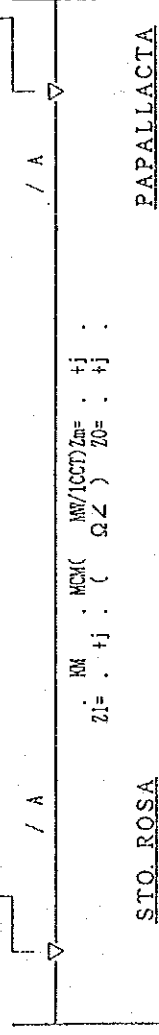
STA. ROSA (3/3)

PHASE	MAIN	SECONDARY	BLOCK
EARTH	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO: $\Omega(s)$

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
RE: REACH  
CO: COMPENSATION  
( ): ZONE/TIMING DETECTION  
CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK
	RE	ZONE1	ZONE3	
PHASE				RE: / CO: /
EARTH				RE: / CO: /

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK
	RE	ZONE1	ZONE3	
PHASE				RE: / CO: /
EARTH				RE: / CO: /



18.50MVA 477.0MVA (158MW/10CT)  $Z_{0p} = 6.04 + j 18.89$   
 $Z_1 = 2.40 + j 9.67$  (10  $\Omega$  < 76)  $Z_0 = 10.28 + j 29.77$

STA. ROSA

PAPALLACTA

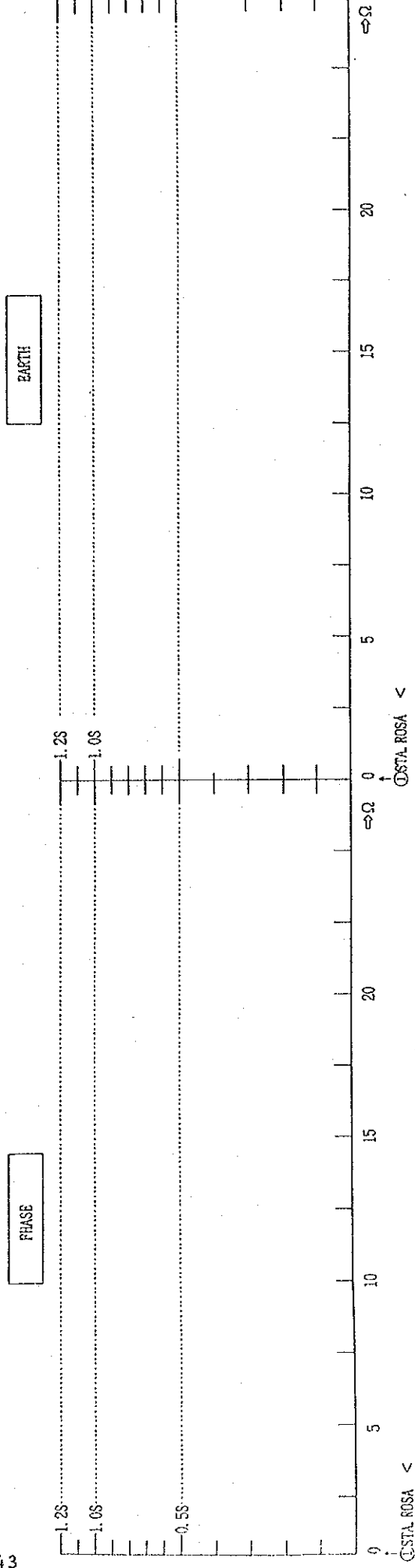
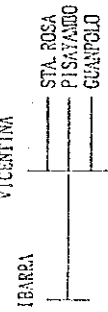


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (6/9)



# 138 kV SNI PROTECTION

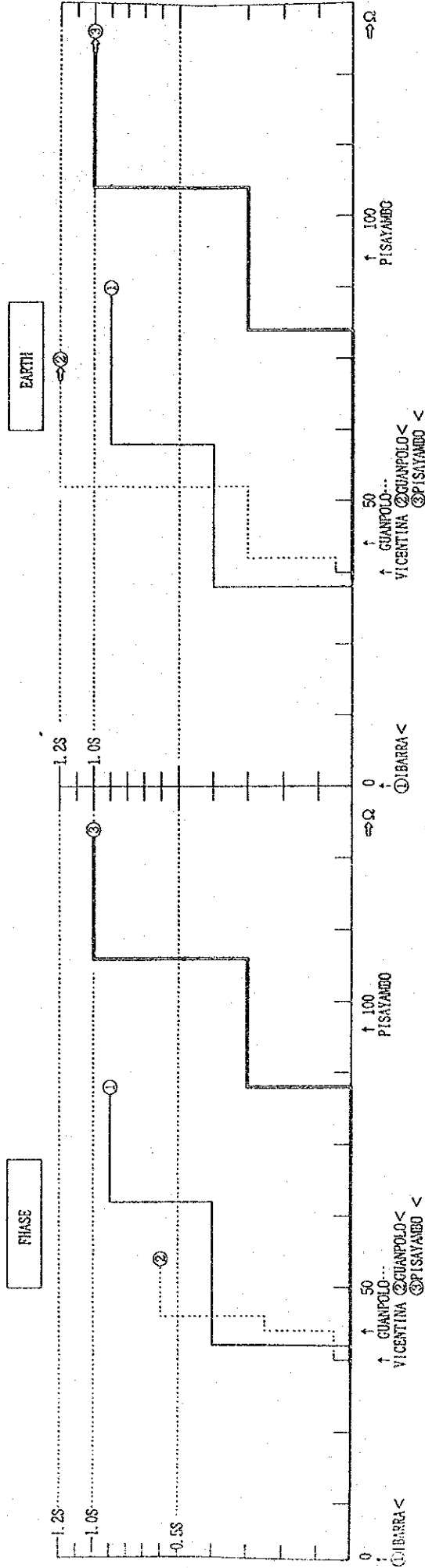
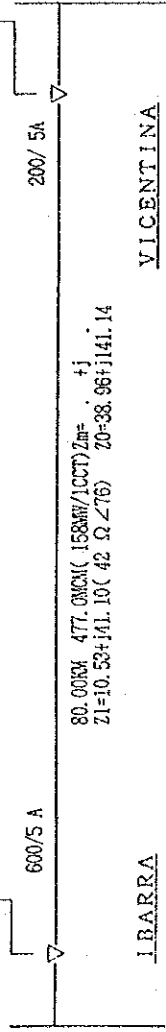


BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 ( ): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

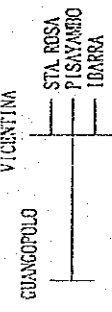
	MAIN	SECONDARY	BLOCK
FIASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
FIASE	—	39.50(-)	66.70(0.4)	85.70(0.9)	— / —
EARTH	—	37.00(-)	62.50(0.4)	90.90(0.9)	— / —

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
FIASE	—	36.00(-)	69.00(0.25)	99.00(0.8)	— / —
EARTH	—	36.00(-)	69.00(0.25)	99.00(0.8)	— / —



# 138 kV SNI PROTECTION



BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 ( ): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

	MAIN	SECONDARY	BLOCK
FIASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
FIASE	—	3.15(-)	25.05(0.3)	40.50(1.2)	— / —
EARTH	—	2.85(-)	15.00(0.3)	37.50(1.2)	— / —

$\Omega$ (s)	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:	
	MAIN RE	ZONE1	ZONE2		ZONE3
FIASE	—	3.30(-)	6.00(0.4)	15.00(0.6)	— / —
EARTH	—	(-)	6.00(0.25)	15.00(0.6)	— / —

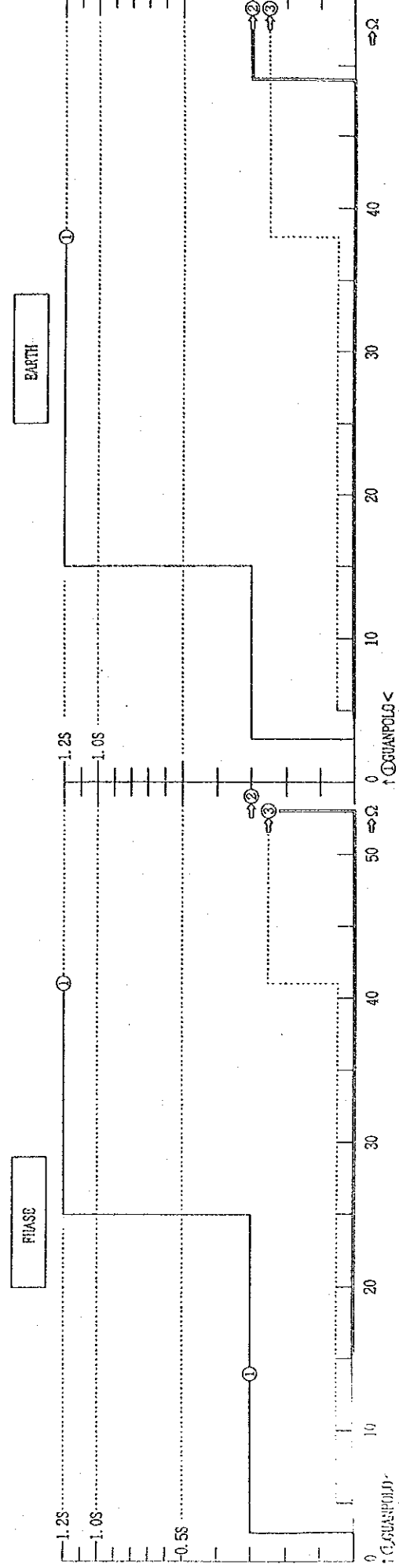
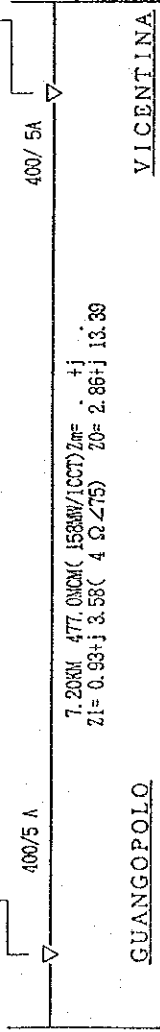
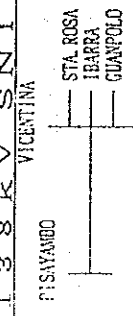


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (7/9)



# 138 kV SNI PROTECTION

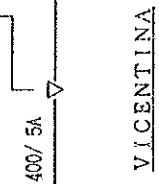
MAIN		SECONDARY		BLOCK	
PHASE	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO:	$\Omega(s)$
EARTH	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO:	$\Omega(s)$



$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	48.45(-)	68.25(0.3)	90.00(1.2)
EARTH	—	45.45(-)	68.25(0.3)	100.05(1.2)

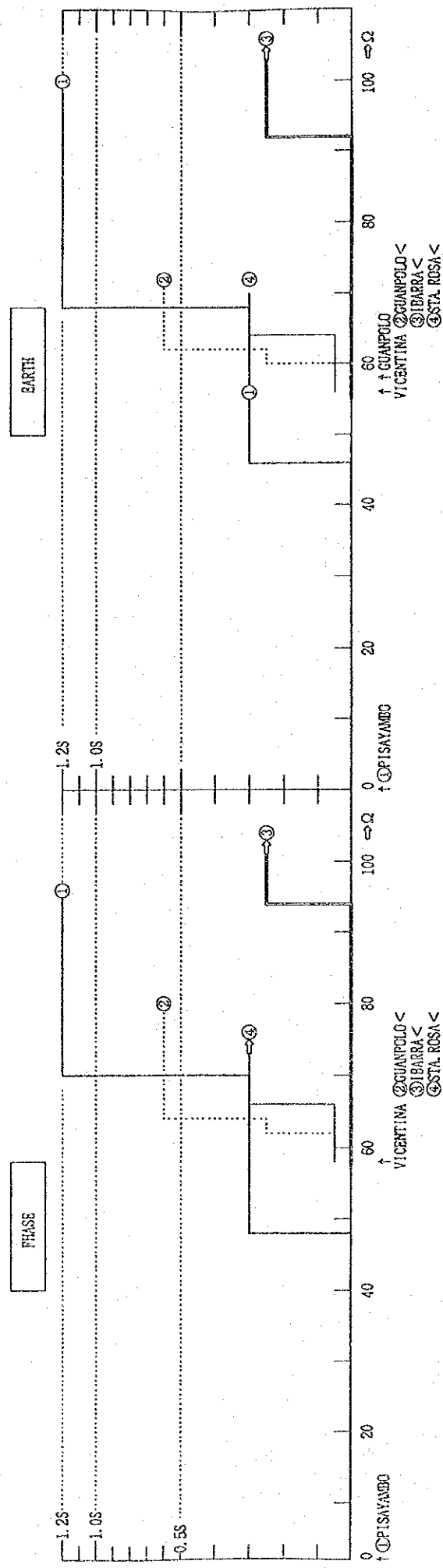
$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	48.00(-)	70.50(0.3)	90.00(1.0)
EARTH	—	44.10(-)	75.00(0.3)	108.45(1.0)

114.00KV 477.0MVA (158MW/10CT) Z<sub>0</sub>=10.26+j 29.77  
 Z<sub>1</sub>=14.30+j55.17 ( 57  $\Omega$  Z<sub>76</sub>) Z<sub>0</sub>=46.71+j200.15



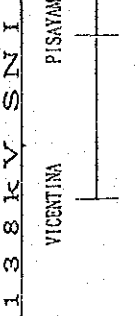
PISAYAMBO

VICENTINA



# 138 kV SNI PROTECTION

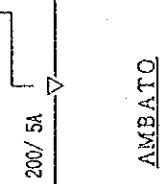
MAIN		SECONDARY		BLOCK	
PHASE	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO:	$\Omega(s)$
EARTH	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	$\Omega(s)$	RE: / CO:	$\Omega(s)$



$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	10.20(-)	15.45(0.4)	21.45(1.2)
EARTH	—	10.20(-)	15.45(0.4)	21.45(1.2)

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	10.50(-)	23.10(0.25)	60.00(0.8)
EARTH	—	10.20(-)	23.40(0.25)	60.00(0.8)

30.00KV 477.0MVA (158MW/10CT)  
 Z<sub>1</sub>= 3.35+j12.80 ( 13  $\Omega$  Z<sub>75</sub>) Z<sub>0</sub>=10.13+j 47.90



PISAYAMBO

AMBATO

TUTORAS

7.00KV 396.5MVA (158MW/10CT)  
 Z<sub>1</sub>= 1.12+j 3.52 ( 4  $\Omega$  Z<sub>72</sub>) Z<sub>0</sub>= 2.82+j 11.83

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	> I-TAP 6 amp DIAL 1.5 INST: 7 amp	—	—
EARTH	—	> I-TAP 2.5 amp DIAL 3.0 INST: 8 amp	—	—

$\Omega(s)$	SECONDARY			BLOCK RE: / CO:
	MAIN	ZONE1	ZONE2	
PHASE	—	—	—	> I-TAP 5 amp DIAL 0.3 INST: 13 amp
EARTH	—	—	—	> I-TAP 2 amp DIAL 0.5 INST: 2.5 amp

7 - 47

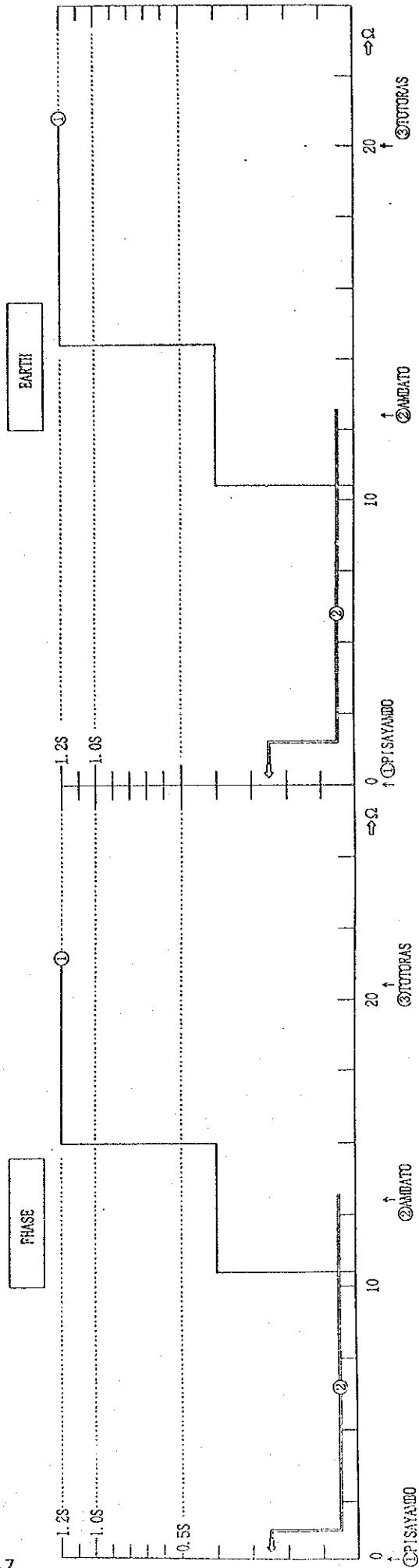


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (8/9)



# 138 kV SNI PROTECTION

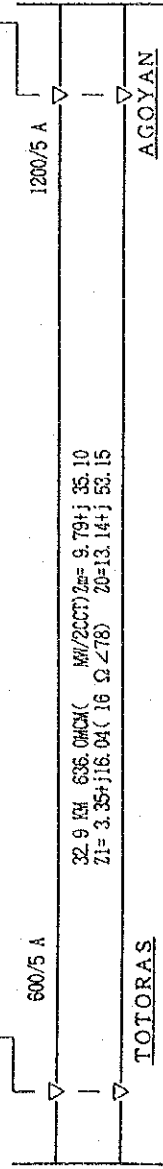
TUTORAS

AGOYAN

	MAIN	SECONDARY	BLOCK
PHASE	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	BLOCK
EARTH	$\Omega$ (s)	$\Omega$ (s)	RE: / CO: $\Omega$ (s)

BLOCK: BLOCK OSCILLATION  
 RE: REACH  
 CO: COMPENSATION  
 (-): ZONE/TIMING DETECTION  
 CT: PRIMARY / SECONDARY

$\Omega$ (s)	MAIN		BLOCK		SECONDARY			BLOCK	
	RE	RE: / CO:	RE: / CO:	RE: / CO:	ZONE1	ZONE2	ZONE3	RE: / CO:	RE: / CO:
PHASE	30.30(-)	35.80/5.50 (0.08)	13.70(-)	23.70(0.25)	36.30(1.0)	36.30(1.0)	45.60/15.20 (0.08)		
EARTH	30.30(-)	14.50(-)	23.80(0.25)	35.10(1.0)					



$\Omega$ (s)	MAIN		BLOCK		SECONDARY			BLOCK	
	RE	RE: / CO:	RE: / CO:	RE: / CO:	ZONE1	ZONE2	ZONE3	RE: / CO:	RE: / CO:
PHASE	35.30(-)	44.65/5.0	13.05(-)	23.10(0.45)					
EARTH	36.25(-)	13.65(-)	26.55(0.45)						44.65/5.00

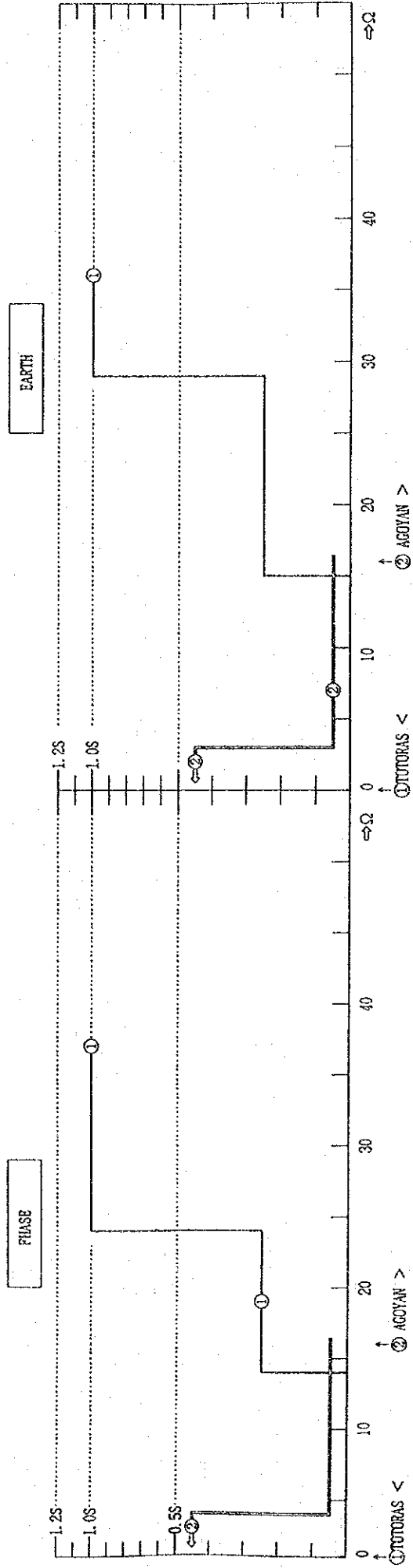


Fig. 7-6 138kV SNI Protection (9/9)







Table 7-1 Number of faults

REPORT OF FAULTS IN THE ELEMENT OF S.N I

NAME OF ELEMENT	1991				1992				1992/1991	
	FAULTS		FAULTS WITH DISC/LOAD		FAULTS		FAULTS WITH DISC/LOAD		(C)-(A) (A)	(D)-(B) (B)
	(A)	%	(B)	%	(C)	%	(D)	%	%	%
LINES OF 230KV	15	12.61	11	9.24	35	29.00	14	8.00	133.33	27.27
LINES OF 138KV	47	39.50	29	24.37	59	33.71	27	15.43	25.53	-6.9
POWER PLANT	37	31.09	20	16.81	61	34.86	27	15.43	64.86	35.00
SUBSTATION	20	16.81	17	14.29	20	11.43	19	10.86	0.00	11.76
TOTAL	119	100.00	77	64.71	175	100.00	87	49.71	47.06	12.99



REPORT OF FAULTS IN THE CAUSES OF S.N.I  
FAULTS IN 1991

Table 7-2 Causes of Faults (1/3)

230 KV TRANSMISSION LINES	C A U S E S													TOTAL % FAULT WITH DISC.LOAD	%				
	PROJECTIVE RELAYS	CONTROL SYSTEMS	PROJECTIVE RELAYS SETTING	MAIN PROTECTION	MECHANICAL TROUBLE	VEGETATION	INSULATION CLEARANCE	METEOROLOGIC AL CONDITIONS	INLET	POWER SWING	SUB- TAGE	HUMAN ERRORS	CIRCS CAUSES			NO REPORTING			
① S.T. REA-S.T. DOMINGO	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	13.33	1	6.67
② S.T. DOMINGO-QUEVEDO	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2	4	26.67	3	20.00
③ QUEVEDO-PASOLES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00
④ PASOLES-MILAGRO	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	13.33	1	6.67
⑤ MILAGRO-PAUJE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	3	5	33.33	5	33.33	
⑥ SANTA REA-TOURRAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	13.33	1	6.67	
⑦ TOURRAS-RICEMBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	
⑧ RICEMBA-PAUJE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	
⑨ TOURRAS-PAUJE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	
TOTAL %	0 0.00	0 0.00	0 0.00	0 0.00	0 0.00	4 26.67	1 6.66	0 0.00	0 0.00	2 13.33	2 13.33	0 0.00	0 0.00	6 40.00	15	100.0	11	73.33	

REPORT OF FAULTS IN THE CAUSES OF S.N.I  
FAULTS IN 1992

230 KV TRANSMISSION LINES	C A U S E S													TOTAL % FAULT WITH DISC.LOAD	%				
	PROJECTIVE RELAYS	CONTROL SYSTEMS	PROJECTIVE RELAYS SETTING	MAIN PROTECTION	MECHANICAL TROUBLE	VEGETATION	INSULATION CLEARANCE	METEOROLOGIC AL CONDITIONS	INLET	POWER SWING	SUB- TAGE	HUMAN ERRORS	CIRCS CAUSES			NO REPORTING			
① S.T. REA-S.T. DOMINGO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	2.86	1	2.86
② S.T. DOMINGO-QUEVEDO	0	0	0	0	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	4	11.43	0	0.00
③ QUEVEDO-PASOLES	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	7	20.00	0	0.00	
④ PASOLES-MILAGRO	0	0	0	0	4	0	0	1	0	0	0	0	0	1	6	17.14	5	14.29	
⑤ MILAGRO-PAUJE	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	3	6	17.14	5	14.29	
⑥ SANTA REA-TOURRAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0.00	
⑦ TOURRAS-RICEMBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2.86	0	0.00	
⑧ RICEMBA-PAUJE	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	2	1	5	14.29	3	8.57	
⑨ TOURRAS-PAUJE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	14.29	0	0.00	
TOTAL %	0 0.00	0 0.00	0 0.00	0 0.00	4 11.43	9 25.71	2 5.71	5 14.29	0 0.00	0 0.00	0 0.00	0 0.00	4 11.43	11 31.43	35	100.00	14	40.00	



Table 7-2 Causes of Faults (2/3)

REPORT OF FAULTS IN THE CAUSES OF S.N.I  
FAULTS IN 1991

138 KV TRANSMISSION LINES	C A U S E S													TOTAL % FAULT WITH DISLOAD	%		
	PROJECTING RELAYS	CONTROL SYSTEMS	PROTECTIVE RELAYS SETTING	MAIN PROTECTION	MECHANICAL TROUBLE	VEGETATION	INSULATION CLEARANCE	METEOROLOGIC AL CONDITIONS	TRUCK	POWER SWING	SHED- TAP	HUMAN ERRORS	CIRCUIT CASES			NO REPORTING	
① VINCENINA-IRAPARA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4.26	4.26
② VINCENINA-GUANGUOLO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
③ VINCENINA-PIARA	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	3	6.38	2.13
④ PISAWANG-AMPID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00
⑤ TOURS-AMBIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2.13	2.13
⑥ TOURS-ACVAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2.13	0.00
⑦ STO DOMINGO-ESMERALDAS	0	0	1	0	0	4	0	2	0	0	0	0	1	3	11	23.40	12.77
⑧ QUEVEDO-FRONDOSO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2.13	2.13
⑨ PASUALES-SALTIRAL	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	2	4.26	0.00
⑩ PASUALES-SIA ELEVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	12.77	12.77
⑪ PASUALES-FUBERIA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	4	8.51	8.51
⑫ MILAGO-MACHALA	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	1	9	19.15	4.26
⑬ PAUTE-CUENCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2.13	0.00
⑭ CUENCA-LOJA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	4.26	4.26
⑮ SANTA ROSA-VINCENINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	2.13	2.13
⑯ PASUALES-FULCENIRO	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2	4.26	4.26
⑰ MILAGO-PARHICO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2.13	2.13
TOTAL	0	0	1	0	0	13	4	3	0	2	0	1	3	20	47	100.00	61.70
%	0.00	0.00	2.13	0.00	0.00	27.66	8.5	6.38	0.00	4.26	0.00	2.13	3.68	42.55	100.00		



Table 7-2 Causes of Faults (3/3)

REPORT OF FAULTS IN THE CASES OF S.N.I  
FAULTS IN 1992

138 KV TRANSMISSION LINES	C A U S E S														TOTAL % DISCIPLD	%	
	FAULTIVE RELAYS	CONTROL SYSTEMS	PROTECTIVE RELAYS SETTING	MAIN PROTECTION	MECHANICAL TRIPPER	VEGETATION	INSULATION CLEARANCE	METEOROLOGIC AL CONDITIONS	INDECT	POWER SWING	SABD- TAGE	HUMAN ERRORS	OTHER CAUSES	NO REPORTING			
① VINCENINA-IBARRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1.69
② VINCENINA-QUINERLO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
③ VINCENINA-TUCARA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1.69
④ PISNABO-ARATO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
⑤ TUPAS-ARATO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
⑥ TUPAS-ACAY	0	0	0	0	2	3	7	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0.00
⑦ SAN DOMINGO-ESMERALDAS	6	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	22	37.29
⑧ QUEVEDO-HUOVIELO	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	3	5.08
⑨ PASOAJES-SALITRAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
⑩ PASOAJES-SAN ELENA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
⑪ PASOAJES-HERRERA	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1.69
⑫ MILAGRO-MOTILA	0	0	0	0	5	7	0	0	4	0	0	0	3	0	0	25	42.37
⑬ PAUTE-QUEMA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	2	3.39
⑭ QUEMA-LOJA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1.69
⑮ SANTA ROSA-VINCENINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1.69
⑯ PASOAJES-HUACENTRO	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3.39
⑰ MILAGRO-BARRIDO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
TOTAL	6	0	0	2	7	11	9	6	4	0	0	3	5	6	59	27	45.76
%	10.17	0.00	0.00	3.39	11.86	18.64	15.25	10.1	6.78	0.00	0.00	5.08	8.47	10.17	100.00		





Table 7-3 保護継電方式特徴

①方向比較継電方式	
長所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ この継電方式は、保護区間事故に対して事故点の位置に関係なく両端同時に比較的高速度に除去することができる。</li> <li>○ 伝送チャンネルが少なく、電力線搬送の適用が容易である。</li> <li>○ 高速度再開路の適用が容易である。</li> <li>○ 背後電源に比較的左右されない。</li> </ul>
短所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 多重事故時に事故相選別が出来ないため多相再開路の適用が困難である</li> <li>○ スリップの早い脱調では誤動作する可能性がある。</li> <li>○ 多重事故及び多発事故時には誤動作及び誤不動作する事がある。</li> <li>○ 直接接地系統では微地絡検出が困難である。</li> <li>○ 外部事故時のロックを確実にするため検出感度および時間協調が必要であり整定が難しい。</li> </ul>
適用系統：	187～275kV送電系統（一般系統：併用2回線） ； 110～154kV送電系統（主要系統：併用2回線放射状電源線）
②距離継電方式	
長所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ この継電方式は、自端のみで事故検出をすることから比較的装置構成が簡単で動作信頼度が高い。（伝送装置などが不要）</li> <li>○ 事故区間の選択が比較的確実であり、かつ、第一段区間の事故を高速に遮断できる。また、第二段以降の事故は時限遮断として他区間との保護協調がとりやすい。</li> <li>○ 背後電源容量の変化によって動作時間がほとんど変化しない。</li> </ul>
短所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 電源端子しか適用できない。</li> <li>○ 相手至近端（線路長の15～20%）事故除去は2段動作となり高速遮断ができない。（高速度再開路の適用ができない。）</li> <li>○ 多重事故時誤不動作の恐れがある。</li> <li>○ 長距離重負荷送電線では潮流が大きく、アーク抵抗があると外部事故で誤動作する恐れがある。</li> <li>○ 長距離重負荷送電線では負荷インピーダンスで動作する場合があるので対策が必要。（ブラインダー継電器の設置）</li> </ul>
適用系統：	187～275kV送電系統（一般系統：放射状送電線） ； 110～154kV送電系統（主要系統：併用2回線放射状負荷線）
③過電流継電方式	
長所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 装置が簡単で比較的動作信頼度が高く、経済的に安価である。</li> <li>○ 瞬時要素付過電流の場合は、適用系統条件によっては、高速度遮断が可能である。また、送電線事故相が確認できる。</li> <li>○ 過負荷保護用として適用できる。</li> </ul>
短所：	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 電源端子にしか適用できない。</li> <li>○ 方向性がないため両端電源の場合は時限協調が困難となり一般的には適用できない。</li> <li>○ 背後電源容量の変化によって動作時間が異なってくる。</li> <li>○ 脱調および電力動揺により積算動作して誤動作する恐れがある。</li> </ul>
適用系統：	77kV以下の送電系統（放射状送電線）

## 第 8 章 電力系統拡充計画

## 第 8 章 電力設備拡充計画

### 目 次

	頁
8.1 発電設備拡充計画 .....	8-1
8.1.1 設備計画の選択 .....	8-1
8.1.2 発電設備拡充計画 .....	8-3
8.2 送変電設備拡充計画 .....	8-7
8.3 建設工程及び工事費 .....	8-12

## List of Tables

- Table 8-1 Principal Data of Hydroelectric Project
- Table 8-2 Investment Cost and Schedule for Future Projects of the Power Generation and Transmission in SNI
- Table 8-3 Annual Cost of Future Thermal Power Projects
- Table 8-4 Middle and Long Term Electric Power Development Projects in SNI Considered Alternative Generation
- Table 8-5 Construction Schedule of Power Generation Facilities
- Table 8-6 Investment Schedule of Power Facilities Plan
- Table 8-7 Construction Schedule of SNI Transmission Line and Substation
- Table 8-8 Investment Schedule of SNI Transmission Line and Substation

## 第 8 章 電力設備拡充計画

電力需要は経済・社会の発展とともにエクアドルにおいても増加してきており、これに対応して発電所をはじめとする電力設備が増強され、電力システムの規模は年々拡大してきている。電力設備の拡大のためには巨額な資本と建設のために多くの年数が必要で、このためには長期的な視点で、電力需要の伸びや新技術の開発など、将来の変化・発展を考えた上で電力設備の資金調達や建設工事を進めていく必要がある。

エクアドルの基幹電力システムは、230kV 2 回線、ループ状に構成されており、それぞれの電源からの送電電力をプールして地域ごとの主要変電所へ配分するよう機能している。すなわち各地域の需給の不均衡を相補うとともに、システム内の各種電源を総合して経済的に運用出来る電力システムとなっている。

本章では、INBCBLの電源開発計画や送変電計画をもとに、JICA調査団が行った電力システム解析や供給信頼度解析等の結果により作成された2003年までの発電設備および送変電設備の拡充計画について記述するものである。

### 8.1 発電設備拡充計画

#### 8.1.1 設備計画の選択

発電拡充計画の決定は、最適開発順序を設定することであり、その時期に最小コストで電力、電力量需要を充たすことにある。

設備計画の選択にはINBCBLにおいてマスタープランの検討のためのコンピューターモデルが使用された。年次拡充評価をする事が可能で、設備拡充の各可能案により、年毎の需要を充たし得るかについて電力システムシュミレーションを行うことができるモデルと、順次発生モデルおよびオペレーションシュミレーターモデルによって代表案および計画の年次費用の現在価値が設定できる。

##### (1) 選択の方法

設備計画の選択の手法は次の3段階にわけられる。

##### (a) 現設備計画の解析

この段階は、現行、および、1996年までの計画が決定されている発電設備の運転開始時期の変更の必要が有る場合、この解析によって、新発電プロジェクトの投入時期の決定をする。

(b) 設備計画案の規定化

設備拡充の解析期間は1997年～2002年であるが、財政計画の検討上、投資金額を設定する目的のため2002年以後の2005年までの概念計画を行う。

2002年迄にSNIに編入運転開始する水力発電プロジェクトの実施決定のため、この判断は必要である。

(c) 経済解析

経済解析は、最適設備計画案の決定のため、最小費用の基準をベースに、投資資金、運転保守費、燃料費を、割引率10%を用いて現在価値を用いて計算して行う。

化石燃料価格の不安定に対して、経済解析のため感度分析と、年率3%のエスカレーションを行う。

(2) 使用した資料

(a) 需要計画

1993年～2005年期間の、需要最大のバックグラウンドに対応するSNIの電力量、および、電力の需要予測の概要を下記に示す。

SNIの電力量、および、電力需要予測（1993年～2005年期間）

年	電力量 (GWh)	電力 (MW)
1993	7,868	1,532
1994	8,414	1,628
1995	8,897	1,710
1996	9,394	1,794
1997	9,925	1,892
1998	10,462	1,991
1999	11,029	2,096
2000	11,641	2,165
2001	12,272	2,332
2002	12,949	2,461
2003	13,654	2,595
2004	14,405	2,679
2005	15,236	2,895

(b) 使用可能な発電設備

SNIの発電設備拡充の調査のため、調査期間当初である1993年1月における、全国発電設備の現状を知る必要がある。

この情報はことに、火力発電所については重要で、その運転特性、その耐用年限と廃止時期、老化による発電出力低下、などに関してである。

(c) 各水力発電プロジェクトの電力生産

水力発電計画については、コンピュータモデルを使用して貯水池運用シミュレーションが行われた。

水力発電プロジェクトの電力生産標準化によって、保証電力、一次電力量、二次電力量を知り得る。これら、エネルギーパラメータは、過去26年間の流量データをベースに算出されており、Table 8-1 に示す。

(d) 投資費用、および、投資スケジュール

Table 8-2 に、1992年1月現在の通貨レベルによる、各発電プロジェクト、および、関連送電系統設備の、直接費、技術費、管理費、予備費を含む費用、ならびに、投資スケジュールを示す。

(e) 運転、保守費

各運転費、保守費は、固定費と変動費を切り離した。水力発電所の固定費は、これらの設備出力などを考慮して、US\$/kWで表されている。各水力発電プロジェクトのうち、フィジビリティスタディ以上を実施したものはO. M. 費も決定しているのでその数値を使用するが、その他の発電プロジェクトについては、投資額の1.2%、送電系統設備は2%を仮定した。

火力発電所の場合、O. M. 費の固定費は、発電形式、および、設備出力によって仮定した。O. M. 費の変動費については、燃料別、発電形式別に定め、燃料コストは1992年6月の国際価格とした。

燃料種別	JUN/92のCIFコスト (US\$/Barrel)
原油	19.10
C重油	14.62
ディーゼル油	24.62

Table 8-3 に、この調査で考慮した将来の各火力発電プロジェクトの運転、保守費、および、燃料費を示す。

### 8.1.2 発電設備拡充計画

至近10個年（1993～2002）の電力需要を充たすために立案された発電設備計画は下記の通りである。



(1) 現有発電設備

S N I は230kV環状幹線に連系された INECBL及び各地方電力会社の設備で構成されているが、1993年1月現在における発電設備は、INECBL分が、1,691.8MW（水力1,300.2MW、火力391.6MW）で、全国合計が2,278.2MW（水力1,470.1MW、火力808.1MW）である。（3.3.1 発電設備参照）

(2) 建設中の発電設備

(a) 私企業発電会社所有ガスタービン発電所

1992年の異常渇水による経験から、電力不足に対処するため、Electro Quil 75MW（25MW×1、50MW×1）やElectro Quito（33MW×1）などのGT発電所が夫々1993年中に運開の予定で建設されている。

(b) 火力発電設備のリハビリテーション

最新の、各地方系統の火力発電設備の運転可能調査によると、1993年1月現在の設備出力は304,789kWで、発電可能最大は248,900kWであり、リハビリテーション必要ユニット調査では、設備出力で111,724kW、発電可能出力で89,000kWであった。

この火力発電設備リハビリテーション作業は、1993年中に完了する見通しで、年末にはS N Iの発電可能出力が増加する。

各地方系統の運転可能火力発電設備の詳細はTable 3-10に示されている。

(c) INECBLのガスタービン発電所

1992年1月、および、2月の各主要水力発電所を有する河川の厳しい渇水に加えて、1992年には、各設備計画スタディに使用された需要想定を上回る需要を記録した。その結果、国は、社会-経済に重大な結果をもたらす電力制限に耐えなければならなかった。この状況から、INECBLは1996年までの有効な建設計画の見直しを行い出力30.9MWおよび80MWのガスタービン発電所を、緊急用として1993年12月までに新設することにした。技術-経済スタディによって、このガスタービンは、Guayaquil市のEstero Salado発電所およびS N IのPascuales変電所に設置する事となった。

この、ガスタービン発電所がS N Iに編入されることによって、1994年1月および、2月の渇水期に充分の電力を供給する事ができ、S N Iに大きな信頼性と保証を与える。

現在、Estero Salado発電所は1993年12月工事完了運転中であるが、Pascuales発電所は機器落札が決定し、1994年12月には運転開始の予定である。

(d) INCECELの蒸気タービン発電所

DAULE PERIRA水力発電所の着工、運転開始の延期決定により、1995年12月には出力125MWの蒸気火力発電所を、S N Iに編入運転開始する必要を生じた。各技術-経済スタディの結果、この発電所はGuayaquil市のTrinitaria地区に設置することが決定した。

この発電所機器は、SPAIN借款によって購入契約は調印されたが、現在建設工事のための資金調達中である。

(e) DAULE PERIPA水力発電所

このプロジェクトは、灌漑、洪水調節、塩害防止、水道、および、発電の多目的計画であり、Guayaquil市の北方250kmに位置し、Guayas川流域開発委員会-CEDBGB-によって実施中である。

プロジェクトの中核であるダム、JAIME ROLDOS AGUILERA貯水池は、Daule川のPeripa川合流点より10km下流の川床に位置している。ダムはアースダム、堤高78m、総貯水量は $6,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ で既に竣工している。

発電所は、直径7m、巨長430mの円形導水トンネルによって、 $244 \text{ m}^3/\text{sec}$ を導水し、ダム直下に設けられる発電所内の2基の立軸フランシス水車-発電機（出力65MW）を駆動して130MWを発電する。

このプロジェクトは、1996年末S N Iに編入し、運転開始の予定であったが、現状からみて2年位の遅延が予想される。

(3) 開発予定の発電設備

(a) 大容量水力発電所

INECEL作成の電化マスタープランにおいて、出力100MW以上の水力発電計画が定められた。これらのプロジェクトは、中長期発電設備拡充計画として40のプロジェクトで構成されている。これらは計画調査および個々の技術的可能性調査において、経済指標をベースに23水力発電計画に絞られて、最小コスト発電計画の各案を構成している。

Table 8-4 は、上記プロジェクトの名称、出力、所要建設年数、調査の現状を示す。

(b) 中容量水力発電所

中容量水力発電所をSNIの発電設備拡充計画に加えるため、開発のための調査が行われ、10水力発電計画が選定された。開発が決定された水力プロジェクトは次の通りである。

中容量水力発電計画

プロジェクト名	水系	出力 (MW)	工事年数
Angamarca ※	Guayas	50	5
Chota	Mira	31	5
Abitagua	Pastaza	68	4
Apaqui※	Mira	36	6
Sabanilla	Zamora	18	4
Cuyes	Zamora	28	5
Sonaderos	Zamora	15	4
Tisai	Canar	11	4
Pilaton-Santa Ana	Esmeraldas	36	5
Siguchos	Esmeraldas	11	5

※印はフィージビリティ・スタディ終了

(c) 火力発電所

SNIの最適発電設備拡充計画を構成する編入順位を持つ水力発電プロジェクトの代案としては、蒸気タービン火力、ガスタービン火力、コンパインドサイクル火力、ディーゼル火力、および、原子力が考えられる。

火力発電の代案は上記のごとく各種あるが、蒸気タービンと、ガスタービンが、最も計画に組み込み易い、その理由は、kWhコストが安く、建設工期が短いことである。これら火力発電所の運転費をTable 8-3 に示す。

(d) 地熱発電

地熱資源による発電利用も近い将来には考えられる。地熱発電の候補地点として最も可能性があるのは、Tufino, Chaluoas, Chachimiroの各地点である。

Tufinoプロジェクトも、至近10ヵ年計画に組み込まれることが示唆され、調査、および、概念レベルのスタディを行い得るような資金が必要であるが、将来の設備計画は逆に遠のく様に見受けられる。

#### (4) 発電設備開発計画

1992年～2002年期間の電力需要に対して供給するための、最低コストの発電設備計画として、下記の順次開発計画がJICA案として推奨される。JICA案は需給バランス(kWh)を考慮してINBCELのマスタープランを若干変更している。

プロジェクト名	設備出力	運転開始時期
T. Gas (Estero Salado)	30.9	1993
Rehabilitation - Diesel	62.5	
Rehabilitation - Bunker	49.2	
1) T. Gas (Electro Quil)	75.0	
1) T. Gas (Electro Quito)	33.0	
T. Gas (Pascuales)	80.0	
Rehabilitation (Estero Salado)	146.0	
T. Gas (Machala)	80.0	1994
T. Vapor (Trinitaria)	125.0	1995
2) Daule Peripa	130.0	1996
T. Vapor (Manta)	140.0	
T. Vapor	125.0	1997
2) San Francisco	230.0	1999
T. Gas (Santa Rosa)	80.0	2000
2) Mazar	180.0	2001
2) Toachi	150.0	2003
T. Vapor (Santa Elena)	125.0	2004

注： 1) 私企業の電力会社設備、 2) 水力発電所

#### 8.2 送変電設備拡充計画

至近10ヵ年の送変電設備拡充計画は、短期(1993年～1995年)、中期(1996年～1998年)、長期(1999年～2002年)に分かれており、その内容は下記の通り：

##### (1) 短期計画

##### (a) SNIフェーズ C

-Ibarra-Tulcan 送電線：	138kV, 1回線, 70km	1994年
-Tulcan 変電所：	40/53/66MVA, 138/69kV	1994年
-Ibarra 変電所：	138kV 1回線引き出し設備増設	1994年
-S N I 各変電所：	合計138MVAのキャパシター購入据付	1994年

##### (b) SNIフェーズ D1

-Loja-Cumbaratza送電線：	138kV, 1回線, 52km	1994年
-Vicentina (Quito)-Ibarra送電線：	138kV, 1回線増架	1993年

- Mulalo変電所 : 40/53/66MVA, 138/69kV 1994年
- Babahoyo変電所 : 40/53/66MVA, 138/69kV 1993年
- Vicentina変電所 : 138kV, 1回線引き出し設備増設 1994年
- Loja変電所, Cuenca変電所 : 69kV, 1回線 引き出し設備増設
- (c) SNIフェーズ D2
  - Paute-Pascuales-Trinitaria送電線 : 230kV, 2回線, 218km 1995年
  - Trinitaria変電所 : 225/300/375MVA, 230/138kV 1995年
  - 90/120/150MVA, 138/69kV
  - Pascuales変電所 : 230kV, 4回線引き出し設備増設 1995年
- (d) Cuenca-Limon送電線
  - Cuenca-Limon送電線 : 138kV, 1回線, 70km (当初69kV運用) 1993年
- (e) Portoviejo変電所増設
  - Portoviejo変電所 : 138kV, 1回線, 69kV, 2回線, 引き出し設備, 45/60/75MVA, 138/69kV変圧器 1993年
- (f) SNI各変電所増設
  - Santa Rosa変電所 : 45/60/75MVA, 138/46kV変圧器
  - Milagro変電所 : 33/44/55MVA, 230/138kV変圧器
  - Cumbaratza変電所 (新設) : 20/27/55MVA, 138/69kV 1995年
  - 予備変圧器購入 : 20/27/33MVA, 1φ 138/69kV変圧器 (Milagro用)
  - 20/27/33MVA, 1φ 230/69kV変圧器 (Riobamba用)
  - 移動変電所 : 45/50MVA, 138/69kV, Mobile Type 1993年
- (g) Puyo-Tena-Coca送電系統
  - Puyo-Tena送電線 : 138kV, 1回線, 65km 1995年
  - Tena-Coca送電線 : 138kV, 1回線, 130km (当初69kV運用)
  - Puyo変電所 : 20/27/33MVA, 138/69kV
  - Tena変電所 : 20/27/33MVA, 230/69kV
  - Agoyan発電所 : 138kV, 1回線引き出し設備増設
- (h) 新設火力発電所連系設備
  - Gas Turbine 1993 : 60/80/100MVA, 13.8/69kV
  - Gas Turbine 1994 : 60/80/100MVA, 13.8/69kV

--Vapor Turbine 1995 : 90/120/150MVA, 13.8/69kV

(2) 中期計画

(i) Milagro-Machala送電系統

--Milagro-Machala送電線 : 230kV, 1回線, 129km

--変圧器移設 (Milagro-Machala) : 100/133/167MVA, 230/138kV

--Milagro変電所 : 230kV, 1回線引き出し設備増設 1997年

(j) Daule-Peripa水力発電所連系設備

--Daule-Peripa-Pichincha送電線 : 138kV, 4回線, 15km

--Daule-Peripa変電所 : 138kV, 4回線引き出し設備増設 1996年

(k) Daule Peripa-Chone送電系統

--Daule Peripa-Chone送電線 : 138kV, 1回線, 53km 1997年

--Chone変電所 : 20/27/33MVA, 138/69kV 1997年

--Daule Peripa発電所 : 138kV, 1回線引き出し設備増設 1997年

(l) SNI送変電設備増設

--Cuenca変電所 : 20/30/40MVA, 138/69kV 変圧器増設 1997年

--Guayaquil変電所新設 (場所未定) : 30/40/50MVA, 138/69kV 1996年

--Cuenca-Loja送電線 : 138kV, 1回線増架 1998年

--Cuenca変電所 : 138kV, 1回線引き出し設備増設 1998年

--Loja変電所 : 138kV, 1回線引き出し設備増設 1998年

(m) 火力発電所連系設備

--Vapor Turbine1997 : 52/70/86MVA, 13.8/69kV 2Set. 1997年

(3) 長期計画

(n) San Fransisco水力発電所連系設備

--San Fransisco-Totoras送電線 : 230kV, 2回線, 42km 1999年

--Totoras変電所 : 230kV, 2回線引き出し設備増設 1999年

(o) Santa Rosa-Pomasqui送電系統

--Santa Rosa-Pomasqui送電線 : 230kV, 2回線, 30km 2000年

--Pomasqui変電所 : 225/300/375MVA, 230/138kV 2000年

-Santa Rosa変電所 :	230kV, 2回線引き出し設備増設	2000年
(P) SNI送変電設備増設		
-Guayquil変電所 :	75/100/125MVA, 230/138kV変圧器増設	2000年
-Mazar-Cuenca送電線 :	138kV, 2回線, 55km	2001年
-Cuenca変電所 :	138kV, 2回線引き出し設備増設	2001年
-Pascuares-Snata Elena送電線 :	138kV, 1回線, 107km	2001年
-Mulalo変電所 :	40/53/66MVA, 138/69kV 変圧器増設	2000年
-Coca変電所 :	20/27/33MVA, 138/69kV 新設	2001年
-Tena変電所 :	138kV, 1回線引き出し設備増設	2001年
(Q) 発電所連系設備		
-Gas Turbine 2000 :	60/80/100MVA, 13.8/69kV	2000年
-Mazar発電所 :	138kV, 4回線引き出し設備増設	2001年
-Toachi発電所 :	230kV, 4回線引き出し設備増設	2003年

#### (4) 変電設備改良計画

一般に電力系統は定電圧送電方式が採用され、送電線の送電容量の変化すなわち負荷の変動に対して送受電端電圧を一定に保つことを目標として運営されている。この目的に対しては次のような方法がある。

- (1) 変圧器の負荷時電圧調整器(On-Load Tap Changer)によって電圧を加減する方法
- (2) 直列コンデンサのように線路リアクタンスを加減する方法
- (3) 負荷電力中の無効電力を加減する方法

これらの方式はそれぞれ単独に、あるいは組合せで使用されるが、JICA調査団の調査結果では(1)および(3)の方式が妥当であり両者について電力系統解析結果をもとにその結論を以下に述べるものである。

変圧器タップと調相用コンデンサ

変電所名		1998年	2003年
変 圧 器 タ ッ プ	Selva Alegre	105 %	110 %
	Kennedy	105 %	110 %
	No. 18	105 %	110 %
	Pomasqui	110 %	110 %
	Chillo Gallo	—	110 %
	Tena	—	105 %
	Ambato	—	105 %
調 相 用 コ ン デ ン サ	Vicentina	12 MVar	12 MVar
	Salitral	12 MVar	12 MVar
	Pascuales	36 MVar	36 MVar
	Santa Rosa	36 MVar	36 MVar
	Ibarra	—	18 MVar

Note : 調相用コンデンサは単相コンデンサによって構成し、これを星形に接続して直列リアクトルを中性点側に挿入する方式とした。

上表に示す如く、SNI電力系統の北部において常時運転電圧の保持が困難な変電所がある。これら変電所の変圧器には負荷時電圧調整器 (On-load Tap Changer) を他の変電所については母線又は変圧器の3次側に調相用コンデンサを設置する必要があるものと思われる。

(5) 予備変圧器の考え方

諸外国における予備変圧器保有状況 (Appendix A-5 参照) より考察すると、発展途上国における1次送電系統の主要変電所においては単相変圧器を設置しており、バンク数に関わりなく変電所全体で単相1台分の予備を置いている場合が殆どであり、SNIの230kV主要変電所の予備変圧器の設置の考え方は妥当と思われる。将来、需要の増加に応じてMilagro, Sto. DomingoおよびQuevedo変電所においても夫々単相1台分の予備の保有が必要となる。

先進国においては、送電系統が大きく主要変電所には2バンク以上の変圧器が設置されており、また変圧器製造工場も保有しており、比較的短期間に補修が可能であり長期停電が避けられることから予備変圧器は設置しない傾向にある。2次送電系統では最近の変圧器の高信頼度性から三相変圧器を採用し、予備を置かない傾向にあるがSNIにおいては長期停電を避けるため138kV変電所における共通予備保有の考え方は必要であり、138kV変電所では需要の増加に応じて予備設備を考慮に入れた新設の



増設を考える必要がある。SNIにおける主要変圧器の事故はブッシングとタンク上部パッキングよりの油漏が多く、ブッシング、ガスケットなどの予備品を常時確保しておくことが長期停電を防ぐために必要である。

### 8.3 建設工程及び工事費

#### (1) 発電設備

1992年から2002年までの期間の電力需要の伸びに対する発電供給計画JICA案は、8.1項の発電設備拡充計画に記載されているが、建設工事の資金調達現状および工事の進捗状況により考えて、発電所の運転開始時期については若干修正する必要がある。Table 8-5 に修正された建設工程を、Table 8-6 に建設工事費と投資スケジュールを示す。

修正された工程表によると、1994年から1998年の間に電力需要の伸びに対して供給電力量の不足する期間が長期に生じ、早急期にはPaute発電所などによる電力量の確保が困難となるため、停電が頻繁に起こることが予想され、このため電力供給信頼度が充分確保されず、ひいては国の社会・経済的発展が著しく阻害されることになる。

この状況により、発電拡充計画が予定の工程通り遂行されるよう工事資金の早期調達、建設工程の確保に全力を投入することが必要である。

#### (2) 送変電設備

SNIの送変電設備拡充計画は8.2に示す通りで、これら一連の拡充計画の工程をTable 8-7に掲げ、また、そのための投資スケジュールをTable 8-8に示す。

この拡充計画は1994年から2003年の10年間において、総額 US\$ 110,682,000（外貨分：US\$ 120,398,000，内貨分：US\$ 48,972,000）の資金が必要である。

#### (3) 工事費

この拡充計画（1994年から2003年）には総額 US\$ 1,528,442,000（発電設備 US\$ 1,417,760,000、送変電設備 US\$ 110,682,000）の資金が必要である。

Table 8-1 Principal Data of Hydroelectric Project (1/2)

Name of Project	Name of River	Energy Production						Economic Data (2)	
		Output (MW)		Energy (GWh) (1)			Cost of Investment 10 <sup>3</sup> US\$	Cost of Ave. Energy (US\$/MWh)	
		Installed	Guaranteed	Primary	Secondary	Average			
Daule - Peripa	Guayas	130	77.1	428.7	168.2	596.9	154,000.00	36.11	
Angamarca	Guayas	50	44.0	155.0	163.9	318.9	51,045.49	27.50	
Apazquí	Mira	36	32.0	156.0	73.6	229.6	36,596.17	28.79	
San Francisco	Pastaza	230	201.8	968.0	622.0	1,590.0	195,867.00	18.76 <sup>(4)</sup>	
Mazar	Santiago	180	96.3	446.1	327.0	773.1	559,638.85	43.76	
Mazar (Nueva versión)	Santiago	180	96.3	446.1	327.0	773.1	308,999.00	31.43 <sup>(4)(5)</sup>	
Chesli	Esmeraldas	167	146.5	532.1	397.2	929.3	236,660.31	39.16	
Toachi	Esmeraldas	300	130.3	554.8	797.7	1,352.7	587,928.79	70.63	
Toachi (Nueva versión)	Esmeraldas	150	115.0	600.0	380.0	980.0	229,840.00	32.71 <sup>(4)</sup>	
Sopladora <sup>(A)</sup>	Santiago	210	183.0	1,453.0	302.0	1,755.0	229,595.00	19.57	
Sopladora <sup>(1)</sup>	Santiago	312	274.0	1,998.0	536.0	2,533.0	254,846.00	15.00	
Villadora	Esmeraldas	300	220.7	803.9	575.1	1,379.0	497,559.36	60.62	
Minas	Jubones	350	277.5	1,194.0	467.0	1,661.0	659,276.95	66.89	
Gualaquiza	Zamora	800	651.0	5,201.0	954.0	6,155.0	707,520.00	16.21	
C. Sinclair IE	Coca	425	372.6	2,868.3	23.0	2,891.4	448,290.00	28.72	
C. Sinclair 2E	Coca	420	368.5	2,837.2	23.6	2,860.9	294,190.00	17.70	
Negro	Santiago	90	75.6	549.5	0.0	549.5	189,899.70	56.46 <sup>(4)</sup>	



Table 8-1 Principal Data of Hydroelectric Project (2/2)

Name of Project	Name of River	Energy Production						Economic Data (2)	
		Output (MW)		Energy (GWh) (1)			Cost of Investment 10 <sup>3</sup> US\$	Cost of Ave. Energy (US\$/MWh)	
		Installed	Guaranteed	Primary	Secondary	Average			
Cascabel <sup>(A)</sup>	Santiago	280	245.7	1,117.7	721.1	1,838.8	275,952.00	29.63 <sup>(4)</sup>	
El Retorno	Zamora	280	215.3	867.6	488.3	1,355.9	625,434.10	80.51 <sup>(4)</sup>	
San Miguel <sup>(I)</sup>	Zamora	1,600	734.6	5,029.5	0.0	5,029.5	1,507,177.10	61.09 <sup>(4)</sup>	
Cedroyacu <sup>(A)</sup>	Napo	250	210.0	1,487.6	38.7	1,526.3	359,425.70	42.92 <sup>(4)</sup>	
Catachi	Napo	720	564.1	1,802.9	1,183.2	2,986.1	841,955.50	54.27 <sup>(4)</sup>	
Maiza	Santiago	840	526.3	3,452.3	151.0	3,603.3	946,272.29	53.10 <sup>(4)</sup>	
Verdeyacu Chico	Napo	1,120	808.7	3,399.5	2,137.5	5,537.0	1,160,911.40	43.17 <sup>(4)</sup>	

Note: (A) Individual Operation, (I) Interpal Operation with the Upper Stream Projects

(1) Numbers excluded the station service and transmission losses.

(2) Price level as of Jan. 1991.

(3) Electrification factor 10%

(4) Price level as of Jan. 1992

(5) Numbers considered secondary energy of 70 Gwh due to energy increase at the Paute Powerstation



Table 8-2 Investment Cost and Schedule for Future Projects of the Power Generation and Transmission in SNI

Power station	Output (MW)	Generation System					Transmission System						
		Total Cost	Investment Schedule					Total Cost	Investment Schedule				
			1	2	3	4	5		1	2	3	4	
San Francisco	230	195,867	7,320	45,589	56,039	58,015	28,904	19,484	1,364	10,521	3,897	3,702	
Mazar	180	308,999	16,890	53,439	110,214	90,819	37,637	11,103	666	7,550	2,887		
Toachi	150	229,840	39,073	45,968	57,460	68,952	18,387	9,555	669	5,160	1,911	1,815	
Apacuf	36	36,596	7,320	12,074	15,006	2,196		7,172	430	4,877	1,865		
Angamarca	50	51,045	6,125	18,374	23,483	3,063		7,561	454	5,141	1,966		
Turbina Vapor	70	89,404	15,199	25,033	40,232	8,940		2,558	154	1,739	665		
Turbina Vapor	125	141,989	63,895	63,895	14,199			4,083	245	2,776	1,062		
Turbina Gas	30	14,117	12,705	1,412					Por definir la ubicación				
	60	23,106	20,795	2,311					Por definir la ubicación				
	90	30,826	27,743	3,083				2,997	180	2,038	779		
Tur. Gas Natural	30	14,117	12,705	1,412					Por definir la ubicación				
	60	23,106	20,795	2,311					Por definir la ubicación				
	90	30,826	27,743	3,083					Por definir la ubicación				
T.Ciclo Combinado	100	73,093	21,928	43,856	7,309				Por definir la ubicación				
Tur. Vapor Oglan	70	89,404	15,199	25,033	40,232	8,940			Por definir la ubicación				
	70	92,447	15,716	25,885	41,601	9,245			Por definir la ubicación				
Tur. Vapor Bunker	125	141,989	24,138	39,757	63,895	14,199			Por definir la ubicación				
	300	285,484	48,532	79,936	128,468	28,548			Por definir la ubicación				
Bibitao Carbón N.	100	137,087	23,305	38,384	41,126	20,563	13,709		Por definir la ubicación				
	150	189,445	32,206	53,045	56,833	28,417	18,944		Por definir la ubicación				
Babia Carbón I.	300	329,340	55,988	92,215	98,802	49,401	32,934		Por definir la ubicación				
	600	572,540	97,332	160,311	171,762	85,881	57,254		Por definir la ubicación				

Price level : As of Jan. 1992



Table 8-3 Annual Cost of Future Thermal Power Projects

Price Level: as of June, 1992

PROJECT			Annual Cost of Operation & Maintenance				Capital Cost	Total Cost	
Type	Site	Fuel	Effective Output (MW)	Fixed (US\$/kwe)	Variable (US\$/MWh)	Combust (US\$/MWh)	Total O&M (US\$/MWh)	(1) (US\$/MWh)	(US\$/MWh)
Turb-Gas	Sta. Rosa	Diesel	21.2	5.73	2.08	52.22	56.30	39.00	95.31
			42.3	3.51	1.77	50.53	53.55	31.92	85.47
Turb-Gas	Guayas	Diesel	63.5	2.83	1.61	49.56	52.16	28.39	80.55
			26.4	4.60	1.75	51.67	55.03	31.27	86.30
Turb-Gas	Guayas	Gas-Nat.	52.8	2.89	1.49	50.00	52.50	25.59	78.09
			79.2	2.27	1.36	49.04	51.20	22.76	73.96
C-Combin	Guayas	Diesel	26.9	4.51	1.46	19.60	22.64	30.66	53.30
			53.9	2.84	1.22	18.96	21.18	25.09	46.27
C-Combin	Guayas	Gas-Nat.	80.8	2.23	1.10	18.60	20.48	22.31	42.80
			97.0	4.12	1.72	37.47	40.27	29.51	69.78
T-Vapor	Oglan	Petro-12	97.0	4.12	1.53	14.18	16.80	29.51	46.30
			65.8	15.98	2.50	28.17	33.07	28.13	61.20
T-Vapor	Litoral	Bunker	68.6	15.77	2.44	23.16	27.97	27.89	55.86
			117.5	13.51	2.20	22.10	26.33	25.02	51.34
T-Vapor	Biblian	Carbón N	282.0	10.96	1.86	20.46	23.97	20.96	44.93
			94.0	15.95	2.66	27.97	33.04	32.54	65.57
Nuclear	Coca	Uranio X	141.0	14.34	2.46	26.99	31.61	29.98	61.58
			282.0	12.23	2.16	25.40	29.40	26.06	55.45
Nuclear	Coca	Uranio X	564.0	10.64	1.89	23.90	27.39	22.55	50.04
			558.0	15.52	4.12	9.86	16.46	77.67	94.13
Nuclear	Coca	Uranio X	930.0	10.23	3.28	9.86	14.77	52.97	67.74

Note: (1) Including Initial Cost and Intermediate Reposition, Discount rate: 10%





**Table 8-4 Middle and Long Term Electric Power Development Projects  
in S.N.I. Considered Alternative Generation**

Name of Project	Installed Capacity (MW)	Const. Year	Actual Level of Study	Outward Flow
<b>Hydro Electric Project</b>				
<b>Middle Term</b>				
Apaqui	36	5	Fact. Avanzada	Pacifico
Angamarca	50	5	Fact. Avanzada	Pacifico
San Francisco	230	5	Diseño Licít.	Amazonas
Mazar (revisado)	180	5	Factibilidad	Amazonas
Toachi-Pilatón (revisado)	150	5	Prefactibil.	Pacifico
Marcabell	155	6	Factibilidad	Pacifico
Sopladora	312	6	Factibilidad	Amazonas
Villadora	300	6	Factibilidad	Pacifico
Minas	350	6	Factibilidad	Pacifico
Codo Sinclair, Etapa 1	425	7	Factibilidad	Amazonas
Codo Sinclair, Etapa 2	420	5	Factibilidad	Amazonas
Chespi	167	5	Factibilidad	pacifico
Gualaquiza	800	6	Prefactibil.	Amazonas
<b>Long Term</b>				
Cardenillo	300	8	Prefactibil.	amazonas
Cascabel	200	4	Inventario	Amazonas
Cedroyacu	250	6	Inventario	Amazonas
San Miguel	1,600	8	Inventario	Amazonas
San Antonio	920	7	Inventario	Amazonas
Naiza	840	8	Inventario	Amazonas
Verdeyacu Chico	1,120	8	Inventario	Amazonas
Catachi	720	7	Inventario	Amazonas
El Retorno	280	5	Inventario	Amazonas
Negro	90	4	Inventario	Amazonas
<b>Thermal Electric Project</b>				
T. Gas-Diesel 1	30	2		
T. Gas-Diesel 2	60	2		
T. Gas-Diesel 3	90	2		
T. Vapor-Bunker 1	73	4		
T. Vapor-Bunker 2	125	4		
T. Vapor-Bunker 3	300	5		
T. Vapor-Carbón 1	150	5		
T. Vapor-Carbón 2	300	5		
T. Vapor-Carbón 3	600	5		
Nuclear-Uranio	600-1,000	8		



Table 8-5 Construction Schedule of Power Generation Facilities

Project	Year												
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
T. Gas (Pascuales)		Operation ▼											
T. Gas (Machala)	Construction ▼		Operation ▼										
T. Vapor (Trinitaria)	Construction ▼			Operation ▼									
T. Vapor (Manta)		Construction ▼			Operation ▼								
Hydro (Daule Peripa)	Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼			Operation ▼							
T. Vapor ( - )		Construction ▼				Operation ▼							
Hydro (S. Francisco)		Finance ▼	Construction ▼				Operation ▼						
T. Gas (Santa Rosa)					Finance ▼	Construction ▼		Operation ▼					
Hydro (Mazar)		Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼									
Hydro (Toachi)				Completion of Design ▼	Finance ▼	Construction ▼				Operation ▼			
T. Vapor (St. Elena)						Finance ▼	Construction ▼						Operation ▼



Table 8-6 Investment Schedule of Power Facilities Plan

Unit: 10<sup>3</sup> US\$

Project	Operation Year	Installed Capacity (MW)	Total Cost	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
T. Gas (Pascuales)	94/12	80	30,826	30,826									
T. Gas (Machala)	95/12	80	30,826	27,743	3,083								
T. Vapor (Trinitaria)	96/12	125	141,989	63,895	63,895	14,199							
T. Vapor (Nanta)	97/12	270	178,808		30,398	50,066	80,464	17,880					
Hydro (Dauile Peripa)	98/12	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T. Vapor (-)	98/12	80	141,989		24,138	39,757	63,895	14,199					
Hydro (S. Francisco)	99/12	230	195,867		7,320	45,589	56,039	58,015	28,904				
T. Gas (Santa Rosa)	2000/12	80	30,826						27,743	3,083			
Hydro (Mazar)	01/12	180	308,999				16,890	53,439	110,214	90,819	37,637		
Hydro (Toachi)	03/12	150	229,840						39,073	45,968	57,460	68,952	18,387
T. Vapor (St. Elena)	04/12	125	127,790								24,138	39,757	63,895
Total			1,417,760	122,464	128,834	149,611	217,286	143,533	205,934	139,870	119,235	108,709	82,282



Table 8-7 Construction Schedule of SNI Transmission Line and Substation

Project	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
A. Short Term Plan :											
1. SNI Phase C											
2. SNI Phase D1											
3. SNI Phase D2											
4. Cuenca - Limon T/L											Completed in 1993
5. Portoviejo S/S Expansion											Completed in 1993
6. SNI S/Ss Expansion											
7. Agoyan S/S 138kV 1 Bay Expansion											
8. Puyo - Tena - Coca T/L											
9. Pascuales G/T, T/L											Completed in 1993
10. Machala G/T, T/L											
11. Trinitaria V/T, T/L											
B. Medium Term Plan :											
1. Milagro - Machala 230kV T/L											
2. Daule P - Chone 138kV T/L											
3. Cuenca S/S Transformer 60 MVA											
4. Pascuales S/S Transformer 90MVA											
5. Cuenca - Loja 2nd Circuit T/L											
6. Manta V/T, T/L											
C. Long Term Plan :											
1. S. Francisco - Totoras T/L											
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L											
3. Pascuales S/S Transformer 225 MVA											
4. Mulaio S/S Transformer 40 MVA											
5. Coca, Tena S/S Expansion											
6. G/T 2001 T/L											
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay											
8. Mazar - Cuenca T/L											
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay											
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L											





Table 8-8 Investment Schedule of SNI Transmission Line and Substation (1/2)

Unit : 10<sup>3</sup>US\$  
Exchange rate: 1US\$=1,283 Sucres(Jan/1992)

Project	Budget	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
<b>A. Short Term Plan</b>	Total											
1. SNI Phase C	1,048	1,048										
2. SNI Phase D1	926	443	483									
3. SNI Phase D2	11,169	8,724	2,445									
4. Cuenca - Limon T/L	0											Completed in 1993
5. Portoviejo S/S Expansion	0											Completed in 1993
6. SNI S/Ss Expansion	6,400	6,400										
7. Agoyán S/S 138kV 1 Bay Expansion	758	591	167									
8. Puyo - Tena - Coca T/L	13,075	9,134	3,941									
9. Pasuales G/T, T/L	0											Completed in 1993
10. Machala G/T, T/L	1,343	1,343										
11. Trinitaria V/T, T/L	2,089	1,257	832									
<b>B. Medium Term Plan:</b>												
1. Milagro-Machala 230kV T/L	14,553	948	7,350	3,334	2,921							
2. Daule P. - Chone 138kV T/L	5,287		289	3,532	1,466							
3. Cuenca S/S Transformer 60 MVA	1,651		98	1,125	428							
4. Pasuales S/S Transformer 90 MVA	1,971	119	1,338	514								
5. Cuenca - Loja 2nd circuit T/L	3,383			209	2,302	872						
6. Manta V/T, T/L	4,819			285	3,278	1,256						



Table 8-8 Investment Schedule of SNI Transmission Line and Substation (2/2)

Unit : 10<sup>3</sup>US\$  
Exchange rate: 1US\$=1,283 Sucres(Jan/1992)

Project	Budget	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Note
<b>C. Long Term Plan:</b>	<b>Total</b>											
1. S. Francisco - Iotoras T/L	8,189				493	5,574	2,122					
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L	11,608				711	5,558	3,028	2,311				
3. Pascuales S/S Transformer 225 MVA	3,368				236	1,815	672	645				
4. Mulalo S/S Transformer 40 MVA	1,523					96	1,035	392				
5. Coca, Tena S/S Expansion	2,885						107	1,766	1,012			
6. G/T 2001 T/L	1,319						789	530				
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay	2,408							147	1,635	626		
8. Mazar - Cuenca T/L	2,778						162	1,891	725			
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay	1,772										1,772	
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L	6,360						382	4,327	1,651			
<b>Total</b>	<b>110,582</b>	<b>30,007</b>	<b>16,943</b>	<b>8,999</b>	<b>11,835</b>	<b>15,171</b>	<b>8,297</b>	<b>12,009</b>	<b>5,023</b>	<b>626</b>	<b>1,772</b>	

## Appendix

## Appendix

	頁
A-1 発電設備の保守の例 .....	A-1-1
A-2 火力発電所の年間設備利用率 .....	A-2-1
A-2-1 年間設備利用率の計画値 .....	A-2-1
A-2-2 火力発電所の年間設備利用率の実績 .....	A-2-2
A-2-3 中南米地区における火力発電所の年間設備利用率の考え方 .....	A-2-3
A-3 1996年系統安定度解析結果 .....	A-3-1
A-3-1 検討条件 .....	A-3-1
A-3-2 検討結果 .....	A-3-1
A-4 SNIの信頼度解析方法 .....	A-4-1
A-4-1 信頼度解析のためのデータ .....	A-4-1
A-4-2 需要変動分布を作成するためのデータ作成 .....	A-4-11
A-4-3 出水変動分布作成 .....	A-4-20
A-4-4 計算出力データ .....	A-1-34

## Appendix Ⅰ 発変電設備の保守の例

**Appendix A-1 Example of Maintenance of Generation, Substation and  
Transmission Line Equipment**

**List of Table**

Table A-1-1	Repair/Replacement of Hydroelectric Power Plant Equipment
Table A-1-2	Aging Diagnosis of Hydroelectric Power Plant Equipment
Table A-1-3	Aging Refurbishment and Facility Improvement for Thermal Power Plant
Table A-1-4	Preventive Maintenance and Reliability Improvement Technology of Turbine Generator Major Components
Table A-1-5	Reserve Transformer by Country
Table A-1-6	Example of Major Facility Refurbishment in Thermal Power Plant
Table A-1-7	Reliability Improvement Measures in Hardware
Table A-1-8	Reliability Improvement Measures in Software
Table A-1-9	Reliability Improvement Measures for Operation and Maintenance
Table A-1-10	Maintenance of Transmission Line
Table A-1-11	Frequency of Patrol and Inspection
Table A-1-12	Classification of Inspection
Table A-1-13	Explanation of Patrol
Table A-1-14	Table of Frequency of method of Inspection for Overhead Transmission Line





Table A-1-1 Repair/Replacement of Hydroelectric Power Plant Equipment (1/3)

**Water Turbine**

Equipment Item	Repair/Replacement Item	Effect		Note
		Performance Improvement	Maintainability Reliability Improvement	
Water Turbine Proper	Total Replacement	o	o	Modification of type, number, etc.
	Runner	o	o	New manufacture, overlay repair.
	Guide Vane	o	o	New manufacture, overlay repair.
	Main Bearing	-	o	Oil self-contained, self-cooled, water lubricated bearing, etc.
	Guide Vane Bearing	-	o	Non-oiling bearing.
	Water sealing unit	-	o	Ceramic seal, labyrinth seal, packing system.
	Liners	-	o	
	Packing and consumables	-	o	
Water Turbine Auxiliary Equipments	Servo Motor	o	o	Motor driven or hydraulic.
	Inlet Valve	o	o	Replacement, modification of type, sealing method.
	Governor	o	o	Mechanical to electrical (digital) system.
	Hydraulic System	-	o	Modification to centralized system, unit system, M-M system, bladder type accumulator, etc.
	Pressure Regulator	-	o	New manufacture, repair or removal.
	Water Supply System	-	o	Replacement or removal of strainer.
	Drainage System	-	o	
	Control System	-	o	

Table A-1-1. Repair/Replacement of Hydroelectric Power Plant Equipment (2/3)

**Generator**

Equipment Item	Repair/Replacement Item	Effect		Note
		Performance Improvement	Maintainability Reliability Improvement	
Generator Proper	Total Replacement	o	o	Modification of type, number, etc.
	Stator Coil	o	o	Epoxy resin insulation.
	Stator Core	o	o	New materials, end-less lamination.
	Excitation Field Coil	o	o	New insulation materials.
	Thrust Bearing	o	o	Pivot spring type, modification to air cooled type, etc.
	Guide Bearing	o	o	Modification to oil self-contained type, air cooled type, oil leak prevention structure, etc.
	Slip Ring	o	o	Improved type.
	Brake	o	o	Pivot type or electromagnetic type.
Excitor System	Excitor	o	o	Modification of type, adoption of thyristor, brushless type, static type.
	AVR	o	o	Contact type to thyristor type.

Table A-1-1 Repair/Replacement of Hydroelectric Power Plant Equipment (3/3)

**Control Board and Switching Equipment**

Equipment Item	Repair/Replacement Item	Effect		Note
		Performance Improvement	Maintainability Reliability Improvement	
Control Board	Total Replacement	o	o	Improvement of control system; automation and centralization.
	Control Board	o	o	Water level regulator, process control board, etc.
	Automatic Synchronizing Board	o	o	Vacuum tube type to transistor type.
	AVR Board	o	o	Contact type to thyristor type.
	NGR Board		o	
Main Circuit Board	Total Replacement	o	o	Enclosed switchboard.
	Partial Replacement			
	Circuit Breaker	o	o	Vacuum circuit breaker.
	House Transformer	o	o	Resin mold type.
	Instrument Transformer	o	o	Dry type, epoxy mold type.
Out door Equipment	Replacement of Main Transformer	o	o	
	Partial Repair of Main Transformer		o	Energy conservation of coolers, improved pressure relief valve.
	Circuit Breaker	o	o	Gas circuit breaker, vacuum circuit breaker.
	Line Switch	o	o	
	Arrester	o	o	
	Instrument Transformer	o	o	

Table A-1-2 Aging Diagnosis of Hydroelectric Plant Equipment (1/2)

1. Inspection Spots and Methods of Water Turbine

Equipment	Component	Major Spots for Inspection	Inspection Method										
			Flaw Detection			Inspection and Measurement							
			Magnetic Particle	Penetrant	Radiation	Ultrasonic	Stress	Structure	Material	Wall Thickness	Depth		
Runner	Runner	Vane roots (runner band, runner crown welds).	●	●		○			○	○	○	○	○
Flow Regulator	Guide vane	Spindle roots, spots where shape changes.	●	●					○	○	○	○	
Main Shaft	Main shaft Inter-mediate shaft	Rounded corners of flange Fits to runner Around attach bolts or fits	●	●		○				○	○	○	○
Casing	Casing	Rounded corners of flanges Riveted parts Rib root welds Rounded corners of flanges Bolted holes Attaching bolt roots Rounded corners of flanges	●	●		○				○	○	○	○
	Manhole (including hand holes) Drainage pipes Drainage valves												
Speed Ring	Speed ring Shell Stay vane Stay bolt	Welds Welds to shell Roots of screwed parts	●	●		○				○	○	○	○

Note: Item marked by ●; must be performed.  
Item marked by ○; to be performed as required.

Table A-1-2 Aging Diagnosis of Hydroelectric Plant Equipment (2/2)

2. Diagnosis Items and Procedures for Generator

Component Name	Diagnosis Item	Procedures
Stator Coil	Insulation diagnosis. Checking loose wedge.	Visual inspection, polarization coefficient, tanδ, AC current, partial discharge, D Map method, N-Y map method. Sounding inspection.
Stator Core	Wavy deformation. Vibration distribution. Rust	Wavy deformation, upward deformation of abutment. Electromagnetic vibration, mechanical vibration. Surface rusting, fretting corrosion.
Stator Coil	Visual inspection. Insulation characteristics.	Decoloration, cracking, loose or popping up insulators. Insulation resistance, polarization coefficient, voltage distribution between poles.
Major Structural Components (Main shaft, spike, yoke, washer ring, etc.)	Deformation, crack. Vibration	Visual inspection, dye penetrant test, magnetic particle (ultrasonic ) flaw test. Balancing
Bearing	Vibration Unusual noise Temperature Oil leakage	Wear, gap.
Slip Ring	Visual inspection Temperature	Decoloration, aging, cracking and surface wear of insulators. Overheating and decoloration of brushes and brush holders.

Table A-1-3 Aging Refurbishment and Facility Improvement for Thermal Power Plant

Equipment	Aging Refurbishment	Facility Improvement	
		Performance/Function Improvement	Life Extension
Boiler Plant	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Refurbishment of pressure boundaries (superheater, reheater, water wall, etc.</li> <li>* Auxiliary equipment refurbishment (mill, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Adoption of spiral water wall.</li> <li>* Combustion improvement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Improved startup valve.</li> </ul>
Turbine Plant	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Replacement of rotor, casing and main valve.</li> <li>* Replacement of feedwater heater.</li> <li>* Replacement of boiler feedwater pump internal casing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* High efficiency blade.</li> <li>* New blade design for the last stage blade.</li> <li>* Adoption of variable pitch blade for recirculation pump.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Nozzle box replacement.</li> <li>* Improved startup procedure.</li> </ul>
Generator Electrical Components	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Generator coil re-winding (rotor and stator)</li> <li>* Motor coil re-winding.</li> <li>* Replacement of high-voltage power supply board and control center.</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>* Improvement of insulation strength of generator rotor retaining coil.</li> <li>* Corrosion resistant retaining ring material.</li> </ul>
Instrumentation and Control	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Replacement of control systems and excitation systems.</li> <li>* Replacement of protective relays.</li> <li>* Replacement of converters and instruments.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Converting control systems to digital systems.</li> <li>* Expansion of automation functions.</li> <li>* Converting to centralized control system.</li> </ul>	





Table A-1-4 Preventive Maintenance and Reliability Improvement Technology of Turbine Generator Major Components

Component Name	Reliability Control Parts	Reliability Control Item	Inspection Method	Aging Cause	Preventive Maintenance	Reliability Improvement Technology
Rotor	Rotor shaft center hole	* Low-cycle fatigue (checking flaw and crack, and their propagation)	UT MT VI	* Startup and shutdown	* Evaluation of residual life * Elimination of crack	* Improvement of materials
	Rotor shaft journal	* Torsional fatigue (checking flaw)	MT PT	* Power system fault * Short circuit fault * Excessive vibration	* Evaluation of cumulative consumption of residual life	* Improvement of torsional vibration strength of journal by 2-stage adjustment method
	Rotor core	* Fretting fatigue (checking cracks)	MT	* Operating hours	* Removal of cracks * Changing the contacting end points	* Improvement of fretting strength of core teeth.
	Rotor wedge	* Fatigue and creep (checking cracks)	PT MT	* Startup/shutdown and cumulative high temperature	* Evaluation of residual life * Wedge replacement and improvement of geometry	* Improvement of geometry
	Retaining ring	* Stress corrosion cracking	PT UT	* Moisture	* Removal of cracks * Evaluation of residual life	* New inspection technology * Improvement of material * Polyamide varnish processing
	Inter-pole bonding cable	* Low cycle fatigue (checking cracks)	VI PT	* Startup/shutdown	* Evaluation of residual life * Improvement to long-life structure	* Improvement to long-life structure
	Coil and insulation	* Wear of inter-coil contacting surfaces and production of copper powder	VI	* Rotations by turning gear	* Evaluation of wear, overhaul and inspection * Recurrence prevention measures	* Improvement of structure to prevent wear
	Collector ring	* Insulation degradation	VI	* Operating hours * Start-stop cycles	* Evaluation of residual life	* Replacement of insulator
	Bearing and bearing system	Brush sliding surface resistance	DI HT	* Operating hours	* Evaluation of residual life, machining or replacement	* Early detection of anomaly by spark detector
Stator	Bearing and bearing system	Shaft vibration	Vibration meter	Settlement of supporting base	Shaft vibration diagnosis	* Thermal balance
	Stator coil	* Insulation degradation * Loose wedge * Loose fixing * Condition of insulator surface	VI Insulation diagnosis	* Load change * Cumulative high temperature * Faults and vibration	* Evaluation of residual life * Replacement of insulation	* Heat cycle resistance improvement technology * Loosening prevention technology
	Stator core	* Aging of stator varnish, loosening	VI Roof heat test	* Operating hours	* Evaluation of residual life * Partial replacement	* Core temperature reduction technology * Core monitor
Bearing, Shield Ring	Sliding parts	Wear	DI VI	Startup/shut-down cycle, operating hours	* Evaluation of residual life * Machining or replacement	* Technologies for improvement of friction loss and stability
Lead Bushing	Cemented parts	* Cracking and hydrogen leak of cemented parts	VI PT	* Heat cycle	* Evaluation of residual life * Bushing replacement	* Improvement of bushing geometry
Hydrogen Cooler	Cooler	* Thinning of cooler tubes	VI ET	* Wear	* Wall thickness measurement * Replacement of cooler tubes	* Improvement of cooling performance

Note: UT; ultrasonic flaw detection MT; magnetic particle test PT; dye penetrant test HT; temperature measurement VI; visual inspection DI; dimension inspection ET; eddy current test



**Table A-1-5 Reserve Transformer by Country**

Country	Primary Transmission System	Secondary Transmission System	Note
Turkey	380 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	154 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	Transformers become so reliable recently. Therefore, there is a tendency to adopt 3 $\phi$ type and to provide no spare.
Philippines	230 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	132 kV, 3 $\phi$ Transformer no spare	
India	500 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	220 kV or 132 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
Indonesia	500 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	150 kV or 70 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
Bangladesh		132 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	
Taiwan	345 kV, 3 $\phi$ , Transformer, no spare	161 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
Pakistan	500 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	220 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	
Sri Lanka	230 kV 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	132 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	
Tanzania	220 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	132 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
Peru	220 kV, 3 $\phi$ , Transformer, no spare	138 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	Lima - Chimbote, Transmission Line Project
Paraguay	220 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	66 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
Thailand	500 kV or 230 kV, 1 $\phi$ x 3 Transformer, 1 $\phi$ x 1 spare for each substation	132 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	There is a tendency to provide no spare recently.
Japan	500 kV or 275 kV, 1 $\phi$ x 3 or 3 $\phi$ Transformer, no spare	154 kV or 110 kV, 3 $\phi$ Transformer, no spare	
China	500 kV or 230 kV, 1 $\phi$ x 3 or 3 $\phi$ Transformer, no spare		



Table A-1-6 Example of Major Facility Refurbishment in Thermal Power Plant (1/3)

Refurbishment Year	Unit	Boiler Facility	Turbine Facility	Electrical and Instrumentation	Flue Gas Desulfurization System	Note
1981	Unit-1	* Primary fan blade disk replacement	* 5A feedwater heater replacement	* Converters and control system parts replacement * Control battery replacement		
	Unit-2		* 5A, 5B feedwater heater replacement * High pressure 1st stage nozzle box replacement * Main steam stop valve replacement	* Turbine monitoring instrument replacement		
1982	Unit-1	* Hanging type reheater replacement * Primary fan blade disk replacement (3/4)	* Bearing cooling water cooler replacement * High pressure 1st stage nozzle box replacement * No. 1, 2 feedwater heater tube replacement	* Mill control system replacement * Turbine monitoring instrument replacement		
	Unit-2	* Hanging type reheater replacement (1/4) * Primary fan blade disk replacement	* DFP booster pump casing replacement			
1983	Unit-1	* Hanging type reheater replacement (1/4)				
	Unit-2	* Hanging type reheater replacement (3/4) * SH joint replacement	* Bearing cooling water cooler replacement * No. 1, 2 A feedwater heater tube replacement	* Mill control system replacement * Instrument battery replacement		
1984	Unit-1	* Horizontal RH tube replacement * Hanging type secondary SH joint replacement * AH element, seal replacement * Ash treatment pump replacement (A, B)	* Turbine efficiency improvement measures (replacement of high and medium pressure rotor, rotor blades and stator blades) * No. 1, 2 A feedwater heater tube replacement	* Boiler ABC system replacement * ALR, LRSC replacement		
	Unit-2					
1985	Unit-1		* Turbine MSV valve replacement			
	Unit-2	* Horizontal RH tube replacement * Hanging type secondary SH joint replacement * AH element, seal replacement	* Turbine efficiency improvement measures * Turbine MSV valve replacement * UFP booster pump casing replacement * Installation of high pressure heater bypass pipe	* Computer replacement * Boiler ABC system replacement * ALR, LRSC replacement * OF cable replacement (partially)		
1986	Unit-1		* Steam regulator valve replacement (high pressure casing with valve, etc.)	* Excitation system replacement (AVR)		
	Unit-2	* Horizontal type RH tube replacement				



Table A-1-6 Example of Major Facility Refurbishment in Thermal Power Plant (2/3)

Refurbishment Year	Unit	Boiler Facility	Turbine Facility	Electrical and Instrumentation	Flue Gas Desulfurization System	Note
1987	Unit-1		* Feedwater heater casing replacement			
	Unit-2	* Boiler crown penetration ceiling exhaust tube replacement				
1988	Unit-1	* Boiler crown penetration ceiling exhaust tube replacement * IDF blade disk replacement	* Feedwater pump casing replacement (B,C) * 3B feedwater heater bundle replacement	* Mill related control drive replacement (24) * Auxiliary fan motor replacement * Auxiliary equipment bearing monitoring system replacement		
	Unit-2		* Feedwater pump casing replacement (D)	* Auxiliary equipment bearing monitoring system replacement		
1989	Unit-1		* 6A, B feedwater heater replacement			
	Unit-2		* Feedwater pump casing replacement (A,B,C)	* Excitation system replacement (AVR) * OF cable replacement		
1990	Unit-1	* Hanging type primary SH replacement (whole)	* ICV valve replacement * Feedwater pump casing replacement (A) * 3A feedwater heater bundle replacement	* EP major component replacement (discharge plate, collector, etc.)	* BUF casing replacement (A)	
	Unit-2					
1991	Unit-1		* 5B feedwater heater replacement			
	Unit-2	* Hanging type primary SH replacement (whole) * C ring gear replacement	* ICV, RSV valve box replacement	* EP major component replacement (discharge plate, collector, etc.)		
1992	Unit-1	* Hanging type RH inlet header, snub tube replacement * Boiler water wall tube replacement (1/5) * Hanging type secondary SH tube replacement * Radiant secondary SH joint replacement * AH carbon circum-seal replacement	* RSV valve box replacement * Medium pressure turbine inner chamber replacement * Medium turbine inlet tube replacement * High pressure turbine 1st stage nozzle box replacement * High pressure turbine upper casing inlet pipe replacement	* Increasing capacity of start-up transformer (installation of cooling fans) * Computer power supply (CVCF) replacement	* BUF casing replacement	
	Unit-2					





Table A-1-6 Example of Major Facility Refurbishment in Thermal Power Plant (3/3)

Refurbishment Year	Unit	Boiler Facility	Turbine Facility	Electrical and Instrumentation	Flue Gas Desulfurization System	Note
1993	Unit-1		* High pressure 5A feedwater heater replacement	* Sealing oil system, vacuum pump replacement		
	Unit-2	* Right water wall replacement (1/5) * Hanging type secondary SH panel replacement * Flue gas duct and hanger modification * Radiant secondary SH joint replacement * Pulverized coal burner replacement * Boiler spray nozzle replacement * B-mill ring gear replacement * AH carbon circum-seal replacement	* High pressure turbine 1st stage nozzle replacement * High pressure turbine upper casing inlet pipe replacement * Medium pressure turbine inner chamber replacement * Medium pressure turbine inlet pipe replacement * 3A feedwater heater bundle replacement	* Sealing oil system, vacuum pump replacement		



Table A-1-7 Reliability Improvement Measures in Hardware

Equipment	Stage of Implementation	Timing of Implementation	Reliability Improvement Measures
Transformer	Design	Present Time	* The water proof designs of auxiliary equipment (pressure relief system, pressure relays) terminal boxes are strengthened.
		Future	* The designs of control devices and contacts will be changed to sealed structures.
	Manufacture/Construction	Present Time	* Improvement of quality control, including inspection of materials and parts, and intensive inspections during assembly works. * Elimination of blunders by improving jigs and checking systems.
		Present Time	* Upgrading of periodical inspection procedures by improvement of inspection/check list contents, parts replacement, and establishment of standards. * Review of frequency of analysis of gas in oil (increasing frequency of analysis on aged equipments). * Early replacement of aged transformers.
	Maintenance	Future	* Development of insulation degradation diagnosis technology.
		Present Time	* Intensification of design such as elimination of mechanical stress concentration in operating mechanisms, adoption of proper friction coefficient, and increase in mechanism resetting force. * Intensification of counter-foreign-object designs such as reduction of electric field intensity below tank and arrangement of sliding components. * Strengthening of lightning protection design by installing arresters at transmission line entrance. * Improvement of fixing method of charging parts. * Improvement of insulation materials.
	Future	Future	* Adoption of appropriate lubrication material. * Employing smaller energy in breaking part and operating device. * Redundant control circuits. * Prevention of water and dew, and sealing of contacts. * Addition of automatic inspection circuits to control circuits. * Improvement of counter-contamination performance, including counter-foreign-object measure of GCB (GIS).
		Present Time	* Adoption of standardized and adjustment-free parts by preparing appropriate machining tools and jigs. * Early discovery of initial faults by applying breaking-in operations to operating mechanisms. * Improved quality control by eliminating burs and improving work procedures. * Education/training of workers.
	Manufacture/Construction	Future	* Improvement of plating technique for auxiliary circuits.
		Present Time	* Improvement of periodical inspection, including clarification of standards for replacement of aged parts and use of appropriate lubricant. * Education of maintenance personnel.
Line Switch	Design	Future	* Introduction of preventive maintenance.
		Present Time	* Designs simplifying adjustment of misaligned contacts.
	Future	Future	* Adoption of wear-resistant structure for rotating charged parts. * Elimination of lubrication at rotating mechanism and sealing of conducting parts (use of SF <sub>6</sub> gas, etc.)
		Present Time	* Improvement of quality control. * Reducing the size of site-assembled components by increasing the size of transportation.
	Manufacture/Construction	Present Time	* Improvement of periodical inspection, including clarification of aged parts replacement standard and clarification of inspection standard. * Periodical replacement of pneumatic system packing.
		Present Time	* Standardization of component circuits, reduction of quantity and standardization of parts. * Application of counter-noise and counter-surge designs.
	Maintenance	Future	Addition of automatic monitoring functions to relays, and conversion to contact-less relays.
		Present Time	* Improvement of quality control. * Intensification of reliability verification test after assembly and intermediate tests (cleaning and aging).
	Design	Future	* Simplification of on-site tests.
		Present Time	* Replacement of aged parts by establishing replacement standards and repair standards. * Intensification of inspection procedures, including improvement of inspection/adjustment check lists and procedures of inspection/adjustment works.
Relays and Control Boards	Manufacture/Construction	Future	
		Present Time	
	Maintenance	Present Time	
		Future	



Table A-1-8 Reliability Improvement Measures in Software

Classification	Timing of Implementation	Reliability Improvement Measures
Fault Prevention	Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Installation of line arrester (prevention of lightning fault).</li> <li>* Closure of equipment openings (prevention of entrance of small animals).</li> <li>* Insulation of charged parts (prevention of entrance of small animals).</li> <li>* Adoption of enclosed equipments, such as GIS, in replacement of equipments (prevention of contact by flying objects).</li> <li>* Conversion of existing substations to indoor type substations (prevention of contact by flying objects).</li> </ul>
Localization of Faults and Reduction of Fault Duration	Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Installing two transformer banks (dispersion of load and improvement of switching functions).</li> <li>* Introduction of remote control schemes of equipments (improvement of switching functions).</li> </ul>
	Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Installation of fault point identification devices (improvement of fault point discrimination function).</li> </ul>
Prevention of Rare Faults	Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Review of the desirable configuration of the upper hierarchy systems (trunk systems).</li> <li>* Review of interconnection method between stations.</li> <li>* Improvement of designs of integrated equipments (particularly GIS) to localize the effect of faults and to improve and simplify recovery procedures.</li> </ul>



Table A-1-9 Reliability Improvement Measures for Operation and Maintenance

Classification	Area of Implementation	Timing of Implementation	Reliability Improvement Measures	
Operation	Improvement of Monitoring Function	Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Automatic monitoring of power system conditions (power flow, load, voltage, etc.).</li> <li>* Monitoring of entrance into premises (entrance monitoring system, ITV, etc.).</li> </ul>	
		Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Integrated monitoring system (monitoring of all aspects of electric station by ITV).</li> </ul>	
	Improvement of Operation Function	Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Automation of normal operations (switching of systems, transformers, etc.).</li> <li>* Automation of fault recovery operations (automatic fault recovery system, receiving system switching system, etc.).</li> <li>* Training of operating procedures (simulator, etc.).</li> <li>* Replenishment of operation error prevention system (interlock, etc.).</li> </ul>	
		Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Automatic collection and processing of records.</li> </ul>	
	Maintenance	Improvement of Patrol Technology	Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Integrated monitoring system (monitoring of equipment operating conditions by ITV).</li> <li>* Constant surveillance system (detection of electrical anomalies of equipment).</li> </ul>
			Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Training of inspection techniques (technical qualification system, etc.).</li> <li>* Prevention of operation errors.</li> <li>* Constant surveillance of protective relays (automatic inspection, automatic monitoring).</li> </ul>
Improvement of Inspection Technology		Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Constant surveillance of equipments (for partial discharge, abnormal vibration, excessive temperature rise, etc.).</li> </ul>	
		Present Time	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Training of provisional fault recovery actions.</li> <li>* Preparation of fault recovery materials/equipments (spare parts, transportation facilities, etc.).</li> </ul>	
Improvement of Fault Recovery Technology		Future	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Improved identification of fault locations (proper location of CTs, fault locator relays, proper division of gas compartments, etc.).</li> </ul>	
		Present Time (Future)	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Computerization of maintenance management works.</li> </ul>	







Table A-1-10 Maintenance of Transmission Line (1/2)

Item	Engineering Department	Transmission Maintenance Section	Transmission Maintenance Section
Management works			
(1) planning for maintenance	○	○	
(2) planning for allocation of employee	○	○	
(3) planning & execution of training and education	○	○	○
(4) planning for allocation of vehicles and wireless apparatus	○	○	
(5) planning for scheduled outage	○	○	
(6) management of maintenance sheets and records	○	○	○
(7) minor research and experiment	○	○	○
(8) management of standards	○	○	○
(9) management of Maintenance Center	○		
Negotiation works			
(1) investigation			○
(2) negotiation		○	○
(3) planning and execution of counter measure		○	○
Budget for maintenance and construction			
(1) basic consideration for budget	○		
(2) composition of budget scheme	○		
(3) offering necessary information for budget scheme		○	○
(4) management of budget	○	○	
(5) design of construction work		○	○
(6) checking constructed lines in another dept. as specified			○
(7) processing for scheduled outage			○
(8) supervising major construction work conducted in another dept.			○

Table A-1-10 Maintenance of Transmission Line (2/2)

Item	Engineering Department	Transmission Maintenance Office	Transmission Maintenance Office
Patrol and inspection			
(1) operation schedule of helicopter	○		
(2) planning for patrol and inspection		○	
(3) execution of patrol and repair work		○	
Treatment of line failure for safety			
(1) planning and execution for safety	○		
(2) education and training to contractor's safety	○	○	
(3) emergency patrol and repair work			○
(4) management of repair work		○	
(5) planning for counter measures to prevent fault		○	○
(6) execution of counter measures			○

Table A-1-11 Frequency of Patrol and Inspection

Item		Period	
Patrol	ordinary patrol	normal patrol specific patrol	
		once/3 months over once/month	
	preventional patrol emergency patrol special patrol	as required as required as required	
Inspection	support	normal inspection	once/5 years
		initial inspection	once/1-3 years after const.
		regular inspection	once/10 years
	conductor	normal inspection	once/5 years
		initial inspection	once/1-3 years after const.
		regular inspection	once/10 years
insulator	normal inspection	once/5 years	
	initial inspection	once/1-3 years after const.	
	regular inspection	once/10 years	

Table A-1-12 Classification of Inspection (1/2)

Classification	Difinition								
<p>Normal inspection</p>	<p>Normal inspection about transmission line is following</p> <table border="1" data-bbox="437 488 1358 1041"> <thead> <tr> <th data-bbox="437 488 660 551">Kind</th> <th data-bbox="660 488 1358 551">Description</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="437 551 660 734"> <p>Normal inspection</p> </td> <td data-bbox="660 551 1358 734"> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The inspection by seeing from ground.</li> <li>• At period specified by security regulation.</li> </ul> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="437 734 660 918"> <p>Initial inspection</p> </td> <td data-bbox="660 734 1358 918"> <p>The inspection for initial failure caused by topographic and weather condition, which is performed in 1 - 3 years after construction.</p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="437 918 660 1041"> <p>Regular inspection</p> </td> <td data-bbox="660 918 1358 1041"> <p>The inspection performed regularly with a starting date the time of initial inspection</p> </td> </tr> </tbody> </table>	Kind	Description	<p>Normal inspection</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The inspection by seeing from ground.</li> <li>• At period specified by security regulation.</li> </ul>	<p>Initial inspection</p>	<p>The inspection for initial failure caused by topographic and weather condition, which is performed in 1 - 3 years after construction.</p>	<p>Regular inspection</p>	<p>The inspection performed regularly with a starting date the time of initial inspection</p>
Kind	Description								
<p>Normal inspection</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The inspection by seeing from ground.</li> <li>• At period specified by security regulation.</li> </ul>								
<p>Initial inspection</p>	<p>The inspection for initial failure caused by topographic and weather condition, which is performed in 1 - 3 years after construction.</p>								
<p>Regular inspection</p>	<p>The inspection performed regularly with a starting date the time of initial inspection</p>								
<p>Special inspection</p>	<p>This is a inspection performed in case of following, which performed regularly or temporally except about the items of regular inspection, with measuring instrument;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Inspection which is performed about special items about equipment subjected to special inspection.</li> <li>b) Inspection of equipment except ones subjected to tregular inspection.</li> <li>c) Inspection for preventive maintenance such as a preventive countermeasure of reoccurrence of same kind of failure.</li> </ul>								

Table A-1-12 Classification of Inspection (2/2)

Kind	definition	Remarks
(b) Emergency patrol	This is patrol performed to find out the spot and to grasp the condition when an accident or damage of line happened.	
(o) Special parol	This is a patrol performed by chief of maintenance center to grasp as a whole the condition of equipment and surround the line concerned.	The purpose is to make it use for maintenance and improvement of equipment, and supervision of business concerned, by electricity supply center chief.

Table A-1-13 Explanation of Patrol

	Kind	Definition	Remarks
(a) Ordinary patrol	Normal patrol	<p>This is a patrol regularly performed along whole line to investigate the condition of the equipment concerned and the surrounding condition of line.</p> <p>Such as over closing of house and tree to line, topographic, sinking of road and other construction crossing over closed.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• On foot or by vehicle and/or helicopter</li> </ul>
	Specific patrol	<p>This is a patrol performed deciding specific zones/ individual line to find out abnormality earlier and prevent the damage, which is apt to happen where- construction such as building, reclamation, laying something underground, and road will be done within the area of security.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• The spot within security area where construction by crane is being done.</li> <li>• The spot where earth is being taken near by a support of line.</li> <li>• The spot where construction such as new or expanding house is going to be done under or near by line.</li> <li>• The spot where rail way, road or construction crosses line.</li> <li>• The zone where a number of patrol should be increased from point of maintenance of old equipment.</li> <li>• The mountainous zone where is problematic with cable or wood-cutting.</li> </ul>
	Preventional patrol	<p>This is a patrol temporarily performed to prevent damage during the time of typhoon or abnormal weather, or in the zone of would-generate abnormality seasonally.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Before and after the time of typhoon, thunder-storm snow-fall and snow-melt.</li> <li>• After heavy rain</li> <li>• During and after long tain</li> <li>• Growing period of bamboo and crawling</li> <li>• Kiate flying season.</li> <li>• Tree cutting down season.</li> <li>• Insulator contaminating period</li> </ul>

**Table A-1-14 Table of Frequency of Method of Inspection for Overhead Transmission Line (1/2)**

(1) Normal inspection

Item	Kind	Object	Period	Method
support steel tower concrete pole wood pole	normal	whole	Once/5 years	from ground
	initial	30% of whole	once/1-3 years	climbing
	regular	whole	after const. once/10years	climbing
	normal	> 275 kV	once/1-3 years	climbing
faulty insulator detection	initial	> 275 kV	after const.	climbing, hot line
	regular	> 275 kV < 154 kV const. after 1950 < 154 kV const. befor 1949	once/10 years once/5 years  once/3 years	climbing
insulator stringing hard ware	normal	whole	once/5 years	from ground of
	initial	30% of whole	once/1-3 years	climbing
	regular	whole	after const. at the same time with support insp.	climbing, but at 154 kV hot line, mirror
	normal	whole	once/5 years	from ground or
conductor	initial	30% of whole	once/1-3 years	helicopter climbing
	regular	whole	after const. once/10years	154 kV hot line, mirror
ground wire	normal	whole	once/5 years	from ground or
	initial	30% of whole	once/1-3 years	helicopter climbing
	regular	whole	after const. once/10years	climbing
	normal	whole	once/3 years	from ground
telephone cable, protective wire	initial	30% of whole	once/1-3 years	climbing
	regular	whole	after const. once/2 years	climbing
switch	refer to another standard of "Control station, hydroplant, substation, switching station".			
air-way obstruction light	regular	general type	once/2 years	lighting condition, wiring & lamp
		electrostatic induction type (SI)	at the same time with normal inspection and lamp inspection	Lighting condition
			once/1 year	wiring or lamp instrument
			same period with that of insulator stringing hard ware	insulator string hard ware of ground wire



Table A-1-14 Table of Frequency of Method of Inspection for Overhead Transmission Line (2/2)

(2) Special inspection

	Item	Object
support	retightening of bolt	the ones which are found lossing at regular inspection
	measuring of uneven sinking of foundation and inclination of support	the supports in earth deforming area.
	measurment of grounding resistance	the support which is damaged by lighting
insulator	measuring of salt deposit	representative support and pirot insulator in contaminative zone
	electric test mechanical strength test	when a lot of failure insulators are found.
conductor ground wire	inspection with in clamp	the support which had an accident and ones neighbouring it.
	inspection of damper " of spacer	one under the same condition as one which is, to befound, lose or falling down.
	precise inspection of conductor and ground wire ( use automatic conductor inspection device of transsit )	the zone of long span the zone of thunder accident the zone of snow accident
insulator stringing hard ware	insulation device	spot of long span or large slope of wire up or down
rough equipment	measurement of grounding resistance for electrostatic shield installations	
	operation test of live washing equipment	
others	measurement of electric field strengh under lines	school road, public road and children playing park under line >275 kV
	measurement of inductive voltage	metallic, construction or orchard metal wire fence under line >275 kV
	measurement of grounding resistance for conduction	3 rd grade electric grounding construction under line